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

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ГЕОРЕСУРСЫ

Спецвыпуск 2020

www.geors.ru

К Международной научно-практической конференции
«О новой парадигме развития нефтегазовой геологии»,
посвященной 100-летию ТАССР
(2–3 сентября 2020 г., Казань)

ТНФ
ТАТАРСТАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

2-4 сентября
Казань-2020

OILEXPO.EXPOKAZAN.RU

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

27-я международная специализированная выставка
НЕФТЬ ГАЗ НЕФТЕХИМИЯ

Организаторы:
Правительство Республики Татарстан
ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке:
Президента Республики Татарстан

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ: МВЦ «КАЗАНЬ ЭКСПО»

GORESURSY GEORESOURCES. SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГЕОРЕСУРСЫ
www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru
ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)
2020. Спецвыпуск

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

Журнал индексируется:

- **Scopus**
- **Web of Science (ESCI)**

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

Главный редактор журнала
Ситдикова Л.М. – к.геол.-мин.н., доцент, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

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

Редакционная коллегия
Алтунина Л.К., Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия
Баренбаум А.А., Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Лаломов А.В., Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия
Муслимов Р.Х., Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
Нургалиев Д.К., Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
Ступакова А.В., Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
Храмченков М.Г., Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
Хуторской М.Д., Геологический институт РАН, Москва, Россия
Burganov B., Department of Physics, ETH Zurich, Zurich, Switzerland
Delamaide E., IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada
Kayal J.R., Institute of Seismological Research, Gandhinagar, India
Koning T., Independent Consultant, Calgary, Canada
Vandenberghe N., K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

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

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

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

Периодичность издания журнала: 4 раза в год

Дата выхода в свет 31.08.2020. Тираж 500.
Выпуск оформлен как самостоятельная печатная единица и опубликован ограниченным тиражом.
При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна.

© 2020 Научно-технический журнал «Георесурсы»
Под изданием ООО «Георесурсы»
Материалы журнала доступны под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Спецвыпуск журнала приурочен к Международной научно-практической конференции «О новой парадигме развития нефтегазовой геологии» посвященной 100-летию ТАССР (2–3 сентября 2020 г., Казань)

В выпуске опубликованы тексты докладов участников конференции, отобранные председателем программного комитета д.геол.-мин.н., профессором Р.Х. Муслимовым

Содержание

О новой парадигме развития нефтегазовой геологии: видение ведущих ученых

О новой парадигме развития нефтегазовой геологии 2
Г.И. Шмаль

Использование опыта рационального освоения углеводородных ресурсов недр в новой парадигме академика А.Э. Конторовича – развитие нефтегазового комплекса России 5
Р.Х. Муслимов

Петрофизика и парадигмы нефтегазовой геологии 10
А.М. Хитров, Е.М. Данилова, И.Н. Коновалова, М.Н. Попова

Нефть XXI века: новая парадигма 15
Н.П. Запивалов

Поиск, разведка и разработка нефтяных, газовых и нефтегазовых месторождений

Макроэкономическая оценка влияния проекта увеличения добычи крупной нефтедобывающей компанией на развитие экономики России 19
В.А. Крюков, А.О. Баранов, В.Н. Павлов

Геологическое многообразие залежей нефти – основа технологического развития индустрии 28
Р.Р. Ибатуллин

Цифровой нефтегазовый комплекс России 32
А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, Д.С. Филиппова, Е.А. Сафарова

Возможно ли восполнение нефти в отработанных месторождениях за счет взаимодействия гидротемальных растворов с вмещающими битуминозными и углеродистыми породами? (Эксперимент с участием флюидных включений) 36
В.С. Балицкий, Л.В. Балицкая, Т.В. Сеткова, М.А. Голунова, Т.М. Бубликова

Гигантские и крупные месторождения нефти и газа по всему миру в залежах кристаллического фундамента: уровень развития и перспективы на будущее 40
Т. Кёнинг

Тексты докладов представлены в авторской редакции (по результатам отбора и проверки программным комитетом конференции)

О НОВОЙ ПАРАДИГМЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ: ВИДЕНИЕ ВЕДУЩИХ УЧЕНЫХ

УДК 622.276

Краткое сообщение

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.2–4

О новой парадигме развития нефтегазовой геологии

Г.И. Шмаль
Союз нефтегазопромышленников России, Москва, Россия
E-mail: shmal.oil@mail.ru

Рассматривается состояние нефтегазовой отрасли России. Описываются проблемы и трудности, такие как истощение месторождений, сокращение числа открытий новых месторождений, неэффективные методы добычи, обусловленные отсутствием современных инновационных технологий, несовершенство законодательства, лицензирование крупных государственных предприятий, сокращение разведанных запасов, нехватка финансирования и т.д. Предлагаются пути их решения, в том числе указывается на необходимость разработки специальной государственной программы по поддержке геологических изысканий, с конкретикой, с действенным контролем за ее реализацией.

Отмечаются недостатки стратегии развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в России. Особое внимание обращается на необходимость государственного регулирования как базовой составляющей формирования мер, которые обеспечили бы нормальное функционирование ТЭК и его эффективное развитие в интересах государства, его населения и частного капитала. Предлагается создать в рамках всей страны стройную систему управления инновационным процессом, разработки определенных стандартов, механизмов стимулирования внедрения новых технологий, в том числе и в области геологоразведки.

Ключевые слова: нефтегазовая отрасль, парадигма развития, топливно-энергетической комплекс России

Для цитирования: Шмаль Г.И. (2020). О новой парадигме развития нефтегазовой геологии. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 2–4. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.2–4

Геологоразведка России переживает целый ряд довольно серьезных трудностей и проблем. К их числу можно отнести и истощение месторождений, сокращение числа открытий новых месторождений, и неэффективные методы добычи, обусловленные отсутствием современных инновационных технологий, и несовершенство законодательства, лицензирование крупных государственных предприятий, сокращение разведанных запасов, нехватка финансирования и т.д.

Все эти проблемы необходимо безотлагательно решать, поскольку наблюдаемое сокращение геологоразведочных работ всерьез угрожает национальной безопасности России.

В условиях форс-мажорных обстоятельств – пандемии, падения спроса на сырье, усиливающихся секторальных санкций, нестабильности цены нефти на мировых рынках при растущей себестоимости добычи нефти в нашей стране – что делать нефтяникам и газовикам? Каким образом не сократить инвестиции в российскую нефтедобычу в этом и в последующие годы? Как решить одну из основных проблем отрасли – снижение объемов разведанных запасов и темпов бурения?

Ответы на эти вопросы и решения этих проблем могут быть только лишь на основе суммы корпоративных усилий, новой, более совершенной государственной политики, масштабного привлечения общественных профессиональных организаций, объединений специалистов к широкому взаимодействию с государственными структурами.

В целом результаты работы отрасли относительно положительные. Россия в прошлом году установила рекорд по объемам добычи нефти за весь постсоветский период. На российских месторождениях было добыто 560,2 млн т нефти, что эквивалентно 11,25 млн баррелей в сутки. При этом в рекордном 1987 году в стране добывали 11,416 млн баррелей в день. Подобных результатов Россия смогла достичь, несмотря на сокращение добычи в рамках соглашения с ОПЕК. Результаты работы и газовой отрасли также положительные.

Компании нефтегазового комплекса за последние годы на геополитическом фоне не только сохранили свою устойчивость, но и осуществляли ввод новых проектов: на Ярудейском нефтяном месторождении, на Пякяхинском, растет промышленная эксплуатация на месторождении имени Филановского, на Мессояхском и др. Введен в эксплуатацию комплекс Эргинского кластера месторождений Западной Сибири.

В нашем нефтегазовом комплексе накоплен гигантский опыт работы на российских и иностранных месторождениях, имеется огромная промышленная база, позволяющая создавать уникальное оборудование. Очень важна работа на арктическом шельфе. Освоение шельфа – это новый этап в развитии экономики и науки страны, связанный с созданием инновационных процессов, новейших высоких технологий. Большим плюсом будет развитие сопутствующих отраслей: для освоения арктических недр наши судостроительные компании будут строить новые ледостойкие платформы и автономные комплексы для подводной нефте- и газодобычи. В настоящее время ведутся геолого-разведочные работы на шельфовых участках компанией «Роснефть».

Но, вместе с тем, следует отметить, что существует ряд факторов, препятствующий масштабному освоению

© 2020 *Г.И. Шмаль*

недр континентального шельфа, в том числе:

– низкая геологическая изученность континентального шельфа Российской Федерации и связанные с этим высокие риски вложения инвестиций;

– неблагоприятное с точки зрения природно-климатических и экономических условий местоположение большинства перспективных районов, что значительно повышает затраты на их изучение и освоение;

– отсутствие инфраструктуры, необходимой для добычи и транспортировки ресурсов;

– отсутствие достаточных и постоянных налоговых стимулов для потенциальных инвесторов в условиях существующего фискального режима, характеризующегося высокой долей изъятия со стороны государства и непредсказуемостью налоговой политики;

– необходимость применения сложнейших технических решений;

– крайне сложная система государственного управления и предоставления права пользования участками недр континентального шельфа;

– отсутствие нормативно-технической базы, а применение зарубежных стандартов к нашим условиям может привести к серьезным осложнениям;

– промышленная безопасность.

Сегодня нужна специальная государственная программа по освоению нефтегазовых ресурсов континентального шельфа и комплекс мер по ее реализации.

Необходима разработка специальной государственной программы по поддержке геологических изысканий, с конкретикой, с действенным контролем за ее реализацией.

Сегодня мы вынуждены признать, что грамотной всеобъемлющей стратегии развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в России не существует. Специалисты давно говорят, что нельзя считать «стратегией» существующие программы развития до настоящего года, до 2035 и т.д. Суть их – в гонке за наращиванием добычи нефти. Основные недостатки таких документов, традиционны: большое число направлений и задач, которые не сопровождаются конкретными конструктивными и реалистичными мерами реализации; малая значимость таких мер, как налоговое регулирование; полное отсутствие мониторинга и оценки результатов принятых решений, законов для коррекции стратегии и тактики.

Объем инвестиций в геологоразведочные работы явно недостаточен, а прирост запасов в объеме 3,3 млрд тонн за 10 лет значительно меньше, чем добыча, которая будет на уровне 5 млрд тонн. В 70-х годах доля разведочного бурения в общем объеме буровых работ у нас была 48%, а сейчас – около 5%.

Прошедший период в целом характеризуется отрицательными цифрами и фактами в области развития ресурсной базы нефтегазового комплекса. И это на фоне положительных трендов в развитии минерально-сырьевой базы мира.

Открываемые месторождения менее крупные, из нефтяных месторождений, находящихся в нераспределенном фонде, подавляющее большинство имеют извлекаемые запасы менее 1 млн т, а запасы более 10 млн т имеют всего несколько месторождений. Усложняются горно-геологические условия; присутствуют неструктурные ловушки, тяжелые и вязкие нефти. Все это требует применения новых технологий, нового оборудования, инновационных подходов. А у нас на науку тратится 0,86% ВВП, что значительно меньше, чем в передовых странах.

Говоря о налогах, отметим, что доля изъятия из выручки нефтяных компаний составляет более 70%. Налоги к выручке по ведущим зарубежным нефтяным компаниям составляют от 20 до 32%. Естественно, такая налоговая политика напрямую влияет на объем инвестиций. При высоком инвестиционном потенциале нефтегазового комплекса явно сдерживаются внутренние инвестиции. Весьма невелик приток иностранных инвестиций.

В генеральной налоговой схеме развития нефтяной промышленности должны быть разработаны методы налоговой защиты новых инвестиций, налоговые методы стимулирования научно-технического прогресса, шире применяться налоговые каникулы и налоговые кредиты. Отмена инвестиционной льготы, как и отмена налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы, – серьезные ошибки в проведении налоговой реформы. Подобные факты говорят об утрате перспективы, стратегического мышления.

Необходима такая система налогообложения, которая позволит значительно улучшить ресурсную базу углеводородов. Необходимо стимулировать предприятия вкладывать средства в поиск и внедрение методов повышения нефтеотдачи пластов, в новые технологии добычи, прекратить выборочную разработку месторождений, сократить фонд простаивающих из-за низких дебетов скважин, увеличить коэффициент нефтеотдачи. Государство по просьбе нефтяных компаний проводило некоторые изменения и корректировки налогового законодательства. Однако такие точечные решения не могут заменить отсутствие четкой системы.

Мы, как специалисты понимаем, что российская нефтяная промышленность может столкнуться с очень серьезной проблемой воспроизводства минерально-сырьевой базы – сегодня у нас прирост запасов не соответствует физическому объему реализованных геологоразведочных работ. Текущий прирост запасов в основном обеспечивается вовсе не объемами поисково-разведочного бурения. По словам экспертов, они дают не более 40% от общего прироста запасов. Остальная часть – это приписки, полученные путем завышения геологических запасов при снижении требований к качеству разведки и включения в разведанные запасы категории С2, а также переоценки запасов и увеличения КИН. Проверить их достоверность не представляется возможным.

По любым критериям, лучшего «локомотива» для российской экономики, чем нефтегазовый комплекс, сегодня нет, но только при эффективном государственном регулировании и контроле. Анализ показывает, что сегодня в самых крупных и конкурентоспособных странах государство принимает самое непосредственное участие в бизнесе, создает эффективные рыночные условия для его развития, не забывая о реализации насущных социально-экономических задач.

Союз нефтегазопромышленников России, считая эти вопросы очень важными, активно и настоятельно выражает свою позицию, что государственное регулирование должно быть базовой составляющей формирования мер,

которые обеспечили бы нормальное функционирование ТЭК и его эффективное развитие в интересах государства, его населения и частного капитала. Присутствие государства должно более качественным и эффективным. Предлагается создать в рамках всей страны стройную систему управления инновационным процессом, разработки определенных стандартов, механизмов стимулирования внедрения новых технологий, в том числе и в области геологоразведки.

Мы вместе с государством должны стремиться к одной цели – чтобы в ТЭК были все условия для нормальной работы: совершенная законодательная база, гибкая налоговая система с благоприятным режимом для развития производства, стабильных инвестиций.

Сведения об авторе

Геннадий Иосифович Шмаль – Президент Союза нефтегазопромышленников России

Россия, 125009, Москва, Дегтярный пер., 9

Статья поступила в редакцию 29.07.2020;
Принята к публикации 10.08.2020; Опубликована 31.08.2020

IN ENGLISH

Short communication

On the new paradigm for the development of oil and gas geology

G.I. Shmal
Union of Oil and Gas Producers of Russia, Moscow, Russian Federation
E-mail: shmal.oil@mail.ru

Abstract. The state of the oil and gas industry in Russia is considered. Problems and difficulties are described, such as depletion of deposits, a decrease in the number of discoveries of new fields, ineffective production methods due to the lack of modern innovative technologies, imperfect legislation, licensing of large state-owned enterprises, reduction of proved reserves, lack of funding, etc. Ways to solve them are proposed, including the need to develop a special state program to support geological surveys, with specifics, with effective control over its implementation.

The problems of the strategy for the development of the fuel and energy complex in Russia are noted. Particular attention is paid to the need for government regulation as a basic component of the organizations of measures that would ensure the normal functioning of the fuel and energy complex and its effective development in the interests of the country, its population and private capital. It is proposed to create a coherent system for managing the innovation process throughout the country, developing certain standards, mechanisms to stimulate the introduction of new technologies, including in the field of geological exploration.

Keywords: oil and gas industry, development paradigm, fuel and energy complex of Russia

Recommended citation: Shmal G.I. (2020). On the new paradigm for the development of oil and gas geology. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 2–4. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.2–4

About the Author

Gennadiy I. Shmal – President of the Union of Oil and Gas Producers of Russia

9 Degtyarny lane, Moscow, 125009, Russian Federation

Manuscript received 29 July 2020;
Accepted 10 August 2020;
Published 31 August 2020

О НОВОЙ ПАРАДИГМЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ: ВИДЕНИЕ ВЕДУЩИХ УЧЕНЫХ

УДК 622.276

Краткое сообщение

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.5–9

Использование опыта рационального освоения углеводородных ресурсов недр в новой парадигме академика А.Э. Конторовича – развитие нефтегазового комплекса России

Р.Х. Муслимов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

E-mail: davkaeva@mail.ru

В Республике Татарстан накоплен огромный опыт разведки и разработки нефтяных месторождений различного ранга – от мелких и мельчайших до гигантских и супергигантских. Найдены подходы рационального освоения различных групп и категорий месторождений. Отработаны наиболее эффективные методы поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений, наиболее совершенные гидродинамические методы разработки месторождений с активными и трудноизвлекаемыми запасами, в том числе на поздней и постпоздней стадий разработки. Широкое применение нашли методы увеличения нефтеотдачи для различных геолого-физических условий, в том числе извлечения остаточных запасов длительно эксплуатируемых месторождений. Накоплен большой опыт разработки сложнопостроенных мелких месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Ведутся научно-исследовательские работы по поискам эффективных методов разработки нетрадиционных залежей нефти (высоковязких, сверхвысоковязких нефтей и природных битумов, в сланцевых и подобных отложениях), по изучению феномена подпитки залежей осадочного чехла глубинными углеводородами через кристаллический фундамент. Этот опыт опережающего развития республики помогает в формировании принципов новой парадигмы развития нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: парадигма, рациональное освоение месторождений, трудноизвлекаемые запасы нефти, нетрадиционная нефть, методы увеличения нефтеотдачи, углеводороды, топливно-энергетический комплекс

Для цитирования: Муслимов Р.Х. (2020). Использование опыта рационального освоения углеводородных ресурсов недр в новой парадигме академика А.Э. Конторовича – развитие нефтегазового комплекса России. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 5–9. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.5–9

Принципиально новые технологии бурения, разведки, добычи и использования первичных энергоресурсов (ТЭР) планеты позволят обеспечить возрастающие потребности населения в условиях цивилизованной торговли между странами и координации работ по их добыче на мировом уровне. Общая обстановка в мире не дает оснований говорить о возможности регулировать нефтедобычу на мировом уровне, что будет способствовать дальнейшим периодам дестабилизации нефтяного рынка. В этих условиях нужна разумная политика России в вопросах нефте- и газодобычи.

Повышенный интерес представляют предложения А.Э. Конторовича о необходимости смены нынешней парадигмы развития (Конторович, 2016), которая состояла в последовательном освоении новых нефтегазоносных провинций, двигаясь с Запада на Восток. При этом основной упор делался на открытие и освоение крупных и гигантских месторождений.

А.Э. Конторович пишет (Конторович, 2016): «*Парадигма Губкина – Байбакова – Трофимука себя исчерпала. Когда мы реализовывали первую парадигму, мы шли по гигантам, мелкие месторождения часто не замечали, их никто не вводил в разработку, они не представляли интереса. Особенностью парадигмы развития нефтегазовой отрасли России в XXI веке будет состоять, в частности, в освоении в старых районах нефтедобычи мелких месторождений нефти с запасами до 5 млн тонн. Освоение мелких и мельчайших месторождений теперь становится важной государственной задачей и первой задачей отрасли. <...> Вторая задача нового поколения исследователей, геологов, геофизиков, буровиков, разработчиков нефтяных и газовых месторождений – крайне аккуратно, бережно, с помощью самых новейших технологических разработок продолжать разрабатывать одряхлевшие гиганты, извлекать остаточную нефть из залежей*».

В представленную новую парадигму развития нефтегазового комплекса предлагается внести следующие изменения.

Парадигму И.М. Губкина – Н.К. Байбакова – А.А. Трофимука в полной мере можно использовать в поисках и разработке месторождений на новых объектах – шельф, глубоководные отложения восточных и северных морей. Это обширные территории для открытия крупных нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений. На территории суши РФ приоритетное внимание необходимо уделять крупным (гигантским и супергигантским) месторождениям. Открытие таких месторождений здесь ограничено. Но ранее открытые и находящиеся в длительной эксплуатации крупные месторождения имеют огромный

© 2020 *Р.Х. Муслимов*

нереализованный потенциал развития, заключающийся в следующем:

– это крупные месторождения, запасы которых равны десяткам и даже сотням так называемых мелких месторождений;

– принятая практика периодического пересчета запасов таких месторождений, как правило, показывает постоянное увеличение запасов;

– технический прогресс в освоении ультранизкопроницаемых пластов обосновывает переход на подсчет вместо так называемых балансовых – геологических запасов. Это существенно увеличивает запасы, а технический прогресс в разработке снижает долю неподвижных и увеличивает количество подвижных запасов. В этом же направлении работают методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Так, на Ромашкинском месторождении за счет доразведки первоначальные запасы увеличились в 1,32 раза, а с учетом дальнейшей переоценки за счет перехода на подсчет геологических запасов и повышения КИН это увеличение составит 2,1 раза (а это более 1,7 млрд т). Дальнейшая доразведка позволит еще более нарастить геологические запасы;

– развитие теории и практики подпитки месторождений углеводородами из глубин недр Земли может увеличить ресурсный потенциал.

Таким образом, разработка крупнейших и супергигантских месторождений может длиться не 40–50 лет, как предполагали на этапе становления отрасли, а сотни лет.

Чтобы в РФ появилось заинтересованность в существенном увеличении извлекаемых запасов на старых высокопродуктивных месторождениях за счет роста коэффициента извлечения нефти (КИН) с 0,4–0,5 до 0,6–0,7 и выше, государству на этот период разработки месторождения надо создать условия, а именно обнулить все налоги и платежи до выхода на окупаемость проектов разработки, а затем оставить один налог – на прибыль. Этого будет достаточно, чтобы истощенные месторождения обрели вторую жизнь.

Что касается мелких и средних месторождений, то 45-летний опыт их освоения в Республике Татарстан (РТ) свидетельствует о больших перспективах их освоения, что признается в новой парадигме. Но стратегия их освоения должна существенно отличаться от крупных месторождений. Трудноизвлекаемые запасы (ТЗН) традиционных нефтей характеризуются большим разнообразием геологического строения. В РТ выделена 21 категория ТЗН, которые требуют особых подходов к разработке. Выделять их необходимо для целей приоритетности освоения и повышения эффективности разработки залежи.

Анализ разработки нефтяных месторождений 34-х малых нефтяных компаний РТ (МНК) свидетельствует о больших успехах в рациональном их освоении. Так, за немногим более 20-ти лет балансовые запасы этих месторождений увеличились в 1,25 раза, извлекаемые – более чем в 1,7 раз.

Дальнейшее развитие переоценки запасов, применения новых технологий разработки и МУН, новых методов исследований позволит в перспективе вдвое увеличить запасы нефти (против современного уровня), утроив объемы бурения скважин (также против пробуренных к настоящему времени).

Залежи традиционных нефтей в РФ и РТ в этом столетии будут требовать основного внимания. Прежде всего здесь нужно провести ревизию балансовых запасов всех месторождений, пересчитав их в соответствии с понятием геологические запасы с учетом современных данных по их геологическому строению. Затем коэффициент извлечения нефти (КИН) обосновать исходя из современных технологий разработки. Одновременно определить извлекаемые запасы разных категорий по всем выделяемым в регионах категориям активных запасов нефти (АЗН) и ТЗН. Это позволит дать качественную оценку запасов и существенно увеличить реальные запасы нефти, не затрачивая средств на их разведку. Рост реальной ресурсной базы может быть получен за счет аналитических работ. Разведка и доразведка нефтяных месторождений может вестись по обычной практике геологоразведочных работ (ГРР).

Республика Татарстан является старейшим нефтедобывающим районом страны, большинство месторождений здесь находятся в поздней стадии добычи. Геологоразведочные работы характеризуются сравнительно высокой изученностью традиционных регионально-нефтеносных горизонтов, объективной ориентацией на поиски небольших месторождений в локальных фронтах, а также сложнопостроенных трудноотрываемых залежей с ТЗН, с выходом в менее перспективные районы. В связи с этим резко возрастает роль доразведки и переоценки ресурсов ранее открытых месторождений. Все эти факторы, безусловно, осложняют задачу подготовки новых запасов для оптимальной добычи нефти, тем более что производство углеводородов (УВ) будет преимущественно сопряжено с существенно осложненными горно-геологическими условиями, для преодоления которых потребуются новые технологии. Без их применения разработка и эксплуатация месторождений могут оказаться нерентабельными. Стратегия развития должна обеспечить разведанными запасами планируемых объемов добычи. Работы должны вестись в следующих направлениях:

– дальнейшее изучение и опоискование залежей нефти в традиционных объектах разведки (высокоперспективные отложения девона и карбона в восточной части республики);

– исследование нефтеносности слабоизученных, менее перспективных земель (центральный и западный Татарстан).

В Татнефти по категориям В+С2 числится 153,5 млн т. Для перевода их в более высокие категории нужно хорошо поработать (разбурить и ввести в разработку), хотя они уже числятся на балансе. Из 485 млн т прогнозных ресурсов с учетом подтверждаемости можно получить 242 млн т. Для их разведки классическими методами при планируемых объемах ГРР потребуется 134 года. Следовательно, необходимо увеличить объемы ГРР.

Следующее направление прироста запасов – повышение нефтеотдачи.

В РТ традиционно проводятся меры по совершенствованию систем разработки нефтяных месторождений, внедрению современных МУН и обработки призабойной зоны (ОПЗ) и других инноваций в области разработки нефтяных месторождений и добычи нефти. КИН можно увеличить по залежам терригенного девона с 0,522 до 0,6 и терригенного нижнего карбона с 0,402 до 0,5.

В РФ огромные возможности для длительной добычи традиционных нефтей. Тогда почему же Россия должна заниматься нетрадиционными топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР)?

По имеющимся неполным данным исследований, ресурсы нетрадиционных углеводородов в мире и России существенно больше, чем традиционных. Ряд месторождений нетрадиционных ТЭР, очевидно, будет более привлекателен для освоения, чем ряд залежей ТЗН. К примеру сверхвязкие нефти (СВН) в терригенном комплексе нижней перми в РТ более эффективны для освоения, чем некоторые залежи высоковязких нефтей (ВВН) в карбонатных породах традиционно нефтеносных горизонтов девона и карбона РТ.

Планируя развития ТЭК на 20 лет необходимо смотреть дальше – на 40–50 лет, что объясняется большими рисками инвестиций в нефтегазовый сектор и чрезвычайно высокими темпами изменения мировой конъюнктуры в развитии топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Ускорившийся процесс накопления и использования новых знаний и умений в передовых странах Запада оказывает существенное влияние на расширение круга потенциальных источников сырья, осваиваемых современным НГС в направлении «монетизации» этих знаний. В этой связи можно утверждать, что современная сланцевая революция не последняя.

В настоящее время различные страны в зависимости от наличия или отсутствия традиционных или нетрадиционных ТЭР занимаются различными видами традиционных УВ (Канада и Венесуэла – СВН и природные битумы (ПБ), отдельные страны Европы – сланцевые отложения, Япония – газогидраты), а такие страны как США, Китай и Россия должны заниматься всеми видами ТЭР. Иначе – отставание в новых технологиях и вместе с тем в развитии экономики страны.

В РТ нетрадиционным нефтям уже с 70-х годов прошлого столетия уделяется большое внимание. Здесь построены карты перспектив нефтеносности залежей СВН и ПБ, а также сланцевых и им подобных отложений, ведутся научно-исследовательские (НИР) и опытно-промышленные (ОПР) работы, и начата опытная добыча этих нефтей.

Залежи нетрадиционных нефтей отличаются по условиям формирования и геологическому строению. Технологии их разработки отличны от разработки залежей традиционных нефтей. Затраты на их добычу будут существенно выше. В перспективе они также могут быть разделены по различным группам, требующим разных технологий разработки и различных затрат. Так запасы СВН и ПБ в РТ по сложности и стоимости освоения весьма различны. Наиболее благоприятные из них составляют не более 10%, благоприятные – около 15%. Остальные требуют новых технологий и только при их создании могут быть рентабельны для разработки.

Что касается сланцевых и им подобных отложений (доманиковые отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, баженовская свита Западной Сибири), то видимо серьезно рассчитывать на них в текущем столетии вряд ли стоит. Слишком сложные геологические условия и наличие легких нефтей в малом количестве. А основные запасы находятся в керогене. Технологий добычи нефти из них нет, и они пока даже не просматриваются. Это весьма осложняют поиск новых технологий добычи. Тем более если исходить из высказывания А.Конторовича: «*В новую парадигму перейдут и проблемы освоения Арктики. Это гигантские ресурсы нефти и газа, и это замерзающие моря, льды, чрезвычайно ранимая природа, а значит, это совершенно иные подходы и технологии*».

Таким образом, в современных условиях остается уповать на широкое внедрение МУН на разрабатываемых и вновь осваиваемых месторождений с ТЗН. Роль МУН в разработке нефтяных месторождений зависит от их продуктивности и стадии разработки. Высокопродуктивные объекты следует осваивать с применением гидродинамических методов. Третичные МУН следует широко применять в конце второй – начале третьей стадии разработки, когда на участке воздействия уже сформировалась внутрипластовая динамика потоков нагнетаемой воды, когда определялись направления обводнения залежи. Если в системе разработки высокопродуктивных объектов в первой и второй стадиях разработки МУН не играют решающей роли, то в третьей и поздней стадии внедрение МУН является основным элементом разработки.

Подход к применению МУН в поздней (четвертой) стадии имеет следующие особенности:

– массированность и адресность их применения, охватывающие все нагнетательные и добывающие скважины объектов, подходящих по геолого-физическим условиям к применению тех или иных МУН;

– внедрение МУН по системной технологии с обязательной регулярностью (не реже одного раза в 1,5–2,5 года в зависимости от мощности применяемого МУН);

– обязательная закачка в пласт необходимого расчетного объема реагентов при цикличности закачки растворов в нагнетательные скважины с постепенным увеличением объемов оторочек, комплексированием и периодической сменой закачиваемых составов, т.е. созданием нестационарных условий воздействия;

– объемы закачанных реагентов в скважины должны быть достаточны для воздействия на весь объем залежи (блока, участка);

– нефтевытесняющая способность закачиваемых растворов во времени должна повышаться;

– непрерывное совершенствование геолого-физических критериев эффективного применения МУН с целью повышения качества подбора технологий для конкретных условий участков залежей;

– совершенствование применяемых и создание новых технологий с учетом техногенного изменения геолого-физических характеристик объектов в процессе разработки;

– внедрение МУН в соответствии со специальными проектами, составленными на основе моделирования процессов воздействия на геолого-гидродинамических моделях.

Дифференциация ТЗН – объективная необходимость современного развития нефтяной отрасли стран, не входящих в ОПЕК. Это позволит целенаправленно вести работы по их освоению. Рано или поздно это придется делать, так как бурный рост доли ТЗН требует минимизации затрат на их освоение, что невозможно без внедрения новых технологий нефтеизвлечения, а последнее неэффективны без детальных геологических исследований объектов.

Несмотря на развитие в мире добычи некондиционной нефти, нетрадиционных источников углеводородов

и возобновляемых источников энергии (ВИЭ), добыча обычной нефти и природного газа будет всегда более привлекательны.

Опыт планирования в России, базирующийся на стратегии развития ТЭК, указывает на низкое качество таких документов (за короткий период было три стратегии, которые фактически не соответствовали реалиям жизни и которые не определяли пути оптимального функционирования ТЭК). Основные причины этого – отсутствие научного обоснования потребностей в ТЭР, взаимоувязка добычи и потребления различных ТЭР, слабая связь общего развития ТЭР РФ с развитием ТЭР регионов, непроработанность компенсации потерь от возможных периодических кризисов, непроработанность вопросов влияния инноваций и налогового стимулирования на развитие ТЭК. Как показывает опыт РТ наличие резервов, накопленных в благополучные для ТЭК годы, способствует нормальному развитию отраслей ТЭК в кризисные годы. Этому также в значительной мере помогают меры налогового стимулирования также отработанные в 90-е годы прошлого столетия в РТ.

Опыт устойчивого развития отраслей ТЭК и в первую очередь нефтяной промышленности РТ также указывает на необходимость постоянного изучения ресурсной базы различных ТЭР и отработки методов их эффективного извлечения с использованием новейших инновационных технологий. Все это необходимо делать в научном плане с перспективой дальнейшего их использования. Этот ресурсный потенциал в РТ и перспективы его дальнейшего изучения приведены в табл. 1.

Мероприятия и ресурсы	Ожидаемые результаты
1. Применение традиционных методов ГРР	
1.1. Внедрение новых методов ГРР, и эксплуатируемых месторождений	Прирост 200 млн т запасов
1.2. Перевод перспективных и прогнозных ресурсов в запасы промышленных категорий, переоценка ранее принятых запасов	
1.3. Регулярно выполнялись работы по анализу эффективности ГРР, анализу состояния воспроизводства запасов. Состоянию разработки нефтяных месторождений. Все эти вопросы рассматривались на регулярных совещаниях специалистов без каких либо ограничений в докладах и тематиках.	
2. Традиционные нефтяные объекты	
2.1. Инновационное проектирование разработки	
2.1.1. По крупнейшим месторождениям, находящимся на поздней стадии разработки с применением новых методов геологических исследований пород и пластовых флюидов, новых методов интерпретации ГИС и ГДИС, создания новых геолого-гидродинамических моделей, применение новых систем разработки, внедрения новейших МУН на высокообводненных участках залежи, специальных режимов эксплуатации; разработка способов извлечения части остаточных запасов нефти.	Прирост извлекаемых запасов около 1 млрд т Увеличение КИН с 0,4–0,5 до 0,6–0,7
2.1.2. По мелким и средним месторождениям, дающим более 38% добычи РТ. Разработка залежей в карбонатных коллекторах (балансовые запасы – 2,6 млрд т, извлекаемые – 440 млн т, КИН – от 0,11 до 0,25) Разработка залежей ПВН и ВВН (КИН – от 0,11 до 0,3)	Прирост извлекаемых запасов на 400 млн т Увеличение КИН до 0,25–0,4
3. Нетрадиционные углеводороды	
3.1. СВН и ПБ пермского комплекса отложений. «Татнефть» ведет ОПР в основном по некоторым западным технологиям. В 2011 г. Академией наук РТ разработана сводная программа освоения залежей СВН и ПБ перми до 2030 г. Однако она не в полном объеме выполняется. Нужна ее реализация с целью поиска рентабельных технологий выработки ресурсов УВ пермского комплекса с различной геолого-физической характеристикой.	Увеличение ресурсов УВ на 2,2 млрд т
3.2. Углеводороды сланцевых и им подобных отложений. В РТ разработана «Программа оценки перспектив нефтегазоносности сланцевых и им подобных отложений РТ»	Увеличение ресурсов УВ РТ (14,6 млрд т)
3.3. Освоение ресурсов плотных пород разрезов девона и карбона на разрабатываемых и выявленных месторождениях	Увеличение ресурсов УВ РТ
3.4. В РФ и РТ создана теория возобновления углеводородных ресурсов эксплуатируемых месторождений за счет подпитки нефтяных месторождений осадочного чехла углеводородами по скрытым трещинам и разломам из глубин недр Земли за счет дегазации недр.	Необходимо пробурить на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения специальную скважину с целью опробования для получения глубинных УВ и составить программу.
3.5. Извлечение угольного метана из угленосных отложений нижнего карбона. В дальнейшем необходимо составить Программу оценки перспектив извлечения угольного метана из залежей нижнего карбона с помощью подземной газификации углей с дальнейшим использованием выделяемого тепла для термической добычи нефти из отложений нижнего и среднего карбона РТ.	Увеличение ресурсов УВ РТ

Табл. 1. Потенциал увеличения запасов УВ и добывных возможностей недр в РТ (с позиции современных знаний)

Таким образом, в новой парадигме развития нефтегазового комплекса России необходимо:

1. Обозначить крупнейшие месторождения в качестве первоочередных целей (на шельфе и больших глубинах моря, а также неизученных территориях суши: на первых – начиная с поисков и разведки, вторых – на поздней и постпоздней стадии разработки).

2. Поиск, разведку и разработку мелких месторождений считать основной задачей после крупнейших месторождений.

3. Нетрадиционные месторождения должны стать объектами поиска, разведки, научных исследований по их разработке и проведению опытно-промышленных работ.

4. Считать приоритетным направлением реализации новой парадигмы совершенствования методов геолого-физических исследований процессов нефтевытеснения и применения новейших (инновационных) МУН, наравне с приоритетным внедрением гидродинамических методов воздействия на залежь.

5. Включить в парадигму углубленные исследования роли кристаллического фундамента в подпитке нефтяных, газовых и газонефтяных месторождений осадочного чехла глубинными УВ недр Земли.

Литература

Конторович А.Э. (2016). Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России. *Наука из первых рук*, 1, с. 6–17.

Сведения об авторе

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

Казанский (Приволжский) федеральный университет

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

Статья поступила в редакцию 07.06.2020;
Принята к публикации 10.08.2020;
Опубликована 31.08.2020

IN ENGLISH

Short communication

The experience of rational development of hydrocarbon resources in the Earth's interior used in the new paradigm of Academician A.E. Kontorovich – the development of oil and gas complex of Russia

R.Kh. Muslimov
Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russian Federation
E-mail: davkaeva@mail.ru

Abstract. The Republic of Tatarstan has accumulated vast experience in the exploration and development of oil fields of various ranks – from small and smallest to giant and supergiant. Approaches for the rational development of various groups and categories of deposits have been found. The most effective methods of prospecting, exploration and additional exploration of oil fields, the most advanced hydrodynamic methods of developing fields with active and hard-to-recover reserves, including those at the late and post-late stages of development, have been worked out. Methods of enhanced oil recovery have found wide application for various geological and physical conditions, including the extraction of residual reserves from long-term exploited fields. A great deal of experience has been accumulated in the development of complex small fields with hard-to-recover oil reserves.

Research work is underway to find effective methods for the development of unconventional oil deposits (high-viscosity, ultra-high-viscosity oils and natural bitumen, in shale and similar deposits), to study the phenomenon of replenishment of sedimentary cover deposits with deep hydrocarbons through the crystalline basement.

This experience of advanced development of the republic helps in the formation of the principles of a new paradigm for the development of the oil and gas industry.

Keywords: paradigm, rational field development, hard-to-recover oil reserves, unconventional oil, enhanced oil recovery methods, hydrocarbons, fuel and energy complex

Recommended citation: Muslimov R.Kh. (2020). The experience of rational development of hydrocarbon resources in the Earth's interior used in the new paradigm of Academician A.E. Kontorovich – the development of oil and gas complex of Russia. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 5–9. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.5–9

References

Kontorovich A.E. (2016). Global problems of oil and gas and a new paradigm for the development of the oil and gas complex in Russia. *Nauka iz pervykh ruk* [Science First Hand]. 1, pp. 6–17. (In Russ.)

About the Author

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

Kazan (Volga region) Federal University

4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 07 July 2020;
Accepted 10 August 2020;
Published 31 August 2020

О НОВОЙ ПАРАДИГМЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ: ВИДЕНИЕ ВЕДУЩИХ УЧЕНЫХ

УДК 553.98

Краткое сообщение

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.10–14

Петрофизика и парадигмы нефтегазовой геологии

А.М. Хитров, Е.М. Данилова, И.Н. Коновалова, М.Н. Попова*

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Рассмотрены основные положения сложившейся современной парадигмы поисков, разведки и добычи углеводородов, основой которой являются петрофизика и сейсморазведка. Показано, что в ее рамках возможно применение любых новых идей о строении природных резервуаров, происхождении и миграции углеводородов.

Эта парадигма позволит перейти к подготовке качественно новой сырьевой базы нефтегазового комплекса за счет открытия и разработки залежей углеводородов в наилучших природных резервуарах с наилучшими петрофизическими параметрами, высокой плотностью запасов легкой нефти и газа, с высокими дебитами скважин.

Новые высокорентабельные залежи углеводородов будут открыты в районах с развитой инфраструктурой, главным образом, в известных нефтегазоносных провинциях.

Ключевые слова: вероятность существования залежи, природный резервуар, ловушка, флюидоупор, подсчетные параметры коллекторов, принцип дифференциального улавливания

Для цитирования: Хитров А.М., Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н. (2020). Петрофизика и парадигмы нефтегазовой геологии. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 10–14. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.10–14

В российском геологическом научном сообществе существует несколько парадигм развития сырьевой базы нефтегазового комплекса страны, исходящих из не всегда совпадающих точек зрения авторов по некоторым важнейшим положениям современной нефтегазовой геологии. Наиболее известным дискуссионным, спорным положением является происхождение нефти и газа – органическое или неорганическое. Некоторые авторы полагают, что происхождение нефти может быть смешанным.

Казалось бы, от решения вопроса о происхождении нефти и газа зависит любая парадигма нефтегазовой геологии, ведь это базовый, стартовый элемент любой концептуальной схемы, теории, воплощенной в системе понятий, методов исследований и получаемых результатов поисков, разведки и добычи углеводородов. Но современная сложившаяся стадийность геологоразведочных работ на нефть и газ опирается, в основном, на достижения петрофизики и поисковой геофизики, сейсморазведки в первую очередь, и фактически игнорирует вопросы происхождения нефти, оставляя их без решения.

Для поисковых работ это возможно и оправданно, поскольку пока только петрофизика вообще, и сейсморазведка в частности, реально может предоставить численные оценки надежности структур, подготавливаемых к глубокому бурению. Важнейшим информативным параметром здесь выступает вероятность существования структуры ($P_с$), как правило, антиклинальной. Другие методы (аэрофотосъемка, космосъемка, гравимагниторазведка, геохимические съемки, инновационные технологии и др.) обычно не имеют решающего значения при выборе поисковых объектов под бурение.

В общих чертах современная концептуальная схема (парадигма) поисковой нефтегазовой геологии может быть описана следующим выражением:

$$P_з = P_с \cdot P_к \cdot P_ф \cdot P_{нг},$$

где $P_з$ – вероятность существования залежи, $P_с$ – вероятность существования структуры (фактически отождествляемой с ловушкой), $P_к$ – вероятность наличия коллектора в прогнозируемой ловушке, $P_ф$ – вероятность наличия флюидоупора (покрышки) над коллектором, $P_{нг}$ – вероятность присутствия источника нефти и газа (нефтематеринская толща или другой источник, например неорганический).

Эта формула общеизвестна и представлена как в отечественной научной литературе, так и в западной (Rose, 2012). Авторские отличия в ее трактовках связаны с несколько разным пониманием смысла используемых сомножителей, например, с тем, как определить вероятности существования коллекторов и флюидоупоров, или какова вероятность заполненности ловушки под замок.

Наличие коллекторов, флюидоупоров над ними, структуры (ловушки) и источника углеводородов рассматриваются в качестве необходимых условий существования залежи, и одновременно в качестве независимых, несвязанных между собой событий в соответствии с теорией вероятностей. Это является очевидным следствием из антиклинальной теории, которая, в свою очередь, следует из того факта, что нефть и газ в земной коре, в том числе в порах и пустотах осадочного чехла, легче пластовой воды.

Достоинство этой сложившейся парадигмы в том, что данные современной петрофизики, включая каротаж и полевую геофизику, могут быть использованы как для подсчета запасов месторождений и ресурсов углеводородов локальных структур, так и для оценок надежности получаемых результатов (вероятностей $P_с$ и $P_к$).

Но, если выполнить эту операцию тщательно, то приходится признать, что часто некоторые подсчетные

* *Ответственный автор: Алексей Михайлович Хитров*
E-mail: ahitrov@ipng.ru

© 2020 Коллектив авторов

параметры определить невозможно ни по керну, ни по каротажу, ни по сейсморазведке. Их приходится принимать – фактически назначать экспертно, обычно по аналогии с открытыми месторождениями. Приходится принимать экспертно и многие промежуточные параметры при вычислении $P_с$ и $P_к$.

Кроме того, есть основания полагать, что вероятности наличия структур, коллекторов и флюидоупоров ($P_с$, $P_к$ и $P_ф$) – это на самом деле взаимозависимые величины.

Последнее очевидно, например, в рифовых объектах и дельтовых терригенных резервуарах (но не только в них), где сам риф или бар образуют антиклинальные структуры, коллекторы находятся в самом рифе или баре, или в структурах облекания, генетически с ними связанных.

Вероятность наличия флюидоупора ($P_ф$), образующего замкнутый контур по кровле коллектора, также может быть связана с параметрами локальных структур и перекрывающих коллектор толщ с промежуточными свойствами, согласно теории трехслойных природных резервуаров, развитой в 1980–1990 гг. группой исследователей под руководством В.Д. Ильина (Ильин и др., 1982).

Весьма возможно, что даже наличие источников углеводородов ($P_{нг}$) связано с другими параметрами, учитываемыми сложившейся современной парадигмой, например, если считать, что нефтематеринские толщи, прошедшие нефтяное или газовое окно, – это содержащие органику толщи заполнения вблизи рифов. Или можно предположить, что рифы образованы над разломами земной коры, и именно разломы обеспечивают поступление углеводородов из мантии.

Необходимо лишь постараться оценить надежность (вероятность) любой из выдвигаемых гипотез, причем численно, что обычно очень непросто.

Ведь мы всегда чего-то не знаем или что-то не учитываем, например, погрешности подсчета запасов и ресурсов, или возможности миграции углеводородов в техническое время из неоткрытых пока ближайших по латерали залежей, или из невскрытых бурением залежей на больших глубинах, или вообще из фундамента, или даже из мантии. В этой связи актуальны и весьма весомы идеи Р.Х. Муслимова (Муслимов, 2019).

В изучении этих пока неизвестных связей между параметрами природных резервуаров нефти и газа кроется колоссальный резерв дальнейшего развития сложившейся парадигмы и ее практического применения.

Некоторые парадигмы развития нефтегазовой геологии исходят из ограниченных, или почти исчерпанных возможностей воспроизводства сырьевой базы в известных нефтегазоносных провинциях и районах.

Сегодня, как и 30 лет назад, оценки запасов и ресурсов опираются на данные сейсморазведки и/или бурения при подсчете площадей, эффективных толщин залежей, пористости и насыщенности коллекторов. Конечно, методы определения подсчетных параметров за это время стали более точными и надежными, но принципиально они не изменились. Длины волн, применяемые в сейсморазведке, по-прежнему обычно составляют величины порядка 50-100 м, а потому сейсморазведка (в том числе 3D), и сегодня, не всегда может закартировать антиклинали высотой порядка первых десятков метров.

Но если в такой некартируемой (невидимой) антиклинали высотой до 30–50 м и площадью в десятки или даже в сотни квадратных километров есть природный резервуар, состоящий из пласта – высокоемкого высокодебитного коллектора толщиной 30–50 м, и который находится непосредственно под надежным флюидоупором, то плотность извлекаемых ресурсов в ловушках такого резервуара может достигать 1 млн тонн на квадратный километр. Добавим к этому, что площади сейсмической съемки (и 2D, и 3D) обычно всегда ограничены контурами лицензионных участков и не превышают первых сотен квадратных километров. Поэтому крупные ловушки площадью в сотни квадратных километров и более, и вообще ловушки, контуры которых выходят за площади съемки, не могут быть закартированы и подготовлены к бурению, так как не определяются их гидрозамки.

Остается полагать, что ловушки в таком наилучшем резервуаре пока не могут быть выявлены и подготовлены к бурению. Площадь этих ловушек может достигать сотен квадратных километров, следовательно, и открываемые залежи могут оцениваться в десятки и сотни миллионов тонн запасов, несмотря на небольшие высоты ловушек. Число таких невыявленных ловушек, особенно там, где нет новой сейсморазведки 3D, может превысить число уже опоискованных.

В связи с этим возникает сомнение – а могли ли быть подготовлены к бурению современной сейсморазведкой открытые более 50 лет назад в Тимано-Печоре и Волго-Урале крупные залежи в девонских песчаниках типа Яреги (нефтяная шахта), Западного Тэбука, Ромашкино и др. На моменты их открытий сейсморазведки еще не было. По всей видимости, эти месторождения современной сейсморазведкой были бы пропущены, поскольку замкнутых контуров структур получить бы не удалось.

Следовательно, современный комплекс геолого-геофизических методов, отраженный в действующем «Положении об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ», не всегда в состоянии обеспечить подготовку к бурению и картирование крупных ловушек (залежей) с высокоэффективными ресурсами и запасами.

Теперь можно попытаться ответить на вопрос, а где же, в каких отложениях и районах находятся эти высокорентабельные, пока неизвестные залежи?

С нашей точки зрения, это так называемые старые добычные районы, например недоизученные зоны нефтегазонакопления Волго-Урала и Тимано-Печоры. Перспективными объектами здесь являются как рифы, так и высокоемкие песчаники палеозоя, если непосредственно над ними можно выделить и проследить флюидоупоры. В этих районах шансы на успешное применение современной сейсморазведки максимальны, поскольку здесь возможна тщательная привязка отражающих горизонтов к вновь выделенным элементам природных резервуаров по данным пробуренных скважин.

В Тимано-Печорской провинции есть отличный пример подготовки порядка 100 млн тонн извлекаемых высокоэффективных запасов нефти в рифах верхнего девона рядом с известным и давно разрабатываемым Возейским месторождением. На лицензионном участке ЛУКОЙЛ-Коми в Денисовской впадине выполнено за 10 лет около 2,5 тыс. кв. км сейсморазведки 3D, создан суперкуб, за

счет чего и обеспечено открытие нескольких месторождений в рифовых антиклиналях. Отметим, что данные старой сейсморазведки 2D не позволяли подготовить к бурению рифовые структуры, и на начало 2000-х годов были разные мнения о перспективах участка (Одолеев, 2017).

Сходные явления, связанные с ростом возможностей петрофизики и сейсморазведки, наблюдаются сегодня и в других нефтегазоносных провинциях страны.

За последние 10 лет наши нефтяные компании медленно, но последовательно наращивают объемы высокоразрешающей сейсморазведки 3D, что позволяет более надежно готовить к бурению объекты высотой в десятки метров. Именно среди этих объектов и нужно искать высокодебитные высокоемкие природные резервуары большой площади и крупные залежи в них. Это естественный ход событий, связанный с реальной технологической революцией в геофизике.

Развитию сложившейся (петрофизической) парадигмы может послужить и новая трактовка почти забытого и фактически не используемого ни в науке, ни в практике принципа дифференциального улавливания углеводородов.

Этот принцип, как известно, заключается в том, что в близко расположенных, сходных по строению ловушках, образованных, например, в пределах одного природного резервуара, вверх по восстанию пластов-коллекторов и с уменьшением глубины их залегания, наблюдается увеличение плотности углеводородов, иногда от газов до битумов. Для того, чтобы хотя бы предположить справедливость принципа дифференциального улавливания и возможность его повсеместного использования, достаточно взглянуть на схематичную карту любой нефтегазоносной провинции мира. Так, в Западной Сибири, включая ее акваториальную часть, в северных зонах нефтегазонакопления находятся, в основном, газовые месторождения, южнее – нефтегазоконденсатные, в широтном Приобье – уже нефтяные, а на самом юге провинции – залежи с еще более тяжелыми нефтями. На севере Тимано-Печорской провинции (включая ее акваториальную часть) также наблюдается преобладание газовых и газоконденсатных месторождений в северо-западных районах, и преобладание нефтяных месторождений южнее, вплоть до центральных районов провинции. В самой южной части провинции действие этого принципа видно в направлении от Вуктыльского уникального нефтегазокоденсатного месторождения (в основном газ), до Ярегского месторождения тяжелой нефти. Справедлив принцип дифференциального улавливания и в пределах отдельных тектонических элементов, и даже групп локальных объектов. Так, в пределах Колвинского мегавала Тимано-Печорской провинции с севера на юг газовые и нефтегазоконденсатные залежи сменяются нефтяными.

Н.И. Никонов еще в 1983 году представил пример закономерного увеличения плотности нефти по латерали с севера на юг с уменьшением глубины для залежей в верхнепермских песчаниках, образующих группу небольших куполов в пределах Харьягинского и Возейского месторождений (Колвинский мегавал). То же явление наблюдается и для верхнепермских песчаников на Лемьюской группе месторождений с более тяжелыми нефтями в Ижма-Печорской впадине (Никонов, Головань, 1983).

Мы полагаем, что принцип дифференциального улавливания дает существенные изменения в базовых представлениях о возможностях прогноза залежей углеводородов, в частности для прогноза и поисков дефицитных легких нефтей. Прежде всего, этот принцип неизбежно приводит нас к признанию факта полного заполнения всех имеющихся ловушек до гидрозамка (точки просачивания). Ведь если установлено, что плотность углеводородов в природном резервуаре возрастает от ловушки к ловушке вверх по восстанию подошвы флюидоупоров, то очевиден факт движения более тяжелых углеводородов через гидрозамок именно из полностью заполненной ловушки в гипсометрически более высокую ловушку. Следовательно, тезис В.Д. Ильина др. (Ильин и др., 1982) о заполненности до гидрозамка всех ловушек в нефтегазосодержащих комплексах под региональными истинными покрышками подтверждается принципом дифференциального улавливания и явно ему соответствует.

Нам же представляется, что полностью заполнены не только ловушки под региональными флюидоупорами, но и ловушки под зональными и локальными флюидоупорами, если размеры ловушек определять по правилам В.Д. Ильина (Ильин и др., 1982) с учетом толщин ложных покрышек (ложных флюидоупоров) на критическом направлении. Тогда вероятность присутствия мощного источника углеводородов в нефтегазоносном комплексе, природном резервуаре и ловушке ($P_{нг}$) можно определить, не решая вопроса о происхождении нефти, фактически обходя этот дискуссионный вопрос. Величина Рнг может быть принята равной единице, если плотности углеводородов в ловушках природного резервуара изменяются по латерали в соответствии с принципом дифференциального улавливания, и при условии, что размеры ловушек определены по отметкам подошв флюидоупоров ($P_ф$=1), а не коллекторов на критическом направлении.

Коснемся вкратце популярной сегодня, так называемой, сланцевой парадигмы или сланцевой революции. Казалось бы, вероятности существования залежей ($P_з$) в сланцах всегда близки к единице, поскольку все 4 сомножителя тоже близки к ней. Но с позиций петрофизики и газовая, и нефтяная сланцевые революции в России бессмысленны, т.к. подсчетные параметры (пористость, эффективные толщины и коэффициенты извлечения) для сланцевых залежей и для залежей в высокоемких природных резервуарах отличаются (каждый параметр) на порядок, следовательно, их произведения при подсчете запасов – на два-три порядка, и не в пользу сланцевых залежей (Данилова и др., 2019б).

В России нет необходимости рассматривать сланцевую революцию как самостоятельную парадигму нефтегазовой геологии – наши важнейшие сланцевые нефтяные формации, баженовская и доманиковая, всегда, на любом лицензионном участке, перекрываются и/или подстилаются более перспективными, с точки зрения петрофизики, природными резервуарами. Поэтому сланцевые залежи следует рассматривать только как попутные и малоэффективные в разработке. Полагаем, что сланцевых революций в России не случится (Данилова и др., 2019а).

Выводы

Современная сложившаяся парадигма поисков, разведки и добычи углеводородов, основой которой является петрофизика вообще, и сейсморазведка в частности, по сути своей открыта для применения в ее рамках любых новых идей о происхождении углеводородов, о строении природных резервуаров, о новых методах подготовки объектов под поисковое бурение.

Сложившаяся парадигма имеет колоссальные резервы развития за счет изучения генетических связей между петрофизическими свойствами элементов природных резервуаров (флюидоупоров, коллекторов, пластов с промежуточными свойствами) с одной стороны, и геометрическими параметрами ловушек, с другой, а также и за счет применения в практике принципа дифференциального улавливания углеводородов.

В условиях меняющейся мировой рыночной конъюнктуры, и ввиду явной избыточности сырьевой базы углеводородного сырья как по нефти, так и по газу, эта парадигма позволит перейти к подготовке качественно новой сырьевой базы нефтегазового комплекса за счет открытия и разработки залежей углеводородов в наилучших природных резервуарах с наилучшими петрофизическими параметрами, высокой плотностью запасов легкой нефти и газа на 1 кв. км и с высокими дебитами скважин.

Новые высокорентабельные залежи для добычи углеводородов будут открыты в районах с развитой инфраструктурой, главным образом, в известных нефтегазоносных провинциях и зонах нефтегазонакопления на суше, а новые районы и шельфы будут иметь подчиненное значение.

Финансирование

Материал подготовлен в рамках выполнения государственного задания (тема «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях» № АААА-А19-119030690047-6).

Литература

Данилова Е.М., Попова М.Н., Хитров А.М. (2019а). О перспективах газовой сланцевой революции в России. *Недропользование XXI век*, 4, с. 144–148.

Данилова Е.М., Попова М.Н., Хитров А.М. (2019б). Сланцевые залежи, трудноизвлекаемые запасы и залежи в высокодебитных природных резервуарах – три альтернативы в нефтяной геологии. *XVII Геологический съезд Республики Коми: Сб. материалов*. Сыктывкар, том III, с.132–133.

Ильин В.Д. и др. (1982). Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре. Метод. рек. М.: ВНИГНИ, 52 с.

Муслимов Р.Х. (2019). Углубленное изучение кристаллического фундамента осадочных бассейнов – веление времени. *Георесурсы*, 21(4), с. 55–62.

Никонов Н.И., Головань А.С. (1983). Важное направление поисковых работ в верхнепермских отложениях Колвинского мегавала. *Геология нефти и газа*, 1, с. 8–13.

Одолеев О.Г. (2017). Эффективность геофизических методов при поисковых работах на нефть и газ по Денисовской впадине Тимано-Печорской провинции. *VIII Всероссийское совещание*. Москва: ВНИГНИ.

Rose P.R. (2012). Risk analysis and management petroleum exploration ventures. *AAPG*, 304 p.

Сведения об авторах

Алексей Михайлович Хитров – кандидат геол.-мин. наук, заместитель директора по науке, Институт проблем нефти и газа РАН

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

Елена Михайловна Данилова – научный сотрудник лаборатории ресурсной базы нефтегазового комплекса, Институт проблем нефти и газа РАН

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

Ирина Николаевна Коновалова – младший научный сотрудник лаборатории ресурсной базы нефтегазового комплекса, Институт проблем нефти и газа РАН

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

Марина Николаевна Попова – старший научный сотрудник лаборатории ресурсной базы нефтегазового комплекса, Институт проблем нефти и газа РАН

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

Статья поступила в редакцию 07.08.2020;
Принята к публикации 17.08.2020;
Опубликована 31.08.2020

IN ENGLISH

Short communication

Petrophysics and paradigms of oil and gas geology

A.M. Khitrov, E.M. Danilova, I.N. Konovalova, M.N. Popova*
Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
**Corresponding author: Aleksey M. Khitrov, e-mail: ahitrov@ipng.ru*

Abstract. The main provisions of the current paradigm of prospecting, exploration and production of hydrocarbons, which are based on petrophysics and seismic exploration, are considered. It is shown that within its framework it is possible to apply any new ideas about the structure of natural reservoirs, the origin and migration of hydrocarbons.

This paradigm will make it possible to move to the preparation of a qualitatively new resource base of the oil and gas complex through the discovery and development of hydrocarbon deposits in the best natural reservoirs with the best petrophysical parameters, high density of light oil and gas reserves, and high well production rates.

New highly profitable hydrocarbon deposits will be discovered in areas with developed infrastructure, mainly in well-known oil and gas provinces.

Keywords: probability of reservoir existence, natural reservoir, trap, impermeable rock, estimated reservoir parameters, differential capture principle

Recommended citation: Khitrov A.M., Danilova E.M., Konovalova I.N., Popova M.N. (2020). Petrophysics and paradigms of oil and gas geology. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 10–14. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.10–14

Acknowledgments

The work was prepared as part of the state task (the topic "Forecasting the state of the resource base of the oil and gas complex of Russia based on system studies of the prospects for oil and gas potential of natural reservoirs in carbonate, terrigenous and shale formations" No. AAAA-A19-119030690047-6).

References

Danilova E.M., Popova M.N., Khitrov A.M. (2019a). Prospects of the shale gas revolution in Russia. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 4, pp. 144–148. (In Russ.)

Danilova E.M., Popova M.N., Khitrov A.M. (2019b). Shale deposits, hard-to-recover reserves, and highly productive natural reservoirs are three alternatives in petroleum geology. *XVII Geologicheskii s"ezd Respubliki Komi: Sb. Materialov* [Proc. XVII Geological Congress of the Komi Republic: collection of materials]. Syktyvkar, vol. III, pp. 132–133. (In Russ.)

Ilyin V.D. et al. (1982). Local forecast of oil and gas content based on the analysis of the structure of traps in a three-layer reservoir. Guidelines. Moscow: VNIGNI, 52 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. (2019). Paleobasins – a new concept of modeling the history of geological development and oil and gas bearing of regions. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 55–62. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.55-62

Nikonov N.I., Golovan A.S. (1983). An important direction of prospecting work in the Upper Permian deposits of the Kolvinsky mega-shaft. *Geologiya nefti i gaza = Russian oil and gas geology,* 1, pp. 8–13. (In Russ.)

Odoleev O.G. (2017). The effectiveness of geophysical methods in prospecting for oil and gas in the Denisovskaya depression of the Timan-Pechora province. *VIII Vserossiiskoe soveshchanie* [VIII All-Russian meeting]. Moscow: VNIGNI. (In Russ.)

About the Authors

Aleksey M. Khitrov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Deputy Director for Research

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Elena M. Danilova – Researcher, Laboratory of the resource base of the oil and gas complex

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Irina N. Konovalova – Junior Researcher, Laboratory of the resource base of the oil and gas complex

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Marina N. Popova – Senior Researcher, Laboratory of the resource base of the oil and gas complex

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Manuscript received 7 August 2020;
Accepted 17 August 2020; Published 31 August 2020

О НОВОЙ ПАРАДИГМЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ: ВИДЕНИЕ ВЕДУЩИХ УЧЕНЫХ

УДК 553.98

Краткое сообщение

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.15–18

Нефть XXI века: новая парадигма

Н.П. Запивалов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

E-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

Накопившийся к настоящему моменту масштаб рисков, неопределенностей, ошибок и катастроф, связанных с поиском, разведкой и добычей углеводородов, делает необходимым переосмысление основополагающих принципов нефтегазового дела. После 70 лет учебной, практической и научной работы в нефтяной геологии, разрабатывая основы геофлюидодинамики нефтегазонасыщенных систем, автор пришел к выводам о необходимости разработки новой парадигмы. Главная авторская нефтегеологическая парадигма состоит в том, что залежь нефти является живой флюидопородной системой, состояние и параметры которой способны быстро изменяться в непрерывном режиме под действием природных и техногенных факторов в соответствии с законами спонтанной саморегуляции. Высказываются предложения и рекомендации для грамотного управления технологическим процессом добычи нефти.

Ключевые слова: нефть, парадигма, нефтяная геология, геофлюидодинамика, нефтегазонасыщенные системы, риски и неопределенности

Для цитирования: Запивалов Н.П. (2020). Нефть XXI века: новая парадигма. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 15–18. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.15–18

Введение

В течение XIX–XX веков происходило бурное развитие по многим аспектам нефтегазовой науки и практики. К концу XX века накопились серьезные противоречия, выявившие неадекватность существующих моделей нефтяных месторождений. В XX веке большинство ученых придерживались органической (осадочно-миграционной) теории происхождения нефти, но некоторые противоречия сохранялись. В XXI веке противоречий стало больше. В настоящее время в мире насчитывается более 10 различных авторитетных концепций (теорий) нефтеобразования, включая биосферную, космическую и др.

Почти все геологи в XX веке увлекались нефтематеринскими свитами. Автор и сам в начале своей геологической деятельности был активным сторонником органической теории происхождения нефти. Но многолетний опыт работы в нефтегазовой геологии привел автора к выводу об ограниченной применимости классической теории. Кстати, А. Леворсен в конце прошлого века пришел к выводу, что нефтематеринские толщи никакого отношения к практике поисково-разведочных работ не имеют. Он утверждал: «*Проблема происхождения нефти и газа теряет в какой-то мере свое значение в качестве обязательной предпосылки для постановки поисковых работ. <…> нет необходимости искать особые материнские породы*» (Леворсен, 1970, с. 488).

Сейчас автор придерживается позиции, не предполагающей приверженности какой-либо одной концепции генезиса нефти. Создать общую теорию нафтидогенеза, пригодную для любых геологических условий, видимо, невозможно. Катагенетическая стадийность тоже не является универсальной. Академик Андрей Алексеевич Трофимук утверждал: «*Нижняя граница зоны нефтеобразования должна быть понижена до глубины 8000–10000 м. Бурением глубоких скважин доказано, что на этих глубинах нефтеобразование происходит не только в условиях мезокатагенеза, но и в условиях апокатагенеза. Расширение границ зон нефтеобразования сопровождается существенным ростом прогнозной оценки ресурсов углеводородного сырья*» (Трофимук, 1997, с. 333).

Развитие нефтегазового дела стало одной из ключевых задач человечества. В мире открыто 70 000 месторождений нефти, из них 1000 крупных. 70 стран в мире имеют разведанные запасы нефти, более 65 стран осуществляют добычу нефти на своей территории. По данным BP Statistical Review of World Energy 2019, доказанные запасы нефти в мире в 1998 году составляли 163, в 2008 году – 213,4, а в 2018 году – 247,1 миллиардов тонн. Из того же источника следует, что добыча нефти в мире с 1985 по 2018 год при непрерывном росте увеличилась с 2791 до 4474 млн тонн. В России добыча нефти также растет. С 1998 г. по 2018 г. она увеличилась с 304 до 563 млн тонн за год (вероятно, эти цифры включают нефть, добываемую российскими нефтяными компаниями за рубежом).

Неопределенности, риски и катастрофы в современном нефтегазовом деле (разведка и добыча)

Накопившийся к настоящему моменту масштаб рисков, неопределенностей, ошибок и катастроф, связанных с поиском, разведкой и добычей углеводородов, делает необходимым переосмысление основополагающих принципов нефтегазового дела.

Набор факторов, определяющих неопределенности и риски в прогнозе, разведке и добыче нефти, можно наглядно

© 2020 Н.П. Запивалов

описать следующей условной формулой (Zapivalov, 2019):

$$Р = Н + Ч + Г_1 + Г_2 + Г_3 + Т_1 + Т_2 + Э + К + Ф + П,$$

где Н – фундаментальная наука, Ч – человеческий фактор: профессионализм кадров всех уровней, включая менеджмент; $Г_1$, $Г_2$, $Г_3$, – геологическая, геофизическая и географическая информация в полном объеме; $Т_1$, $Т_2$ – техника и технология с учетом инновационных методик и систем эффективного управления производственными процессами; Э, К – экологические факторы, природные катастрофы; Ф – финансовые возможности; П – политические факторы. В зависимости от меняющихся обстоятельств, некоторые из этих факторов могут оказаться определяющими. Каждый из них требует обновленной парадигмы.

Особое значение имеют геолого-геофизические факторы и соответствующий научный прогноз. В качестве примера прогнозно-геологических просчетов можно упомянуть попытки открытия «гигантского» месторождения Муклук на шельфе Аляски недалеко от месторождения Прадхо-Бей. Разведочная скважина стоимостью 1 млрд долларов была пробурена в 1983 г. Но на глубине 2438 м в предполагаемом продуктивном пласте оказалась только соленая вода. «*Мы правильно выбрали место для бурения*, – сказал Ричард Брей, президент дочерней компании British Petroleum. – *Просто мы опоздали на 30 миллионов лет*» (https://vseonefti.ru/upstream/Mukluk-story.html). Естественно, были использованы все прогностические методы и технологии крупнейшей нефтяной компании – British Petroleum.

Показательным примером другого рода факторов – технологических ошибок – может служить крупнейшая авария, произошедшая 20 апреля 2010 года в Мексиканском заливе на нефтяной платформе Deepwater Horizon на месторождении Макондо (компания British Petroleum). Это была крупная экологическая катастрофа. Нефтью было залито 75 тысяч квадратных километров (Звонова, 2014). Компания British Petroleum понесла убытки порядка 20 млрд долларов.

Определяющим моментом в нефтяной геологии является динамика состояния флюидопородной системы, зависящая от большого числа неопределенностей. Особенно заметно это проявилось в Индии (Запивалов, Павлов, 2005). Субир Раха, будучи президентом крупнейшей нефтяной компании Индии (ONGC), обращал на это особое внимание: «*Образование, миграция и накопление углеводородов могут протекать по бесчисленному множеству вариантов, что приводит к неопределенностям и неизбежному риску в поисково-разведочных работах. Важная роль науки о Земле состоит в том, чтобы снизить эти неопределенности и преобразовать их в плодотворные возможности*» (Запивалов, Павлов, 2005).

Преобладающие в настоящее время численные и лабораторные методы моделирования не дают возможности уверенного прогноза. В этой связи можно вспомнить, что многие априорные геолого-геофизические модели оказались несостоятельными на Кольской сверхглубокой скважине. Известный специалист по математической статистике и моделированию профессор Джордж Бокс писал: «*В сущности, все модели неправильны, но некоторые из них бывают полезными*» (*«All models are wrong but some are useful»*) (Box, 1987). Это же четко показал Сяо-Хуи Ву (старший консультант ExxonMobil): «*Снизить источник неопределенности можно, сократив числовые ошибки и ошибки моделирования на основе выборочных данных*» (Xiao-Hui Wu, 2015).

Автор полагает, что для получения достоверной информации необходимо натурное моделирование.

Некоторые известные ученые и специалисты обладали особой интуицией, основанной на большом профессиональном опыте с опорой на стратегию «широкого поиска». В их числе можно назвать А.А. Трофимука, Н.А. Калинина, Н.Н. Ростовцева.

Авторские концепции

После 70 лет учебной, практической и научной работы в нефтяной геологии, разрабатывая основы геофлюидодинамики нефтегазонасыщенных систем, автор пришел к выводам о необходимости разработки новой парадигмы.

Углеводороды встречаются повсеместно и будут всегда. Нефтегазообразование и распределение имеют очаговый характер (Запивалов, 2005).

Главная авторская нефтегеологическая парадигма состоит в том, что ***залежь нефти является живой флюидопородной системой***, состояние и параметры которой способны быстро изменяться в непрерывном режиме под действием природных и техногенных факторов в соответствии с законами спонтанной саморегуляции (Запивалов, 2007). Залежь нефти может сформироваться, расформироваться и вновь образоваться. Запасы нефти и газа могут быстро восполняться либо за счет вновь образующихся углеводородных масс внутри системы, либо за счет дополнительного притока из других частей земной коры. Поэтому, как подтверждают данные в разных регионах мира, многие нефтегазовые скопления являются молодыми (Запивалов, 2012).

Нефтегазонасыщенный пласт (залежь) состоит из двух взаимосвязанных подсистем: породы (минералы) и флюиды (нефть, газ, вода) и представляет собой целостную систему, имеющую свойства ***фрактальных структур***. Фрактальные свойства были изучены на примере Верх-Тарского месторождения (Новосибирская область) с использованием специальных характеристик временных рядов – размерности Хаусдорфа и показателя Херста (Запивалов, 2009). В процессе разработки месторождений неоднократно и существенно меняются состав и свойства всех компонентов системы, флюидных и минеральных.

Флюидодинамические системы весьма мобильны и реакционноспособны. В зависимости от провоцирующих внешних воздействий они или стабильны (равновесное состояние), или возмущены (неравновесное состояние). Возмущенная система обладает всеми признаками неупорядоченности (хаоса) (Запивалов, 2003).

Активные техногенные воздействия являются, по существу, сильным возмущением квазиравновесной системы и существенно искажают ее природные параметры. Если это возмущение является щадящим, то самоорганизующаяся система выравнивает это неравновесие. Длительное или интенсивное возмущение, значительно превышающее пороговое, уничтожает систему. Как следствие, падает пластовое давление, резко уменьшается дебит, обводняется пласт, и изменяется его минералогический состав.

Пороговое возмущение можно оценить через депрессию на пласт. На практике установлено, что максимальная депрессия на пласт ($P_{пл} - P_{заб}$) не должна превышать 5–8 МПа. Эта величина является почти универсальной для всех типов коллекторов. Такое значение оптимальной депрессии установлено для многих месторождений. Формула порога возмущения нефтенасыщенной системы: $P_{пл} - P_{заб} \leq 5 \div 8$ МПа.

Динамика состояния флюидопородной системы определяется величиной энергетического потенциала, т. е. уровнем внутренней (свободной) энергии. Поведение системы можно оценить через объемную плотность энтропии из уравнения:

$$dT/dP = 1/S_v;$$

где S_v – объемная плотность энтропии (Запивалов, 2003; Огнев, 1989).

Сверхинтенсивная (насильственная) выработка легкодоступных запасов нефти (EOR, Enhanced Oil Recovery) при длительном применении приводит к быстрому истощению и разрушению месторождений. Это особенно проявляется при применении мощных гидроразрывов (ГРП). Следует применять щадящие методы и технологии IOR (Improved Oil Recovery), включая вибрационные методы. Природно-техногенная система (залежь нефти) способна восполнять объемы запасов в процессе «отдыха» и реабилитационного периода (часто вынужденного).

Выводы, предложения, рекомендации и пожелания

К настоящему моменту в результате форсированной сверхинтенсивной коммерческой добычи легко извлекаемой нефти (EOR) запасы остаточной нефти составляют 55–70 %. Основные технологии EOR направлены на создание в системе фильтрационных каналов любой ценой (усиленный гидроразрыв и т.п.) (Zapivalov, 2015). Чтобы добывать остаточную (трудноизвлекаемую) нефть из продуктивных пластов, требуются принципиально новые идеи и методы.

Чтобы правильно управлять технологическим процессом добычи нефти, необходимо подробно изучать залежь нефти в непрерывном режиме с помощью специальных автономных датчиков, расположенных непосредственно внутри продуктивных пластов (очагов).

Чрезвычайно важно иметь постоянно действующие исследовательские полигоны на разрабатываемых месторождениях, а также осуществлять мониторинг на всех ранее пробуренных скважинах. Автор настойчиво предлагает создать на базе Верх-Тарского месторождения Новосибирской области Комплексный научно-исследовательский образовательный нефтяной Полигон (Запивалов, 2019).

Особое внимание следует уделить проблеме восполняемости запасов углеводородов на разрабатываемых и законсервированных месторождениях.

Необходимо применять реабилитационные циклы для восстановления энергетического потенциала системы (Запивалов, 2015). Следует учитывать, что реабилитационный цикл – это не просто отдых, остановка системы. Должны быть предусмотрены методы и технологии активной реабилитации.

Надо беречь углеводородные ресурсы, т.к. они необходимы человечеству на далекую перспективу. Масштаб использования альтернативных энергетических источников (включая геотермальные) необходимо увеличивать с тем, чтобы на них приходилась основная доля энергетики.

Каждая крупная нефтяная компания должна в научных целях бурить сверхглубокие скважины (глубиной свыше 10 км) и оснащать их автономными датчиками, дающими возможность подробно изучать большие глубины.

Несколько слов о перспективах Западной Сибири

В настоящее время судьба этого главного нефтегазового региона России многим видится в быстрейшем получении большого добычного потенциала за счет баженовской свиты и палеозоя. Особенно большие ставки на «бажен», за счет которого уже в ближайшее время предполагается иметь 20 миллиардов тонн добычных запасов нефти. Но надо иметь в виду, что эта свита имеет небольшие толщины и очень различные свойства и параметры, определяющие очаговый характер возможной продуктивности.

Что же касается проекта «Палеозой», под «палеозойским фундаментом» понимается огромный и разнообразный комплекс пород (протерозой и палеозой) на разных глубинах, что предопределяет возможность нефтеобразования и нефтенасыщения в разных породах и тектонических блоках. Геолого-геофизические материалы подтверждают это (Запивалов, 2005; Zapivalov, 2006). Глубинная петротермальная энергия способствует желательным геофлюидодинамическим процессам. Но проект «Палеозой» в Западной Сибири пока остается на этапе изучения и познания новых фактов и закономерностей (Запивалов, 2018). В качестве перспективных объектов обозначаются гранитоидные тела и другие очаговые зоны с активной современной геофлюидодинамикой (градиентная энтропия). Надо бурить глубокие скважины (до 15 км), тщательно и терпеливо испытывать интересные объекты.

Заключение

Изучение глубинных слоев и понимание процессов, происходящих в недрах Земли, имеет исключительную научную ценность. Наших знаний о земных глубинах катастрофически недостаточно. Изучение нашей родной планеты значительно отстает от изучения космоса. Это серьезная задача для фундаментальной науки.

Литература

Запивалов Н.П. (2002). Реабилитационные циклы – основа восполнения активных запасов на разрабатываемых месторождениях. *Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ: Мат. Межд. конф.* Москва: ГЕОС, с. 330-332.

Запивалов Н.П. (2005). Современные геологические концепции и технологии прогноза, разведки и освоения нефтегазовых месторождений. *Нефтяное хозяйство*, 11, с. 20-23.

Запивалов Н.П. (2007). Нефтегазовая геология: парадигмы XXI века. *Георесурсы*, 3(22), с. 11-12.

Запивалов Н.П. (2015). Пять неотложных мер нефтедобычи в Западной Сибири. *Эко: всероссийский экономический журнал,* 5, с. 111-117.

Запивалов Н.П. (2019). Нефтяной полигон для образования, науки и практики. *Известия вузов. Нефть и газ,* 4, с. 49-56

Запивалов Н.П., Павлов Ф.В. (2005). Индия – путь к большой нефти, 1955-2005. Новосибирск: Гео, 208 с. DOI: 10.13140/2.1.4645.3762

Запивалов Н.П., Попов И.П. (2003). Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: Гео, 198 с.

Запивалов Н.П., Смирнов Г.И., Харитонов В.И. (2009). Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. Новосибирск: ГЕО, 131 с.

Звонова О. (2014). Авария в Мексиканском заливе: хроника событий и экологические последствия. *Аргументы и факты*, 22.04.2014.

Леворсен А. (1970). Геология нефти и газа. Москва: Мир, серия «Науки о земле», т. 22, 638 с.

Запивалов Н.П. (2018). О нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири. Концептуальные модели и возможные пути поиска залежей углеводородов в доюрском комплексе Томской области: *сб. тр. науч. конф.* Под ред. Н.П. Запивалова. Томск: Изд-во ТПУ.

Огнев А.Ф. (1989). Теоретические, природные и экспериментальные модели нефтегазообразования и их использование в прогнозе нефтегазоносности: *Тез. докл*. Л.: ВНИГРИ.

Трофимук А.А. (1997). Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 369 с.

Box G.E.P., Draper N.R. (1987). Empirical model building and response surfaces. New York: John Wiley & Sons, 424 p.

Xiao-Hui Wu. (2015). How to Predict Reservoir Performance with Subsurface Uncertainty at Multiple Scales? Society of Petroleum Engineers: Distinguished Lecturer Program. Lecture.

Zapivalov N. (2006). Exploring exploration: new paradigms. *DEW: the Complete Energy Journal*, 16(02), pp. 40-45.

Zapivalov N. (2015). Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery. In: *Enhanced Oil Recovery: Methods, Economic Benefits and Impacts on the Environment*. Ed. Alicia Knight. New-York: Nova Publishers, Inc., pp. 81-94.

Zapivalov N. (2019). Upstream & Midstream risks and uncertainties. New ways of thinking. *DEW: Drilling and Exploration World*, 28(3), pp. 37-46.

Сведения об авторе

Николай Петрович Запивалов – доктор геол.-мин. наук, профессор, главный научный сотрудник, заслуженный геолог России

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Статья поступила в редакцию 03.07.2020;
Принята к публикации 10.08.2020;
Опубликована 31.08.2020

IN ENGLISH

Short communication

Oil of the XXI century: a new paradigm

N.P. Zapivalov
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
E-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

Abstract. The scale of risks, uncertainties, errors and disasters associated with the prospecting, exploration and production of hydrocarbons that has accumulated to date makes it necessary to rethink the fundamental principles of the oil and gas industry. After 70 years of educational, practical and scientific work in petroleum geology, developing the foundations of geofluidodynamics of oil and gas-saturated systems, the author came to the conclusion about the need to develop a new paradigm. The main author's petro-geological paradigm is that an oil reservoir is a living fluid-rock system, the state and parameters of which can rapidly change in a continuous mode under the influence of natural and man-made factors in accordance with the laws of spontaneous self-regulation. Suggestions and recommendations are made for the competent management of the technological process of oil production.

Keywords: oil, paradigm, petroleum geology, geofluidodynamics, oil and gas saturated systems, risks and uncertainties

Recommended citation: Zapivalov N.P. (2020). Oil of the XXI century: a new paradigm. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 15–18. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.15–18

References

Box G.E.P., Draper N.R. (1987). Empirical model building and response surfaces. New York: John Wiley & Sons, 424 p.

Levorsen A. (1970). Geology of oil and gas. Moscow: Mir, Series "Earth Sciences", vol. 22. 638 p. (In Russ.)

Zapivalov N.P. (2018). On the oil and gas potential of the Paleozoic in Western Siberia. *Kontseptual'nye modeli i vozmozhnye puti poiska zalezhei uglevodorodov v doyurskom komplekse Tomskoi oblasti: sbornik nauchnykh trudov otkrytoi nauchnoi konferentsii* [Proc. Conf.: Conceptual models and possible ways to search for hydrocarbon deposits in the pre-Jurassic complex of the Tomsk region]. Ed. N.P. Zapivalov. Tomsk. (In Russ.)

Ognev A.F. (1989). Theoretical, natural and experimental models of oil and gas formation and their use in forecasting oil and gas content: Abstracts. Leningrad: VNIGRI. (In Russ.)

Trofimuk A.A. (1997). Forty years of fighting for the development of oil and gas industry in Siberia. Novosibirsk: SO RAS Publ. 369 p. (In Russ.)

Xiao-Hui Wu. (2015). How to Predict Reservoir Performance with Subsurface Uncertainty at Multiple Scales? Society of Petroleum Engineers: Distinguished Lecturer Program. Lecture.

Zapivalov N. (2006). Exploring exploration: new paradigms. *DEW: the Complete Energy Journal*, 16(02), pp. 40–45.

Zapivalov N. (2015). Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery. In: *Enhanced Oil Recovery: Methods, Economic Benefits and Impacts on the Environment*. Ed. Alicia Knight. New-York: Nova Publishers, Inc., pp. 81–94.

Zapivalov N. (2019). Upstream & Midstream risks and uncertainties. New ways of thinking. *DEW: Drilling and Exploration World*, 28(3), pp. 37–46.

Zapivalov N.P. (2002). Rehabilitation cycles as the basis for replenishing active reserves in developed fields. *Degazatsiya Zemli: geodinamika, geoflyuidy, neft' i gaz: Mat. Mezhd. konf.* [Proc. Int. Conf.: Degasification of the Earth: Geodynamics, Geofluids, Oil and Gas]. Moscow: GEOS, pp. 330–332. (In Russ.)

Zapivalov N.P. (2005). Modern geological concepts and technologies of the forecast, prospecting and development of oil-and-gas deposits. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 11, pp. 20–23. (In Russ.)

Zapivalov N.P. (2007). Oil and gas geology: paradigms of the XXI century. *Georesursy = Georesources*, 3(22), pp. 11–12. (In Russ.)

Zapivalov N.P. (2015). Five urgent measures for oil production in Western Siberia. *Eko: vserossiiskii ekonomicheskii zhurnal = Eco: All-Russian Economic Journal*, 5, pp. 111–117. (In Russ.)

Zapivalov N.P. (2019). Petroleum research-and-testing site project as a perspective object for education, science and practice. *Izvestiya vuzov. Neft' i gaz = Oil and gas studies*, 4, pp. 49–56. (In Russ.)

Zapivalov N.P., Pavlov F.V. (2005). India – the way to big oil, 1955–2005. Novosibirsk: Geo Publ., 208 p. DOI: 10.13140/2.1.4645.3762. (In Russ.)

Zapivalov N.P., Popov I.P. (2003). Fluid dynamic models of oil and gas reservoirs. Novosibirsk: Geo Publ., 198 p. (In Russ.)

Zapivalov N.P., Smirnov G.I., Kharitonov V.I. (2009). Fractals and nanostructures in oil and gas geology and geophysics. Novosibirsk: Geo Publ., 131 p. (In Russ.)

Zvonova O. (2014). Accident in the Gulf of Mexico: a chronicle of events and environmental consequences. *Argumenty i fakty* [Arguments and Facts], 22.04.2014. (In Russ.)

About the Author

Nikolay P. Zapivalov – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Chief Researcher, Professor, Honored Geologist of Russia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 3 July 2020;
Accepted 10 August 2020; Published 31 August 2020

ПОИСК, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Материалы конференции

УДК 622.276

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.19–27

Макроэкономическая оценка влияния проекта увеличения добычи крупной нефтедобывающей компанией на развитие экономики России

В.А. Крюков[1], А.О. Баранов[1,2], В.Н. Павлов[1]*

[1]*Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН, Новосибирск, Россия*

[2]*Новосибирский государственный национальный исследовательский университет, Новосибирск, Россия*

В статье рассматривается подход к системной оценке последствий реализации проектов в нефтяной промышленности в связи с предоставлением налоговых преференций по уплате налога на добычу полезных ископаемых. В качестве проекта рассматривается комплекс решений, связанных с увеличением добычи нефти Крупной российской нефтяной компанией (далее – Компания). В основе подхода, разработанного авторами статьи, лежит межотраслевой анализ на основе таблиц «затраты–выпуск», который позволяет отразить и оценить не только коммерческую эффективность предлагаемых решений, но также проследить всю цепочку межотраслевых взаимодействий и влияния данного проекта на экономику Российской Федерации в целом. Для проведения расчетов используется разработанная в Институте экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН динамическая межотраслевая модель экономики России. Данный подход позволяет, в частности, оценить те дополнительные поступления в консолидированный бюджет РФ, которые связаны в том числе и с косвенными эффектами от реализации проекта. Важной особенностью представленного подхода является также учет динамики экономических процессов не только в нефтяной промышленности, но и в смежных с ней отраслях и, с учетом межотраслевых связей, в российской экономике в целом.

Ключевые слова: нефтяная промышленность, оценка проектов, мультипликативные эффекты, метод «затраты–выпуск», динамическая межотраслевая модель, косвенные эффекты, поступления в бюджет

Для цитирования: Крюков В.А., Баранов А.О., Павлов В.Н. (2020). Макроэкономическая оценка влияния проекта увеличения добычи крупной нефтедобывающей компанией на развитие экономики России. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 10–16. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.19–27

Введение

Важнейшей особенностью развития нефтяной промышленности, которая находится на стадии высокой степени зрелости освоения ресурсной базы (по разным оценкам, извлечено от 40% до 60% от начальных извлекаемых запасов нефти (Борисов, Мустафин, 2013)), является усиление роли и значения объектов и залежей, содержащих высоковязкие нефти. Как показывают наши исследования, при переходе от традиционных типов залежей к трудно-извлекаемым, а также от традиционных типов нефтей (как малосернистых, так и высокосернистых) к высоковязким значительно возрастает роль и значение локальных знаний, навыков и практик (Шафраник, Крюков, 2016). Изучение, освоение и разработка каждого такого объекта является весьма непростой геологической, инженерно-технологической и экономической задачей. Особенность ее решения состоит в том, что весьма сложно (а зачастую невозможно) разработать универсальные «руководящие документы» (или «методические рекомендации») «прямого действия» (т.е. имеющие предписывающий характер – «делай так...») (Крюков, 2016). Поэтому значительно возрастают роль и значение межотраслевых или междисциплинарных связей и взаимодействий и в экономике регионов (таких как, например, Республика Татарстан или Ханты-Мансийский автономный округ, Ямало-Ненецкий автономный округ, Тюменская область и пр.), и на уровне отдельных объектов, формирующих более общий проект освоения новых типов объектов/залежей.

Анализ и оценка данных процессов требуют развития и применения соответствующих решений – как инструментария оценки направлений вовлечения в хозяйственный оборот более сложных и менее традиционных объектов (и проектов, в рамках которых они реализуются), так и применения новых форм и рамок последующей реализации инновационных решений. Мы разделяем подход, активно развиваемый на протяжении ряда лет под руководством академика Академии Наук Республики Татарстан Р.Х. Муслимова[1] о необходимости и целесообразности так называемого «инновационного проектирования». Авторы настоящей статьи считают, что данный подход обязательно должен быть расширен и дополнен соответствующей системой анализа и оценки. В настоящей статье нами предлагается концептуальная основа соответствующей системы. В настоящее время разработана динамическая межотраслевая модель экономики России, в которой более детально представлена нефтяная промышленность

[*] *Ответственный автор: Валерий Анатольевич Крюков*
E-mail: valkryukov@mail.ru

© 2020 Коллектив авторов

[1] *«Инновационный проект – это маленький НИР по конкретному месторождению» (Муслимов, 2011).*

Республики Татарстан. Следующий необходимый шаг состоит в разработке динамической межотраслевой модели Республики Татарстан с детализированным в ней отражением как существующих, так и предполагаемых связей и взаимодействий нефтяной промышленности с отраслями и сферами науки, машиностроения и наукоемкого сервисного обслуживания новых типов объектов. Решение этой задачи позволит, на наш взгляд, оценить и проанализировать воздействие на экономику и Республики Татарстан, и Российской Федерации более сильных горизонтальных связей, которые необходимо возникают и развиваются при усилении роли и значения локального знания, локальных практик и развития специализированного наукоемкого сервисного сектора.

Авторы настоящей статьи представляют Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН (ИЭОПП СО РАН, г. Новосибирск). Президентом Республики Татарстан Р.Н Минниханов и заместителем Председателя СО РАН академиком РАН Р.Н. Сагдеевым 4 сентября 2018 года в г. Казань было подписано Соглашение о сотрудничестве между Правительством Республики Татарстан и Сибирским отделением Российской академии наук. Работа, представляемая на страницах журнала, как раз является и результатом, и развитием сотрудничества ученых и экспертов РТ и СО РАН в области анализа, оценки и прогнозирования экономики Республики Татарстан в условиях меняющихся горно-геологических и фискально-экономических условий.

Следует отметить, что сотрудничество Республики Татарстан и Сибири имеет давнюю плодотворную историю – прежде всего, в нефтяной промышленности. Нефтяники Татарстана были в числе активных участников освоения нефтяных месторождений Среднего Приобья (район г. Лангепаса) и многое сделали для развития и становления современных методов освоения и добычи нефти в 1980-е годы. В современных условиях более сложные нефтегазовые объекты – и Татарстана, и Востока России – вновь требуют интеграции и совместных усилий научного и экспертного сообщества регионов России.

Постановка проблемы

При оценке эффективности реализации крупных инвестиционных проектов возможно использование двух различных подходов. Первый состоит в оценке финансовых потоков проекта и оценке на их основе показателей экономической и общественной эффективности проекта. Для оценки экономической эффективности проекта рассчитываются стандартные показатели – IRR (Internal Rate of Return – внутренняя норма доходности), NPV (Net Present Value – чистый приведенный доход), срок окупаемости и т.д. для самого проекта. При расчете общественной эффективности учитываются косвенные эффекты от реализации проекта в смежных отраслях, а также дополнительные поступления в бюджеты различных уровней, связанные с реализацией собственно проекта, а также увеличение доходов бюджетов, связанное с воздействием проекта на предприятия в смежных отраслях производства (Виленский и др., 2002; Новикова, Суспицын, 2005). Однако в рамках данного подхода невозможно учесть все мультипликативные эффекты, возникающие в национальной экономике в результате дополнительных вложений в анализируемый проект, обусловленные межотраслевыми связями.

Второй подход основан на межотраслевом анализе последствий реализации проекта. В этом случае используются данные таблиц «затраты–выпуск», которые через межотраслевые связи позволяют учесть воздействие реализации проекта на всю совокупность видов экономической деятельности. Использование таблиц «затраты–выпуск» для анализа воздействия добывающих отраслей на развитие национальной экономики предпринимается многими авторами (Castanoa et al., 2019; Ivanova & Rolfe, 2011; Heo et al., 2010). Однако в этих работах анализируются не отдельные проекты, а влияние целых отраслей добывающей промышленности на макроэкономические и отраслевые показатели. Помимо этого, анализ проводится с использованием статических межотраслевых моделей, что не дает возможности прогнозирования динамических эффектов в экономике, являющихся результатом реализации проектов.

По нашему мнению, наиболее удобным инструментом для реализации второго подхода являются динамические межотраслевые модели с отображением инвестиционного лага, позволяющие учитывать разновременность затрат и результатов, т.е. рассчитать динамические эффекты, связанные с инвестициями в проект и с его функционированием.

Такой подход позволяет оценить абсолютный прирост ВВП (валового внутреннего продукта) и валового выпуска национальной экономики, связанный с реализацией проекта, а также его воздействие на динамику производства в других отраслях. Помимо этого появляется возможность прогнозировать изменение структуры валового выпуска, являющееся результатом выполнения проекта. Количественная оценка прироста ВВП и валового выпуска позволяет сделать прогноз дополнительных поступлений в консолидированный бюджет, связанных с прямыми и косвенными эффектами от реализации проекта.

Цели исследования состояли в оценке бюджетной эффективности проекта, под которой мы понимаем увеличение поступлений в консолидированный бюджет на рубль предоставленных Компании налоговых льгот, а также в расчете мультипликативного эффекта от данного проекта, рассчитываемого как прирост суммарного валового выпуска и ВВП экономики России в прогнозном периоде на рубль инвестиций, вложенных в проект.

Исходные условия расчетов

В исследовании была предпринята попытка оценки последствий освобождения Компании от платежей НДПИ (налог на добычу полезных ископаемых) на период реализации инвестиционного проекта в 2019–2033 гг. на сумму 380,7 млрд руб. Освобождение от налогов предоставляется для реализации проекта увеличения добычи нефти на общую величину 245,2 млн т. Планируется, что 1/3 прироста производства нефти, полученного в результате реализации проекта, будет использоваться для экспорта и 2/3 – для внутреннего производства в соответствии с традиционными пропорциями распределения нефти, произведенной Компанией.

Суммарный объем инвестиций в проект за весь прогнозный период в ценах 2018 г. составляет 790,3 млрд руб. Инвестиции направляются на бурение добавочных скважин, дополнительное обустройство действующих месторождений, приобретение оборудования и развитие производственной инфраструктуры.

По данным Компании, прирост выручки в ценах 2018 г. за период 2019–2033 гг. составит 3131,5 млрд руб.

Предполагается, что ставки налогов в прогнозном периоде будут стабильными и соответствовать значениям 2019 г.

Характеристика используемого аналитического инструментария

Для проведения прогнозных аналитических расчетов использовалась *64-отраслевая динамическая межотраслевая модель (ДММ) экономики России*, разработанная в ИЭОПП СО РАН и в Новосибирском государственном университете (Исследование…, 2009). Модель включает *32 отрасли первого подразделения* (производство средств производства и услуг, обеспечивающих промежуточное потребление) и *32 отрасли второго подразделения* (производство предметов потребления и услуг, обеспечивающих потребление домашних хозяйств). В номенклатуре отраслей модели в каждом подразделении выделен вид экономической деятельности «Добыча нефти» (Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа; извлечение фракций из нефтяного попутного газа в терминах ОКВЭД (общероссийского классификатора видов экономической деятельности). Особенностью использовавшейся ДММ является то, что в ней в явном виде учтены инвестиционные лаги в отраслях. Иначе говоря, эффект от инвестиций проявляется в виде ввода в действие дополнительных основных фондов и дополнительного прироста продукции лишь через определенное время после инвестирования.

Другой существенной особенностью является то, что отрасли «Машиностроение» и «Строительство» в ДММ разделены на фондосоздающую и нефондосоздающую части. Машиностроение разделено на «Производство машин и оборудования» (отрасль, формирующая активную часть основного капитала) и «Машиностроение нефондосоздаюшее» (производство комплектующих изделий, запасных частей и вооружений). Продукция отрасли «Производство машин и оборудования» является материально-вещественным наполнением инвестиций в основной капитал в части затрат на приобретение машин и оборудования. Строительство разделено на «Строительство зданий и сооружений» (фондосоздающее строительстов) и «Строительство нефондосоздаюшее» (производство текущего ремонта зданий и сооружений). Продукция отрасли «Строительство зданий и сооружений» является материально-вещественным наполнением инвестиций в основной капитал в части затрат на строительно-монтажные работы и прочие капитальные работы и затраты. Таким образом, в используемой в расчетах ДММ увязано производство продукции фондосоздающих отраслей, инвестиции в основной капитал и, с учетом инвестиционного лага, ввод в действие основного капитала. Такая увязка в полной мере осуществлена и применительно к процессу воспроизводства основного капитала в нефтедобывающей промышленности.

Информационной базой для расчетов по ДММ являлись данные Системы национальных счетов России и таблицы «затраты–выпуск», построенные Росстатом для экономики России применительно к 2015 г., а также данные Компании об основных параметрах анализируемого инвестиционного проекта.

Информационная база ДММ построена в ценах 2015 г. по методике, разработанной в ИЭОПП СО РАН. Для периода 2016–2018 гг. были выполнены имитационные расчеты, максимально приближенные к фактической динамике макроэкономических и отраслевых показателей экономики России. Далее были выполнены прогнозные расчеты на период 2019–2033 гг. Макроэкономические результаты расчетов по ДММ и оценка будущих налоговых поступлений, генерируемых проектом, переводились в цены 2018 г. с использованием дефлятора ВВП, опубликованного Росстатом, и равного в период 2016–2018 гг. примерно 123%.

Основные предположения, используемые в расчетах

В основу расчетов был положен вариант динамики экономики России, ориентированный на выполнение майских (2018 г.) указов Президента России. Такая динамика является оптимистическим вариантом развития российской экономики[2]. Предполагалась «гладкая» (бескризисная) траектория динамики валового выпуска и ВВП экономики России в прогнозном периоде (2019–2033 гг.), так как целью данного исследования не было прогнозирование кризисов. Именно в этот вариант развития российской экономики был «встроен» проект Компании. Использование более пессимистичных вариантов развития экономики России приведет к некоторому снижению эффектов от реализации проекта, но принципиально их не изменит.

Для полноты оценки экономического эффекта от реализации проекта Компании было учтено влияние на экономику дополнительных бюджетных доходов, непосредственно генерируемых проектом. При этом предполагалось, что эти дополнительные доходы будут использованы по мере их поступления для развития экономики в виде инвестиций. Это предположение соответствует планам по реализации в 2019–2024 гг. национальных проектов, так как, по нашей оценке, не менее 60% затрат в рамках этих проектов будет направлено на увеличение инвестиций в основной капитал[3]. В результате реализация проекта Компании влияет на экономическую динамику не только в нефтедобывающей промышленности и, через межотраслевые связи, на развитие смежных отраслей, но и через генерацию дополнительного спроса на товары и услуги, связанного с увеличением доходов и расходов консолидированного бюджета России (рис. 1).

При отсутствии учета фактора пополнения консолидированного бюджета за счет реализации проекта Компании эффект от реализации проекта на уровне экономики в целом будет существенно меньше. Однако *не учет* этого

---

[2] *Другие варианты развития российской экономики описаны авторами в (Баранов, Павлов, 2018)*

[3] *Основные направления бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики на 2019 год и на плановый период 2020 и 2021 гг. (2018). https://www.minfin.ru*

Рис. 1. Схематическое представление влияния проекта Компании на развитие экономики России

фактора является заведомым занижением эффектов от реализации любых проектов в нефтяной промышленности, которая является важнейшим источником пополнения консолидированного и, в особенности, федерального бюджета России. Еще раз обращаем внимание на то, что дополнительные (прямые и косвенные) доходы бюджета, связанные с реализацией проекта Компании, в расчетах направляются в инвестиции, то есть на развитие производства, что является весьма актуальным для российской экономики, имеющей в последние годы низкие темпы роста инвестиций в основной капитал. В случае если эти доходы будут направлены, например, на приобретение облигаций Федерального казначейства США или государственных ценных бумаг других иностранных государств, эти эффекты работать не будут.

На основе данных Центра ресурсной экономики ИЭОПП СО РАН предполагалось, что все виды налогов в цене нефти, продаваемой на экспорт, составляли 57%, а в цене нефти, реализуемой на внутреннем рынке, были равны 71,7%. По данным Компании, доля экспорта в объеме реализации компании составляет примерно 34%, доля внутреннего потребления – 66%.

Анализ результатов прогнозных расчетов в ситуации с проектом и в ситуации без проекта

Влияние проекта Компании на развитие экономики России в прогнозном периоде на макроуровне весьма ограничено. Общая сумма ВВП за период 2019–2033 гг. по прогнозу с включением проекта Компании возрастает на 0,8% по сравнению с прогнозом без проекта. Общая сумма инвестиций в основной капитал по прогнозу с включением проекта по сравнению с прогнозом без проекта возрастает на 0,6%.

Вместе с тем сопоставление значений абсолютных макроэкономических показателей в прогнозе с проектом и без него позволяет оценить мультипликативные эффекты от реализации проекта Компании. Прирост валового выпуска за период 2019–2033 гг. в ценах 2018 г. составляет 3627 млрд руб., соответствующий прирост ВВП – 2095 млрд руб. С учетом того, что суммарные инвестиции в проект составляют 790,3 млрд руб., мультипликатор инвестиций Компании по приросту валового выпуска равен 4,6 раза (3627/790,3), а по приросту ВВП – 2,7 раза (2095/790,3). Мультипликатор прироста валового выпуска экономики России по приросту продукции Компании равен 1,2 (3626/3131,5), где 3131,5 млрд руб. – прирост продукции Компании за весь прогнозный период (табл. 1 и исходные условия расчетов).

На основе результатов прогнозных расчетов по ДММ был оценен суммарный прирост налоговых поступлений в консолидированный бюджет за весь период, составивший, по нашей оценке, примерно 744 млрд руб. Эта величина была получена следующим образом. По данным Росстата, ВВП России в 2018 г. был равен 103875,8 млрд руб.[4] Доходы консолидированного бюджета в том же году составили 36916,9 руб.[5] или 35,5% от ВВП. Как было отмечено выше, суммарный прирост ВВП от реализации проекта за весь прогнозный период составляет 2095 млрд руб. При предположении, что доля доходов консолидированного бюджета в ВВП сохранится на уровне 2018 г., суммарный прирост его доходов в результате реализации проекта за весь прогнозный период составит примерно 744 млрд руб. (2095x0,355=744). Следовательно, сокращение налоговых поступлений в консолидированный бюджет России в начале прогнозного периода, связанное с предоставлением налоговых льгот Компании на 380,7 млрд руб., в перспективе порождает положительный финансовый поток в бюджет в размере 744 млрд руб. Этот положительный эффект связан с увеличением производства нефти компанией Компании в результате реализации инвестиционного проекта и расширения производства в смежных отраслях, порождающего дополнительные налоговые поступления.

В связи с этим можно посчитать мультипликатор налоговых льгот, равный двум. Иначе говоря, на рубль налоговых льгот для Компании консолидированный бюджет РФ в прогнозном периоде получит 2 руб. дополнительных доходов. Налоговые льготы будут полностью компенсированы бюджету с дополнительным доходом. Этот эффект связан как с ростом производства в самой Компании, так и с увеличением общего объема производства в стране, обусловленного мультипликативными эффектами.

Необходимо отметить, что непосредственно проект Компании в прогнозном периоде (2019–2033 гг.) будет

[4] *Сайт Росстата. http://www.gks.ru*

[5] *Консолидированный бюджет Российской Федерации 2018. https://aftershock.news/?q=node/737237&full*

Показатель	2019-2033 гг.
Прирост валового выпуска экономики России с учетом межотраслевых эффектов – всего	3627
в том числе:	
прирост валового выпуска 1 подразделения	8211
прирост валового выпуска 2 подразделения	-4584
Прирост ВВП экономики России с учетом межотраслевых эффектов – всего	2095
Налоговые поступления от дополнительного прироста ВВП – всего	744
Мультипликатор инвестиций Компании по валовому выпуску, раз	4,6
Мультипликатор инвестиций Компании по ВВП, раз	2,7
Мультипликатор налоговых льгот (общий прирост налогов по варианту с проектом, деленный на льготы Компании), раз	2,0
Мультипликатор прироста валового выпуска экономики России по приросту производства в Компании (отношение прироста валового выпуска экономики России к приросту выпуска Компании)	1,2

Табл. 1. Основные результаты расчетов по проекту Компании в 2019–2033 гг., млрд руб. (в ценах 2018 г.). Источник: Результаты расчетов авторов с использованием динамической межотраслевой модели экономики России.

генерировать намного больший прирост доходов в консолидированный бюджет. По нашей оценке, основанной на доле налогов в цене продукции нефтедобывающей отрасли и доле экспорта и внутреннего потребления в продажах Компании, в ценах 2018 г. он будет равен примерно 2500 млрд руб. Однако сокращение производства продукции второго подразделения в варианте с проектом по сравнению с вариантом без проекта, составляющее за весь прогнозный период примерно 4584 млрд руб. (табл. 1), существенно уменьшает этот эффект за счет отрицательного прироста налоговых поступлений в этих отраслях.

Положительные мультипликативные эффекты от реализации проекта Компании в экономике России начинают проявляться не сразу, а только начиная с 2024 г., постепенно усиливаясь к концу прогнозного периода (рис. 2). Это обусловлено тем, что дополнительные инвестиции Компании, а также инвестиции, связанные с увеличением доходов и расходов консолидированного бюджета, дают отдачу с запаздыванием, связанным с инвестиционным лагом в нефтяной промышленности и других отраслях национальной экономики. В связи с этим необходимо отметить, что нефтяная промышленность является отраслью с высокой фондоемкостью. По нашей оценке, в 2015 г. на рубль произведенной продукции в нефтяной промышленности приходилось 2,36 руб. основных фондов. По экономики России в целом на рубль производства валового выпуска этот показатель был равен 1,11 руб. основных фондов, то есть в два с лишним раза меньше. То же относится и к капиталоемкости по инвестициям в основной капитал.

По данным детализированных таблиц «затраты–выпуск», разработанных для экономики России за 2011 г., в части использования продукции других отраслей экономики нефтяная промышленность имеет наиболее тесные производственные связи с услугами, связанными с добычей нефти (на рубль производства в нефтяной промышленности тратится 2,7 коп. продукции этого вида экономической деятельности), производством труб и элементов трубопроводных соединительных (1 коп.), услугами по производству, передаче и распределению электроэнергии (2,7 коп.), строительными работами (1,2 коп.), услугами оптовой торговли (2,5 коп.), трубопроводным транспортом (4,2 коп.). Рост производства в нефтяной

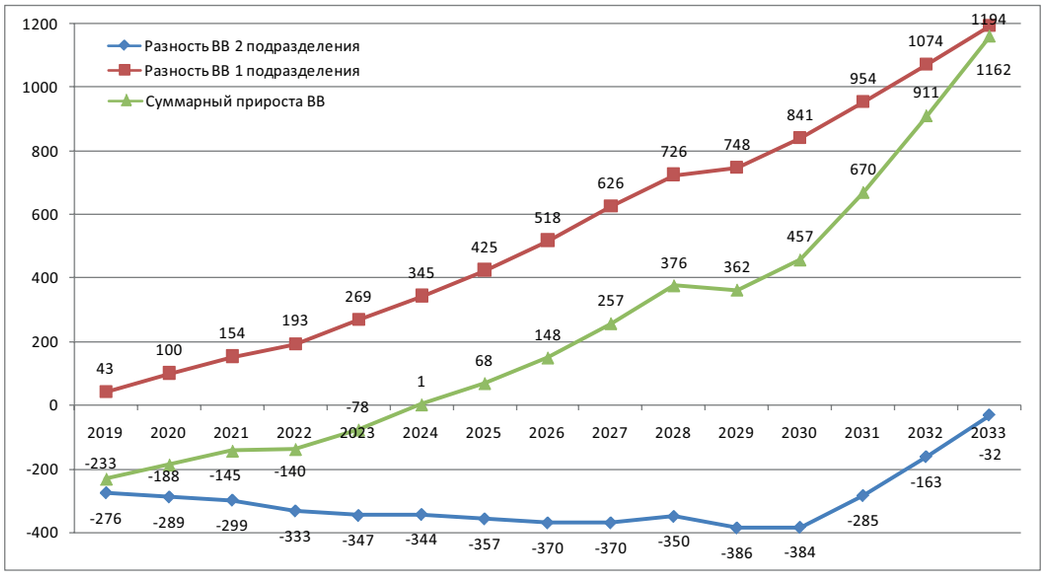

Рис. 2. Динамика разности валового выпуска в целом, валового выпуска первого подразделения (производство средств производства и промежуточных услуг) и валового выпуска второго подразделения (производство предметов потребления и услуг для домашних хозяйств) по экономике России в вариантах с проектом и без проекта Компании в 2019–2033 гг., млрд руб. (в ценах 2018 г.). Источник: Результаты расчетов авторов с использованием динамической межотраслевой модели экономики России.

промышленности «тянет» за собой увеличение валового выпуска в этих отраслях.

В контексте оценки последствий реализации проектов в нефтяной промышленности особое внимание следует уделять связям с транспортной отраслью, которая также является очень фондоемкой по основным фондам, и капиталоемкой по инвестициям в основной капитал. Все это объясняет отложенный положительный эффект от реализации проекта Компании. Инвестиции дадут отдачу лишь через несколько лет – как на уровне компании, так и экономики в целом.

Сравнение отраслевой динамики производства по вариантам показывает, что существует значительное различие в темпах роста по отраслям и в увеличении темпов их роста. В варианте с проектом Компании при общих темпах прироста валового выпуска (109,6%) в наибольшей степени ускоряется добыча нефти (первый ранг по изменению темпов прироста валового выпуска среди отраслей номенклатуры ДММ – табл. 2), производство машин и оборудования (второй ранг), производство готовых металлических изделий (третий ранг) и строительство (четвертый ранг).

Наименьшее ускорение характерно для государственного управления, образования, здравоохранения. Это объяснимо, так как добыча нефти относится к 1 подразделению (производство средств производства и услуг, формирующих промежуточное потребление) и «тянет» за собой смежные отрасли, которые также производят в основном продукцию производственного назначения. Основную долю в приросте валового выпуска в варианте с проектом Компании по сравнению с вариантом без проекта составляет добыча нефти, а также строительство и машиностроение, которые обеспечивают реализацию оцениваемого инвестиционного проекта (табл. 2).

Обращает на себя внимание то, что в отраслях, в которых разность суммарных объемов производства в варианте с проектом по сравнению с вариантом без проекта отрицательная, имеют место значительные положительные темпы роста валовой продукции за весь период в обоих вариантах. Более того, эти темпы за весь период в ряде случаев несколько выше, чем, в варианте без проекта. Например, в пищевой промышленности, которая в варианте с проектом за весь период имеет темп роста 210,8%, а в варианте без проекта – 210,7%, в оптовой и розничной торговле темпы роста составляют 228,8% и 228,1% соответственно и т.д.

Отрицательная разность в суммарных за весь прогнозный период объемах производства в отраслях, производящих в основном продукцию второго подразделения, объясняется более низким объемом валового выпуска этих отраслей в первые годы реализации проекта, когда увеличение инвестиций в нефтяную промышленность отвлекает ресурсы от развития других отраслей (рис. 2). Снижение примерно на 4,6 трлн руб. суммарных объемов производства за весь прогнозный период отраслей второго подразделения (сельского хозяйства, пищевой и текстильной промышленности, оптовой и розничной торговли, отраслей по производству нематериальных услуг) и увеличение валового выпуска первого подразделения на 8,2 трлн руб. в варианте с проектом относительно варианта без проекта можно интерпретировать как проявление в экономике России «голландской болезни».

Выводы

Реализация инвестиционного проекта Компании с предоставлением ей налоговых льгот в период 2019–2033 гг. в целом позитивно влияет на развитие экономики России. По экономике в целом дополнительный прирост валового выпуска составит 3627 млрд руб., в ВВП – 2095 млрд руб. (табл. 1)[1].

Позитивное воздействие проекта на российскую экономику возможно лишь при условии использования дополнительных доходов консолидированного бюджета, получаемых от реализации проекта, на инвестиционные цели. При отсутствии инвестирования дополнительных доходов бюджета следствием выполнения проекта будет простое перераспределение ресурсов из секторов экономики, обеспечивающих формирование конечного потребления домашних хозяйств, в сектора, производящие товары производственного назначения. При этом в варианте с проектом необязательно произойдет увеличение валового выпуск и ВВП по сравнению с вариантом прогноза без проекта.

Используя суммарные за прогнозный период показатели, рассчитанные в сопоставимых ценах, были оценены мультипликативные эффекты от реализации проекта для экономики России в целом. Мультипликатор инвестиций в проект Компании по валовому выпуску составляет 4,6, по ВВП – 2,7, то есть один рубль инвестиций в проект порождает дополнительные 4,6 руб. валового выпуска и 2,7 руб. ВВП. Мультипликатор прироста валового выпуска экономики России по приросту продукции Компании равен 1,2, то есть на один рубль прироста продукции Компании валовой выпуск экономики в целом возрастает на 1,2 руб. Мультипликатор налоговых льгот равен двум. Иначе говоря, на каждый рубль предоставленных Компании налоговых льгот в перспективе консолидированный бюджет России получит два дополнительных рубля доходов.

Анализ динамики приростов производства по подразделениям с учетом проекта Компании и без него показал явное проявление голландской болезни в экономике России. В целом за прогнозный период объем продукции и услуг потребительского назначения (валовой выпуск второго подразделения) сокращается на 4,6 трлн руб. в варианте с проектом по сравнению с вариантом без проекта. Одновременно продукция и услуги производственного назначения (валовой выпуск первого подразделения) в варианте с проектом на 8,2 трлн руб. выше, чем в варианте без проекта (табл. 1).

Реализация проекта приведет к структурным сдвигам в валовом выпуске экономики России в направлении увеличения доли отраслей нефтедобычи, машиностроения, строительства, металлургии при одновременном уменьшении доли отраслей, производящих потребительские товары и услуги (табл. 2).

Увеличение производства нефти в России может привести к позитивным макроэкономическим результатам при условии эффективного использования дополнительных бюджетных нефтегазовых доходов на цели инвестирования и развития производства в других секторах национальной экономики.

---

[1] *Данные приводятся в сопоставимых ценах 2018 г.*

Отрасли национальной экономики в ДММ без дифференциации на I и II подразделения	Темп роста валового выпуска в варианте без проекта Компании за 2019-2033 гг., %	Темп роста валового выпуска в варианте с проектом Компании за 2019-2033 гг., %	Разность в темпах прироста, процентных пунктов	Разность между суммарным валовым выпуском в варианте с проектом с суммарным валовым выпуском в варианте без проекта (за весь период 2019-2033 гг.), млрд. руб., цены 2018 г.	Ранг по увеличению темпов прироста величины валового выпуска в варианте с проектом по сравнению с вариантом без проекта
1. Производство машин и оборудования	420,1	422,3	2,1	1244	2
2. Строительство зданий и сооружений	305,0	306,2	1,2	2095	4
3. Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство. Рыболовство и рыбоводство	190,9	191,0	0,1	-537	14
4. Добыча газа	122,1	122,5	0,4	28	11
5. Добыча нефти	125,7	129,8	4,2	3458	1
6. Добыча прочих топливно-энергетических полезных ископаемых	140,4	140,7	0,3	20	12
7. Добыча полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических	186,4	187,0	0,6	91	10
8. Производство пищевых продуктов и табака	210,7	210,8	0,1	-628	14
9. Текстильное и швейное производство. Производство кожи, изделий из кожи и обуви	483,5	484,3	0,7	-156	9
10. Обработка древесины и производство изделий из дерева. Целлюлозно-бумажное производство	196,0	196,4	0,4	3	11
11. Производство кокса	159,5	159,9	0,4	3	11
12. Производство нефтепродуктов	140,8	141,0	0,2	25	13
13. Химическое производство. Производство резиновых и пластмассовых изделий	251,9	252,5	0,6	8	10
14. Производство прочих неметаллических минеральных продуктов (стройматериалы)	258,7	259,7	0,9	205	6
15. Производство черных металлов	219,4	220,3	0,9	340	6
16. Производство цветных металлов	218,1	218,9	0,8	203	7
17. Производство готовых металлических изделий	317,9	319,3	1,3	195	3
18. Машиностроение нефондосоздающее	244,8	245,7	1,0	322	5

Табл. 2. Характеристика отраслевой динамики производства по вариантам. Источник: Результаты расчетов авторов с использованием динамической межотраслевой модели экономики России.

Отрасли национальной экономики в ДММ без дифференциации на I и II подразделения	Темп роста валового выпуска в варианте без проекта Компании за 2019-2033 гг., %	Темп роста валового выпуска в варианте с проектом Компании за 2019-2033 гг., %	Разность в темпах прироста, процентных пунктов	Разность между суммарным валовым выпуском в варианте с проектом с суммарным валовым выпуском в варианте без проекта (за весь период 2019-2033 гг.), млрд. руб., цены 2018 г.	Ранг по увеличению темпов прироста величины валового выпуска в варианте с проектом по сравнению с вариантом без проекта
19. Прочие производства	213,7	214,1	0,4	-6	11
20. Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	179,1	179,5	0,4	-2	11
21. Сбор, очистка и распределение воды	182,0	182,4	0,3	-7	12
22. Строительство нефондосоздающее	182,1	182,7	0,6	20	10
23. Оптовая и розничная торговля, ремонт, гостиницы и рестораны	191,4	191,6	0,2	-885	13
24. Транспорт	159,4	159,8	0,4	78	11
25. Связь	193,1	193,2	0,1	-134	14
26. Финансовая деятельность	191,1	191,4	0,3	-101	12
27. Операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг (за исключением НИОКР)	188,9	189,1	0,2	-430	13
28. Государственное управление и обеспечение военной безопасности. Социальное обеспечение	203,6	203,7	0,0	-709	15
29. Образование	204,1	204,1	0,0	-204	15
30. Здравоохранение и предоставление социальных услуг	203,3	203,4	0,0	-363	15
31. Научные исследования и разработки (НИОКР)	180,3	180,6	0,3	-101	12
32. Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	230,9	231,3	0,3	-447	12
Валовой выпуск – всего	208,9	209,6	0,6	3626	10
ВВП	228,1	228,8	0,8	2095	7

Продолжение табл. 2. Характеристика отраслевой динамики производства по вариантам. Источник: Результаты расчетов авторов с использованием динамической межотраслевой модели экономики России.

Литература

Баранов А.О., Павлов В.Н. (2018). Будет ли новый экономический прорыв в России? *ЭКО*, 12, с. 76–90.

Борисов Д., Мустафин А. (2013). Перспективы дальнейшего развития нефтегазового сектора Республики Татарстан: возможности и риски. *Нефтегазовая Вертикаль*, 8. http://www.ngv.ru/upload/medialibrary/701/70114325019868e41dac423f2712b53e.pdf

Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. (2002). Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика. 2-е изд. М.: Дело, 888 с.

Исследование экономики России с использованием моделей с нечеткими параметрами (2009. Отв. ред. А.О. Баранов, В.Н. Павлов. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, НГУ, 236 с. https://nsu.ru/xmlui/bitstream/handle/nsu/7731/Monographia-.pdf

Крюков В.А. (2016). О формировании системы регулирования, нацеленной на освоение более сложных и менее традиционных источников углеводородного сырья. *Георесурсы*, 18(4), ч. 1, с. 261–270.

Муслимов Р.Х. (2011). КИН – его прошлое, настоящее и будущее на месторождениях России. *Бурение и нефть*, 11. https://burneft.ru/archive/issues/2011-02/9

Новикова Т.С., Суспицын С.А. (2005). Анализ общественной эффективности инвестиционных проектов. Отв. ред. С.А. Суспицын. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 282 с.

Шафраник Ю.К., Крюков В.А. (2016). Нефтегазовый сектор России: трудный путь к многообразию. Москва-Новосибирск-Тюмень: Перо, 272 с.

Castanoa A., Lufin M., Atienza M. (2019). A structural path analysis of Chilean mining linkages between 1995 and 2011. What are the channels through which extractive activity affects the economy? *Resources Policy*, 60, pp. 106–117.

Heo J.-Y., Yoo S.-H., Kwak S.-J. (2010). The Role of the Oil Industry in the Korean National Economy: An Input-Output Analysis. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy,* 5(4), pp. 327–336.

Ivanova G., Rolfe J. (2011). Using input-output analysis to estimate the impact of a coal industry expansion on regional and local economies. *Impact Assessment and Project Appraisal*, 29(4), December, pp. 277–288.

Сведения об авторах

Валерий Анатольевич Крюков – доктор экон. наук, профессор, академик РАН, директор Института экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, д.17

E-mail: kryukov@ieie.nsc.ru

Александр Олегович Баранов – доктор экон. наук, профессор, зам. директора по научной работе, Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, д.17

Виктор Николаевич Павлов – доктор тех. наук, профессор, главный научный сотрудник, Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, д.17

Статья поступила в редакцию 04.06.2020;
Принята к публикации 10.08.2020; Опубликована 31.08.2020

IN ENGLISH

Conference proceedings

Macroeconomic evaluation of an impact that a production increase project of a large oil company may have on development of the Russian economy

V.A. Kryukov[1], A.O. Baranov[1,2], V.N. Pavlov[1]*

[1]*Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation*

[2]*Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation*

[*]*Corresponding author: Valeriy A. Kryukov, e-mail: valkryukov@mail.ru*

Abstract. The paper reviews an approach to systemic evaluation of projects implemented in the oil industry in connection with preferences granted for paying the resource extraction tax. The project under consideration concerns a set of solutions aimed at increased oil production by a large oil company (hereinafter the Company). The approach put forward by the authors of the paper is based on the input-output table analysis that allows demonstrating and appraising commercial effect of proposed solutions as well as tracing the full chain of inter-industry collaboration and the impact of the project on the Russian economy at large. Calculations have been made on the basis of the dynamic input-output model of the Russian economy developed at the Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the Russian Academy of Science). This approach, among other things, makes it possible to estimate those additional revenue inflows to the consolidated budget of Russian Federation that relate in particular to indirect effects from implementation of the project. An important feature of the proposed approach is consideration of dynamic economic processes that take place not only in the oil industry but also industries adjacent to it and with due regard for interaction between industries in the Russian economy as a whole.

Keywords: oil industry, project evaluation, multiplicative effects, 'input-output' method, dynamic input-output model, indirect effects, budget revenues

Recommended citation: Kryukov V.A., Baranov A.O., Pavlov V.N. (2020). Macroeconomic evaluation of an impact that a production increase project of a large oil company may have on development of the Russian economy. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 19–27. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.19–27

References

Baranov A.O., Pavlov V.N. (2018). Will there be a new economic breakthrough in Russia? *Eko: vserossiiskii ekonomicheskii zhurnal* [Eco: All-Russian Economic Journal], 12, pp. 76–90. (In Russ.)

Borisov D., Mustafin A. (2013). Prospects of further development of the oil and gas sector of the Republic of Tatarstan: opportunities and risks. *Neftegazovaya vertikal* [Oil and gas vertical], 8. (In Russ.) http://www.ngv.ru/upload/medialibrary/701/70114325019868e41dac423f2712b53e.pdf

Castanoa A., Lufin M., Atienza M. (2019). A structural path analysis of Chilean mining linkages between 1995 and 2011. What are the channels through which extractive activity affects the economy? *Resources Policy*, 60, pp. 106–117.

Heo J.-Y., Yoo S.-H., Kwak S.-J. (2010). The Role of the Oil Industry in the Korean National Economy: An Input-Output Analysis. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy,* 5(4), pp. 327–336.

Ivanova G., Rolfe J. (2011). Using input-output analysis to estimate the impact of a coal industry expansion on regional and local economies. *Impact Assessment and Project Appraisal*, 29(4), December, pp. 277–288.

Kryukov V.A. (2016). The formation of regulation system aimed to develop more complex and less conventional hydrocarbon sources. *Georesursy = Georesources*, 18(4), part 1, pp. 261-270. http://dx.doi.org/10.18599/grs.18.4.3

Muslimov R.Kh. (2011). Oil recovery factor – its past, present and future at Russia's oil fields. *Burenie i neft* [Drilling and oil], 11. (In Russ.) https://burneft.ru/archive/issues/2011-02/9

Novikova T.S., Suspitsin S.A. (2005). Analysis of public efficiency of investment projects. Ed. S.A. Suspitsin. Novosibirsk: IEIE SB RAS, 282 p. (In Russ.)

Research of the Russian economy using models with fuzzy parameters (2009). Ed. A.O. Baranov, V.N. Pavlov. Novosibirsk: IEIE SB RAS, NSU, 236 p. (In Russ.) https://nsu.ru/xmlui/bitstream/handle/nsu/7731/Monographia-.pdf

Sharanik Yu.K., Kryukov V.A. (2016). Oil and gas sector of Russia: difficult road to diversity. Moscow-Novosibirsk-Tyumen: Pero, 272 p. (In Russ.)

Vilensky P.L., Livshitz V.N., Smolyak S.A. (2002). Evaluating efficiency of investment projects. *Theory and practice*. Moscow: Delo, 888 p. (In Russ.)

About the Authors

Valeriy A. Kryukov – Dr. Sci. (Economics), Professor, Director, Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

17 Ac. Lavrentiev av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Alexander O. Baranov – Dr. Sci. (Economics), Professor, Deputy Director for Research, Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

17 Ac. Lavrentiev av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Victor N. Pavlov – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Senior Researcher, Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

17 Ac. Lavrentiev av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 4 June 2020;
Accepted 10 August 2020; Published 31 August 2020

ПОИСК, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Материалы конференции

УДК 622.276

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.28–31

Геологическое многообразие залежей нефти – основа технологического развития индустрии

Р.Р. Ибатуллин
TAL Oil Ltd., Калгари, Канада
E-mail: ravil.r.ibatullin@gmail.com

Глубокое изучение механизма и процессов разработки залежей битумов и тяжелой нефти, а также нефти в плотных и сланцевых коллекторах было проведено в условиях специальных полигонов в Северной Америке. Эти исследования послужили базой технологического скачка, который явился основой для перевода указанных ресурсов в разряд извлекаемых запасов. На базе развития новых технологий горизонтального бурения, многоступенчатого гидроразрыва, парогравитационного метода в различных модификациях достигнуты коммерчески привлекательные результаты, которые позволяют устойчиво разрабатывать месторождения с нетрадиционными запасами в условиях низких цен на нефть. Маргинальные запасы в условиях глубокого кризиса являются главной причиной списания запасов и их перехода к крупным диверсифицированным компаниям.

Ключевые слова: Нетрадиционные запасы и ресурсы, битумы, тяжелая нефть, плотные коллектора, гидроразрыв пласта, парогравитационное воздействие

Для цитирования: Ибатуллин Р.Р. (2020). Геологическое многообразие залежей нефти - основа технологического развития индустрии. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 28–31. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.28–31

Введение

Методам и техническим решениям по извлечению нефти неизбежно предшествует локализация резервуара, иными словами, геологические средства определения запасов и ресурсов.

В последние два десятилетия детально изученные ресурсы тяжелой нефти и битумов, а также запасы углеводородов в плотных и сланцевых коллекторах послужили основой технологического скачка, который перевел эти ресурсы в разряд извлекаемых запасов. Эти запасы, часто определяемые как нетрадиционные, стали существенным элементом современного рынка нефти (табл. 1). Особенностями нетрадиционных запасов явилась их концентрация в формациях значительной толщины, доходящих до километра (в сланцах), а также громадные площади их распространения.

Как видно из табл. 1, доля нетрадиционных запасов нефти только в крупнейших нефтегазоносных провинциях превышает треть от общемировых, а добыча составляет около одной пятой от общемировой. Эти результаты были достигнуты за исторически короткие сроки благодаря новым технологиям, основанным на высокотехнологичных горизонтальных скважинах. Высокоточная навигация, геофизические исследования в ходе бурения, буровые растворы и долота явились важными составляющими этого успеха.

Добыча тяжелой нефти и битума

Современные технологические решения для добычи тяжелой нефти и битума в Канаде берут свое начало со строительства в 1984 г. недалеко от города Fort Mac Murrey (провинция Альберта) подземного испытательного стенда

	Доказанные запасы, млрд бар.	Добыча, млн бар/сут
Канада (тяжелая нефть и битумы)	161	4
Венесуэла	301	1.8
США – оценка (плотные коллектора и сланцы)*	200	8
Весь мир	1672	100

*Табл. 1. Запасы и добыча нефти (оценка на конец 2018 г.) (Источник: https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/crude-oil-facts/20064). *Wood Makkenzi, Pioneer Natural Resources*

UTF (Undeground Test Facility), на котором была отработана в пилотных условиях технология парогравитационного метода (SAGD). Канадские специалисты в ходе работы по созданию UTF ознакомились и с опытом шахт Ярегского месторождения в Республике Коми. Финансирование проекта UTF велось в значительной мере при поддержке правительства провинции Альберта через AOSTRA (Alberta Oil Sands Technology Reserch Authority) совместно с крупнейшими компаниями-операторами.

На этом стенде были отработаны теория и практика парогравитационного метода, который в начале 2000-х гг. вышел на коммерческое применение (рис. 1). Современные решения, направленные на повышение эффективности SAGD, охватывают:

– комбинации пара с растворителями и неконденсируемыми газами,

– управление потоками в добывающей и нагнетательной скважинах (рис. 1а),

– размещение скважин на поверхности и в пласте (кустование, уплотнение сетки) и многие другие (рис. 1б).

© 2020 Р.Р. Ибатуллин

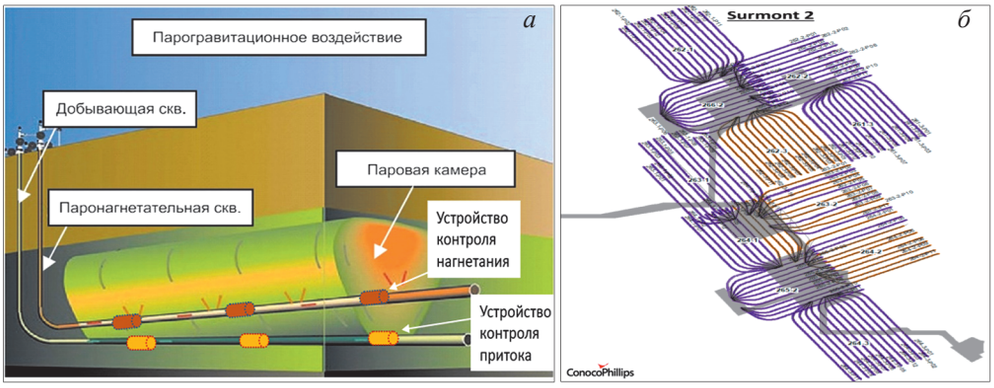

Рис. 1. Схема парогравитационного воздействия. Скважины оборудованы устройствами контроля потока (Flow Control Device) для добывающей и нагнетательной скважин (а). Схема кустования на канадском месторождении Surmont компании Conoco Phillips (б).

Многоступенчатый гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах

В последнее десятилетие бурно развивались новая техника и технологии для разработки нетрадиционных запасов углеводородов, таких как бурение горизонтальных и многоствольных скважин, а также технологии, техника и реагенты для многоступечатого гидроразрыва пласта (МСГРП) в таких скважинах.

Технологии многоступенчатого гидроразрыва в пилотном режиме начали активно разрабатываться в конце 90-х годов прошлого века при активной поддержке Департамента энергетики США (Department of Energy – DOE) и к 2010 г. вышли на массовое промышленное применение. В 1997 г. пилотный проект государственно-частного партнерства DOE/Mitchell Energy по МСГРП вышел на коммерческие показатели в девонских сланцах.

В настоящее время существуют три основные модификации проведения МСГРП:

Перекрытие ствола на секции пакерами, перфорация и последующий ГРП (“plugandperf”);

Перекрытие ствола на секции пакером, с последующим открытием скользящих муфт (“slidingsleeves”) для доступа жидкости ГРП к заколонному пространству. Для открытия муфт ГРП существует два способа: сбрасыванием шаров с последовательно увеличивающимся диаметром или с помощью устройства на гибкой трубе;

Использование разрывных муфт, которые основаны на разрушении при определенном давлении диска, изолирующего канал в муфте между колонной насосно-компрессорных труб (НКТ) и заколонным пространством.

Важным резервом сокращения затрат является также и удешевление технических средств и уменьшение времени использования дорогостоящего и дефицитного «флота» ГРП. Одной из последних инноваций в этой области явилась реализации более «агрессивных» технологий ГРП, заключающихся в большем числе разрывов на длине ствола, а также к большим объемам нагнетаемого проппанта. Кроме того, уплотняется и сетка скважин и коэффициент кустования. Например, канадская компания Encana для объектов в Пермском бассейне в Техасе разработала технологию Cube Development (рис. 2а). Все это приводит к максимальной концентрации и коэффициенту использования дорогостоящего оборудования ГРП, снижая затраты времени на монтаж/демонтаж и переезды. Сегодняшний куст горизонтальных скважин (ГС) в ходе процесса МСГРП похож на большой завод с высокой удельной концентрацией техники и оборудования ГРП (рис. 2б).

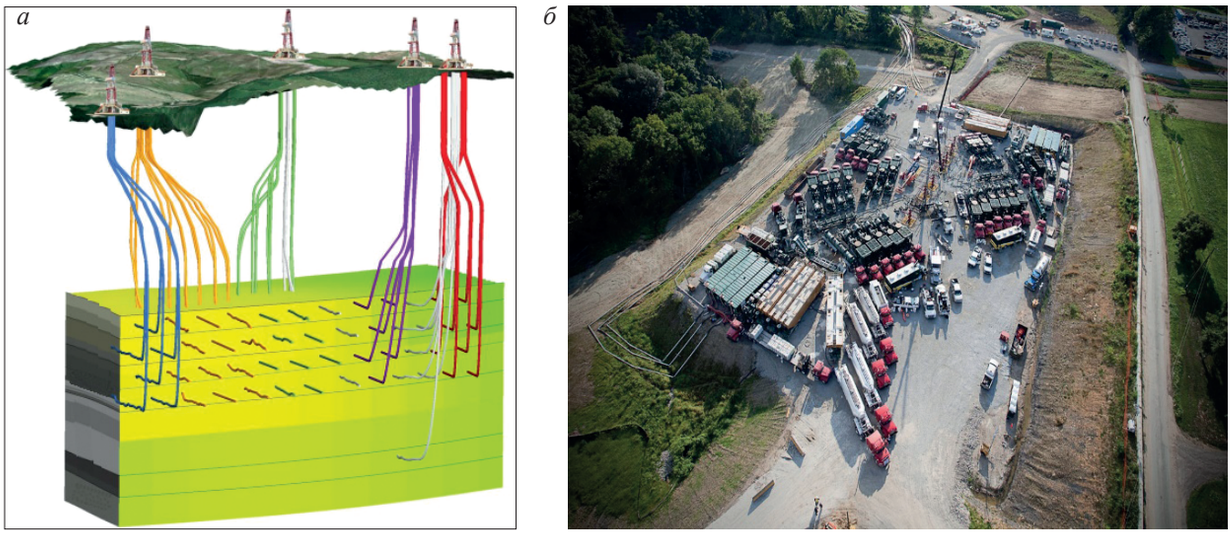

Рис. 2. Пример расстановки скважин и их траекторий по технологии Cube Development компании Encana (а). Расположение техники ГРП на кусте скважин (б).

Сопоставление экономической привлекательности запасов тяжелой нефти и нефти в сланцах в Северной Америке

Результаты сопоставления скорости инновационного развития технологий SAGD и МСГРП в горизонтальных скважинах свидетельствуют об ускорении темпов технологического развития. Если для выхода SAGD на коммерческий уровень понадобилось около 15 лет, то для МСГРП тот же путь занял чуть более 10 лет.

С точки зрения экономической привлекательности запасов тяжелой нефти и нефти в сланцах в Северной Америке рассмотрим оценку затрат по их элементам (рис. 3). Для тяжелой нефти Канады в сравнении с американскими сланцевыми нефтями самой существенной долей затрат является скидка по качеству и транспортные затраты. При этом, в среднем, из всех рассмотренных объектов самыми низкими являются затраты для проектов скважинной добычи тяжелой нефти.

В то же время, для условий Западно-Канадского осадочного бассейна разработка запасов нефти в плотных коллекторах и сланцах показала большую эффективность (рис. 4).

Сложность разработки таких запасов заключается в том, что очень быстрое падение добычи нефти в плотных коллекторах и сланцах требует непрерывного инвестирования для строительства и обустройства новых скважин. В кризис, когда стоимость запасов, используемых для покрытия кредитов, падает, финансовые источники для капитальных вложений становятся или очень дорогими, или попросту недоступны. В таких ситуациях стабильная добыча на обустроенных объектах тяжелой нефти делает эти запасы более привлекательными, т.к. требует покрытия только операционных затрат.

Как показывает опыт канадских объектов тяжелой нефти и нефти в плотных коллекторах, большая часть финансовых потерь приходится на компании с добычей тяжелой нефти, у которых нет собственных перерабатывающих

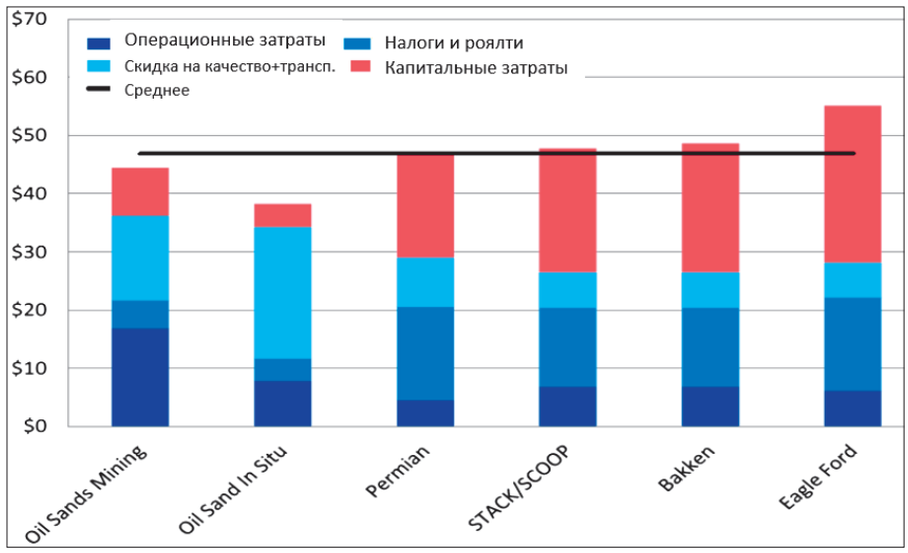

Рис. 3. Затраты по объектам разработки в USD/bbl, расчеты приведены к цене нефти WTI (Источник: https://energynow.ca/2020/06/new-investment-report-counters-misconceptions-about-the-oil-sands-cec/). По горизонтальной шкале по порядку: карьерная добыча тяжелой нефти (Канада), скважинная добыча тяжелой нефти (Канада), сланцевая добыча (отложения Permian, США), сланцевая добыча (отложения STACK/SCOOP, Оклахома, США), сланцевая добыча (отложения Bakken, США), сланцевая добыча (месторождение Eagle Ford, США).

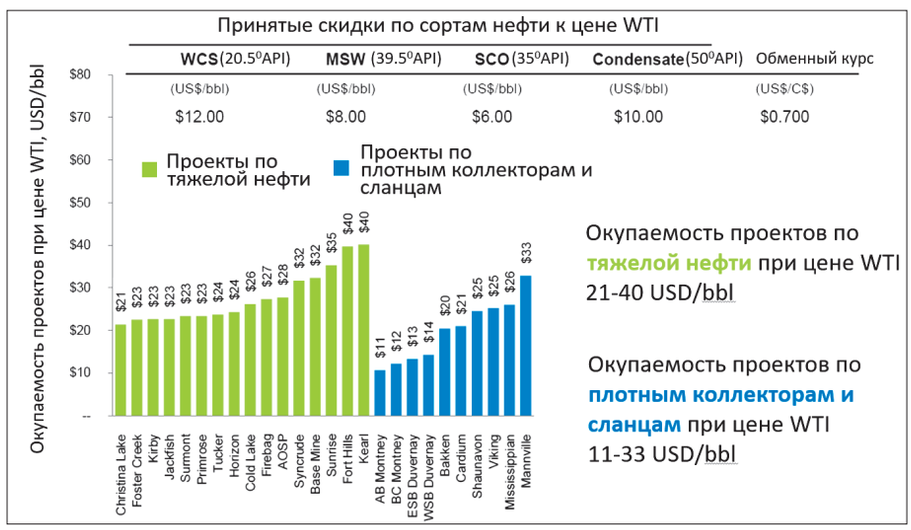

Рис. 4. Окупаемость канадских проектов добычи тяжелой нефти и легкой нефти плотных коллекторов и сланцев при ценах WTI, USD/bbl (BMO Capital Markets Equity Research, 2020)

мощностей, а продажа только сырой нефти быстро приводит к значительным убыткам. Малые и средние компании, владеющие нетрадиционными запасами, нередко банкротятся, а их активы переходят к крупным, более диверсифицированным компаниям.

В результате значительного падения цен на нефть в компаниях, владеющих нетрадиционными запасами, часто происходит списание значительной доли запасов. Например, по итогам 2-го квартала 2020 г. у компании Shell после снижения цен в прогнозе списано запасов на 4-6 млрд долл. США (преимущественно в Северной Америке и Бразилии), а у BP - на 8-10 млрд долл. США (преимущественно в Северной Америке и Арктических объектах России и Норвегии). В компании Shell сделали это пересмотрев и спрогнозировав следующие ценовые условия: Brent в 2021 г. – 40 долл. США/бар, в 2022 г. – 50 долл. США/бар, в 2023 г. – 60 долл. США/бар., а в компании BP приняли среднюю цену Brent в 55 долл. США/бар в период 2021-2050 гг. при прежней оценке в 70 долл. США/бар.

Выводы

Значительное влияние на ускорение процесса перевода нетрадиционных ресурсов в эффективные извлекаемые запасы оказала прямая государственная поддержка для разработки новой техники и технологий в виде государственно-частного партнерства.

На примере сопоставления развития новых технологий сланцевой добычи и добычи тяжелой нефти явно видно ускорение инновационного процесса при современных требованиях коммерческой реализации в условиях волатильности цен на углеводороды.

Несмотря на высокую эффективность современного сервиса и новых проектных решений, многие объекты нетрадиционных запасов подвержены значительному влиянию цен, что приводит к списанию маргинальной их части при ценовых кризисах. Это приводит к увеличению рисков инвестирования и возможному переходу таких запасов к более диверсифицированным компаниям.

Литература

https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/crude-oil-facts/20064

https://energynow.ca/2020/06/new-investment-report-counters-misconceptions-about-the-oil-sands-cec/

BMO Capital Markets Equity Research May 07, 2020 https://www.bmoaddeals.com/uploads/pdf/BMO-CAD-AxD-Monthly-2020-05.pdf

Сведения об авторе

Равиль Рустамович Ибатуллин – доктор тех. наук, профессор, директор TAL Oil Ltd.

800, 350-7th Avenue SW Calgary AB Canada T2P 3N9

E-mail: ravil.r.ibatullin@gmail.ru

Статья поступила в редакцию 29.07.2020;
Принята к публикации 10.08.2020; Опубликована 31.08.2020

IN ENGLISH

Conference proceedings

The geological diversity of oil deposits is the basis for the technological development of the industry

R.R. Ibatullin
TAL Oil Ltd., Calgary, Canada
E-mail: ravil.r.ibatullin@gmail.ru

Abstract. A deep study of the mechanism and processes of development of the bitumen and heavy oil deposits, as well as oil in tight and shale reservoirs, was conducted in the special test facilities in North America. These studies served as the basis for a technological leap for the transfer of these resources to the category of recoverable reserves. Based on the development of new technologies for horizontal drilling, multi-stage hydraulic fracturing, and the SAGD method in various modifications, commercially attractive results have been achieved, which allow stable development of fields with unconventional reserves at low oil prices. Marginal reserves in a deep crisis environment are the main reason for the write-off of reserves and their transition to large diversified companies.

Keywords: unconventional reserves and resources, bitumen, heavy oil, tight reservoirs, hydraulic fracturing, steam assisted gravity drainage

Recommended citation: Ibatullin R.R. (2020). The geological diversity of oil deposits is the basis for the technological development of the industry. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 28–31. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.28–31

References

https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/crude-oil-facts/20064

https://energynow.ca/2020/06/new-investment-report-counters-misconceptions-about-the-oil-sands-cec/

BMO Capital Markets Equity Research May 07, 2020 https://www.bmoaddeals.com/uploads/pdf/BMO-CAD-AxD-Monthly-2020-05.pdf

About the Author

Ravil R. Ibatullin – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Director, TAL Oil Ltd.

800, 350-7th Avenue SW Calgary AB Canada T2P 3N9

Manuscript received 29 July 2020;
Accepted 10 August 2020; Published 31 August 2020

ПОИСК, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276

Материалы конференции

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.32–35

Цифровой нефтегазовый комплекс России

А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, Д.С. Филиппова, Е.А. Сафарова*

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Цифровая и технологическая модернизация нефтегазовой отрасли за счет использования инновационных технологий и платформенных решений, интеллектуальных систем управления, отечественных «сквозных» цифровых технологий будет способствовать укреплению позиций России на мировом нефтегазовом рынке. Одним из мегасайнс проектов, разрабатываемых в Институте проблем нефти и газа РАН, является создание геосферной обсерватории. Геосферная обсерватория ориентирована на изучение влияния фундаментальных геологических процессов (коровых волноводов, очагов трещиноватости и др.) в мантии и коре Земли на формирование скоплений углеводородов и управление разработкой месторождений в режиме реального времени на базе внедрения передовых технологий в области сверхглубокого бурения, волоконной оптики и лазерной физики, обработки больших объемов геоинформации (BigGeoData) и теории реконфигурируемых активно-пассивных сенсорных сетей (AntennaGrid).

Ключевые слова: цифровые технологии, искусственный интеллект, геосферная обсерватория, нефтегазовый комплекс России, маловязкая нефть, сеноманский газ

Для цитирования: Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Филиппова Д.С., Сафарова Е.А. (2020). Цифровой нефтегазовый комплекс России. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 32–35. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.32–35

В настоящее время очевидна необходимость ускоренного перехода к цифровой модернизации нефтегазовой отрасли (Dmitrievskiy et al., 2019). Компаниям и ведомствам предстоит быстрым шагом пройти длинный и сложный путь в рамках подготовки нормативной базы, выработки стимулирующих мер, внедрения цифровых технологий, разработки отечественных инновационных и технологических решений, экологически чистой ресурсосберегающей энергетики, эффективного рационального использования недр и биоресурсов.

Цифровая и технологическая модернизация нефтегазовой отрасли за счет использования инновационных технологий и платформенных решений, интеллектуальных систем управления, отечественных «сквозных» цифровых технологий будет способствовать укреплению позиций России на мировом нефтегазовом рынке. Ключевую роль развития нефтегазовой экономики России диктуют глобальные вызовы (Бушуев, Горшкова, 2020):

• Изменение системы газовых поставок за счет развития производства и транспортировки сжиженного природного газа;

• Ужесточение мировых экологических требований к содержанию серы в нефтепродуктах;

• Декарбонизация энергетического сектора Европейского союза;

• Выполнение условий Парижского соглашения по климату за счет сокращения выбросов вредных веществ в атмосферу;

• Выявление рисков и прогнозирование устойчивости российской нефтегазовой экономики, способных оказать негативное влияние на деятельность системообразующих компаний нефтегазового комплекса.

Традиционные регионы нефтегазодобычи характеризуются завершением эпохи нефтяных и газовых месторождений-гигантов, вступивших в позднюю стадию разработки; резким сокращением «активных» запасов легкой маловязкой нефти и сухого сеноманского газа; обводненностью продукции до 80–99%; снижением коэффициента нефте- и газоотдачи продуктивных пластов; исчерпанием высокопродуктивных запасов углеводородов на глубинах до 3,0 км, низким коэффициентом фондоотдачи и производительности труда.

Счетная палата РФ представила 28.05.2020 г. отчет «Анализ воспроизводства минерально-сырьевой базы РФ в 2015–2019 годах», в котором отмечается, что сырьевая база углеводородов России находится в периоде стагнации и не может служить драйвером роста нефтегазовой экономики; потенциал наращивания сырьевой базы ограничен из-за недостаточной геологической изученности недр, так среднемасштабным картированием охвачено только 24,1% территории страны; развитие геологической отрасли должно идти по пути цифровизации и открытости геологической информации. Разведанных запасов на разрабатываемых месторождениях нефти хватит на 35 лет добычи, природного газа – более чем на 50 лет. Доля трудноизвлекаемой нефти достигла 65% всех запасов нефти. Запасов легкой нефти хватит на 20 лет добычи. Прирост запасов природного газа ниже добычи, тогда как прирост запасов нефти превышает ее добычу незначительно. Освоение ресурсов углеводородов затрудняется инвестиционными рисками и сложностями в их добыче в арктических и удаленных регионах страны. В марте 2019 года Минприроды РФ оценило запасы нефти в России в 40 трлн руб., а природного газа – в 11 трлн руб. (Мень, Каульбарс, 2020).

* *Ответственный автор: Николай Александрович Еремин*
E-mail: ermn@mail.ru

© 2020 Коллектив авторов

Цифровая нефтегазовая экономика – это новая форма нефтегазового дела, которая опирается на инновационные модели управления производством в режиме реального времени (Еремин, Столяров, 2020). Основные составляющие цифровой нефтегазовой экономики – это большие геоданные в цифровом виде и пакет «сквозных» цифровых нефтегазовых технологий, который использует эти данные. Цифровая модернизация нефтегазовой отрасли страны позволит повысить средний коэффициент полезного действия (КПД) на нефтяных месторождениях с 30 до 40% и на газовых с 75 до 80%.

Национальная стратегия развития искусственного интеллекта на период до 2030 года была утверждена указом Президента Российской Федерации от 10 октября 2019 г. № 490. Под искусственным интеллектом в нефтегазовом деле понимается комплекс технологических решений, позволяющий имитировать когнитивные функции нефтяника-газовика (включая самообучение и поиск решений без заранее заданного алгоритма) и получать при выполнении производственных задач результаты, сопоставимые, как минимум, с результатами интеллектуальной деятельности самого нефтяника-газовика. Методы и технологии искусственного интеллекта реализуются по следующим направлениям: интеллектуальные системы поддержки принятия решений; компьютерное зрение; обработка и распознавание естественного языка, синтез речи специалиста. Национальной стратегией определены задачи развития искусственного интеллекта в России, к которым относятся:

• Поддержка научных исследований в целях опережающего развития искусственного интеллекта в нефтегазовом деле;

• Разработка и развитие нефтегазового программного обеспечения, в котором используются технологии искусственного интеллекта;

• Повышение доступности и качества больших геоданных, необходимых для развития технологий искусственного интеллекта;

• Увеличение доступности киберфизического оснащения, необходимого для решения задач в области искусственного интеллекта;

• Повышение уровня насыщения нефтегазового рынка технологиями искусственного интеллекта, квалифицированными кадрами с цифровыми специальностями и информированности специалистов о возможных сферах использования цифровых технологий;

• Создание комплексной системы регулирования общественных отношений между ноосферой и ботосферой, возникающих в связи с развитием и использованием технологий искусственного интеллекта.

В дорожной карте по сквозной технологии искусственного интеллекта в отрасли «Добыча полезных ископаемых» (Классификатор ОКВЭД «В») выделяются следующие области применения: оптимизация разведки и извлечения запасов на основе анализа геологогеофизических данных, повышение эффективности и безопасности производственного процесса за счет применения автономного оборудования и транспорта, предотвращение простоев оборудования и дорогостоящих ремонтов за счет превентивного обслуживания (Дорожная карта развития..., 2019). В рамках перехода на цифровизацию нефтегазовой отрасли предполагается разработать:

1. Национальный стандарт общей информационной модели нефтегазодобычи, которая будет служить основой для единого нефтегазового информационного пространства и системы управления большими геоданными. Национальный стандарт общей информационной модели позволит создавать цифровые двойники нефтегазовых объектов. Общая информационная модель нефтегазодобычи станет основой накопления упорядоченного массива больших геоданных для внедрения предиктивной аналитики и передовых технологий машинного обучения и искусственного интеллекта.

2. Полномасштабную облачную цифровую платформу для интенсивного увеличения коэффициентов фондоотдачи и производительности труда в нефтегазовом производстве.

В 2019 году правительство России приняло две ключевых концепции: государственной единой облачной платформы и национальной системы управления большими данными, которые позволяют создать ядро информационного обмена внутри нефтегазовой отрасли с использованием экономически эффективной инфраструктуры (Грабчак, 2020). Результатом работ станет создание единого информационного пространства как экосистемы нефтегазового производства, которая позволит воспроизводить историю и прогнозировать жизненный цикл нефтегазовых объектов и оборудования, разрабатывать инновационные бизнес-процессы.

Глобальная исследовательская повестка в области цифровых технологий характеризуется значительным разнообразием: машинные алгоритмы обработки данных на базе использования цепей Маркова; технологии обеспечения устойчивости цепочки поставок; разработка человеко-машинных интерфейсов; цифровое производство; синхронизация и обработка пространственных геоданных в распределенных системах; моделирование работы сетевых мультиагентных систем; мониторинг жизненных параметров у операторов и супервайзеров; технологии волоконных лазеров; нефтегазовый интернет. На первый план выходят методы искусственного интеллекта для анализа больших массивов неструктурированных текстовых и визуальных геоданных. Значительное внимание уделяется развитию инфраструктуры геоданных, методам глубинного обучения, нечеткой логике, нейротехнологиям (в части киберфизических интерфейсов).

Среди полных циклов в нефтегазовом деле можно выделить цифровой, высокотехнологичный и инновационный. Цифровой цикл включает себя: геологические/техногенные объекты – мультисенсорные измерения – большие геоданные – геоинформацию – научные знания – цифровые двойники – облачные технологии. Высокотехнологичный цикл состоит из: поиска – разведки – разработки – транспорта – переработки – нефтегазохимии. Инновационный цикл объединяет в себе: пилотный образец – опытно-промышленные испытания – вывод на рынок – масштабная реализация созданных технологий.

Синергия технологий полных циклов нефтегазового дела позволяет создавать высокоэффективные целевые бизнес-модели управления нефтегазовым производством, обеспечивающие интенсивный рост фондоотдачи и производительности труда специалистов.

Необходимо срочно активизировать работы по созданию гига- и терамоделей цифровых двойников

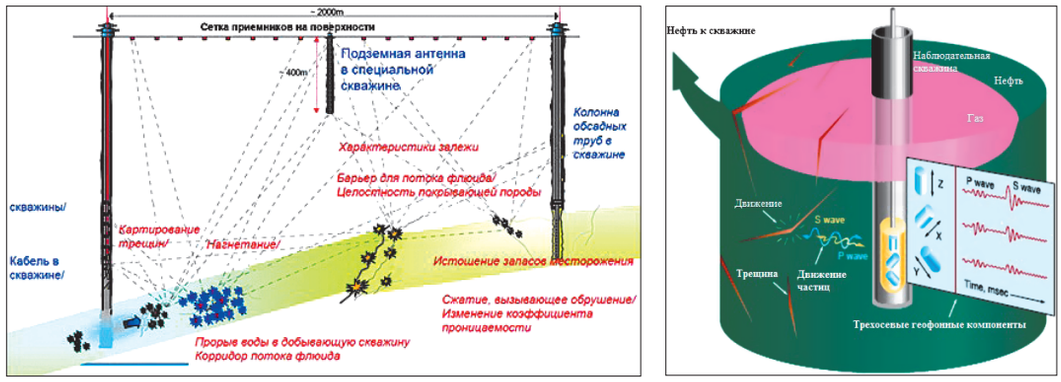

Рис. 1. Скважинная и пластовая томография

нефтегазовых объектов (нефтегазоносных провинций, месторождений, керна) с использованием высокопроизводительных вычислительных комплексов. До сих пор в списке Топ-500 суперкомпьютеров мира нет ни одного, принадлежащего российской нефтегазовой компании. Разработка и внедрение цифровых платформ для управления мультисенсорными и мультиконтроллерными нефтегазовыми объектами будет стимулировать гибкий переход от автоматизированного нефтегазового производства к роботизированному.

Цифровая модернизация нефтегазового производства позволяет создать цифровые двойники объектов с целью выявления скрытых, сложных взаимосвязей. «Сквозные» нефтегазовые цифровые технологии в едином информационном пространстве нефтегазового производства позволяют преобразовать модели управления нефтегазовыми объектами с целью максимизации коэффициента фондоотдачи. Целевым уровнем цифровых двойников нефтегазовых объектов является предиктивная аналитика, работающая на опережение в подготовке принятия стратегических и тактических решений. Предиктивная аналитика позволяет управлять себестоимостью жизненного цикла нефтегазового производства на кратко- и среднесрочную перспективу планирования.

Одним из мегасайнс проектов, разрабатываемых в Институте проблем нефти и газа РАН, является создание геосферной обсерватории.

Геосферная обсерватория ориентирована на изучение влияния фундаментальных геологических процессов (коровых волноводов, очагов трещиноватости и др.) в мантии и коре Земли на формирование скоплений углеводородов и управление разработкой месторождений в режиме реального времени на базе внедрения передовых технологий в области сверхглубокого бурения, волоконной оптики и лазерной физики, обработки больших объемов геоинформации (BigGeoData) и теории реконфигурируемых активно-пассивных сенсорных сетей (AntennaGrid).

Геосферная обсерватория (рис. 1) генерирует поток больших «сырых» геоданных в режиме реального времени, что очень важно для изучения как быстротекущих так и сверхмедленных процессов, протекающих в нефтегазовых объектах (нефтегазоносных провинциях, месторождениях и скважинах). Оптоволоконный постоянно-действующий инструментарий геосферной обсерватории (скважинная 4С – 1 гидрофон и 3 геофонов сенсорная система) позволяет прослеживать развитие естественных (искусственных) трещин во времени, выявлять их геометрию, сложность их развития; выявлять направления движения пластовых флюидов, подвижки блоков, тектонические и литологические барьеры потоков флюидов, оценивать продуктивность интервалов, целостность флюидоупоров, проводить оценку напряженно-деформированного состояния горных пород и трассировать коридоры потоков флюидов в пористом пространстве.

Выводы

Комплекс фундаментальных, поисковых и прикладных исследований с использованием высокоэффективных цифровых технологий добычи нефти и газа позволит увеличить добычу легкой маловязкой нефти на 45–50 млн тонн и сухого сеноманского газа на 20–25 млрд м^3.

Цифровое развитие нефтегазовой отрасли должно идти по пути открытости геологической информации. Как, например, в Норвегии, где в 2018 году компания Equinor открыла полный доступ международным научным коллективам к геолого-промысловой информации по месторождению Volve, которое было выведено из эксплуатации в 2014 году.

Финансирование

Материал подготовлен по результатам работ, выполненных в рамках государственного задания по темам: «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)» № АААА-А19-119013190038-2, «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», №АААА-А19-119022890063-9 и в рамках выполнения работ ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы» по теме: «Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологии искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геолого-разведочных работ, в т.ч. на шельфовых проектах» по Соглашению с Министерством науки и высшего образования РФ о выделении субсидии в виде гранта от 22 ноября 2019 г. № 075-15-2019-1688, уникальный идентификатор проекта RFMEFI60419X0217.

Литература

Бушуев В., Горшкова А. (2020). Энергетическое уравнение с цифровым ответом. *Энергетическая политика*, 1(143), с. 5.

Грабчак Е.П. (2020). Цифровизация в электроэнергетике: к чему должна прийти отрасль? *Энергетическая политика*, 1(143), с. 16–21.

Еремин Н.А., Столяров В.Е. (2020). О цифровизации процессов газодобычи на поздних стадиях разработки месторождений. *SOCAR Proceedings*, 1, 059-069. DOI: 10.5510/ogp20200100424

Дорожная карта развития «сквозной» цифровой технологии «Нейротехнологии и искусственный интеллект». (2019). Министерство цифрового развития, связи и массовых коммуникаций РФ.

Мень М., Каульбарс А. (2020). Анализ воспроизводства минерально-сырьевой базы Российской Федерации в 2015–2019 гг. Отчет о результатах экспертно-аналитического мероприятия. Из отчета Счетной палаты РФ – 2020.

Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. (2019). Digital transformation of gas production. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. DOI: 10.1088/1757-899x/700/1/012052

Сведения об авторах

Анатолий Николаевич Дмитриевский – доктор тех. наук, профессор, научный руководитель Института проблем нефти и газа РАН

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

Николай Александрович Еремин – доктор тех. наук, профессор, заместитель директора по инновационной работе, Институт проблем нефти и газа РАН

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

E-mail: ermn@mail.ru

Дина Сергеевна Филиппова – инженер, Институт проблем нефти и газа РАН

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

Елизавета Александровна Сафарова – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

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

Статья поступила в редакцию 29.07.2020;
Принята к публикации 10.08.2020; Опубликована 31.08.2020

IN ENGLISH

Conference proceedings

Digital oil and gas complex of Russia

A.N. Dmitrievskiy, N.A. Eremin, D.S. Filippova, E.A. Safarova*
Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
**Corresponding author: Nikolay A. Eremin, e-mail: ermn@mail.ru*

Abstract. Digital and technological modernization of the oil and gas industry through the use of innovative technologies and platform solutions, intelligent control systems, domestic "end-to-end" digital technologies will help strengthen Russia's position in the global oil and gas market. One of the megascience projects being developed at the Institute of Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences is the creation of a Geosphere Observatory. The Geosphere Observatory is focused on studying the influence of fundamental geological processes (crustal waveguides, fracture centers, etc.) in the mantle and crust of the Earth on the formation of hydrocarbon accumulations and management of field development in real time based on the introduction of advanced technologies in the field of ultra-deep drilling, fiber optics and laser physics, processing large volumes of geo-information (BigGeoData) and the theory of reconfigurable active-passive sensor networks (AntennaGrid).

Keywords: digital technologies, artificial intelligence, geosphere observatory, oil and gas complex of Russia, low-viscosity oil, Cenomanian gas

Recommended citation: Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A. Filippova D.S., Safarova E.A. (2020). Digital oil and gas complex of Russia. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 32–35. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.32–35

Acknowledgments

The material was prepared based on the results of work carried out within the framework of the state task on the topics: «Fundamental basis of innovative technologies of the oil and gas industry (fundamental, prospecting and applied research)» No. AAAA-A19-119013190038-2, «Development of scientific and methodological foundations of the search for large accumulations HC in non-structural traps of a combined type within platform oil and gas basins», No. AAAA-A19-119022890063-9 and within the framework of the Federal Target Program «Research and development in priority areas of development of the scientific and technological complex of Russia for 2014-2020» on the topic: «Development of a high-performance automated system for preventing complications and emergencies during the construction of oil and gas wells on the basis of permanent geological and technological models of fields using artificial intelligence technology and industrial blockchain to reduce the risks of geological exploration, incl. on shelf projects» under the Agreement with the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on the allocation of a subsidy in the form of a grant dated November 22, 2019 No. 075-15-2019-1688.

References

Bushuev V., Gorshkova A. (2020) The energy equation with a digital answer. *Energeticheskaya politika* [Energy policy], 1(143), January, p. 5.

Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. (2019). Digital transformation of gas production. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. DOI: 10.1088/1757-899x/700/1/012052

Eremin N. A., Stolyarov V. E. (2020). On the digitalization of gas production in the late stages of field development. *SOCAR Proceedings*, 1, 059-069. DOI: 10.5510/ogp20200100424

Grabchak E.P. (2020). Digitalization in the electric power industry: what should the industry come to? *Energeticheskaya politika* [Energy policy], 1(143), January, pp. 16–21.

Men M., Kaulbars A. (2020). Analysis of the reproduction of the mineral resource base of the Russian Federation in 2015–2019. Report on the results of the expert-analytical event.

Roadmap for the development of "end-to-end" digital technology "neurotechnology and artificial intelligence" (2019). Ministry of Digital Development, Telecommunications and Mass Communications of the Russian Federation, Moscow.

About the Authors

Anatoliy N. Dmitrievskiy – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Research advisor, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Nikolay A. Eremin – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Deputy Director for Innovation, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences,

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

E-mail: ermn@mail.ru

Dina S. Filippova – Enginner, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Elizaveta A. Safarova – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Manuscript received 29 July 2020;
Accepted 10 August 2020; Published 31 August 2020

ПОИСК, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Материалы конференции

УДК 553.98

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.36–39

Возможно ли восполнение нефти в отработанных месторождениях за счет взаимодействия гидротемальных растворов с вмещающими битуминозными и углеродистыми породами? (Эксперимент с участием флюидных включений)

В.С. Балицкий[*], *Л.В. Балицкая, Т.В. Сеткова, М.А. Голунова, Т.М. Бубликова*

Институт экспериментальной минералогии им. академика Д.С. Коржинского РАН, Черноголовка, Московская область, Россия

В статье на основе экспериментальных данных по взаимодействию битуминозных и углеродистых пород с гидротермальными растворами и одновременным выращиванием в них кварца с флюидными включениями рассмотрены возможности восполнения нефти и газа в ранее отработанных месторождениях. Указанные растворы могут генерировать и переносить нефть и газ в докритическом, суб- и сверхкритическом состояниях. Полученные данные подтверждают представления ряда нефтяников-геохимиков о миграции жидких углеводородов в земных недрах в виде высокотемпературных гомогенных, в том числе, сверхкритических флюидов, а также объясняют возможность глубокого метаморфизма нефти и образования наиболее глубинных месторождений сухого газа и графита. Особенно важно, что результаты проведенных экспериментальных исследований с использованием синтетических водно-углеводородных включений позволяют констатировать, что истощенные нефтяные месторождения могут восполнять утраченную нефть и газ за счет взаимодействия гидротермальных растворов с окружающими вмещающими битуминозными и углеродистыми породами.

Ключевые слова: восполнение углеводородов, водно-углеводородные флюиды, рост кристаллов, флюидные водно-углеводородные включения

Для цитирования: Балицкий В.С., Балицкая Л.В., Сеткова Т.В., Голунова М.А., Бубликова Т.М. (2020). Возможно ли восполнение нефти в отработанных месторождениях за счет взаимодействия гидротемальных растворов с вмещающими битуминозными и углеродистыми породами? (Эксперимент с участием флюидных включений). *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 36–39. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.36–39

Введение

Обычно для оценки потенциальной нефтегазоносности пород используют методы пиролиза, аквапиролиза, газожидкостной хроматографии, различных видов экстракций и т.п. Все они дают хорошие результаты, но не позволяют непосредственно (***in-situ***) наблюдать за поведением и фазовым состоянием генерируемых углеводородов (УВ). Вместе с тем, эти характеристики являются весьма важными для установления форм миграции УВ в земных недрах и решения других вопросов генезиса нефтегазовых месторождений. Более того, с каждым годом появляются все новые и новые факты возобновления нефтедобычи на раннее отработанных месторождениях. Это является очень важным практическим достижением нефтяников-промысловиков, хотя до сих пор не ясно, каким образом и откуда поступает нефть в истощенные месторождения. Мы попытались ответить на этот вопрос путем экспериментального моделирования процессов генерирования нефти при взаимодействии битуминозных пород с гидротермальными растворами. Суть опытов состояла в осуществлении взаимодействия битуминозных и углеродистых пород с гидротермальными растворами в диапазоне температур 240–550°C (в одиночных опытах до 700°C) и давлений 5–150 МПа при одновременном выращивании в тех же автоклавах кристаллов кварца с захваченными флюидными включениями. Изучение фазового состава и состояний водно-углеводородных флюидов, возникающих при взаимодействии гидротермальных растворов с указанными породами, может помочь ответить на поставленный в названии статьи вопрос.

Методы исследований, материалы

В качестве исходных пород были выбраны доманиковые сланцы (Приуралье), баженовские битуминозные аргиллиты (Западная Сибирь), горючие сланцы Кашпирского и Ленинградского месторождений, богхеды Восточной Сибири, а также битуминозные аргиллиты из Австрии и Франции. Опыты проводили гидротермальным методом температурного перепада с использованием автоклавов объемом от 30 до 280 мл (Синтез минералов, 2000). Автоклавы нагревали в шахтных электрических печах, снабженных двумя независимыми нагревателями. Температуру в печах и автоклавах поддерживали и контролировали набором стандартных термоизмерительных приборов с хромель-алюмелевыми термопарами (точность измерения ±2ºC). Необходимое давление задавали

[*] *Ответственный автор: Владимир Сергеевич Балицкий*
E-mail: balvlad@iem.ac.ru

© 2020 Коллектив авторов

заливкой автоклава раствором с коэффициентом заполнения, определяемым по P-V-T диаграммам используемых растворов (Самойлович, 1969).

Обломки пород размером 5–8 мм в поперечнике размещали в перфорированной металлической корзинке в нижней (более горячей) зоне автоклава. Там же устанавливали шихтовые кварцевые стержни ZY- и ZX-ориентации толщиной 2÷4 мм, шириной 4÷15 мм и длиной 60÷80 мм, соответственно. Еще один аналогичный кварцевый стержень длиной до 200 мм, выполняющий роль затравки, подвешивали на металлической рамке вдоль вертикальной оси автоклава. Загруженные таким образом автоклавы заливали одним из выбранных водных растворов – 3,5 мас.% $NaHCO_3$ и 2,4 мас.% Na_2CO_3 с заданным коэффициентом заполнения для создания соответствующего давления, закрывали и устанавливали в шахтной электропечи. Продолжительность опытов составляла от 15 до 60 суток.

Диагностику новообразованных твердых фаз проводили на основе рентгенограмм, полученных порошковым методом на дифрактометре АДП2-01, тип анода Co (длина волны 1,79021 Å). Жидкие УВ характеризовались ИК-спектрами поглощения, записанными на FT-IR спектрометре Avatar 320 фирмы Nicolet, а также хроматограммами, полученными на хроматографе Perkin Elmer Clarus 5000 с использованием капиллярной колонки Solgel длиной 60 см, газ-носитель – гелий. Флюидные включения исследовали методами термобарогеохимии (Ермаков, Долгов, 1979; Реддер, 1987). Жидкие и газообразные фазы в индивидуальных включениях идентифицировали по фундаментальным полосам поглощения ИК-спектров в диапазоне 7000–2600 $см^{-1}$, записанным с помощью ИК-микроскопа Continuum и однолучевого FT-IR спектрометра Nicolet, Nexus. Распределение во включениях жидких УВ устанавливали благодаря их яркой флюоресценции, выявляемой под микроскоп ZEISSAXIOImager. A1m (Германия), снабженным дополнительным источником ультрафиолетового излучения. Поведение и фазовые состояния водно-углеводородных флюидов во включениях изучали микротермометрическим методом с использованием термокамеры THMSG-600 фирмы Linkam (Англия), микроскопа Amplival (Германия), видеокамеры и управляющего компьютера.

Результаты исследований

В общей сложности было проведено более 220 опытов и изучено порядка 2500 синтетических флюидных включений в кристаллах кварца, выращенных одновременно с осуществлением взаимодействия гидротермальных растворов с битуминозными и углеродистыми породами. В результате, в дополнение к полученным ранее нами данным (Балицкий и др.,. 2013; Balitsky et al., 2011), установлено, что после опытов во всех флюидных включениях в тех или иных количествах фиксируется присутствие нефти и газовых УВ, в основном метана. Во включениях, сформированных в самых низкотемпературных (240–310°C) кристаллах кварца с минимальными добавками в растворах нефти (сотые и десятые об. %), последняя образует тончайшие (доли мкм) оторочки, проявляющиеся под УФ светом (рис. 1).

В этих же включениях обнаруживаются с помощью ИК-спектроскопии следы метана. Объемные соотношения фаз во включениях характеризуются неравенством L1>G>>L2, где здесь и ниже L1 – водный раствор, G – следы метана и водяного пара, L2 – нефть. Ранее другими методами в подобных включениях нефть не обнаруживалась, они считались двухфазными.

В более ощутимых количествах жидкие УВ (нефть) и метан постоянно образуются при взаимодействии битуминозных и углеродистых пород с гидротермальными растворами при температурах 330–500°C и давлениях 40–90 МПа (рис. 2). Фазовый состав и объемные соотношения фаз отвечают неравенствам L1>G>L2>SB, L1>L2>G>SB, L2>L1>G, L2>L1≈G, L2>L1≈G>>SB, SB>L2>G>L1, где здесь и ниже SB – твердые битумы.

Повышение температуры до 550–600°C приводит к затуханию и далее практически к полному прекращению генерирования нефти и газовых УВ в связи с углеводородным истощением находящихся в автоклаве пород. Наибольшим нефтегазовым потенциалом среди изученных образцов обладают некоторые разновидности

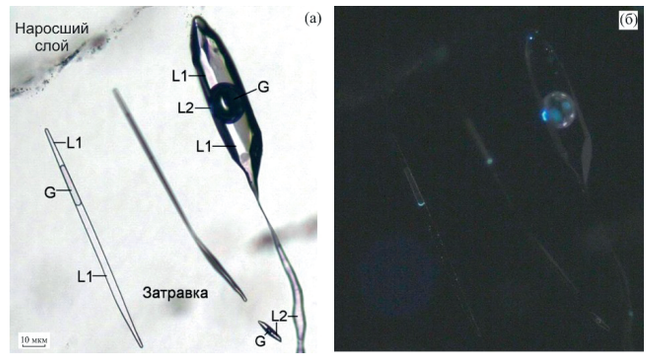

Рис. 1. Выявление жидких УВ, присутствующих в водных растворах включений, с помощью люминесцентной микроскопии. Условия образования включений: раствор 5 масс.% Na_2CO_3, температура 240/280 °C, давление 8 МПа, доля нефти в растворе 0,1–0,3 об.%.

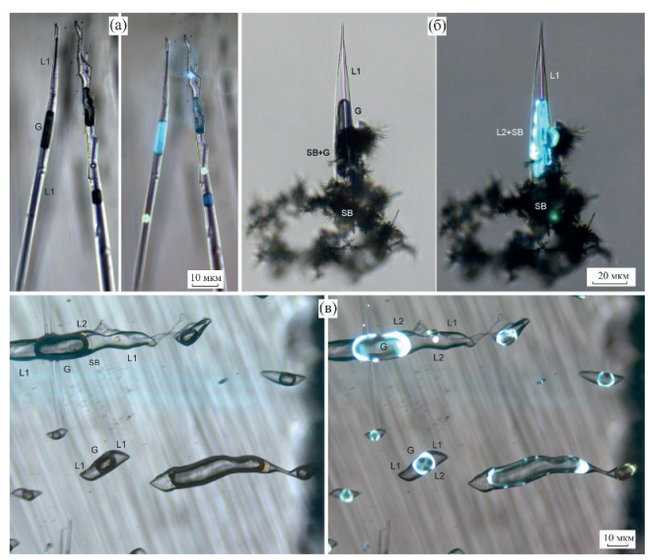

Рис. 2. Водно-углеводородные включения в кварце, выращенном в растворе 3 масс. % Na_2CO_3 при температуре 360/390°C и давлении 90 МПа. В поляризованном свете жидкие углеводороды во флюидных включениях не фиксируются; а в ультрафиолетовом свете –отчетливо проявляются во включениях в виде оторочек на границе газовой (G) и водной (L1) фаз благодаря интенсивной флюоресценции.

битуминозных аргиллитов баженовской свиты, в которых количество генерируемой нефти по предварительным данным достигает порядка 500–700 л на одну тонну породы. Во флюидных включениях, находящихся в одних и тех же зонах роста, наблюдаются весьма различные объемные соотношения водной L1, нефтяной L2 и газовой G фаз (рис. 3).

Наиболее резкими отличиями характеризуются водно-углеводородные включения в кварце, выращенном при взаимодействии гидротермальных растворов с горючими сланцами. Причем твердые битумы SB нередко превалируют над остальными фазами включений (рис. 4).

Все это однозначно указывает на частое гетерогенное состояние водно-углеводородных флюидов, из которых захватывались водно-углеводородные включения. Наряду с этим, нередко существенно нефтяные водно-углеводородные включения достигают гомогенного состояния как при докритических, так и суб- и сверхкритических температурах и давлениях (рис. 5).

В целом, полученные данные подтверждают представления целого ряда нефтяников-геохимиков о миграции жидких углеводородов в земных недрах в виде высокотемпературных гомогенных, в том числе сверхкритических флюидов, а также объясняют возможность глубокого метаморфизма нефти и образования в связи с этим наиболее глубинных месторождений сухого газа и графита. Вместе с этим, результаты проведенных экспериментальных исследований с использованием синтетических водно-углеводородных включений позволяют констатировать, что истощенные нефтяные месторождения могут восполнять утраченную нефть за счет взаимодействия гидротермальных растворов с окружающими вмещающими битуминозными и углеродистыми породами.

Финансирование

Работа выполнена в ИЭМ РАН, тема НИР АААА-А18-118020590150-6.

Литература

Балицкий В.С., Бондаренко Г.В., Пиронон Ж., Пентелей С.В., Балицкая Л.В., Голунова М.А., Бубликова Т.М. (2013). О причинах вертикальной зональности распределения углеводородов в недрах земли: экспериментальные доказательства крекинга сырой нефти в высокотемпературных водно-углеродных флюидах. *Сверхкритические флюиды. Теория и практика*, 8(2), с. 39–60.

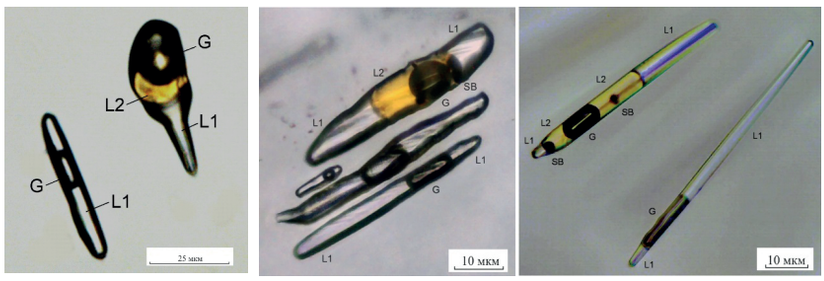

Рис. 3. Совместное нахождение двух- и четырехфазных включений состава: L1>G, L1>L2>G>SB и L2>L1>G>SB указывает на гетерогенное состояние флюида, в котором происходило формирование включений.

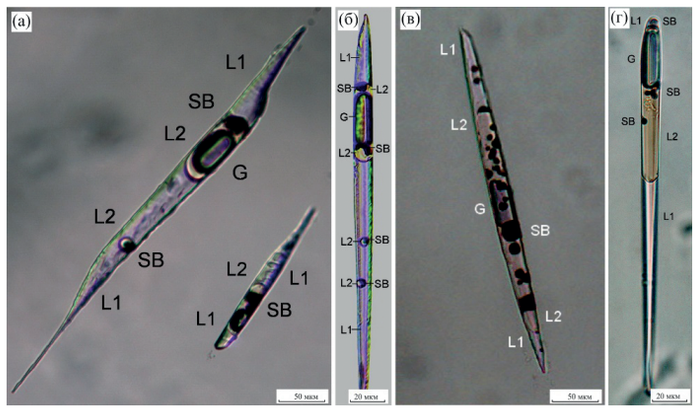

Рис. 4. Водно-углеводородные включения с фазовым составом L1>G≥L2>SB (а, б), и L2≥SB>G>L1 (в), L1≥L2>G>SB (г), образованные при взаимодействии гидротермальных растворов с горючими сланцами Кашпирского (а, б, в) и Ленинградского месторождений (г)

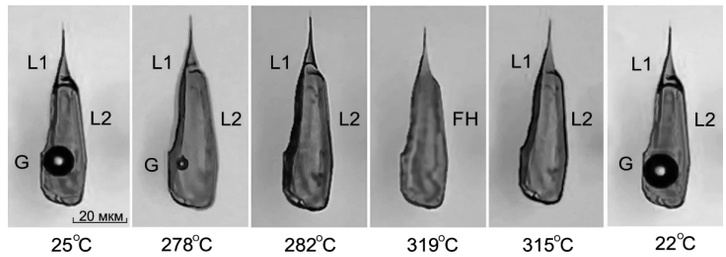

Рис. 5. Термограмма существенно нефтяного включения. При температуре 278–282°C исчезает газовая (в основном метановая фаза), и флюид становится двухфазным, главным образом, нефтяным со свободной водной фазой. Дальнейшее повышение температуры до 319°C приводит к полному растворению водной фазы в нефти с возникновением гомогенного флюида.

Ермаков Н.П., Долгов Ю.А. (1979). Термобарогеохимия. М.: Недра, 271 с.

Реддер Э. (1987). Флюидные включения. Природа включений и методы их исследования. Том 1. М.: МИР, 560 с.

Самойлович Л.А. (1969). Зависимость между давлением, температурой и плотностью в одно-солевых растворов. М.: Недра, 48 с.

Синтез минералов. (2000). Издание второе. Том 1. Александров: ВНИИСИМС, 662 с.

Balitsky V.S., Penteley S.V., Balitskaya L.V., Novikova M.A., Bublikova T.M. (2011). Visual In-Situ Monitoring of the Behavior and Phase States of Water-Hydrocarbon Inclusions at High Temperatures and Pressures. *Petrology*, 19(7), pp. 653–674.

Статья поступила в редакцию 29.07.2020;
Принята к публикации 10.08.2020; Опубликована 31.08.2020

Сведения об авторах

Владимир Сергеевич Балицкий – доктор геол.-мин. наук, профессор, главный научный сотрудник, Институт экспериментальной минералогии им. академика Д.С. Коржинского РАН

Россия, 142432, Московская обл., Черноголовка, ул. Ак. Осипьяна, д. 4

Людмила Васильевна Балицкая – инженер-исследователь, Институт экспериментальной минералогии им. академика Д.С. Коржинского РАН

Россия, 142432, Московская обл., Черноголовка, ул. Ак. Осипьяна, д. 4

Татьяна Викторовна Сеткова – канд. хим. наук, старший научный сотрудник, Институт экспериментальной минералогии им. академика Д.С. Коржинского РАН

Россия, 142432, Московская обл., Черноголовка, ул. Ак. Осипьяна, д. 4

Мария Алексеевна. Голунова – канд. геол.-мин. наук, научный сотрудник, Институт экспериментальной минералогии им. академика Д.С. Коржинского РАН

Россия, 142432, Московская обл., Черноголовка, ул. Ак. Осипьяна, д. 4

Татьяна Михайловна Бубликова – канд. хим. наук, научный сотрудник, Институт экспериментальной минералогии им. академика Д.С. Коржинского РАН

Россия, 142432, Московская обл., Черноголовка, ул. Ак. Осипьяна, д. 4

IN ENGLISH

Conference proceedings

Is it possible to replenish oil in abandoned fields due to the interaction of hydrothermal solutions with enclosing bituminous and carbonous rocks? (Experiment with the participation of fluid inclusions)

V.S. Balitsky, L.V. Balitskaya, T.V. Setkova, M.A. Golunova, T.M. Bublikova*
Institute of Experimental Mineralogy of the Russian Academy of Sciences, Chernogolovka, Moscow region, Russian Federation
**Corresponding author: Vladimir S. Balitsky, e-mail: balvlad@iem.ac.ru*

Abstract. The article considers the possibilities of oil and gas replenishment in previously worked out fields on the basis of experimental data on the interaction of bituminous and carbonaceous rocks with hydrothermal solutions and the simultaneous growth of quartz with fluid inclusions in them. These solutions can generate and transport oil and gas in pre-critical, sub- and supercritical states. The data obtained confirm the ideas of a number of petroleum geochemists about the migration of liquid hydrocarbons in the Earth's interior in the form of high-temperature homogeneous, including supercritical fluids, and also explains the possibility of deep metamorphism of oil and the formation of the deepest fields of dry gas and graphite. It is especially important that the results of experimental studies using synthetic water-hydrocarbon inclusions make it possible to state that depleted oil fields can replenish lost oil and gas due to the interaction of hydrothermal solutions with the surrounding host bituminous and carbonaceous rocks.

Keywords: hydrocarbon replenishment, water-hydrocarbon fluids, crystal growth, fluid water-hydrocarbon inclusions

Recommended citation: Balitsky V.S., Balitskaya L.V., Setkova T.V., Golunova M.A., Bublikova T.M. (2020). Is it possible to replenish oil in abandoned fields due to the interaction of hydrothermal solutions with enclosing bituminous and carbonous rocks? (Experiment with the participation of fluid inclusions). *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 36–39. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.36–39

Acknowledgments: *The work was performed at the IEM RAS, research topic AAAA-A18-118020590150-6.*

References

Balitsky V.S., Bondarenko G.V., Pironon Zh., Penteley S.V., Balitskaya L.V., Golunova M.A., Bublikova T.M. (2013). On the causes of vertical zoning in hydrocarbon distribution in earth interior: experimental evidences of crude oil cracking in high-temperature aqueous-hydrocarbon fluids. *Supercritical fluids. Theory and practice*, 8(2), pp. 39–60. (In Russ.)

Balitsky V.S., Penteley S.V., Balitskaya L.V., Novikova M.A., Bublikova T.M. (2011). Visual In-Situ Monitoring of the Behavior and Phase States of Water-Hydrocarbon Inclusions at High Temperatures and Pressures. *Petrology*, 19(7), pp. 653–674.

Ermakov N.P., Dolgov Yu.A. (1979). Thermobarogeochemistry. Moscow: Nedra, 271 p. (In Russ.)

Roedder, E., 1984, Fluid Inclusions, Reviews in Mineralogy. V. 12. Mineralogical Society of America, Chelsea, Michigan, 644 p.

Samoilovich L.A. (1969). The relationship between pressure, temperature and density in single-salt solutions. Moscow: Nedra, 48 p. (In Russ.)

Synthesis of minerals. (2000). II ed. V.1. Aleksandrov: VNIISIMS, 662 p. (In Russ.)

About the Authors

Vladimir S. Balitsky – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Senior Researcher, Institute of Experimental Mineralogy of the Russian Academy of Sciences

4 Ac. Osypyan st., Chernogolovka, Moscow region, 142432, Russian Federation

Lyudmila V. Balitskaya – Research Engineer, Institute of Experimental Mineralogy of the Russian Academy of Sciences

4 Ac. Osypyan st., Chernogolovka, Moscow region, 142432, Russian Federation

Tatyana V. Setkova – Cand. Sci. (Chemistry), Senior Researcher, Institute of Experimental Mineralogy of the Russian Academy of Sciences

4 Ac. Osypyan st., Chernogolovka, Moscow region, 142432, Russian Federation

Mariya A. Golunova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Institute of Experimental Mineralogy of the Russian Academy of Sciences

4 Ac. Osypyan st., Chernogolovka, Moscow region, 142432, Russian Federation

Tatyana M. Bublikova – Cand. Sci. (Chemistry), Researcher, Institute of Experimental Mineralogy of the Russian Academy of Sciences

4 Ac. Osypyan st., Chernogolovka, Moscow region, 142432, Russian Federation

Manuscript received 29 July 2020;
Accepted 10 August 2020; Published 31 August 2020

PROSPECTING, EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF OIL, GAS AND OIL AND GAS FIELDS

Review article

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.40–48

Giant and major-size oil and gas fields worldwide in basement reservoirs: state-of-the-art and future prospects

T. Koning
Senior Geologist – Independent Consultant, Calgary, Canada
E-mail: tako.koning@gmail.com

Oil and gas occurs in basement reservoirs in many parts of the world. The reserves of basement fields are as small as one or two million barrels of oil or gas-equivalent such as the Beruk Northeast pool in Sumatra, Indonesia to over 1.0 billion barrels of oil as in Viet Nam's Bach Ho field and Libya's Augila-Naafora field. This paper focuses on three giant-size oil and gas fields and six major-size fields. Exploration for oil and gas in basement has been remarkably successful in the past decade with important discoveries in basement in Indonesia, United Kingdom, Norway, Chad, and Argentina. In order to successfully develop basement oil and gas fields and also to avoid costly mistakes, all available geological, geophysical, reservoir engineering and economic data must be closely studied. Also, it is very important to study analogues worldwide of basement oil and gas fields in order to understand why some fields are very successful and others turn out to be technical and economic failures.

Keywords: giant and major-size oil and gas fields, crystalline basement, reservoirs

For citation: Koning T. (2020). Giant and major-size oil and gas fields worldwide in basement reservoirs: state-of-the-art and future prospects. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 40–48. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.40–48

Introduction

Basement rocks contain important oil and gas reservoirs in a number of basins in the world including Asia (Indonesia, China, Viet Nam, & India), Russia, Middle East (Yemen), Africa (Libya & Egypt), South America (Venezuela & Brazil), USA (California, Kansas, Oklahoma & Texas), and the North Sea (UK West of Shetlands & Norway) (Figure 1). The basement reservoirs include fractured and weathered granites, quartzites, metamorphics and volcanics.

The basement oil and gas play has intensified in the past decade with significant basement discoveries in the United Kingdom (Lancaster and Lincoln oil fields), Norway (Rolvsnes oil field), basement oil discoveries in Chad (Central Africa), Argentina and a major gas discovery made in 2019 in fractured basement in Indonesia.

The author has followed this subject closely for almost four decades since being involved in 1982 with the development of the Beruk Northeast basement oil pool in Indonesia (Koning & Darmono, 1984). He has presented papers on basement oil and gas at conferences and symposiums in Asia (Singapore & Jakarta), Middle East (Istanbul), Africa (Lagos, Abuja, Luanda & Cape Town), Europe (London & Kazan, Russia) and in North America (Calgary, Houston & Pittsburgh). He hereby shares his knowledge and experience.

The biggest oil and gas fields among the basement fields occur within basement which is heavily naturally fractured. The opinion of this author is that the best rock types are fractured quartzites or granites since they are brittle and thus fracture optimally (Koning, 2019). Fractured gneisses are poorer reservoirs since they can be massive, dense or slabby with open fractures parallel to the direction of foliation. Rocks such as gneisses and schists are ductile and tend to "smear" and not fracture when subjected to tectonic stress. Phyllites and slates are the least attractive since such rocks are not brittle, rather they are thinly bedded, fissile and ductile and naturally fracture poorly.

Weathered granitic basement can also be an excellent reservoir such as in the Augila-Naafora oil field in Libya as described later in this paper.

The following is the preference scale for basement reservoir rock types:

- Fractured quartzites……..*Most preferred rock type*
- Fractured granites
- Fractured carbonates
- Weathered granites
- Fractured gneisses
- Weathered gneisses
- Fractured or weathered basalts
- Fractured schists
- Weathered schists……*Least preferred rock type*

Oil and gas fields in basement require the same geological criteria as conventional oil and gas fields which includes reservoir rocks (naturally fractured or weathered basement), oil & gas source rocks adjacent to or overlying basement, oil and gas migration paths, structural closure, and cap rocks which seal off the basement reservoirs.

Giant and major oil & gas fields

Giant-size oil and gas fields are defined as fields with greater than 0.5 billion barrels of oil reserves or gas-to-oil equivalent reserves. Major-size oil and gas fields are fields with reserves ranging from 100 million barrels to 0.5 billion barrels of oil or gas-to-oil equivalent. In this paper, the

© 2020 T.Koning

Fig. 1. Global distribution of oil & gas fields in basement reservoirs (Koning, 2019).

following giant and major oil and gas fields occurring in basement reservoirs are reviewed including:

Bach Ho (White Tiger): a giant-size oil field, offshore Viet Nam

Suban: a giant-size gas field, onshore South Sumatra Indonesia

Kali Berau Dalan: a major-size recent gas discovery, onshore South Sumatra, Indonesia

Dongshenpu: a major-size oil field, onshore China

Oymash: a major-size oil field, onshore Kazakhstan

Habban: a major-size oil field, onshore Yemen

Augila-Naafora: a giant-size oil field, onshore Libya

La Paz: a major-size oil field, onshore Venezuela

Mara: a major-size oil field, onshore Venezuela

Viet Nam

The largest oil field in Viet Nam is the giant-size Bach Ho (White Tiger) basement oil field. Other basement oil fields in Viet Nam include Ca Ngu Vang, Rong (Dragon), Rang Dong, Ruby, Su Tu Vang and the Su Tu Den fields. The primary basement reservoir rock is naturally fractured Precambrian granite as shown in Figure 2.

Fig. 2. Outcrop of Precambrian granite at LongHai, Viet Nam. Note the dominant fractures highlighted in red and the set of secondary oblique fractures highlighted in yellow (SOCO 2011 website).

Viet Nam: Bach Ho (White Tiger) Oil Field

This is a giant oil field with estimated reserves of 1.0 to 1.4 billion barrels recoverable (Hung & Le, 2004). The field was discovered in Viet Nam's Cuu Long Basin by Mobil in 1975 with oil found in Oligocene sediments draping a major basement structural high (Figure 3). Due to the political situation, Mobil, a USA oil company was not able to develop the field and exited from Viet Nam. However, in 1988 VietSovPetro discovered oil in fractured and weathered Precambrian granite basement. Oil production peaked at about 280,000 barrels of oil per day in 2005. The oil production is 90% from the basement reservoirs and 10% from the Oligocene sediments. Bach Ho's production declined to 140,000 barrels of oil per day in 2009 and has continued to decline to 65,000 barrels of oil per day in 2018.

The oil is stored in macrofractures, microfractures, and vuggy pores within the fractures. Matrix porosity within the granite is negligible. Most of the fractures inside basement are at high dip angles of 40–75 degrees. Porosity in the fractures is only 2–3% but permeabilities are excellent at ten to thousands of millidarcies. Flow rates have been measured at up to 14,000 barrels of oil per day per well. Bach Ho's giant-size reserves are due to excellent storage and permeabilities in the fractures and also due to the oil column having a very large thickness of 1,500 meters.

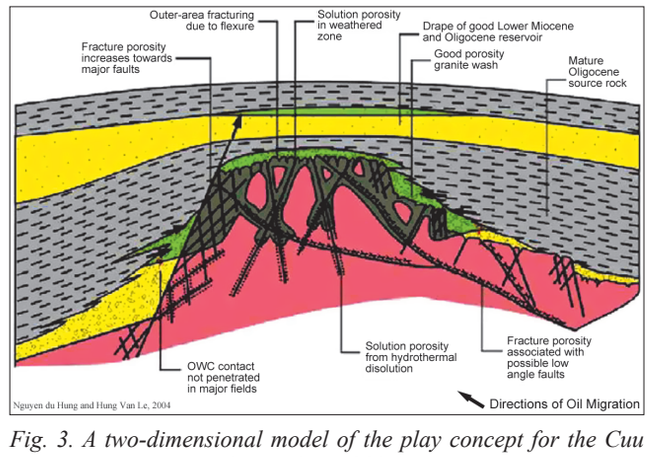

Fig. 3. A two-dimensional model of the play concept for the Cuu Long Basin, Viet Nam (Hung & Le, 2004)

Indonesia: Suban Gas Field, South Sumatra

The Suban gas field was discovered in 1998 by drilling through shallower gas-bearing sediments and deep into basement. An estimated 6 trillion cubic feet of gas was discovered in fractured pre-Tertiary age granites. Gas production which commenced in 2003 is primarily from basement and is also obtained from the overlaying granite wash sands of the Talang Aker formation and fractured carbonates of the Miocene-age Batu Raja formation. The gas column in the basement is approximately 1,250 meters in thickness and a water aquifer underlays the gas. Very prolific basement gas wells were drilled on the basis of the wells being highly deviated and oriented perpendicular to the dominant fracture system. The success of Suban has led to further exploration for gas in basement in Sumatra due to the need for more gas as the Indonesian economy continues to expand. Gas from the Suban Field has been pipelined to the huge Duri heavy oil steam flood project in Central Sumatra as well as to Singapore for electricity generation. The American oil company Conoco Phillips is the operator of the field.

Hennings et al. (2012) in a comprehensive paper on Suban which states that bulk reservoir performance is governed by the local stress architecture that acts on existing faults and their fracture damage zones to alter their permeability and consequently on their access to distributed gas (Figures 4, 5). Studies on Suban indicated that the reservoir potential is most enhanced in areas that have large numbers of thrust-fault stress where fewer fractures with high shear-to-normal stress ratios exist. The operator determined that achieving the highest well productivity relies on tapping into critically stressed faults and their associated fracture damage zones. Two wellbores including Suban-10 and Suban-11 were drilled based on this concept and each showed a three-to-seven-fold improvement in gas flow potential. Indeed, Suban-10 was placed on production in 2007 at a constrained rate of 150 million cubic feet of gas per day (Talisman Energy, 2007).

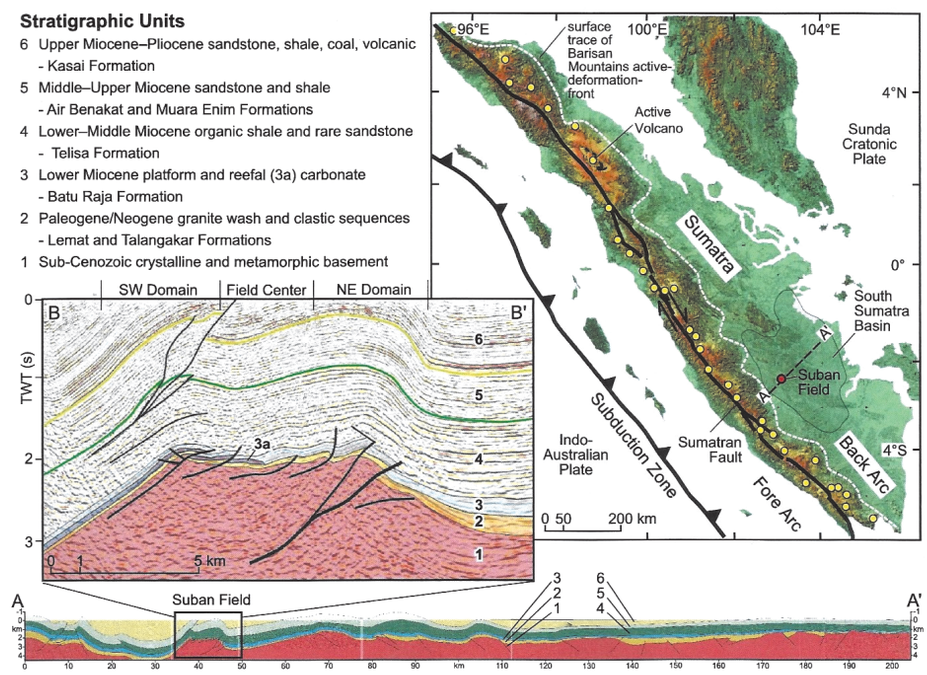

Fig. 4. Regional setting of the Suban gas field, South Sumatra. The seismic section intersects the crest of the Suban Field (Hennings et al., 2012).

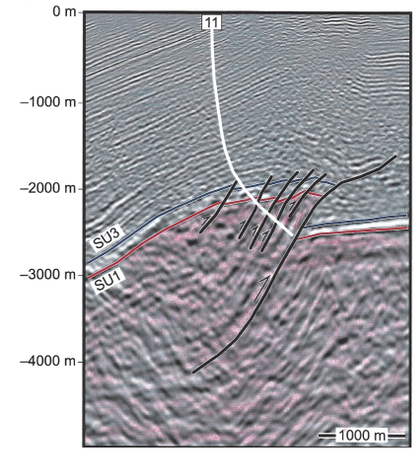

Fig. 5. Seismic line showing the location of the Suban-11 development well. Basement is in red. These up thrust faults are associated with regional strike-slip faulting. The well was drilled to intersect perpendicularly the faults. Suban wells 10 and 11 were especially successful with Suban-10 placed on production at 150 million cubic feet of gas per day (Hennings et al., 2012, Talisman Energy, 2007).

Indonesia: Kali Berau Dalam Gas Discovery, South Sumatra

In 2019, the Spanish oil company Repsol announced that their Kali Berau Dalam-2 exploration well had made a major gas discovery in fractured pre-Tertiary basement rocks. The well was drilled in the Sakakemang Block. Repsol as operator has a 45% working interest, Malaysia's state oil company Petronas holds a 45% interest and the Japanese firm of Mitsui & Company holds 10%. This discovery extends the basement gas play 60 kilometers to the northeast of the Suban Field. The well was reported to have flowed at a rate of 45 million cubic feet of gas per day.

Repsol announced that the discovery found at least 2 trillion cubic of gas. On an oil equivalency basis this equals 330 million barrels of oil. For Indonesia the Kali Berau Dalam discovery is very significant since it is the largest oil or gas discovery in the past 18 years since the Cepu discovery in 2001. Indeed, petroleum industry analysts have stated that this discovery is one of the ten biggest discoveries in the world made in 2019.

China: Dongshenpu Oil Field

This field is located onshore central China and like the Yaerxia oil field is an example of a Chinese "buried hill" basement oil field (XiaoGuang & Zuan, 1991). The Dongshenpu oil field was discovered in 1983 and the reservoir consists of Precambrian (Archean) granites, granulites, diabases, and hornblende gneisses (Figure 6). The rocks have no primary porosity but porous reservoirs were developed by weathering and natural fracturing.

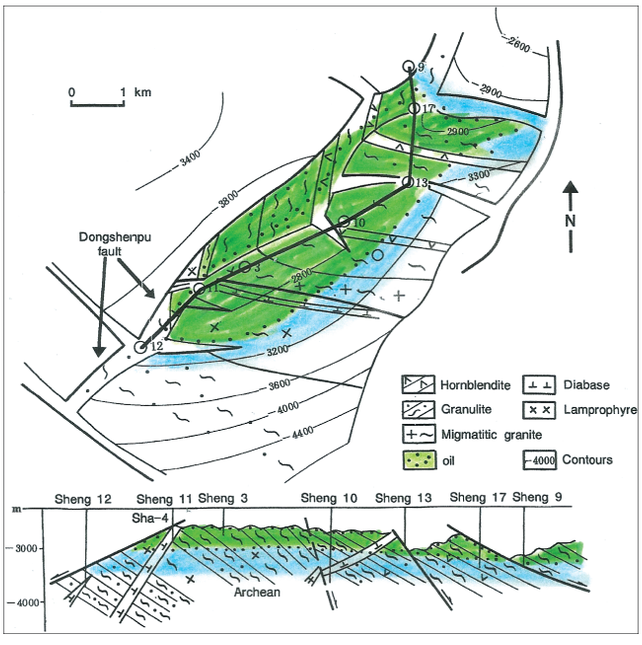

Fig. 6. Structural cross-section through the Dongshenpu oil field. The oil column, shown in green, is separated from the underlying water zone, shown in blue, by the oil-water contact at 3,060–3,100 meters (XiaoGuang & Zuan, 1991).

The discovery well tested at 1,570 barrels of oil per day and subsequent development drilling has found the oil column to be 400 meters thick. The top of the buried hill is at a depth of 2,600 meters. The oil-water interface is basically uniform at 3,060–3,100 meters depth. The reserves in this field were estimated at approximately 190 million barrels of oil.

Kazakhstan: Oymash Oil Field

The Oymash oil field (Figure 7) was discovered in 1980 with oil found in Precambrian (Middle Paleozoic) granite and Triassic and Lower Jurassic sediments (Krupin & Rykus, 2011). Individual wells have been tested from basement at rates of up to 248 m3/day (1,560 barrels of oil per day). The granite is both fractured and weathered with an open porosity of 5.2%. The oil column in Oymash is 190 meters. The initial oil reserves in the field were estimated to be 20 million tons (150 million barrels of oil). The reserves in basement is estimated at 18 million tons (135 million barrels of oil) since approximately 90% of the oil in Oymash occurs within the basement.

YEMEN: Habban Oil Field

Yemen's crude oil production averaged 270,000 barrels of oil per day from 1993 until 2020 from two major sedimentary basins, Masilah and Sabatyn. Approximately 50% of the production is from Precambrian basement. Thus, basement's share of the production was 135,000 barrels of oil per day. Yemen's basement play is very successful due to major fault zones resulting in a high degree of basement fracturing (Neff, 2014). Also, Yemen has a world class mature oil and gas source rock which is the Jurassic-age Madir shale.

The Habban basement oil field was discovered in 2005 by Austria-based OMV Exploration & Production. The first successful exploration well was drilled to a total depth of 3,020 meters and tested 2,552 barrels of oil per day from fractured granites and granitic gneisses. By 2009, Habban was producing 32,000 barrels of oil per day. The field has a very thick oil column of 750 meters.

Africa's basement rocks

The vast interior core of Africa consists of Precambrian granite which when fractured or weathered is an optimum basement reservoir for oil and gas (Figure 8). One of the biggest basement oil fields worldwide, Augila-Naafora in Libya is reservoired in granite. Similarly, important oil discoveries made in Chad in the past decade all occur in Precambrian granite.

Libya: Augila-Naafora Oil Field

This field is a multi-billion barrels accumulation discovered in the mid-1960's in the Sirte Basin (Figure 9). The field is a prominent horst block created at the onset of rifting in Middle to Upper Cretaceous time (Harding, 1984). The reservoirs consist of hydrothermally altered fractured and weathered Precambrian granite and flanking Cretaceous

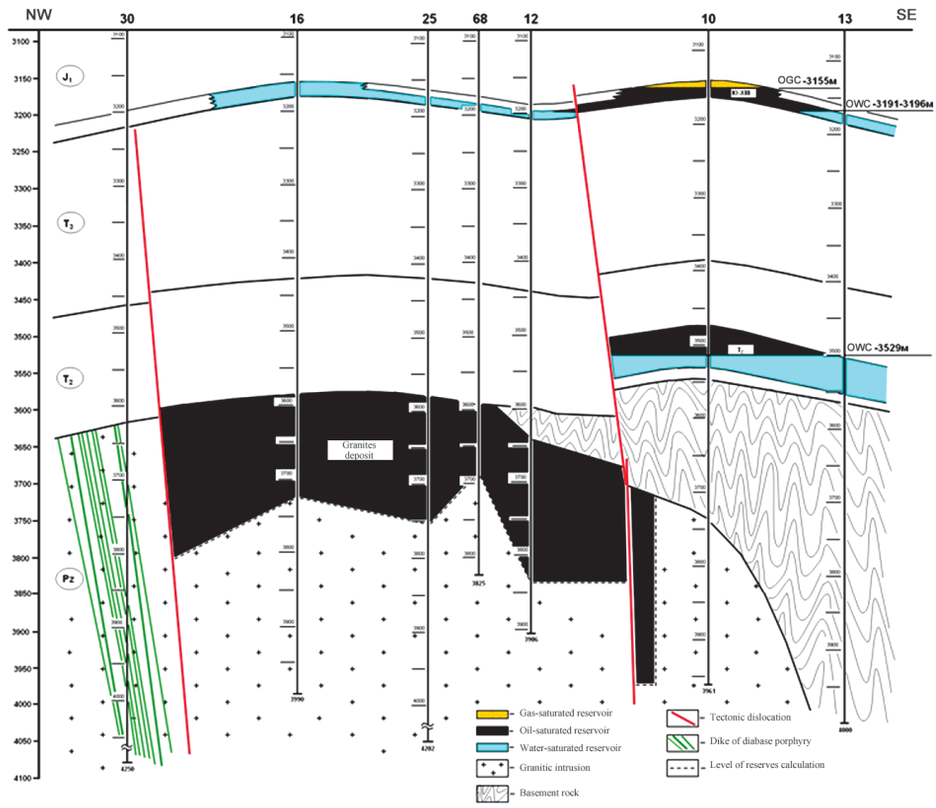

Fig. 7. Structural cross-section through the Oymash field showing distribution of oil in the basement and in the overlying sediments

Fig. 8. This is an example of typical basement rocks in Africa and consists of intensely fractured Precambrian granite in a fracture corridor. These rocks represent an excellent basement reservoir. This outcrop is located in the interior of Angola (Koning, 2014).

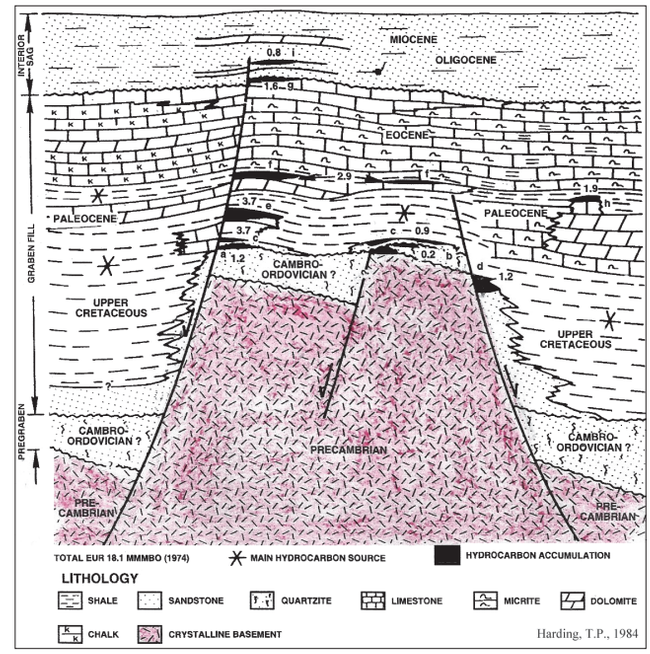

Fig. 9. Typical horst structure, Sirte Basin, Libya (Harding, 1984)

sandstones and carbonates. Thick mature oil source rocks onlap the basement high and also act as the ultimate seal to the accumulation. The oil source rocks are Cretaceous-age basinal marine dark shales.

Augila-Naafora has two names but consists of one field. The northeast part of the field, Naafora was discovered by Amoseas (Chevron & Texaco) in 1965 on Concession 51. The southwest part of the field, Augila was discovered in 1966 on Concession 102 by the USA oil company Occidental Petroleum. The D102 well drilled by Occidental into the crest of the structure proved basement to be bald with Cretaceous shales resting directly on granitic basement. The well was tested and flowed 7,627 barrels of oil per day from the basement.

Primary porosity in the granite is low (2–3%) but hydrothermal alteration and weathering have led to about 6% porosity in the weathered zone and a maximum of about 11% according to Belgasem et al. (1991). The weathering at the top of basement varies from as little as 5 meters to as much as 200 meters. There are sufficient open fractures in the basement structure to ensure effective fluids communication throughout the accumulation and to guarantee high oil production rates.

Historic public data on the reserves and production rates of Libya's oil fields is scarce. The current operator of Augila-Naafora is the Libya National Oil Corporation who since becoming operator in 1969 has published no information on the field. The best information is from Williams (1972) and Hallett (2002) who wrote that the original oil-in-place is in the order of 9.0 billion barrels of oil. Cumulative production by 1981 was 739 million barrels (Oil & Gas Journal, 1982). According to Hallett (2002) the estimates of the original reserves vary from 1.5 billion barrels of oil to 2.2 billion barrels of oil, which is equivalent to a recovery factor ranging from 17% to 25%. Assuming that the portion of the reserves from basement is approximately 50% (the other 50% being from the flanking sediments), this is equivalent to 0.75 billion to 1.1 billion barrels of oil reserves in the basement reservoir.

Accordingly, in the view of this author, Augila-Naafora is one of the largest basement oil fields in the world and is a prime analogue for geoscientists who are searching for major oil or gas accumulations in basement.

Venezuela: La Paz and Mara Oil Fields

The La Paz oil field is one of the most famous and well-documented fractured reservoirs in the world. La Paz is located in the Maracaibo Basin west of Lake Maracaibo, Venezuela. The field was discovered by Shell Oil in 1922 and up to the year of 1992 had produced 830 million barrels of oil from fractured Cretaceous limestones and from the underlying fractured basement (Landes et al., 1960, Talukdar et al., 1994, Koning, 2003, Koning, 2014). The field's peak production was 160,000 barrels of oil per day (Nelson et al., 2000).

For geoscientist and engineers who are interested in basement reservoirs, the development of La Paz is very relevant. The discovery of oil in the underlying basement was not made until 1953, 31 years after the discovery of oil in the overlying sedimentary formations. After the discovery of the oil in the Cretaceous limestones, due to the very strong oil production performance of the reservoir, the reservoir engineers and geoscientists carried out extensive materials balance studies and predicted that the reservoir was obtaining production support from a deeper reservoir. Accordingly, in 1953, 31 years after the discovery of La Paz, well P-86 was drilled into the underlying basement and discovered oil in the basement. P-86 was drilled to a depth of 2,710 meters (8,890 feet) and penetrated 332 meters (1,089 feet) of basement and was tested at 3,900 barrels of oil per day. Up-to-date data is not available on the oil production from La Paz or any of Venezuela's oil and gas fields. However, by 1993 approximately 246 million barrels of oil had been produced from the basement in La Paz.

Very relevant for those involved with exploring for and producing oil or gas from basement reservoirs is the work done by a multidisciplinary team led by R.A. Nelson. Their analysis of the La Paz field (Nelson et al., 2000) indicated that the higher oil flow rates seems to be related to fracture swarms surrounding numerous faults within the field that were developed during the strike-slip origin of the current structure.

The Mara field was discovered in 1945 by Shell and is located 12 km to the northeast of La Paz (Figure 10). The two fields are separated by a structural saddle and also tight limestones (Figure 11). The initial exploration found oil in fractured Cretaceous La Luna limestones. However, in 1953, Mara's first basement well was drilled and penetrated 332 meters (1,090 feet) of basement, consisting of fractured granites and metamorphics, and tested 6,500 barrels of oil per day. The strongest oil producer in basement in Mara is DM-12 which had an IP (initial production rate) of 17,000 barrels of oil per day from basement. Mara has an estimated ultimate potential recovery of 525 million barrels of oil from fractured granitic basement as well as fractured Cretaceous limestones (Young, 1993). By 1955, basement oil production from La Paz and Mara amounted to 80,000 barrels of oil per day (Smith, 1956).

Up-to-date production data is not available on Mara but up to 1991 the field produced 407 million barrels of oil (Young, 1993). Assuming 75% of the oil is from basement and 25% from the overlying limestones, then the reserves attributable to basement is 305 million barrels of oil.

Oil columns in giant and major basement fields

Based on the information available on all of the fields reviewed in this paper, it is evident that all of the oil and gas has been generated by mature sedimentary oil and gas source rocks which lay adjacent to or overlay the basement highs. Also, this review studied the nature of the faulting in these fields. Strike-slip faults are superior to normal or reverse faults since strike-slip has both lateral and vertical motion which increases the intensity of the fracturing.

A very important factor which contributes to large reserves of oil and gas in basement fields is that the basement structures can be described as "profound" meaning that the structures are large and well-defined. In almost all of the basement fields described in this paper, oil-water and gas-water contacts are present. The review of the fields in this paper indicates that the depth of fracturing down into basement determines the ultimate oil or gas column height as well as the richness, thickness and maturity of the source rocks adjacent to or overlaying the basement structures.

The oil and gas columns are summarized in the Table.

Best practices and future prospects

Exploration wells should be drilled highly deviated rather than vertical in order to optimally intersect the dominant fracture system. Production wells should be drilled perpendicular or near-perpendicular to the dominant fracture system.

Highly focused wide azimuth 3 dimensional (3D) seismic such as CGG – Veritas' CBM (Controlled Beam Migration) is needed to define the fracture systems in basement oil & gas fields (Koning, 2014; Koning, 2019).

Coring in fractured basement is difficult due to the jamming of core barrels and lost circulation zones. Coring is not welcomed by the drilling engineers. Nonetheless, core is needed to provide critically important information on the lithologies and reservoir parameters. Some of the cores should also be radiometrically age dated in order for the geologists to understand the geological history of the reservoir.

Development wells should be drilled sufficiently deep to fully drain the reservoir. For example, in the La Paz basement oil field, Venezuela, wells are typically drilled 500 meters into basement. In China's Dongshenpu "buried hill" basement field, the oil column is 400 meters thick and development wells typically are drilled through most of the reservoir.

Exploration wells should not just "tag" the top of basement since this will not allow for full evaluation of the basement and could result in an important discovery being "left behind". Indeed, the Suban gas field, South Sumatra was not discovered in the mid 1980's by Caltex (Chevron-Texaco) despite a major exploration program since the wells were drilled through the sedimentary section and then merely tagged into basement. The underlying giant basement gas field of 6 trillion cubic feet of gas was subsequently discovered in 1998 by Gulf Canada and Talisman Energy by drilling deep into basement.

In some documented cases worldwide, the top of basement is tight due to cementation of open fractures by secondary silica cement. However, deeper down by about approximately 30 meters (130 feet) the fractures are open and store oil or gas. This serves as a reminder that all wells should drill at least 200 meters (660 feet) into basement in order to fully evaluate the basement and not "leave behind" an important oil or gas deposit.

Field	Oil or Gas Column m (ft)	Oil-water or gas-water Contact
Bach Ho (White Tiger), Viet Nam	1,500 m (4,920 ft) oil	No contact is identified
Chad (buried hill fields)	1,500 m (4,920 ft) oil	No information
Suban, Indonesia	1,250 m (4,100 ft) gas	Gas-water contact is defined
Habban, Yemen	750 m (2,475 ft) oil	No information
Octogono, Argentina	450 m (1,475 ft) oil	Oil-water contact is defined
Dongshenpu, China	400 m (1,310 ft) oil	Oil-water contact is defined
La Paz, Venezuela	305 m (1,000 ft) oil	Oil-water contact is defined
Zeit Bay, Egypt	260 m (855 ft) oil	No information
Oymash, Kazakhstan	190 m (625 ft) oil	Oil-water contact is defined

Table. The oil and gas columns

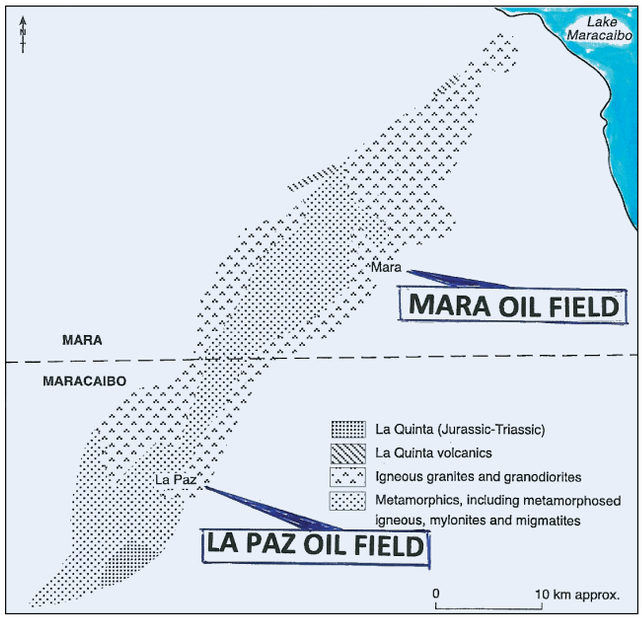

Fig. 10. Summary map showing the main basement lithologies of the La Paz and Mara oil fields, Venezuela (Landes et al., 1960)

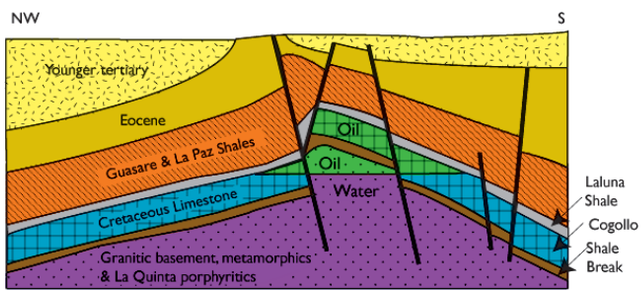

Fig. 11. Structural cross-section through the La Paz oil field. The fractured basement reservoir is in pressure communication with the overlying fractured limestones hence a common oil-water contact is in the field (Smith, 1956; Landes et al., 1960; Talukdar et al., 1994; modified by Koning, 2000; Koning, 2003).

There are a number of cases worldwide, such as the major-size La Paz Field in Venezuela where oil in the basement was discovered much later (31 years) in the life of the field with the attention initially focused on producing oil from the overlying sedimentary reservoirs. A second example of this is the Octogono oil field, Neuquen Basin, Argentina which was discovered in 1918 and produced oil from shallow sediments overlying basement. Finally, almost a century later, basement was drilled and evaluated and now provides reserves and production upside. Production in 2015 from basement averaged 3,000 barrels of oil per day and continues to increase and has given a new life to this aging field (Velo et al., 2014). The La Paz and Octogono fields highlight that operators of oil & gas fields producing from sediments draped over basement highs should consider drilling a well down into the basement. High resolution 3D seismic will help with defining the best location to optimally intersect the fractured or weathered basement.

Weathered "rotten" granites can also be excellent reservoirs as one can observe in outcrops in tropical areas where heavy rainfall can leach out feldspars and less resistant minerals and leave behind an excellent reservoir. The high mafic minerals in schists, phyllites and slates negates the creation of secondary porosity by weathering. Likewise, granites and quartzites are more likely to produce attractive, highly porous "granite wash" sands whereas eroded schists and gneisses do not produce such good reservoirs.

Geologists, geophysicists, reservoir engineers, and economists must study proven analogues of basement oil and gas fields worldwide in order to fully understand any basement discoveries worldwide that they are attempting to develop.

Conclusions

In the past, oil and gas fields in basement were discovered mostly by accident. The conventional way of thinking in the past was that basement is mostly tight and did not warrant exploring. However, as shown in this paper, giant-size and major-size oil fields do occur in basement. This author believes that significant oil and gas fields remain to be discovered worldwide in basement.

Basement reservoirs are very unusual in comparison to conventional sedimentary rock oil and gas reservoirs since the basement reservoirs are in crystalline rocks. Accordingly, for geoscientists and reservoir engineers to successfully work with basement rocks, a special "mind set" is required which is open to all of the complexities associated with crystalline rocks.

Understanding basement reservoirs is not only important for oil and gas, but this knowledge is also very relevant to the great need to reduce the world's Green House Gases (GHG). Carbon dioxide (CO2) can be captured and injected into fractured or weathered basement and thereby can be safely and permanently stored.

Also, a commodity which is increasingly in short supply worldwide is helium. Economic helium is derived from the radioactive decay of uranium and thorium in basement rocks and granite washes. In Canada's western province of Saskatchewan, significant programs have commenced exploring for helium in basement reservoirs.

Lastly, the reader is referred to one of the first papers published on oil and gas in basement which was the classic paper by K.K. Landes et al. in 1960 in which it was states: "*Commercial oil deposits in basement rocks are not geological "accidents" but are oil accumulations which obey all of the rules of oil sourcing, migration and entrapment; therefore in areas of not too deep basement, oil deposits within basement should be explored with the same professional skill and zeal as accumulations in the overlying sediments*".

References

Belgasem B.A., Barlai Z., & Rez F. (1991). Interpretation of well logs in the basement oil-bearing reservoir, Nafoora-Augila Field, Libya. *The Log Analyst*, Abstract, p. 42.

Chung-Hsiang P'An (1982). Petroleum in basement rocks. *American Association of Petroleum Geologists*, Bulletin, v. 66, pp. 1597–1642.

Harding T.P. (1984), Graben hydrocarbon occurrences and structural style. *American Association of Petroleum Geologists*, vol. 68.

Hallett D. (2002). Petroleum Geology of Libya. *Elsevier B.V.*, Amsterdam, The Netherlands, 502 p.

Hennings P., Allwardt P., Paul P., Zahm C., Reid R., Alley H., Kirschner R., Lee B., Hough E. (2012). Relationship between fractures, fault zones, stress, and reservoir productivity in the Suban gas field, Sumatra, Indonesia. *American Association of Petroleum Geologists,* Bulletin, 96(4), pp. 753–772.

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

Koning T. & Darmono F.X. (1984). The geology of the Beruk Northeast Field, Sumatra, Indonesia – oil production from Pre-Tertiary basement rocks.

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

Koning T. (2003). Oil and gas production from basement reservoirs – examples from Indonesia, USA, and Venezuela: Special Publication 214 on "Hydrocarbons in Crystalline Rocks", *Geological Society of London*; pp. 83–92. This paper was also presented at the 16th World Petroleum Congress, Calgary, June 11–15, 2000.

Koning T. (2014). Fractured and weathered basement reservoirs in West and East Africa – a high risk but potentially high reward oil & gas play. *GeoConvention* – the Joint Annual Convention of the Canadian Society of Petroleum Geologists, the Canadian Society of Exploration Geophysicists, and the Canadian Well Logging Society, Calgary, Canada.

Koning T. (2014). Global accumulations of oil and gas in fractured and weathered basement – best practices for exploration and production. *American Association of Petroleum Geologists*, International Conference, Istanbul, Turkey. Archived in AAPG Search & Discovery, Paper #70174.

Koning T. (2019). Exploring in Asia for oil & gas in naturally fractured and weathered basement reservoirs. *GeoConvention* – the Joint Annual Convention of the Canadian Society of Petroleum Geologists, the Canadian Society of Exploration Geophysicists, and the Canadian Well Logging Society, Calgary, Canada.

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

Krupin A.A., & Rykus M.V. (2011). Oil and gas in granites of southern Mangishlak basement (on model of Oymasha deposit). Ufa State Petroleum University, Kazakhstan.

Landes K.K., Amoruso J.J., Charlesworth L.J., Heany F., & Lesperance P.J. (1960). Petroleum resources in basement rocks. *American Association of Petroleum Geologists*, Bulletin, v. 44, pp. 1682–1691.

Neff P. (2014). The Habban Field and the fractured basement play in Yemen. *American Association of Petroleum Geologists*, International Conference, Istanbul, Turkey. Archived in AAPG Search & Discovery Paper #110203.

Nelson R., Moldovanyi E.P., Matcek C.C., Azpiritxaga I., & Bueno E. (2000). Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz field, Maracaibo basin, Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists,* Bulletin, vol. 84, No.11, November, pp. 1791–1809.

Smith, J.E., (1956). Basement reservoir of La Paz-Mara oil fields, Western Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists*. Bulletin, v. 40, part 1, January–June.

Talisman Energy Inc. (2007). Press release. March 12.

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

Velo D.E., Ugarte R., Pioli O., Rey F., Narrillos D., Pascual M., Creus F., & Castillo O., (2014). Oil from granitoid rocks – reservoir characterization of fractured basement in the Neuquen Basin, Octongo Field, Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists*, International Conference, Istanbul, Turkey. Archived in AAPG Search & Discovery Paper #20280.

XiaoGuang T., & Zuan H. (1991). Buried-hill discoveries of the Damintun Depression in North China, *American Association of Petroleum Geologists*, vol. 75, No.4, April, pp. 780–794.

Young, G.A. (1993). Mara Field, a unique giant in Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists,* International Conference, Caracas, Venezuela.

Williams J.J. (1972). Augila Field, Libya – depositional environment and diagenesis of sedimentary reservoir and description of igneous reservoir. *American Association of Petroleum Geologists*, Memoir 16, pp. 623–632.

About the Author

Tako Koning – Senior Geologist – Independent Consultant
Calgary, Canada
E-mail: tako.koning@gmail.com

Manuscript received 25 July 2020;
Accepted 10 August 2020; Published 31 August 2020

IN RUSSIAN

Обзорная статья

Гигантские и крупные месторождения нефти и газа по всему миру в залежах кристаллического фундамента: уровень развития и перспективы на будущее

Т. Кёнинг
Старший геолог – Независимый консультант, Калгари, Канада
E-mail: tako.koning@gmail.com

Нефть и газ находятся в залежах кристаллического фундамента во многих частях планеты. Запасы месторождений фундамента составляют от одного или двух миллионов баррелей нефти или эквивалента газа, как например в бассейне Beruk Northeast на Суматре, Индонезия, до более 1,0 миллиарда баррелей нефти, как на месторождении Bach Ho во Вьетнаме или месторождении Augila-Naafora в Ливии. Эта статья посвящена трем гигантским и шести крупным месторождениям нефти и газа. В последнее десятилетие разведка нефти и газа в кристаллическом фундаменте была чрезвычайно успешной: в Индонезии, Великобритании, Норвегии, Чад и Аргентине были сделаны важные открытия. Для успешной разработки нефтяных и газовых месторождений, а также для избежания дорогостоящих ошибок, необходимо внимательно изучить все доступные геологические, геофизические, инженерно-геологические и экономические данные. Также очень важно изучить мировые аналоги нефтегазовых месторождений в фундаменте, чтобы понять, почему одни месторождения очень успешны, а другие оказываются техническими и экономическими неудачными.

Ключевые слова: гигантские и крупные месторождения нефти и газа, кристаллический фундамент, залежь

Для цитирования: Кёнинг Т. (2020). Гигантские и крупные месторождения нефти и газа по всему миру в залежах кристаллического фундамента: уровень развития и перспективы на будущее. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 40–48. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.40–48

Литература

Belgasem B.A., Barlai Z., & Rez F. (1991). Interpretation of well logs in the basement oil-bearing reservoir, Nafoora-Augila Field, Libya. *The Log Analyst*, Abstract, p. 42.

Chung-Hsiang P'An (1982). Petroleum in basement rocks. *American Association of Petroleum Geologists*, Bulletin, v. 66, pp. 1597–1642.

Harding T.P. (1984), Graben hydrocarbon occurrences and structural style. *American Association of Petroleum Geologists*, vol. 68.

Hallett D. (2002). Petroleum Geology of Libya. *Elsevier B.V.*, Amsterdam, The Netherlands, 502 p.

Hennings P., Allwardt P., Paul P., Zahm C., Reid R., Alley H., Kirschner R., Lee B., Hough E. (2012). Relationship between fractures, fault zones, stress, and reservoir productivity in the Suban gas field, Sumatra, Indonesia. *American Association of Petroleum Geologists,* Bulletin, 96(4), pp. 753–772.

Hung N.D. and Le H.V. (2004). Petroleum geology of the Cuu Long

Basin, offshore Viet Nam. *American Association of Petroleum Geologists*, Search and Discovery Article #10062.

Koning T. & Darmono F.X. (1984). The geology of the Beruk Northeast Field, Sumatra, Indonesia – oil production from Pre-Tertiary basement rocks. *Proceedings of the 13th Annual Convention of the Indonesia Petroleum Association*, Jakarta, vol. 1, pp. 385–406.

Koning T. (2003). Oil and gas production from basement reservoirs – examples from Indonesia, USA, and Venezuela: Special Publication 214 on "Hydrocarbons in Crystalline Rocks", *Geological Society of London*; pp. 83–92. This paper was also presented at the 16th World Petroleum Congress, Calgary, June 11–15, 2000.

Koning T. (2014). Fractured and weathered basement reservoirs in West and East Africa – a high risk but potentially high reward oil & gas play. *GeoConvention* – the Joint Annual Convention of the Canadian Society of Petroleum Geologists, the Canadian Society of Exploration Geophysicists, and the Canadian Well Logging Society, Calgary, Canada.

Koning T. (2014). Global accumulations of oil and gas in fractured and weathered basement – best practices for exploration and production. *American Association of Petroleum Geologists*, International Conference, Istanbul, Turkey. Archived in AAPG Search & Discovery, Paper #70174.

Koning T. (2019). Exploring in Asia for oil & gas in naturally fractured and weathered basement reservoirs. *GeoConvention* – the Joint Annual Convention of the Canadian Society of Petroleum Geologists, the Canadian Society of Exploration Geophysicists, and the Canadian Well Logging Society, Calgary, Canada.

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

Krupin A.A., & Rykus M.V. (2011). Oil and gas in granites of southern Mangishlak basement (on model of Oymasha deposit). Ufa State Petroleum University, Kazakhstan.

Landes K.K., Amoruso J.J., Charlesworth L.J., Heany F., & Lesperance P.J. (1960). Petroleum resources in basement rocks. *American Association of Petroleum Geologists*, Bulletin, v. 44, pp. 1682–1691.

Neff P. (2014). The Habban Field and the fractured basement play in Yemen. *American Association of Petroleum Geologists*, International Conference, Istanbul, Turkey. Archived in AAPG Search & Discovery Paper #110203.

Nelson R., Moldovanyi E.P., Matcek C.C., Azpiritxaga I., & Bueno E. (2000). Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz field, Maracaibo basin, Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists,* Bulletin, vol. 84, No.11, November, pp. 1791–1809.

Smith, J.E., (1956). Basement reservoir of La Paz-Mara oil fields, Western Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists*. Bulletin, v. 40, part 1, January–June.

Talisman Energy Inc. (2007). Press release. March 12.

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

Velo D.E., Ugarte R., Pioli O., Rey F., Narrillos D., Pascual M., Creus F., & Castillo O., (2014). Oil from granitoid rocks – reservoir characterization of fractured basement in the Neuquen Basin, Octongo Field, Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists*, International Conference, Istanbul, Turkey. Archived in AAPG Search & Discovery Paper #20280.

XiaoGuang T., & Zuan H. (1991). Buried-hill discoveries of the Damintun Depression in North China, *American Association of Petroleum Geologists*, vol. 75, No.4, April, pp. 780–794.

Young, G.A. (1993). Mara Field, a unique giant in Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists,* International Conference, Caracas, Venezuela.

Williams J.J. (1972). Augila Field, Libya – depositional environment and diagenesis of sedimentary reservoir and description of igneous reservoir. *American Association of Petroleum Geologists*, Memoir 16, pp. 623–632.

Сведения об авторе

Т. Кёнинг – Старший геолог – Независимый консультант
Калгари, Канада
E-mail: tako.koning@gmail.com

Статья поступила в редакцию 25.07.2020;
Принята к публикации 10.08.2020; Опубликована 31.08.2020