

ГЕОРЕСУРСЫ

Главное в номере:

- По итогам Международной научно-практической конференции «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов...»
- Использование накопленного опыта и потенциала для дальнейшего развития нефтяной отрасли... Муслимов Р.Х.
- Научная революция в проблеме происхождения нефти и газа... Баренбаум А.А.

4 (59) 2014

Муслимову Ренату Халиуллиновичу 80 лет



- Министерство экологии и природных ресурсов Республики Татарстан
- Казанский (Приволжский) федеральный университет
- Академия наук Республики Татарстан
- Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть»

Главный редактор

Муслимов Р.Х., д.геол.-мин.н., профессор (Казань, Россия)

Редакционная коллегия

Алтунина Л.К., д.техн.н., профессор (Томск, Россия)
 Баренбаум А.А., к.геол.-мин.н. (Москва, Россия)
 Ганиев Р.Ф., д.техн.н., профессор (Москва, Россия)
 Закиров С.Н., д.техн.н., профессор (Москва, Россия)
 Запивалов Н.П., д.геол.-мин.н., профессор (Новосибирск)
 Золотухин А.Б., д.техн.н., профессор (Москва, Россия)
 Михайлов Н.Н., д.техн.н., профессор (Казань, Россия)
 Нургалиев Д.К., д.геол.-мин.н., профессор (Казань, Россия)
 Прищепа О.М., д.геол.-мин.н. (Москва, Россия)
 Саламатин А.Н., д.физ.-мат.н., профессор (Казань, Россия)
 Ситдикова Л.М., к.геол.-мин.н. (Казань, Россия)
 Хуторской М.Д., д.геол.-мин.н., профессор (Москва, Россия)
 George V. Chilingar, Dr. (Los Angeles, USA)
 Jesse Ausubel (New York, USA)
 Alexei Bambulyak, MSc (Tromso, Norway)
 Maria Bergemann, Dr. rer. nat. (Heidelberg, Germany)
 Martin Kostak, Doc. RNDr. (Prague, TCzech Republic)
 Noel Vandenberghe, Dr., Professor (Leuven, Belgium)

Редакционный совет

Акчурин Т.М. (Казань, Россия)
 Боксерман А.А., д.техн.н., профессор (Москва, Россия)
 Волков Ю.А., к.физ.-мат.н. (Казань, Россия)
 Гатиятуллин Н.С., д.геол.-мин.н. (Казань, Россия)
 Грунис Е.Б., д.геол.-мин.н., профессор (Москва, Россия)
 Непримеров Н.Н., д.техн.н., профессор (Казань, Россия)
 Плотникова И.Н., д.геол.-мин.н. (Казань, Россия)
 Трофимов В.А., д.геол.-мин.н., профессор (Москва, Россия)

Редакция

Ответственный секретарь – Христофорова Д.А.,
 e-mail: daria.khr@mail.ru
 Технический редактор – Николаев А.В.
 Специалист по компьютерной верстке – Абросимова И.С.
 Специалист по художественному оформлению – Люкшин А.С.
 Специалист по переводу – Баязитова А.Р.
 Веб-редактор – Сабиров А.П.

Адрес редакции:

Казанский (Приволжский) федеральный университет
 Кремлевская 16а, оф. 118, Казань, 420008, Россия
 Тел: +7 843 2924454, +7 937 7709846
www.georesources.kpfu.ru e-mail: mail@geors.ru

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

Журнал включен в «Перечень ведущих
 рецензируемых научных журналов и изданий»,
 в которых должны быть опубликованы основные
 научные результаты диссертаций на соискание
 ученых степеней доктора и кандидата наук»

Журнал включен в международную
 систему цитирования **Georef** и систему **РИНЦ**

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год
 Подписной индекс в Каталоге «Роспечать» – **36639**
 Электронная версия журнала на сайте: <http://elibrary.ru>

Издательство Казанского университета
 Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия. Тел: +7 843 2924454

Подписано в печать 30.10.2014. Тираж 1000
 Отпечатано в ЗАО "Издательский Дом "Казанская
 Недвижимость". Цена договорная
 420029, Россия, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4,
 оф. 324. Тел/факс: +7 843 5114848, e-mail: 114848@mail.ru

При перепечатке материалов ссылка на журнал
 «ГЕОРЕСУРСЫ» обязательна.



Статьи

- Р.Х. Муслимов
**Использование накопленного опыта и потенциала
 для дальнейшего развития нефтяной отрасли
 Республики Татарстан** 3
- А.А. Баренбаум
**Научная революция в проблеме происхождения
 нефти и газа. Новая нефтегазовая парадигма** 9
- С.Н. Закиров
**Трудноизвлекаемые запасы нефти и критерий
 рациональности** 16
- Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, И.В. Кувшинов
**Физико-химические технологии с применением гелей,
 зольей и композиций ПАВ для увеличения нефтеотдачи
 месторождений на поздней стадии разработки** 20
- Е.Б. Грунис, С.Л. Барков, И.Е. Мишина
**Проблемы и инновационные пути расширения
 ресурсной базы углеводородов за счет
 нетрадиционных источников Российской Федерации** 28
- Н.И. Искрицкая, В.Н. Макаревич
**Необходимость ускоренного освоения
 месторождений тяжёлых высоковязких нефтей
 на территории России** 35
- С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин,
 Д.Н. Божежа, И.С. Пидлисна
**Применение мобильных геофизических методов для
 поисков скоплений углеводородов в районах
 распространения сланцев** 40
- А.И. Лысенков, Е.В. Судничникова, Ю.И. Иванов,
 С.А. Егурцов
**Диагностика нетрадиционных коллекторов на основе
 зондирования комплексом нейтронных методов** 49
- В.Л. Шустер, С.А. Пунанова
**Вопросы освоения нетрадиционных запасов углеводородов
 фундамента Западной Сибири и многокритериальная
 оценка перспектив его нефтегазоносности** 53
- В.В. Черепанов, Ю.И. Пятницкий, Д.Я. Хабибуллин,
 Н.Р. Ситдилов, С.А. Варягов, С.В. Нерсесов, Д.Ю. Оглодков
**Разработка технологии освоения нетрадиционных
 коллекторов надсеноманских отложений на этапе
 геологоразведочных работ с целью вовлечения ресурсной
 базы газовых месторождений ОАО «Газпром» в Ямало-
 Ненецком автономном округе** 59

Executive Board:

Editor in Chief – Renat Kh. Muslimov, Kazan (Volga region)
Federal University (Kazan, Russia), e-mail: mail@geors.ru

Editorial Board

J. Ausubel, Rockefeller University (New York, USA)
L. Altunina, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch
of the Russian Academy of Sciences (Tomsk, Russia)
A. Barenbaum, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy
of Sciences (Moscow, Russia)
A. Bambulyak, Akvaplan-niva (Tromso, Norway)
M. Bergemann, University of Cambridge (Great Britain)
G. Chilingar, University of Southern California (Los Angeles, USA)
R. Ganiev, A.A. Blagonravov Institute of Machine Building of the Russian
Academy of Sciences (Moscow, Russia)
M. Kostak, Charles University (Prague, Czech Republic)
M. Khutorskoy, Institute of Geology of Russian Academy of Sciences
(Moscow, Russia)
N. Mikhailov, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (Moscow, Russia)
D. Nourgaliev, Kazan (Volga region) Federal University (Kazan, Russia)
O. Prischepa, All Russia Petroleum Research Exploration Institute
(Moscow, Russia)
A. Salamatin, Kazan (Volga region) Federal University, TGT Oil and
Gas Services Technology Centre (Kazan, Russia)
L. Sitdikova, Kazan (Volga region) Federal University (Kazan, Russia)
N. Vandenberghe, K.U. Leuven University (Leuven, Belgium)
S. Zakirov, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy
of Sciences (Moscow, Russia),
N. Zapivalov, Novosibirsk State University (Novosibirsk, Russia),
A. Zolotukhin, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (Moscow, Russia)

Advisory Board

T. Akchurin, Ministry of Ecology and Natural Resources
of the Republic of Tatarstan (Kazan, Russia)
A. Bokserman, All-Russian Oil and Gas Scientific Research Institute
(Moscow, Russia)
N. Gatiyatullin, Tatar Geology and Prospecting Administration
OAO «Tatneft» (Kazan, Russia)
E. Grunis, Institute of Geology and Fuels Development (Moscow, Russia)
N. Neprimerov, Kazan (Volga region) Federal University (Kazan, Russia)
I. Plotnikova, Kazan (Volga region) Federal University (Kazan, Russia)
V. Trofimov, Institute of Geology and Fuels Development (Moscow, Russia)
Yu. Volkov, «TsSMRneft» LLC (Kazan, Russia)

Editorial Office:

Deputy editor: Daria Khristoforova, e-mail: Daria.Khr@mail.ru
Editor: Irina Abrosimova,
Prepress by Alexander Nikolaev
Design by Artem Lukshin,
Translator: Alsu Bayazitova
Web-editor: Artur Sabirov

Editorial address: Kazan (Volga region) Federal University
Kremlevskaya 16a, off. 118, Kazan, 420008, Russia
Phone: +7 843 2924454, +7 937 7709846
www.georesources.kpfu.ru e-mail: mail@geors.ru

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

The Journal is included in the international databases of Georef

Subscription index in the Russian Rospechat Catalogue: 36639
You can find full text electronic versions of the Journal on www.elibrary.ru

The Journal is issued 4 times a year. Circulation: 1000 copies. Issue date: 30.10.2014
Printed by «Izdatelsky Dom «Kazanskaya Nedvizhimost'», JSC
Sibirsky Tract Str.34, Kazan, 420029, Russia, build. 4, off. 324.
Phone/Fax: +7 843 5114848, e-mail: 114848@mail.ru

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

articles

- R.Kh. Muslimov**
Further Development of Oil Industry with the aid of
the Experience Gained and Potential in Tatarstan ... 3
- A.A. Barenbaum**
The Scientific Revolution in the Oil and Gas Origin
Issue. New Oil and Gas Paradigm 9
- S.N. Zakirov**
Oil Difficult to Recover
and the Rationality Criterion 16
- L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, I.V. Kuvshinov**
Gels, Sols and Surfactant Compounds Applied for
Enhanced Oil Recovery at the Late Stage of
Development 20
- E.B. Grunis, S.L. Barkov, I.E. Mishina**
Innovative Ways to Expand Hydrocarbons Resource
Base by means of Unconventional Sources in the
Russian Federation 28
- N.I. Iskritskaya, V.N. Makarevich**
The Necessity of Accelerating the Development of
Highly Viscous Oil in Russia 35
- S.P. Levashov, N.A. Yakimchuk, I.N. Korchagin,
D.N. Bozhezha, I.S. Pydlysná**
Mobile Geophysical Methods to Search for
Hydrocarbon Accumulations in Shale Areas 40
- A.I. Lysenkov, E.V. Sudnichnikova, Yu.I. Ivanov,
S.A. Egurtsov**
Unconventional Reservoirs Diagnosed by Neutron
Sensing Methods 49
- V.L. Shuster, S.A. Punanova**
Development of Unconventional Hydrocarbon
Sources in Western Siberia and Evaluation
of Oil and Gas Prospects 53
- V.V. Cherepanov, Yu.I. Pyatnitskiy,
D.Ya. Khabibullin, N.R. Sitdikov, S.A. Varyagov,
S.V. Nersesov, D.Yu. Oglodkov**
Development of Above-Cenomanian Unconventional
Reservoirs during Exploration Stage. Involvement of
Resource Base of Gazprom Gas Fields in Yamal-
Nenets Autonomous District 59

Information

Following the **International Scientific and Practical
Conference «Hard to recover and unconventional
oil: experience and prospects»**
(Kazan, Russia, September 2014)

80th anniversary of Renat Kh. Muslimov

Использование накопленного опыта и потенциала для дальнейшего развития нефтяной отрасли Республики Татарстан

Нефтяниками Татарстана накоплен огромный опыт ускоренного развития нефтяной отрасли. И в настоящее время с учетом этого опыта и исследований прошлых лет пересматривается стратегия развития нефтяной отрасли до 2030 г., причем, не по снижению добычи, а по сохранению достигнутого уровня добычи. Разработанная программа позволяет стабилизировать добычу нефти по РТ на достигнутом высоком уровне до 2030 г. при расширенном воспроизводстве запасов с помощью достигнутых технологий и объемов геолого-технических мероприятий. Определены основные направления работ по решению проблем извлечения УВ. Нужны прорывные работы в геологических исследованиях на этапах поисков, разведки, разработки и применения методов увеличения нефтеотдачи; совместные международные программы и исследования; теоретические работы по созданию новых систем разработки с применением новых МУН, ОПЗ, горизонтального и многозабойного бурения. В связи с особенностью и сложностью проблемы повышения КИН нужно особое внимание уделить фундаментальным исследованиям. Рассматривается проблема возобновляемости запасов углеводородов. Проведенные за 50-летний период глубокие исследования недр РТ позволили рассматривать месторождения в осадочном чехле как постоянно развивающиеся, подпитываемые углеводородами из глубин недр Земли, объекты. Основываясь на создании принципиально других систем разработки месторождений с учетом фактора подпитки УВ из недр Земли, обоснован огромный потенциал развития нефтяной отрасли в республике.

Ключевые слова: нефтяная отрасль, Республика Татарстан, стратегия развития, подпитка.

Мне очень повезло в жизни, что я попал в профессию геолога, да не просто геолога, а геолога-нефтяника в такой великой стране как Советский Союз и в наиболее развивающемся районе – Республике Татарстан.

Нефтяники Татарстана имеют огромный опыт ускоренного развития нефтяной отрасли с выходом на небывало высокий 100-миллионный уровень добычи нефти на небольшой (в 32 раза меньшей, чем Зап. Сибири) территории с последующим успешным преодолением негативных условий кризисов.

В жизни нефтяников Татарстана были великие достижения и великие победы: выход на первое место по добыче нефти в стране (1955 г.), на добычу 100 млн.т нефти в год (1970 г.), добыча – первого (1971 г.), а затем второго (1981 г.) и третьего (2007 г.) миллиарда тонн нефти. Нефтяная отрасль в стране всегда была ключевой и во все времена была на виду органов власти. И здесь никогда не было легко. Не было никакого даже намека на успокоенность и застой. Мы всегда что-то изобретали, совершенствовали, улучшали, развивали, были в постоянном движении. К нам было особое внимание и особое отношение. Была особая ответственность. Нефтяники всегда выполняли планы и принятые обязательства. Даже если это были существенно увеличенные задним числом планы. И такое было в 50-ые годы прошлого столетия. «Татнефть» единственный раз в своей истории (по крайней мере с 1957 г., когда я начал работать в НГДУ «Бугульманефть») не выполнил месячный план добычи нефти. Тогда, я помню, мы за месяц не додали всего 12 тыс. т нефти, и это при суточной добыче около 270 тыс. т. Это стало предметом рассмотрения на секретариате ЦК КПСС.

В середине 50-х, 60-х и первую половину 70-х годов прошлого столетия, до становления нефтяной индустрии Зап. Сибири, РТ несла основную нагрузку по обеспечению страны нефтью. Председатель Госплана СССР Н.К.

Байбаков говорил, что в 60-х и начале 70-х годах весь СССР жил за счет Татарстана.

До конца 60-х годов прошлого столетия нефтяники Татарстана решали задачу ускоренного наращивания добычи нефти, связанную с необходимостью выхода на максимум добычи нефти – 100 млн. т. Причем этот уровень был определен по инициативе руководства республики. До этого прорабатывались различные варианты, но самым максимальным был 80 млн.т в год. Тогда мы не совсем понимали эту инициативу руководства, но просчитали этот вариант развития. И только многие годы спустя мы поняли мудрость нашего руководства по инициативе выхода на 100 миллионную добычу. По правилам того времени без обозначения этого предела республике могли установить более высокую добычу, вплоть до 135-140 млн. т в год. Тогда это позволило от стратегии роста текущей добычи перейти на стратегию стабилизации, а в дальнейшем и накопления резервов для дальнейшего развития на длительную перспективу в меняющихся условиях (стагнации, кризисов, непродуманных решений типа уродливой программы позднесоветского времени – «нефть в обмен на продовольствие и товары ширпотреба»). Жизнь показала правильность такой стратегии.

Успешное преодоление последствий кризисов в рыночных условиях произошло не само по себе, а благодаря длительному поступательному развитию нефтяной отрасли РТ в течение десятилетий советского периода. Особое значение в этом сыграл выход постановления Совета Министров СССР и Совета Министров РСФСР «О мерах по улучшению разработки нефтяных месторождений и обеспечению дальнейшего развития добычи нефти Татарской АССР» от 28 июля 1968 г. В этот период нефтяная отрасль не просто развивалась, а накапливала нефтяной потенциал для дальнейшего развития (Муслимов, 2012).

В чем это выразалось?

1. В постоянном отстаивании существенно высоких уровней прогнозных ресурсов республики, не ниже 400-450 млн. т, которые официальные экспертирующие организации (ВНИГНИ и др.) предлагали сократить до 90 млн. т. Такая позиция позволяла нам обосновывать сохранение больших объемов глубокого разведочного бурения (ГРП) (в начале на уровне 180 тыс. м, а затем 110-130 тыс. м в год) с соответствующим большим объемом подготовки площадей сейсморазведкой и даже структурным бурением в объемах 220-250 тыс. м в год.

2. Сохранение и даже увеличение объемов эксплуатационного бурения при настоятельном требовании его уменьшения как минимум вдвое ведущими институтами отрасли (ВНИИнефть, ВНИГНИ), большинством специалистов Госплана СССР и Миннефтепрома. И это понятно, так как на бурение и обустройство новых скважин уходило более 2/3 всех выделенных капиталовложений. Таким образом, в невероятно трудных условиях борьбы за капиталовложения (с огромной помощью руководства республики и ОК КПСС) нам удалось за 25 лет пробурить около 40 млн. м (более 25 тыс. скв) эксплуатационных скважин, что на 10 млн. м (или на 6300 скв.) больше ранее предусмотренных. Это главный и мощнейший потенциал РТ, будущего развития нефтяной промышленности на десятилетия, который способствовал успешному преодолению последующих кризисных ситуаций и остается мощным фактором дальнейшего развития отрасли.

3. Для эффективного освоения огромных объемов бурения (около 2 млн. м в год) были созданы и внедрены ряд новых, более эффективных методов поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений, разработки залежей и повышения нефтеотдачи пластов в различных геологических условиях.

Все это позволило создать мощнейший потенциал неф-

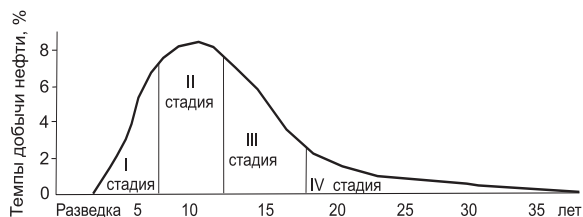


Рис. 1. Стадии разработки эксплуатационного объекта.

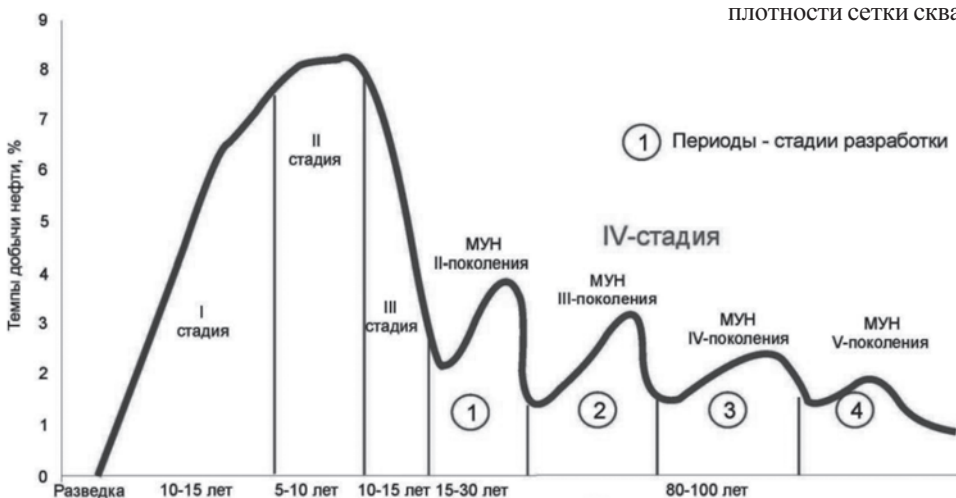


Рис. 2. Новое представление о стадийности разработки нефтяных месторождений (по Р.Х. Муслимову).

тедобычи, в том числе официально (ни в какой отчетности) не видимый. Этот неотраженный в форме БГР на начало рыночных реформ потенциал составлял 700 млн. т подготовленных запасов в традиционно нефтеносных горизонтах девона и карбона, не считая около 100 млн. т пермских битумов (ПБ) в пермских отложениях.

Сегодня многие говорят, стоило ли столько много добывать нефти. Но мы говорим, что добыв 3 млрд. т и более нефти, наши нефтяники сделали главное – они подготовили базу и кадры, которые научились искать залежи нефти во все более усложняющихся геологических условиях, эффективно вырабатывать активные и часть трудноизвлекаемых запасов (ТЗН) нефти, подготовиться к эффективной разработке длительно эксплуатируемых истощенных месторождений с непрерывным увеличением извлекаемых запасов нефти на поздней стадии, давая им вторую и третью жизнь на сто и более лет дальнейшей эксплуатации, а также подготовились к решению сложнейших задач поисков и разработки нетрадиционных углеводородов в обычных и нетрадиционных геологических условиях. Это главный позитивный итог борьбы за 3 млрд. т добычи нефти.

Когда начиналась разработка нефтяных месторождений РТ (начало 50-х годов прошлого столетия) нефтяники мало знали о разведке и разработке. В разведке главным было бурение – структурное и глубокое. Затем в РТ были созданы новые методы разведки и доразведки крупнейших месторождений, что дало возможность, сократив 3 млн. м глубоких скважин, подготовить 800 млн. т запасов промышленных категорий и 800 млн. т категории C_2 . А с учетом новых методов разведки средних и мелких месторождений за последние 30 лет прошлого столетия подготовить более 1,5 млрд. т запасов, из которых 600 млн. т пошло на компенсацию списания запасов по ранее открытым месторождениям.

О том, как мало знали нефтяники о процессах разработки, свидетельствует обозначение одной из целей проведенного 30-летнего эксперимента на Бавлинском месторождении – доказать возможность сохранения достигнутого объема добычи нефти 10 тыс. т/сут при остановке половины скважин. Сегодня этот вопрос решился бы за 2-3 дня.

Вторая задача эксперимента было более сложной – изучить в реальных условиях разработки зависимость КИН от плотности сетки скважин (ПСС). В отрасли по вопросу оп-

тимизации размещения и плотности сеток скважин в течение 30 лет шла самая драматическая борьба двух школ, которая была решена в советское время в пользу оптимальных сеток скважин с меньшими расстояниями между ними. В настоящее время эта проблема решается для месторождений с ТЗН и нетрадиционных залежей нефтей.

Идеи и достижения прошлого являются залогом решения проблемы обеспечения углеводородами в будущем.

В первую очередь это связано с оптимизацией ПСС в различных геологических условиях. Это каса-



Рис. 5. Анализ состояния запасов и ресурсов нефти по РТ (Muslimov, 2014б).

традиционных подходов и естественно больших средств (финансовых и материальных) для их добычи. Наши теоретические и практические исследования показали возможности использования этого потенциала.

В РФ и РТ огромные возможности для длительной добычи традиционных нефтей. Тогда почему же мы должны заниматься нетрадиционными топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР)?

Во-первых, даже по имеющимся неполным данным исследований, ресурсы нетрадиционных углеводородов в мире и России не меньше, а существенно больше, чем традиционных.

Во-вторых, ряд месторождений нетрадиционных ТЭР, очевидно, будут более привлекательны для освоения, чем ряд залежей ТЗН. К примеру, сверхвязкие нефти (СВН) в терригенном комплексе нижней перми в РТ более эффек-

тивны для освоения, чем некоторые залежи высоковязких нефтей (ВВН) в карбонатных породах традиционно нефтеносных горизонтов девона и карбона РТ.

В-третьих, планируя развития ТЭК на 20 лет необходимо смотреть дальше – на 40-50 лет, как это делают, например, китайцы. Это объясняется большими рисками инвестиций в НГС и чрезвычайно высокими темпами изменения мировой конъюнктуры в развитии ТЭК.

В-четвертых, ускорившийся процесс накопления и использования новых знаний и умений в передовых странах Запада оказывает существенное влияние на расширение круга потенциальных источников сырья, осваиваемых современным нефтегазовым сектором в направлении «монетизации» этих знаний. В этой связи можно утверждать, что современная сланцевая революция не последняя. За ней последуют и другие («подпитка» УВ осадочного чехла из глубин Земли, освоение газогидратов и др.).

В пятых, 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 ПБ, отдельные страны Европы – сланцевыми отложениями, Япония – газогидратами), а такие страны как США, Китай и Россия, как великие державы в ТЭК, должны заниматься всеми видами ТЭР. Иначе – отставание в новых технологиях и вместе с тем в развитии экономики страны.

Раньше всех из нетрадиционных ресурсов в мире началось освоение тяжелых нефтей и ПБ.

РТ уже давно занимается тяжелыми нефтями, природными битумами и остаточными нефтями эксплуатируемых месторождений. Здесь есть некоторые успехи. По крайней мере мы поможем говорить о ресурсной базе, геологических условиях залегания и комплексах пород, дать предварительную оценку ресурсов и направления их освоения.

Официально принятая и экспертная оценка ресурсов обычной и нетрадиционной нефти свидетельствует об ог-

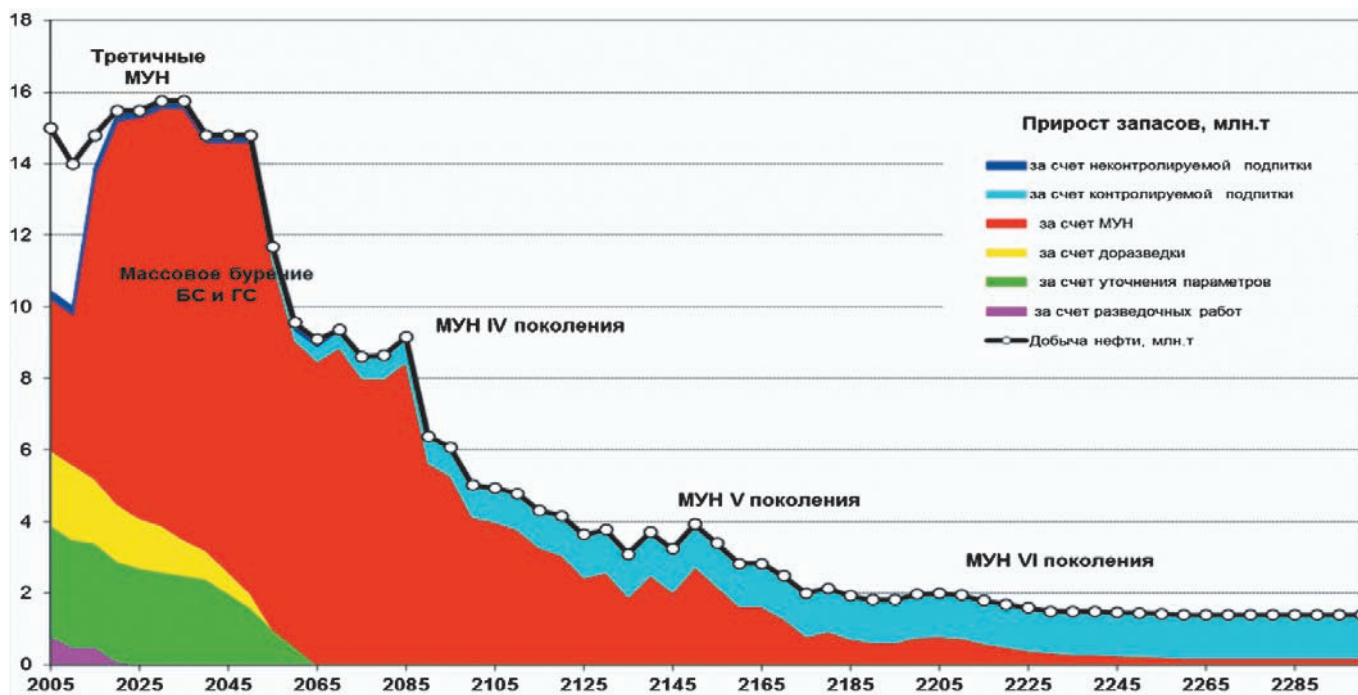


Рис. 6. Динамика добыча нефти и воспроизводства запасов нефти по Ромашкинскому месторождению с 2005г.

ромном углеводородном потенциале недр РТ (Муслимов, 2009). Здесь приведены ресурсы с учетом современных технологий разработки и внедрения МУН, а также возможности извлечения СВН, ПБ и сланцевой нефти. Обращают внимание огромные ресурсы так называемых неподвижных УВ. Конечно, в дальнейшем и они не будут забыты. А пока следует сосредоточиться на проблемах извлечения неподвижных УВ (Рис. 5) (Муслимов, 2005; 2014б).

Это следующие направления работ.

1. Нужны прорывные работы в геологических исследованиях на этапах поисков, разведки, разработки и применения МУН.

До сих пор мы думали, что того, что делается в РТ, достаточно для прорыва в геологических исследованиях. Но недавнее общение с Западными учеными и специалистами показало на наше большое отставание в технике, технологии и организации этих работ. Если мы начнем их догонять и пытаться делать все самим, то на это по оценке нужно не менее 20 лет. А они за это время уйдут еще дальше, т.е. мы их не догоним никогда. Оказалось, что мы в ряде случаев не умеем и не знаем, какие исследования проводить и как их интерпретировать. Нужны западные технологии этих исследований, а без обучения их специалистами мы не сможем достичь необходимых результатов современного уровня. Для обучения наших преподавателей и студентов нужны совместные программы и совместные исследования хотя бы на первом этапе.

2. Нужны теоретические работы по созданию новых систем разработки с применением новых МУН, ОПЗ, горизонтального и многозабойного бурения. Сами по себе эти технические достижения не решают вопросы нефтевытеснения и увеличения извлекаемых ресурсов. Причина состоит в огромном разнообразии геологических условий. Так мы выделяем залежи в карбонатных коллекторах. Это особо сложные условия. Раньше выделялось 5 типов карбонатных пластов. А в настоящее время Л.К. Фортунатова выделила аж 55 типов, и все они разные, и для всех нужны свои методы нефтеизвлечения. В одних случаях ПАВ работают на нефтевытеснение, в других – нет. Это зависит от состава глинистого цемента в породе.

Здесь нужно особое внимание уделить фундаментальным исследованиям. Только прикладными исследованиями с нашим мизерным финансированием проблему не решить, и за нее не следует даже браться. Нужна теория и обоснование систем разработки месторождений с различными геолого-физическими свойствами с применением ГС, МЗС, МГЗС, интеллектуальных скважин. К сожалению? даже во всем Татарстане нет ученых-теоретиков, способных решить эту задачу. Их нужно привлекать извне.

Сегодня нельзя обойти проблему возобновляемости запасов углеводородов. Проведенные за 50-летний период глубокие исследования недр РТ, включая, в первую очередь, бурение двух сверхглубоких скважин для прояснения возможной нефтегазоносности архейского-протерозойского кристаллического фундамента на Южном куполе Татарского свода, позволили рассматривать кристаллический фундамент как потенциальный генератор УВ супергигантских месторождений, а сами месторождения

в осадочном чехле рассматривать как постоянно развивающиеся, подпитываемые углеводородами из глубин недр Земли, объектами.

Первоначально начатые работы по общегеологическому изучению КФ привели нас в дальнейшем к исследованию процессов подпитки осадочного чехла УВ из глубин недр – мантии Земли и далее к исследованию возможности получения глубинной нефти через осадочный чехол, оставив для далекого будущего задачу поиска нефти в КФ, как наиболее дорогостоящую и технически труднореализуемую.

Кристаллический фундамент играет важнейшую роль в постоянной «подпитке» нефтяных месторождений осадочного чехла новыми ресурсами за счет притока углеводородов по скрытым трещинам и разрывам из глубин. В ранее опубликованных работах было обосновано существование на ЮТС единого источника нефтегенерации для залежей нефти и природных битумов, и показано, что формирование месторождений происходит за счет вертикально восходящей миграции нефтегазоносных флюидов через разломы, секущие кристаллический фундамент и нижние горизонты осадочного чехла (Трофимов, Корчагин, 2002). По данным (Баренбаум, 2009), сама Земля периодически пополняется углеводородом из Космоса.

Это позволило сформулировать новую стратегию нефтепоисковых работ и наметить в общем плане методику этих работ. На очереди – создание принципиально других систем разработки месторождений с учетом фактора подпитки УВ из недр Земли. Тогда Татарстан получит огромный потенциал нефтедобычи на сотни лет, что на примере Ромашкинского месторождения показано на рисунке 6.

Литература

- Баренбаум А.А. Галоктоцентрическая парадигма в геологии и астрономии. М. 2009. 546 с.
- Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. М.: Недра. 1976.
- Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Изд-во Казанск. ун. 2003. 596 с.
- Муслимов Р.Х. Нетрадиционные залежи нефти – существенный потенциал дальнейшего развития старых нефтедобывающих районов. *Георесурсы*. № 1(16). 2005. С. 2-8.
- Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Казань: «ФЭН». 2009. 727 с.
- Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. Казань: «ФЭН». 2012. 664 с.
- Муслимов Р.Х. Актуализация действующей «Программы развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на 2006-2030 годы и оценка нефтеперспективности сланцевых отложений на территории Республики Татарстан». *Мат. Межд. научно-практ. конф. «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы»*. Казань: «ФЭН». 2014а. 424 с.
- Муслимов Р.Х. Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: Изд-во «ФЭН». 2014б. 750 с.
- Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. Казань: Таткнигоиздат. 1989. 136 с.
- Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активации. *Георесурсы*. 2002. №1(9). С. 18-23.

Ренат Халиуллович Муслимов

Доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа, Академик АН РТ, заслуженный геолог РФ и РТ, Консультант Президента РТ. Автор более 700 научных трудов, 200 изобретений, 32 монографий, обладатель 25 патентов на изобретения.

Р.Х. Муслимов – один из ведущих ученых и производственников геологов-нефтяников, обогативших науку выдающимися научными трудами и уникальными экспериментами по проблемам поисков, разведки и разработки месторождений нефти и природных битумов. Им создана новая классификация современных методов воздействия на пласт и обоснованы геолого-физические критерии их применения, особое внимание уделено обоснованию и эффективности применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи. Под его руководством и при непосредственном участии открыты десятки новых нефтяных месторождений на территории Татарстана, за что он награжден дипломом и нагрудным знаком «Первооткрыватель месторождения». Им разработана методика разведки многопластовых нефтяных месторождений и нетрадиционное направление поисков залежей углеводородов в глубокозалегающих породах кристаллического фундамента.

По инициативе Р.Х. Муслимова было начато бурение сети параметрических сверхглубоких скважин с целью изучения роли КФ в процессах формирования и переформирования залежей нефти в осадочном чехле.

С его участием создана комплексная высокоэффективная

система разработки трудноизвлекаемых запасов, удостоенная Государственной премии РТ, организованы независимые нефтяные компании, добывающие около 6,6 млн. т нефти в год из мелких месторождений Республики Татарстан с трудноизвлекаемыми запасами.

Р.Х. Муслимов создал и многие годы руководит татарстанской школой геологов-нефтяников, признанной не только в масштабе бывшего СССР, но и за рубежом.

Лауреат Государственной премии СССР (1982 г.), трижды Лауреат премии им. И.М.Губкина (1977 г., 1982 г., 2012 г.), лауреат премии Министерства нефтяной и газовой промышленности (1989 г., 1991 г.); Лауреат государственной премии Республики Татарстан в области науки и техники (1994 г.); дважды Лауреат премии Правительства РФ (1996 г., 2006 г.); Заслуженный геолог РСФСР (1989 г.) и РТ (1995 г.); Отличник нефтяной промышленности (1983 г.); Почетный нефтяник (1994 г.); Заслуженный деятель науки Республики Татарстан (2004 г.) и др.

В настоящее время осуществляет руководство федеральной программой «Воспроизводство минерально-сырьевой базы и повышение эффективности добычи полезных ископаемых по Республике Татарстан», республиканской Программой «Развитие топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на период до 2020 года», научное руководство нетрадиционными направлениями поисков залежей углеводородов и др.

Казанский (Приволжский) Федеральный университет. 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5. Тел: (843) 233-73-84.

Further Development of Oil Industry with the aid of the Experience Gained and Potential in Tatarstan

R.Kh. Muslimov

Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia, e-mail: davkaeva@mail.ru

Abstract. Oilers of Tatarstan have accumulated vast experience in the accelerated development of the oil industry. The strategy for the development of oil industry until 2030 is revised taking into account the previous research experience. The strategy is not to reduce production, but to preserve achieved production levels. The designed program allows keeping oil production in Tatarstan on the achieved high level up to 2030 at the expanded reproduction of reserves by geological and technical methods. To solve the problem of hydrocarbons extraction the following major activities were determined. Breakthrough works in geological research on the stages of prospecting, exploration, development and application of enhanced oil recovery; international collaborative programs and research; theoretical work on cration of new development systems using innovative enhanced oil recovery methods, bottom-hole treatment, horizontal and multilateral drilling. Special attention shall be paid to basic research due to the complexity of the increasing oil recovery factor. The article touches sustainability problem of hydrocarbon reserves. In-depth studies conducted for over a 50-year period in Tatarstan showed that deposits in sedimentary cover can be considered as constantly renewable deposits from the Earth interior. Enormous potential in Tatarstan is justified based on the creation of fundamentally different development system, taking into account hydrocarbons feeding from the Earth interior.

Keywords: oil industry, strategy for the development, Tatarstan Republic, sustainability problem, hydrocarbon reserves.

References

- Barenbaum A.A. Galaktotsentricheskaya paradigma v geologii i astronomii [Galactocentric paradigm in geology and astronomy]. 3rd ed. Moscow: «Librokom» Publ. 2013. 544 p.
- Ivanova M.M. Dynamics of oil production. Moscow: Nedra. 1976. (In russian).
- Muslimov R.Kh. Sovremennye metody upravleniya razrabotkoy neftyanykh mestorozhdeniy s primeneniem zavodneniya. [Modern

methods for managing the development of oil fields with flooding]. Kazan: «Kazansk. universitet» Publ. 2003. 596 p.

Muslimov R.Kh. Osobennosti razvedki i razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy v usloviyakh rynochnoy ekonomiki [Features of the exploration and development of oil fields in a market economy]. Kazan: «Fen» Publ. 2009. 727 p.

Muslimov R.Kh, Abdulmazitov R.G. Sovershenstvovanie tekhnologii razrabotki maloeffektivnykh neftyanykh mestorozhdeniy Tatarii [Improving of inefficient Tatarstan oil fields development technology]. Kazan: «Tatknigoizdat» Publ. 1989.

Muslimov R.Kh. Actualization of the current «Program of fuel and energy complex development of the Republic of Tatarstan for 2006-2030 years and evaluation of oil-shale deposits». *Mat. Mezhd. nauchno-prakt. konf. «Trudnoizvlekaemye i netraditsionnye zapasy uglevodородov: opyt i prognozy»* [Proc. Int. Sci. and Pract. Conf. «Hard- and unconventional hydrocarbon reserves: experience and predictions»]. Kazan: «Fen» Publ. 2014. 424 p.

Muslimov R.Kh. Nefteotdacha; proshloe, nastoyashee, budushee [Oil recovery: past, present, future]. Kazan: «FEN» Publ. 2012. 664 p.

Muslimov R.Kh. Oil recovery: past, present, future. 2 Ed. Kazan: «Fen» Publ. 2014. 750 p. (In russian)

Muslimov R.Kh. Unconventional oil reservoirs – potential for future development of old oil producing regions. *Georesursy* [Georesources]. 2005. № 1 (16). Pp. 2-8. (In russian)

Trofimov V.A., Korchagin V.I. Oil-bearing channels: spatial location, detection methods and methods for their activation. *Georesursy* [Georesources]. 2002. № 1 (9). Pp. 18-23. (In russian)

Information about author

Renat Muslimov – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor of Kazan (Volga region) Federal University. Honored Geologist of the Russian Soviet Federated Socialistic Republic. From 1966-1997 years – Chief Geologist – Deputy General Director of JSC "Tatneft". Currently Advisor of the President of Tatarstan on the development of oil and gas fields. 420008, Kazan, Russia, Kremlevskaya str. 4/5. Tel: +7(843)233-73-84

Научная революция в проблеме происхождения нефти и газа. Новая нефтегазовая парадигма

*Мы специализируемся не на науках, а на проблемах.
Эти проблемы не укладываются
в рамки одной определенной, развитой области Науки.
В.И. Вернадский*

Обсуждается современное состояние проблемы происхождения нефти и газа. С привлечением теории Т. Куна обоснована точка зрения, что в этой области знания сегодня происходит научная революция. На смену конкурировавшим в нефтегазовой геологии органической и минеральной теориям приходит новая нефтегазовая парадигма, которая считает нефть и газ возобновляемыми полезными ископаемыми планеты. Теоретической основой новой нефтегазовой парадигмы является разработанная автором биосферная концепция нефтегазообразования. Она связывает нефтегазообразование с современным геохимическим круговоротом углерода и воды через земную поверхность, при котором нефть и газ являются его обязательными продуктами, а их скопления представляют собой ловушки циркулирующего через поверхность углерода, пополняемые при эксплуатации месторождений. В рамках новой парадигмы биосферная концепция принципиально решает проблему происхождения нефти и газа. Концепция непротиворечиво объясняет основные наблюдаемые факты. Согласованно решает ключевые балансовые проблемы круговорота углерода. Обобщает органическую и минеральную теории генезиса нефти и газа. Выявляет важную роль в образовании газонефтяных углеводородов круговорота воды. Помогает установить ранее неизвестный физико-химический механизм синтеза углеводородов в земной коре, а также открывает возможность технологически влиять на образование нефти и газа в недрах.

Ключевые слова: нефть и газ, углеводороды, круговорот углерода, биосферная концепция нефтегазообразования, низкотемпературный синтез углеводородов.

Теория научных революций по Т. Куну

Согласно теории американского историографа наук Т. Куна (Kuhn, 1963; 2003), в основе каждой зрелой науки лежит «парадигма» – т.е. некая совокупность знаний, которая в течение достаточно длительного времени признается определенным научным сообществом как основа его практической деятельности. Эти знания обязательно включают эмпирически установленное правило, объясняющую его теорию, а также технические средства, обеспечивающие применение данной науки на практике.

В своем развитии все науки переживают состояния, которые Кун назвал «кризисными». В период кризиса парадигма утрачивает способность решать возникающие задачи. Это вызывает резкое возрастание профессиональной неуверенности ученых, выражающееся в появлении множество конкурирующих гипотез, борьба между которыми очень напоминает начальный этап развития науки, когда еще не имелось разработанных парадигм.

Отсутствие общепризнанной парадигмы, как утверждает Кун, ставит под сомнение само существование данной науки. Все члены научного сообщества во время кризиса вроде бы занимаются наукой, но совокупный результат их усилий едва ли имеет сходство с наукой вообще.

Основным симптом кризиса является наличие «аномалии», т.е. некоего явления природы, существование которого не предполагается парадигмой или даже ей противоречит. Аномалии имеются практически всегда, и их преодоление в рамках существующей парадигмы – важнейшая задача любой науки. К кризису приводят не все аномалии, а только такие, которые, во-первых, занимают в науке видное место, и, во-вторых, в течение длительного времени не поддаются попыткам ученых включить их в парадигму.

Смена парадигмы очень болезненна для научного сообщества. Ибо всякая наука направлена на разработку тех

явлений и теорий, существование которых она заведомо предполагает. Новые явления часто вообще упускаются из виду. Ученые в русле зрелой науки не ставят себе цели создания новых теорий, как правило, они нетерпимы и к созданию таких теорий другими.

Когда парадигма меняется, обычно происходят значительные изменения в критериях, определяющих правильность, как выбора проблем, так и их решений. Некоторые старые проблемы могут быть переданы в ведение другой науки или объявлены совершенно «ненаучными». Другие проблемы, которые были прежде не существенными или тривиальными, могут с помощью новой парадигмы сами стать прототипами значительных научных достижений.

Обсуждая пути выхода из кризисного состояния, Кун отмечает, что все кризисы заканчиваются одним из трех возможных исходов: 1) нормальная наука, в конце концов, оказывается способной разрешить проблему, порождающую кризис; 2) проблема, несмотря на все усилия, не поддается решению и оставляется в наследство будущим поколениям ученых; 3) кризис разрешается в результате научной революции, приводящей к возникновению нового претендента на место старой парадигмы.

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

Научная революция в происхождении нефти и газа

Пересмотр существующих взглядов на происхождение нефти и газа полностью укладывается в схему Т. Куна развития всех зрелых наук.

В результате двухсотлетних исследований в нефтегазовой геологии сегодня сложились два основных подхода к решению проблемы происхождения нефти и газа, претендующих на роль самостоятельных парадигм. Согласно органической теории, нефть и газ образуются из останков живых организмов, погружающихся в ходе геологических процессов вглубь земной коры. В соответствии с минеральной теорией нефть и газ возникают в результате абиогенного синтеза углеводородов (УВ) в глубоких недрах Земли.

Каждая из парадигм имеет большое число сторонников и опирается на результаты многих экспериментальных и теоретических исследований. Это, однако, не устраняет известных трудностей, которые не позволяют научному сообществу сделать окончательный выбор в пользу одной из них. Органическая теория не дает ответа на вопрос, откуда в биосфере в необходимом количестве берется углерод, из которого образуются нефть и газ. Минеральная теория, казалось бы, его решает, но не может объяснить, куда девается из атмосферы углерод, поступающий из глубоких недр. К тому же далеко не ясен вопрос источника УВ в самих недрах Земли.

Эти, а также некоторые другие трудности сторонники обеих парадигм ставят друг другу в вину, но не принимают на свой счет. Наличие разных точек зрения на происхождение УВ, следуя Куну, означает, что науки адекватной проблеме происхождения нефти и газа пока нет (Баренбаум, 2013).

Противоборство «органиков» и «неоргаников» по вопросам нефтегазообразования, возможно, продолжалось бы многие годы, если бы не кризис, разразившийся в нефтегазовой геологии в конце прошлого века.

Аномалией, вызвавшей кризис, явилось открытие в 1990-е годы совершенно не предусмотренного в нефтегазовой геологии природного явления – пополнения запасов нефти и газа на эксплуатируемых месторождениях. Это открытие нефтяников-разработчиков, дополненное фактами быстрой вариации состава газовых эманаций (Войтов, 1991) и добываемой нефти (Муслимов и др., 2004), а также обнаружение в нефти (Peter et al., 1991) изотопа C^{14} с периодом полураспада 5370 лет, и стало, на наш взгляд,

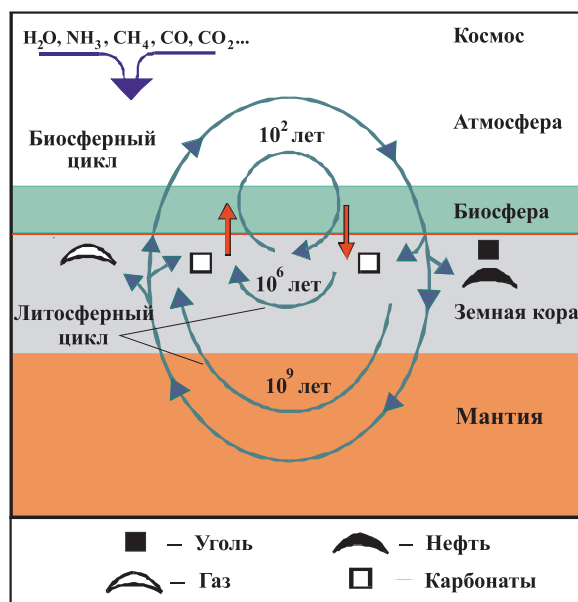
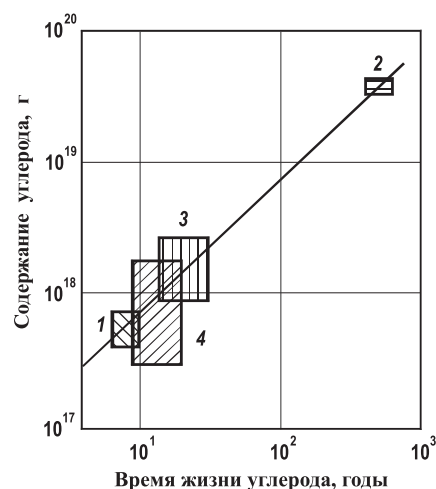


Рис. 1. Схема глобального геохимического круговорота углерода на Земле.

Рис. 2. Сопоставление содержания углерода и его времени жизни в земной атмосфере (1), Мировом океане (2), живом веществе (3) и почвенно-иловом слое (4); прямоугольники показывают разброс оценок по данным разных литературных источников.



главной причиной кризиса, приведшего к научной революции в нефтегазообразовании.

Вслед за открытием аномального явления, в полном согласии с теорией научных революций Т. Куна, резко возрастает активность сторонников обеих парадигм. Выдвигается большое число компромиссных биогенно-абиогенных гипотез (Дюнин, Корзун, 2003), не сумевших, однако, решить проблему. Рождается идея полигенеза, согласно которой в образовании нефти и газа участвуют все возможные механизмы генезиса УВ (Дмитриевский, 2002). Тогда же у исследователей вызревает мнение, что генезис УВ не оказывает решающего влияния на образование крупных скоплений нефти и газа (Шустер, 1993), и что данное явление контролируется некими другими не менее важными, но неучтенными процессами и факторами (Баренбаум, 1998).

Среди прочих идей возникает новый взгляд на природу УВ нефти и газа, который и приобретает статус новой нефтегазовой парадигмы. Первыми ее сформулировали наши соотечественники Б.А. Соколов и А.Н. Гусева (1993). «Нефть и газ – заявили они – представляют собой возобновляемые природные ископаемые, и их освоение должно строиться, исходя из научно обоснованного баланса объемов генерации УВ и возможностей отбора в процессе эксплуатации месторождений». Тем самым образование нефти и газа было впервые предложено рассматривать не как длительный геологический процесс, а как феномен, зависящий от режимов эксплуатации месторождений УВ.

Новые представления потребовали адекватного теоретического объяснения. Эту задачу решила биосферная концепция (Баренбаум, 2004, 2010). Она связала нефтегазообразование с современным круговоротом углерода и воды через земную поверхность, при котором УВ являются его необходимыми продуктами, а их скопления – это ловушки циркулирующего через поверхность углерода, пополняемые в процессе эксплуатации месторождений.

В рамках новой нефтегазовой парадигмы биосферная концепция впервые непротиворечиво объяснила происхождение нефти и газа, ответив на ключевые вопросы, не решенные биогенной и минеральной теориями. Позволила она также пересмотреть в сторону резкого увеличения нефтегазовый потенциал недр и рекомендовать эффективные сберегающие технологии его использования при добыче УВ сырья (Баренбаум, 2012).

Биосферная концепция нефтегазообразования

В основе биосферной концепции лежат взгляды В.И.

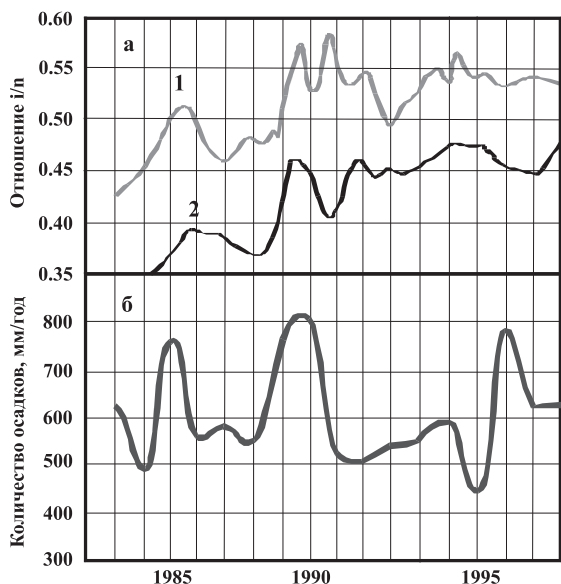


Рис. 3. а) Отношение изобутана и бутана в нефтях: 1 – отложения карбона, 2 – отложения девона (Муслимов и др., 2004); б) Количество осадков по данным метеостанций г. Казани за период с 1983 по 1998 г.

Вернадского на биосферу и ее организующую роль в геохимическом круговороте вещества на нашей планете. Под биосферой В.И. Вернадский понимал зону «жизни», которая сверху ограничена космическим пространством, а снизу – глубинами литосферы, где существуют микроорганизмы. В.И. Вернадский (2001) также полагал, что углерод биосферы имеет космическое происхождение. Причем земная кора, где сосредоточены скопления нефти и газа, представляет собой область, сильно переработанную проникающими в нее космическими излучениями Галактики.

Эти представления В.И. Вернадского в настоящее время подтверждены и получают дальнейшее развитие (Баренбаум, 2010). Сегодня можно считать доказанным фактом, что углерод и вода периодически поступают на Землю с галактическими кометами и включаются в происходящий на нашей планете геохимический круговорот вещества. В ходе такого круговорота углерод перераспределяется по разным подсистемам планеты, как на поверхности, так и под ней. Что имеет прямое отношение к проблеме образования нефти и газа.

Принятая в биосферной концепции за основу система круговорота углерода на Земле по В.И. Вернадскому поясняется схемой (Рис. 1).

Верхняя стрелка слева на схеме обозначает поступление на Землю космического вещества. Это вещество циклически через каждые 20-37 млн. лет выпадает на Землю с галактическими кометами. На 90% оно состоит из воды и содержит 5-10% углеродную компоненту. Времена падений комет являются основными эпохами образования черных сланцев и служат границами стратонов геохронологической шкалы фанерозоя (Баренбаум, 2010).

В дальнейшем поступивший на поверхность планеты углерод перераспределяется по трем основным циклам круговорота: биосферному и двум литосферным. Первый с характерным временем $\tau_1 \sim 10-100$ лет вызван круговоротом углерода в биосфере, включая ее подземную часть. Второй – «быстрый» литосферный цикл с $\tau_2 \sim 10^6-10^7$ лет обусловлен преобразованием в земной коре захороненной органики, а также карбонатных осадков. И третий –

«медленный» литосферный цикл с $\tau_3 \sim 10^8-10^9$ лет может быть связан с погружением углеродсодержащих пород в мантию при субдукции литосферных плит.

Все три цикла тесно связаны между собой и происходят таким образом, что над земной поверхностью, играющей роль геохимического барьера, подвижный углерод циркулирует преимущественно в окисленном виде (CO_2), а под поверхностью – восстанавливается до УВ. Из-за низкой растворимости в воде последние обособляются и формируют в структурах-ловушках верхней зоны земной коры скопления нефти и газа. Пересекая земную поверхность в разных циклах круговорота, и входя в состав то живых организмы, то минеральных агрегаты, углерод биосферы многократно участвует в окислительно-восстановительных процессах, меняя при этом свой изотопный состав.

В соответствии с этими представлениями круговорот углерода в биосфере изучался с помощью феноменологической модели, построенной на анализе решения системы уравнений (Баренбаум, 1998):

$$\begin{aligned} \frac{dn_1}{dt} + \frac{n_1}{\tau_1} &= \alpha_{12}n_2 + \alpha_{13}n_3 + Q(t); \\ \frac{dn_2}{dt} + \frac{n_2}{\tau_2} &= \alpha_{21}n_1 + \alpha_{23}n_3; \\ \frac{dn_3}{dt} + \frac{n_3}{\tau_3} &= \alpha_{31}n_1 + \alpha_{32}n_2, \end{aligned} \tag{1}$$

где n_1, n_2, n_3 и τ_1, τ_2, τ_3 – соответственно количество углерода и его время жизни в каждом из трех циклов; $Q(t)$ – функция поступления углерода на поверхность; α_{ij} – параметры обмена углеродом между циклами. Каждое из уравнений описывает поведение углерода в своем цикле круговорота (Рис. 1).

Показано, что режимы круговорота углерода в докембрии, фанерозое, а также в современную эпоху существенно отличались. Если в докембрии круговорот углерода носил нестационарный характер и сопровождался «вспышкам жизни» ~ 0.6, 1.0, 1.6, 2.6 и 3.6 млрд. лет назад (Соколов, 1976), а в фанерозое накапливался под земной поверхностью (Неручев, 1979), то в наши дни круговорот углерода в биосфере пребывает в состоянии устойчивого динамического равновесия (Баренбаум, 2004).

Наибольший интерес для нас представляет современная эпоха. Из решения системы уравнений (1) в этом случае следует, что в состоянии равновесия для всех основных резервуаров подвижного углерода биосферы, а ими на поверхности Земли являются Мировой океан, живые организмы, атмосфера и почвы-илы, а под поверхностью – углеродсодержащие газы и флюиды, должно выполняться условие:

$$n_i/\tau_i = C = \text{const}, \tag{2}$$

где n_i и τ_i – масса углерода и его время жизни в i -резервуаре соответственно; C – скорость геохимического круговорота углерода в системе.

Если условие (2) выполняется, то уход углерода из какого-то одного резервуара восполняется его поступлением из других. Если нет, в системе возникают нескомпенсированные перетоки углерода, которые стремятся вернуть ее в равновесное состояние.

Фактические данные свидетельствуют (Рис. 2), что система круговорота углерода в биосфере сегодня близка к

динамическому равновесию. В пересчете на CO_2 константа этого круговорота $C=(2.7\pm 0.1)\cdot 10^{17}$ г/год совпадает со скоростями круговорота кислорода и вод Мирового океана через срединные океанические хребты (Баренбаум, 1998). Тем самым в биосфере имеет место не самостоятельная циркуляция углерода, кислорода и воды, а их совместный круговорот в рамках единой геохимической системы. Объединяющим началом такой системы, как считал В.И. Вернадский, выступают живые существа. Входя составным элементом в круговороты воды, углерода и кислорода, живое вещество приводит их скорость круговорота в соответствие со скоростью геологического круговорота вод подземной гидросферы.

Отметим, что условие (2) сегодня выполняется не только для биосферы в целом, но и регионально. На континентах время круговорота углерода в биосферном цикле составляет ~40 лет. Поэтому любое региональное нарушение равновесия, в том числе за счет интенсивной промышленной добычи нефти и газа, геохимическая система устраняет посредством круговорота в биосфере за такое же характерное время. При возвращении системы в равновесие происходит пополнение освободившихся ловушек новыми порциями УВ.

Проблемы баланса углерода в биосфере и их решение

Условием адекватности изложенных представлений является согласованное решение в соответствии с биосферной концепцией трех балансовых вопросов круговорота углерода через земную поверхность, названных условно проблемами: «источника», «стока» и «обмена» (Баренбаум, 2010).

Проблема «источника»

Суть проблемы в объяснении «планетарного механизма» В.И. Вернадского. В биосферной концепции посредством этого механизма биосфера утилизирует циклически поступающий на Землю кометный углерод и поддерживает устойчивое равновесие его круговорота в современную эпоху (Рис. 2).

По А.Б. Ронову (1980) в фанерозое через биосферу прошло и погребено в осадочной оболочке в 2120 раз больше углерода, чем находится на поверхности в подвижном состоянии сегодня. Масса живого вещества, однако, все это время менялась слабо (Вернадский, 1960), тогда как ско-

рости захоронения органики (Неручев, 1979) и отложения карбонатов испытывали значительные колебания и с начала фанерозоя многократно возросли.

Согласно (Баренбаум, 2010), поведение биосферы в фанерозое, включая эволюцию на планете жизни (Баренбаум и др., 2009), определяли циклические падения галактических комет. Из решения системы уравнений (1) для этого случая следует, что необходимым условием устойчивого функционирования биосферы является квазипериодическое поступление на Землю с кометами углерода. Распределяя углерод по трем циклам круговорота (Рис. 1), биосфера поддерживает в системе динамически устойчивое равновесие (2).

Эта устойчивость проявляется в том, что при слабом дестабилизирующем воздействии блоки «1», «2» и «4» на рис. 2 перемещаются вдоль линии равновесия, без изменения ее положения. Тогда как сильные воздействия скачком переводят систему в новое равновесное состояние с иной скоростью круговорота. По нашим данным последний такой «скачок», приведший к уменьшению скорости круговорота в ~3.8 раза, произошел 150 млн. лет назад и был связан со значительным увеличением массы вод Мирового океана в юре (Хэллем, 1978). Эта скорость $C=(2.7\pm 0.1)\cdot 10^{17}$ г/год сохраняется по сей день. В фанерозое можно выделить как минимум два интервала с отличной скоростью круговорота: современный - до мела включительно, и более ранний, начинающийся с перми, а, может быть, еще ранее (Баренбаум, 1998).

В этом отношении круговорот напоминает поведение других систем с так называемым неустойчивым равновесным состоянием (Николис, Пригожин, 1979), когда открытая система под влиянием внешних воздействий скачками переходит от одного локального состояния равновесия к другому.

Проблема «стока»

Так назван дисбаланс между восходящим и нисходящим потоком углерода через поверхность Земли (Рис. 1). По данным Г.И. Войтова (1986), если в неогене с осадками в недра в среднем погружалось $\sim(2\div 6)\times 10^{14}$ г/год углерода, состоящего на $\sim 2/3$ из карбонатов и на $\sim 1/3$ из отмершей органики. То в наше время из недр в атмосферу ежегодно дегазирует $(1\div 5)\times 10^{15}$ г углерода, представленного примерно в равных количествах CH_4 и CO_2 .

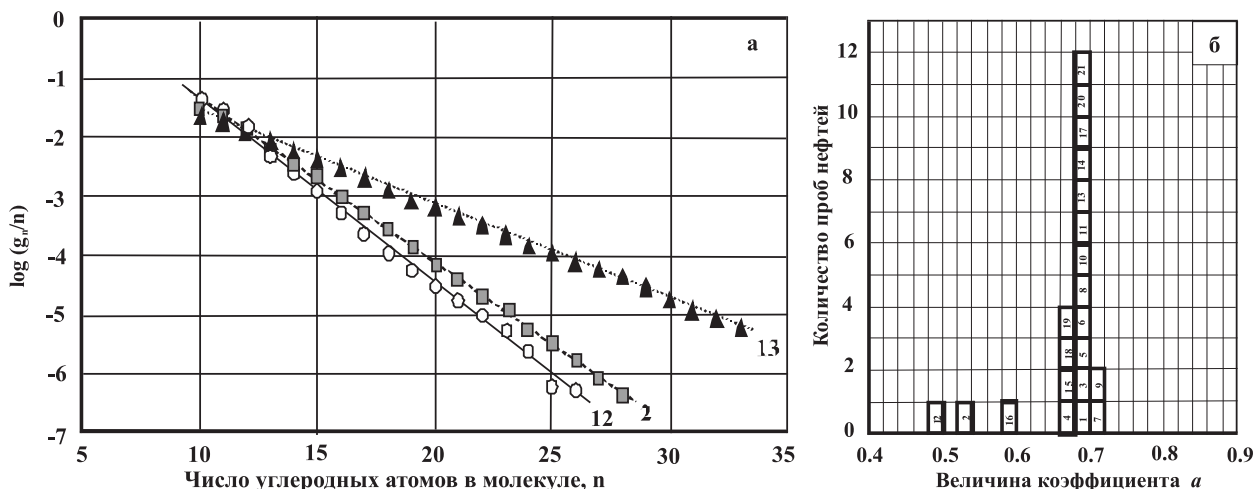


Рис. 4. а) молекулярно-массовое распределение n-алканов в системе координат уравнения (3) для 3-х проб; б) распределение алканов по величине параметра а. Цифры – номера проб.

Из-за низкой точности оценок этот дисбаланс долгое время не привлекал внимания геологов. Ситуация изменилась, когда круговоротом углерода заинтересовались климатологи. Их расчеты показали, что при современном потреблении нефти, газа и угля $\approx 7.6 \times 10^{15}$ г/год углерода в нефтяном эквиваленте, их сжигание приводит к эмиссии CO_2 , которая для системы круговорота углерода на нашей планете является избыточной. При самых оптимистичных предположениях $\sim 30\%$ CO_2 невозможно удалить из атмосферы за счет известных механизмов его растворения в водах Мирового океана или поглощения растительностью и животными (Кондратьев и Крапивин, 2003).

Тем самым, получается, что из недр на поверхность ежегодно поступает примерно в ~ 20 раз больше углерода, чем стекает под поверхность.

Данная проблема «стока» вызвана тем, что при круговороте углерода через поверхность не был учтен перенос атмосферного CO_2 метеогенными водами. Согласно биосферной концепции, метеогенные воды не только переносят углерод в форме CO_2 под земную поверхность в больших количествах, но и сами участвуют в генерации УВ в осадочном чехле земной коры.

На рисунке 3-а показано отношение изобутана и бутана в нефтях скважин-миллионеров Ромашкинского месторождения с 1983 по 1998 гг. (Муслимов и др., 2004), а на рисунке 3-б приведена кривая выпадения осадков в г. Казани. Мы видим, что бутановое i/n -отношение в нефтях и количествах осадков испытывают сильные вариации. До 1990 г. между ними просматривается вполне отчетливая корреляция. С позиций биосферной концепции данные рис. 3 говорят о том, что метеогенные воды весьма быстро проникают в нефтеносные коллектора месторождения, где участвуют в нефтегазообразовании.

Есть основания полагать, что такое проникновение вод носит сезонный характер. Сезонное поступление климатических осадков на большие глубины (~ 1 км и более) в осадочный чехол установлено по изотопным данным, в частности, в Сырдарьинской впадине (Сережников, Селецкий, 1995).

Проблема «обмена»

Данная проблема состоит в объяснении того факта, что под земную поверхность уходит CO_2 , а наверх поступает углерод восстановленный. Так как последний представлен преимущественно CH_4 и нефтью, вопрос сводится к объяснению механизма, преобразующего под поверхностью CO_2 в УВ.

В настоящее время может считаться доказанным, что нефти – это сложные растворы УВ полигенной природы, составляющие взаимосвязанную систему с вмещающей их матрицей пород и контактирующими водными растворами. Из углерода биогенного генезиса УВ могут возникать вследствие деструкции органических молекул (органическая теория), а из минеральных соединений углерода – в результате абиогенного синтеза (минеральная теория). Тем самым органическая и минеральная теории изучают два разных механизма образования УВ, происходящих в горных породах с участием вод.

В биосферной концепции эти механизмы не конкурируют между собой, а дополняют друг друга. Оба механизма восстанавливают окисленный углерод под земной поверхностью, куда он поступает в трех циклах круговорота (Рис. 1). После превращения в плохо растворимые в воде УВ углерод формирует в верхней зоне земной коры собственные скопления в виде нефти и газа.

Главную роль в переносе углерода под поверхность играет наиболее быстрый биосферный цикл, инициированный климатическим круговоротом воды. В силу больших масштабов переноса углерода метеогенными водами и регионального характера их круговорота, пополнение подземных ловушек УВ происходит с характерным временем биосферного цикла. При этом сами ловушки, во-первых, размещаются в пределах крупных осадочных бассейнов, дренирующих огромные по площади территории, и, во-вторых, тяготеют к разломам земной коры. Наличие разломов, с одной стороны, облегчает поступление метеогенных вод в породы осадочного чехла, а с другой, способствует разгрузке этих вод от транспортируемого ими углерода.

В соответствии с биосферной концепцией, газонефтяные УВ возникают преимущественно двумя путями: 1) при экстракции подземными флюидами преобразованного в катагенезе и диагенезе ОВ осадочных пород, и 2) в поликонденсационных реакциях синтеза УВ на породных катализаторах с участием воды. Первый процесс однозначно диагностируется по наличию в нефти сложных УВ (в частности, биомаркеров), родственных ОВ, из которого они произошли, а второй – более простых УВ, молекулярно-массовые распределения которых подчиняются уравнению Андерсона-Шульца-Флори:

$$\lg(g_n / n) = n \lg \alpha + \lg(\ln^2 \alpha), \quad (3)$$

где g_n – массовая доля УВ с числом n углеродных атомов в молекуле, α – параметр молекулярно-массового распределения УВ ($0 < \alpha < 1$).

Уравнение (3) эффективно применяется при изучении

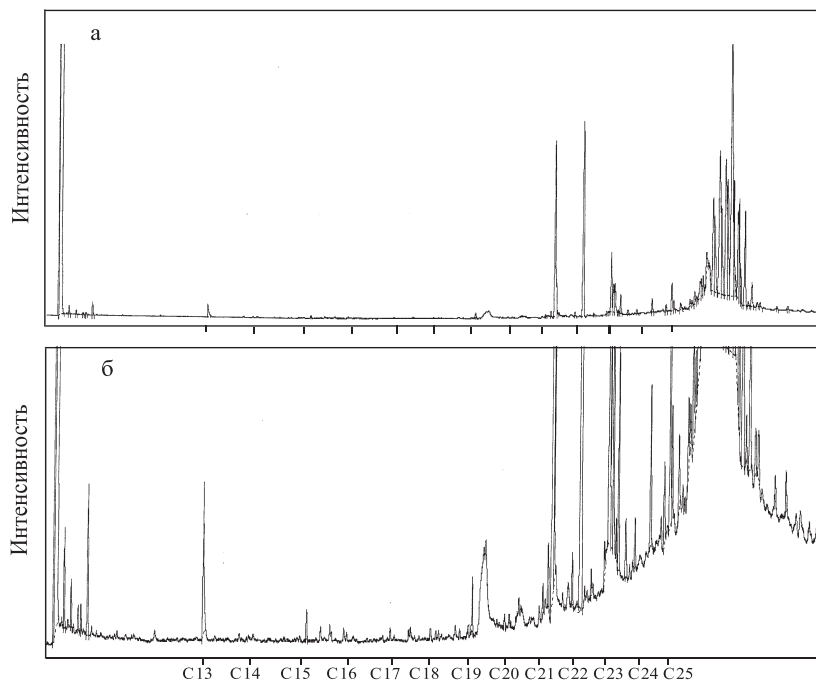


Рис. 5. Хроматограмма углеводородов, экстрагированных с поверхности железной стружки в конце экспериментов; а) и б) – разная степень увеличения.

продуктов синтеза УВ по реакции Фишера-Тропша (Глебов, Клигер, 1994). Эта формула также хорошо описывает распределения n-алканов в нефтях, причем с теми же значениями параметра α , что и у продуктов синтеза Фишера-Тропша на катализаторах из железа (Баренбаум, 2010). На рис. 4 приведены распределения n-алканов в 18 пробах сырых нефтей типа A_1 и 3 пробах конденсатов из разных месторождений Западной Сибири (Баренбаум, Абля, 2009). Распределения n-алканов во всех пробах с высокой точностью (коэффициент детерминированности > 0.99) описываются формулой (3). Величина α нефтей формирует резкий максимум при $\alpha = 0.69$. Конденсаты (образцы 2, 12 и 16) имеют большую крутизну распределений, что типично для нефтей и конденсатов с глубин свыше 3-4 км (Соколов, Абля, 1999).

Механизм синтеза

Большинство сторонников минеральной теории образования нефти и газа сегодня полагают, что синтез УВ возможен лишь при высоких температурах, имеющих место в мантии и ядре Земли (www.conference.deerpoil.ru).

Это мнение, однако, ошибочно. Реальность синтеза УВ в осадочном чехле земной коры при температурах $T \leq 100^\circ\text{C}$ к настоящему времени обоснована теоретически и подтверждена экспериментально. Наиболее крупный вклад в решение этого вопроса, на взгляд автора, внесли В.И. Молчанов, а также Н.В. Черский и В.П. Царев. Своими работами они доказали, что в породах с высокой внутренней поверхностью минеральной матрицы синтез УВ из окислов углерода (CO , CO_2) и воды, термодинамически разрешенный при $T > 500^\circ\text{C}$, происходит при комнатной температуре и атмосферном давлении, если породу механически активировать. Причиной тому являются радикалы (разорванные химические связи) на поверхности минералов, которые обладают избыточной свободной энергией и тем самым, снижают порог реакций.

В.И. Молчановым механическая активация достигалась дроблением твердых углеродсодержащих веществ, а в экспериментах Н.В. Черского и В.П. Царева трением и/или пропусканием через образцы пород морской воды.

В последние годы важные результаты по изучению механизма синтеза УВ из CO_2 и H_2O получены при фильтрации карбонизированной воды (вода с растворенном в ней CO_2) через железосодержащие среды в модельных экспериментах, выполненных в ИПНГ РАН. Эксперименты проводились при комнатной температуре и близком к атмосферному давлению с использованием специализированной лабораторной установки (Закиров и др., 2013).

Полученные данные позволяют заключить, что механизм синтеза газонефтяных УВ из CO_2 и H_2O в земной коре представляет собой совокупный результат нескольких происходящих под земной поверхностью процессов:

- разложения воды с последующим участием в синтезе УВ «активного» водорода, т.е. в момент его образования из воды (Молчанов, Гонцов, 1992);

- образования в минералах пород механическими силами (приливное влияние Луны, сейсмические волны, тектонические деформации, искусственные воздействия и т.п.) внутрикристаллических дефектов, которые диффундируют к поверхности минеральных зерен матрицы пород, увеличивая тем самым поверхностную энергию системы (Черский, Царев, 1984);

- удаления с поверхности матрицы пород кислорода циркулирующими подземными водами-флюидами, а также поглощение кислорода при окислении (Закиров и др., 2014);

- растворение водами-флюидами возникающих газобразных и жидких УВ, а также экстракция битумоидов, отложенных на матрице (Рис. 5).

На рисунке 5 показана хроматограмма УВ, экстрагированных с поверхности железной стружки в конце наших экспериментов. Анализ проведен в Институте органической и физической химии им. А.Е. Арбузова. Как и в опытах Н.В. Черского и В.П. Царева (1984) по пропусканию морской воды через углеродсодержащие породы, у нас также возникает широкий спектр УВ (предельных, непредельных и ароматических), как газообразных, так и жидких.

Заключение

Сегодня в нефтегазовой геологии происходит научная революция, свидетелями и участниками которой мы являемся. Революция вызвана начавшимся два десятилетия назад в России пересмотром представлений о природе нефти и газа. В соответствии с новой нефтегазовой парадигмой нефть и газ относятся к возобновляемым полезным ископаемым нашей планеты. Этот вывод получает необходимое теоретическое обоснование и дальнейшее развитие в биосферной концепции нефтегазообразования, которая связывает существование нефти и газа с современным круговоротом углерода и воды в биосфере.

Во главу угла в биосферной концепции положено согласованное решение трех балансовых проблем геохимического круговорота углерода через земную поверхность. Исходя из этого, концепция обобщает имеющиеся теории органического и минерального образования УВ, указывает на важную роль круговорота воды в образовании нефти и газа, обосновывает новый физико-химический механизм синтеза этих УВ в земной коре, а также выявляет влияние человеческой деятельности на образование нефти и газа в недрах.

Таким образом, объясняя основной круг наблюдаемых фактов, биосферная концепция рассматривается автором как принципиальное решение проблемы происхождения нефти и газа, поставленной в науке двести лет назад.

Литература

Peter J.M., Peltonen P., Scott S.D. ^{14}C ages of hydrothermal petroleum and carbonates in Guaymas Basin, Gulf of California: implications for oil generation, expulsion and migration. *Geology*. 1991. V. 19. Pp. 253-256.

Баренбаум А.А. Галактоцентрическая парадигма в геологии и астрономии. М.: Книжный дом «ЛИБРОКОМ». 2010. 544 с.

Баренбаум А.А. Механизм формирования месторождений нефти и газа. *Доклады АН*. 2004. Т.399. №6. С. 802-805.

Баренбаум А.А. О поступлении космического углерода и его круговороте на Землю. *Экосистемные перестройки и эволюция биосферы*. М.: ПИН РАН. 1998. Вып. 3. С. 15-29.

Баренбаум А.А. Об исчерпании углеводородного потенциала недр. *Энергетика Татарстана*. 2012. № 6. С. 9-12.

Баренбаум А.А. Решение проблемы происхождения нефти и газа на основе биосферной концепции нефтегазообразования. *Уральский геологический журнал*. № 2 (92). 2013. С. 3-27.

Баренбаум А.А., Абля Э.А. Молекулярно-массовое распределение нормальных алканов нефти как свидетельство их поликонденсационного синтеза. *Органическая минералогия. Мат. III Рос. совещ.* Сыктывкар: Геопринт. 2009. С. 74-77.

Вернадский В.И. *Избранные сочинения*. М.: Изд-во АН СССР. 1960. Т.V.

Вернадский В.И. Химическое строение биосферы Земли и ее окружения. М.: Наука. 2001. 376 с.

Войтов Г.И. О химической и изотопно-углеродной нестабильности свободных газов (газовых струй) в Хибинах. *Геохимия*. 1991. №6. С. 769-780.

Войтов Г.И. Химизм и масштабы современного потока природных газов в различных геоструктурных зонах Земли. *Журн. всеююз. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева*. 1986. Т. 31. № 5. С. 533-539.

Глебов Л.С., Клигер Г.А. Молекулярно-массовое распределение продуктов синтеза Фишера-Тропша. *Успехи химии*. 1994. Т. 63. № 2. С. 192-202.

Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа. *Доклады АН*. 2008. Т. 419. № 3. С. 373-377.

Дюнин В.И., Корзун А.В. Движение флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов. Обзорная информация. М.: Научный мир. 2003. 98 с.

Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А. и др. Геосинтез в проблеме происхождения нефти и газа. *Тр. VIII Межд. симп.: Передовые технологии разработки, повышения нефтеотдачи месторождений и исследования скважин*. 2013. С. 43-46.

Кондратьев К.Я., Крапивин В.Ф. Моделирование глобального круговорота углерода. М.: Физматлит. 2004. 336 с.

Кун Т. Структура научных революций. М.: АСТ. 2003. 605 с.
Молчанов В.И., Гонцов А.А. Моделирование нефтегазообразования. Новосибирск: ОИГГМ. 1992. 246 с.

Муслимов Р.Х., Глумов Н.Ф., Плотникова И.Н. и др. Нефтегазовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возоб-

новляемые объекты. *Геология нефти и газа. Спец. выпуск*. 2004. С. 43-49.

Неручев С.Г. Накопление органического вещества и горючих ископаемых в фанерозое. *Доклады АН*. 1979. Т. 247. № 3. С. 664-667.

Николис Г., Пригожин И. Самоорганизация в неравновесных системах. М.: Мир. 1979. 512 с.

Ронов А.Б. Осадочная оболочка Земли. М.: Наука. 1980. 144 с.
Соколов Б.А., Абля Э.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. М.: ГЕОС. 1999. 76 с.

Соколов Б.А., Гусева А.Н. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа. *Вестник МГУ. Сер. геол.* 1993. № 3. С. 48-56.

Соколов Б.С. Органический мир Земли на пути к фанерозойской дифференциации. *Вестник АН СССР*. 1976. № 1. С. 126-143.

Черский Н.В., Царев В.П. Механизмы синтеза углеводородов из неорганических соединений в верхних горизонтах земной коры. *Доклады АН*. 1984. Т.279. № 3. С. 730-735.

Шустер В.Л. Кристаллические породы фундамента – перспективный объект для прироста запасов нефти и газа в России. *Геология нефти и газа*. 1994. № 9. С. 35-37.

Сведения об авторе

Баренбаум Азарий Александрович – кандидат физико-математических наук, ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа Российской академии наук

119333, Москва, ул. Губкина, д. 3. E-mail: azary@mail.ru

The Scientific Revolution in the Oil and Gas Origin Issue. New Oil and Gas Paradigm

A.A. Barenbaum

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, e-mail: azary@mail.ru

Abstract. This paper discusses the current state of oil and gas origin problem. Author, with the help of Kuhn theory, justify that scientific revolution is happening in this field. Instead of competing organic and mineral theories in Petroleum Geology, new oil and gas paradigm considers oil and gas as renewable mineral resources of the planet. Theoretical basis for a new oil and gas paradigm is a biosphere concept of oil and gas generation developed by the author. It attributes to oil and gas generation with modern geochemical carbon and water cycle through the earth's surface, in which oil and gas are its required products. Deposits of oil and gas are traps (refillable during development) of carbon circulating through the surface. Under the new paradigm biosphere concept fundamentally solves the problem of the origin of oil and gas. The concept consistently explains the main observed facts; organically solves the key balance problems of the carbon cycle; summarizes the organic and mineral theory about the genesis of oil and gas; reveals an important role in the formation of oil and gas hydrocarbon of the water cycle; helps to establish previously unknown physico-chemical mechanism of hydrocarbons synthesis in the Earth's crust; might as well have a technological influence on oil and gas formation in the subsoil.

Keywords: oil and gas, hydrocarbons, carbon cycle, biosphere concept of oil and gas generation, low-temperature synthesis of hydrocarbons.

References

Peter J.M., Peltonen P., Scott S.D. ¹⁴C ages of hydrothermal petroleum and carbonates in Guaymas Basin, Gulf of California: implications for oil generation, expulsion and migration. *Geology*. 1991. V. 19. P. 253-256.

Barenbaum A.A. Galaktotsentricheskaya paradigma v geologii i astronomii [Galactocentric paradigm in geology and astronomy]. Moscow: «LIBROKOM» Publ. 2010. 544 p.

Barenbaum A.A. Mekhanizm formirovaniya mestorozhdeniy nefi i gaza [The mechanism of formation of oil and gas fields]. *Doklady*

Akademii Nauk SSSR [Proc. of the USSR Academy of Sciences]. 2004. T. 399. № 6. Pp. 802-805.

Barenbaum A.A. O postuplenii kosmicheskogo ugleroda i ego krugovorote na Zemlyu [On entry of the cosmic carbon and its cycle on the Earth]. *Ekosistemnye perestroyki i evolyutsiya biosfery* [Ecosystem restructuring and evolution of the biosphere]. Moscow: «PIN RAN» Publ. 1998. Is. 3. Pp. 15-29.

Barenbaum A.A. Ob ischerpanii uglevodorodnogo potentsiala nedr [The exhaustion of the hydrocarbon potential of mineral resources]. *Energetika Tatarstana* [Energy of Tatarstan]. 2012. № 6. Pp. 9-12.

Barenbaum A.A. Reshenie problemy proiskhozhdeniya nefi i gaza na osnove biosfernoy kontseptsii neftegazoobrazovaniya [Solving the problem of the origin of oil and gas on the basis of the biosphere concept of generation]. *Ural'skiy geologicheskii zhurnal* [Ural Geological Journal]. №2 (92). 2013. Pp.3-27.

Barenbaum A.A., Ablya E.A. The molecular mass distribution of normal alkanes of oil as evidence of their polycondensation synthesis. *Organicheskaya mineralogiya. Mater. III Ros. sovesch.* [Proc. III All Rus. Meet. «Organic Mineralogy»]. Syktyvkar. 2009. Pp.74-77.

Vernadskiy V.I. Izbrannye sochineniya [Selected Works]. Moscow: «AN SSSR» Publ. 1960. T. V.

Vernadskiy V.I. Khimicheskoe stroenie biosfery Zemli i ee okruzheniya [The chemical structure of the Earth's biosphere and its environment]. Moscow: «Nauka» Publ. 2001. 376 p.

Voytov G.I. O khimicheskoy i izotopno-uglerodnoy nestabil'nosti svobodnykh gazov (gazovykh struy) v Khibinakh [On the chemical and isotopic-carbon instability of free gas (gas jets) in the Khibiny]. *Geokhimiya* [Geochemistry]. 1991. № 6. Pp. 769-780.

Voytov G.I. Khimizm i masshtaby sovremennogo potoka prirodnnykh gazov v razlichnykh geostrukturnykh zonakh Zemli [The chemistry and the magnitude of the modern flow of natural gas in various zones of the Earth geostруктурных зонах Земли]. *Zhurn. vsesoyuz. khim.* [Journal of the All-Union Chemical Society]. 1986. V. 31. № 5. Pp. 533-539.

Glebov L.S., Kliger G.A. Molekulyarno-massovoe raspredelenie produktov sinteza Fishera-Tropsha [The molecular mass distribution of the products of the Fischer-Tropsch process]. *Uspekhi khimii*. [Russian Chemical Reviews] 1994. V. 63. № 2. Pp. 192-202.

Трудноизвлекаемые запасы нефти и критерий рациональности

Не очень удачен в стране опыт разработки месторождений нефти. Это проявляется, например, в том, что в недрах Земли планируется оставить 2/3 запасов нефти. Данное обстоятельство, в частности, объясняется отсутствием критерия рациональности разработки месторождений нефти и газа. Важность его в том, что он является носителем требований государства к недропользователям, проектантам, экспертам и членам ЦКР Роснедра (Центральной комиссии по разработке месторождений нефти и газа). Недопонимание данного обстоятельства проявилось в публикации известного ученого в области разработки месторождений нефти. Поэтому пришлось коснуться недочетов соответствующей статьи. Ибо степень актуальности проблемы с критерием рациональности разработки явно возрастает в связи с тем обстоятельством, что страна приступает к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа. Так, в авторском варианте критерия рациональности делается упор, прежде всего, на реализацию современных научно-технических и методологических основ и принципов разработки. Это требование критерия рациональности, к сожалению, сегодня не выполняется. Или признается необходимость научного сопровождения процесса разработки. Вряд ли кто сегодня может утверждать о соблюдении недропользователями этого требования на современном уровне. С этой точки зрения поучительными могут оказаться некоторые приводимые в статье примеры, которые целесообразно учитывать в теории и практике разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Очевидно, что именно для данной категории месторождений научная компонента при проектировании и реализации проектных решений будет наиболее значимой. Что и предопределяется понятием трудноизвлекаемости запасов нефти.

Ключевые слова: критерий оптимальности разработки; критерий народно-хозяйственной эффективности; критерий рациональности разработки; нефтегазовое недропользование; нефте-, газо-конденсатодобывающая пласта.

В связи с исчерпанием запасов «легко добываемой» нефти с каждым днем возрастает актуальность проблемы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Поэтому небезинтересен опыт разработки в стране месторождений с традиционными запасами.

К сожалению, этот опыт печален. Ибо всеми признается, что 2/3 запасов разрабатываемых ныне месторождений страна собирается оставить в Недрах. Это при том, что зарубежная практика уже близка к отметке среднего КИН в размере около 0,5, с замахом на уровне около 0,6.

Окончание статьи А.А. Баренбаума «Научная революция в проблеме происхождения нефти и газа. Новая нефтегазовая парадигма»

Dmitrievskiy A.N. Poligenez nefti i gaza [Polygenesis of oil and gas]. *Doklady Akademii Nauk SSSR* [Proc. of the USSR Academy of Sciences]. 2008. V. 419. № 3. Pp. 373-377.

Dyunin V.I., Korzun A.V. Dvizhenie flyuidov: proiskhozhdenie nefti i formirovanie mestorozhdeniy uglevodorodov [Fluids flow: the origin of oil and formation of hydrocarbon reservoirs]. Moscow: "Nauchnyy mir" Publ. 2003. 98 p.

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Barenbaum A.A. et al. Geosintez v probleme proiskhozhdeniya nefti i gaza [Geosintez and the origin of oil and gas]. *Tr. VIII Mezhd. Simp.: Peredovye tekhnologii razrabotki, povysheniya nefteotdachi mestorozhdeniy i issledovaniya skvazhin* [Proc. VIII Int. Symp.: Advanced technologies of development, enhanced oil recovery and wells exploration]. Moscow. 2013. Pp. 43-46.

Kondrat'ev K.Ya., Krapivin V.F. Modelirovanie global'nogo krugovorota ugleroda [Modeling of the global carbon cycle]. Moscow: «Fizmatlit» Publ. 2004. 336 p.

Kun T. Struktura nauchnykh revolyutsiy [The Structure of Scientific Revolutions]. Moscow: «AST» Publ. 2003. 605 p.

Molchanov V.I., Gontsov A.A. Modelirovanie neftegazobrazovaniya [Modeling of oil and gas formation]. Novosibirsk: «OIGGM» Publ. 1992. 246 p.

Muslimov R.Kh., Glumov N.F., Plotnikova I.N. et al. Neftgazovye mestorozhdeniya – samorazvivayushiesya i postoyanno vobnovlyayemye ob'ekty [Oil and gas fields – self-developing and constantly renewable facilities]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of Oil and Gas. Spec. Issue]. 2004. Pp. 43-49.

Neruchev S.G. Nakoplenie organicheskogo veshchestva i goryuchikh iskopaemykh v fanerozoie [Accumulation of organic matter and fossil fuels in Phanerozoic]. *Doklady Akademii Nauk SSSR* [Proc. of the USSR Academy of Sciences]. 1979. V. 247. № 3. Pp. 664-667.

Nikolis G., Prigozhin I. Samoorganizatsiya v neravnovesnykh

sistemakh [Self-organization in nonequilibrium systems]. Moscow: «Mir» Publ. 1979. 512 p.

Ronov A.B. Osadochnaya obolochka Zemli [The sedimentary environment of the Earth]. Moscow: «Nauka» Publ. 1980. 144 p.

Sokolov B.A., Ablya E.A. Flyuidodinamicheskaya model' neftegazobrazovaniya [Fluid dynamic model of oil and gas formation]. Moscow: «GEOS» Publ. 1999. 76 p.

Sokolov B.A., Guseva A.N. O vozmozhnosti bystroy sovremennoy generatsii nefti i gaza [On the possibility of fast modern oil and gas generation]. *Vestnik MGU. Geol. Ser.* [Moscow University Geol. Bulletin]. 1993. № 3. Pp. 48-56.

Sokolov B.S. Organicheskiy mir Zemli na puti k fanerozoyskoy differentsiatsii [The organic world of the Earth on the way to the Phanerozoic differentiation]. *Vestnik AN SSSR* [Bulletin of the USSR Academy of Sciences]. 1976. № 1. Pp. 126-143.

Cherskiy N.V., Tsarev V.P. Mekhanizmy sinteza uglevodorodov iz neorganicheskikh soedineniy v verkhnikh gorizontakh zemnoy kory [Mechanisms for the hydrocarbons synthesis from inorganic compounds in the upper horizons of the crust]. *Doklady Akademii Nauk SSSR* [Proc. of the USSR Academy of Sciences]. 1984. V. 279. № 3. Pp. 730-735.

Shuster V.L. Kristallicheskie porody fundamenta – perspektivnyy ob'ekt dlya prirosta zapasov nefti i gaza v Rossii [Crystalline basement rocks – a promising object for oil and gas reserves growth in Russia]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas]. 1994. № 9. Pp. 35-37.

Information about author

Azariy Barenbaum – Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Leading Researcher of the Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences 119333, Russia, Moscow, Gubkina str., 3.

Трудноизвлекаемые запасы нефти и критерий рациональности

Не очень удачен в стране опыт разработки месторождений нефти. Это проявляется, например, в том, что в недрах Земли планируется оставить 2/3 запасов нефти. Данное обстоятельство, в частности, объясняется отсутствием критерия рациональности разработки месторождений нефти и газа. Важность его в том, что он является носителем требований государства к недропользователям, проектантам, экспертам и членам ЦКР Роснедра (Центральной комиссии по разработке месторождений нефти и газа). Недопонимание данного обстоятельства проявилось в публикации известного ученого в области разработки месторождений нефти. Поэтому пришлось коснуться недочетов соответствующей статьи. Ибо степень актуальности проблемы с критерием рациональности разработки явно возрастает в связи с тем обстоятельством, что страна приступает к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа. Так, в авторском варианте критерия рациональности делается упор, прежде всего, на реализацию современных научно-технических и методологических основ и принципов разработки. Это требование критерия рациональности, к сожалению, сегодня не выполняется. Или признается необходимость научного сопровождения процесса разработки. Вряд ли кто сегодня может утверждать о соблюдении недропользователями этого требования на современном уровне. С этой точки зрения поучительными могут оказаться некоторые приводимые в статье примеры, которые целесообразно учитывать в теории и практике разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Очевидно, что именно для данной категории месторождений научная компонента при проектировании и реализации проектных решений будет наиболее значимой. Что и предопределяется понятием трудноизвлекаемости запасов нефти.

Ключевые слова: критерий оптимальности разработки; критерий народно-хозяйственной эффективности; критерий рациональности разработки; нефтегазовое недропользование; нефте-, газо-конденсатоотдача пласта.

В связи с исчерпанием запасов «легко добываемой» нефти с каждым днем возрастает актуальность проблемы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Поэтому небезинтересен опыт разработки в стране месторождений с традиционными запасами.

К сожалению, этот опыт печален. Ибо всеми признается, что 2/3 запасов разрабатываемых ныне месторождений страна собирается оставить в Недрах. Это при том, что зарубежная практика уже близка к отметке среднего КИН в размере около 0,5, с замахом на уровне около 0,6.

Сегодня можно утверждать, что официальные сведения о среднем КИН по стране являются завышенными. По причине, что накопленная добыча нефти делится на балансовые запасы, на запасы находящиеся в так называемых коллекторах. На самом деле в разработке участвуют если и не все, то часть запасов нефти в так называемых неколлекторах. Многие об этом знают, но не афишируют. Ибо недропользователям это не выгодно.

Сказанное означает, что в стране рукотворно созданы, создаются огромные трудноизвлекаемые запасы нефти в истощенных, обводненных месторождениях. Несмотря на это недропользователей в большей степени интересуют запасы нефти в отложениях баженовской толщи, в сланцевых отложениях. Однако, истощенные месторождения представляются более привлекательными по причине наличия нефтегазовой инфраструктуры, скважин, дорог, кадров. Именно таким месторождениям стали уделять приоритетное внимание в ОАО «Башнефть» (Халимов, Лозин, 2013). Другими словами, не исключение, а вовлечение в разработку запасов нефти в, якобы, истощенных месторождениях и в неколлекторах является целесообразным деянием. Естественно, здесь без инноваций, без фундаментальных исследований, опытно-промышленных работ не обойтись.

Что кроется за цифрой КИН около 1/3, которая родит отмеченную цифру 2/3? За этими цифрами стоят наши упущения в теории и практике разработки месторождений нефти. Одно из принципиальных упущений отечественного нефтегазового недропользования состоит в устранении из него критерия рациональности разработки.

Во времена Союза в недропользовании имели место два критерия:

- критерий народно-хозяйственной эффективности (НХЭ),
- критерий рациональности разработки месторождений нефти и газа.

Первый критерий является экономическим. Он позволял из серии рассматриваемых вариантов разработки выбирать наилучший, говорили – оптимальный. Слово оптимальный, правда, и тогда, и сегодня является некорректным. Ибо выбор наилучшего варианта осуществлялся (осуществляется) лишь из двух-трех исследуемых вариантов.

В наступившей в стране базарной экономике рассматриваемый критерий сохранился, но с западной формулировкой – критерий максимума NPV – накопленной дисконтированной прибыли. Что касается второго критерия, то его псевдо реформаторы удалили из нефтегазового недропользования. Ибо по своей сути критерий рациональности разработки выдвигает требования государства к недропользователям. Опыт показывает: а зачем нынешним недропользователям какой-то диктат со стороны государства?

Отсутствие критерия рациональности в регламентирующих документах сначала снизило уровень экспертирования проектных документов. А затем славное ЦКР превратило в согласительную комиссию?! Как следствие, средний по стране КИН стал таким, что более 2/3 запасов нефти мы узакониваем оставить в Недрах?! Вот цена вопроса с Критерием.

Одним из побудительных мотивов написания статьи явилась публикация уважаемого проф. Ю.Е. Батурина (Батурин, 2014). Ибо она и посвящена злостной на се-

годня проблеме – о критерии рациональности. Известно, насколько весомо мнение проф. Ю.Е. Батурина для отечественных нефтяников. Поэтому его мнение о критерии рациональности не могло быть проигнорировано. Тем более, когда речь идет о трудноизвлекаемой нефти.

К сожалению, уважаемый проф. Ю.Е. Батурин под критерием рациональности понимает критерий оптимальности, экономической эффективности разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. То есть, по сути критерий рациональности, согласно статье (Батурин, 2014), не существует за ненадобностью. Не вдаваясь в подробный разбор статьи (Батурин, 2014), отметим лишь два момента. Во-первых, будучи автором многих проектных документов по месторождениям Западной Сибири, он не почувствовал остроту проблемы отсутствия истинного критерия рациональности. Хотя проф. Ю.Е. Батурин сам нередко был на острие злободневных проблем Западной Сибири.

Во-вторых, два слова о терминологическом факторе. В статье (Батурин, 2014) сделан упор не только на нефтяные, но и на газонефтяные месторождения. Но, в Природе нет таких месторождений. Есть только газоконденсатнефтяные или нефтегазоконденсатные месторождения. Акцент на терминологическом факторе здесь делается из-за того, что он, с одной стороны, пагубно отразился на отечественном нефтегазовом недропользовании. С другой стороны, значимость данного фактора в проблеме трудноизвлекаемой нефти будет возрастать. Ибо даже из традиционных нефтяных оторочек удавалось добывать лишь 0,1-0,2 объема запасов в них.

Некорректное отношение к газоконденсатнефтяным месторождениям проявилось в том, что в авторских формулах для критерия эффективности отсутствует газовая компонента (затратная и прибыльная), не говоря о газоконденсате. В практике же нефтедобычи это оправдывало сжигание на факелах и газа, и конденсата. Не говоря о том, что нефтяники никогда не занимались исследованиями скважин на газоконденсатность. То есть, негативным был стимул – нефть любой ценой.

На заре освоения нефтегазоконденсатных месторождений Севера Западной Сибири нами была предложена многофункциональная технология разработки таких месторождений (Закиров, 1998). Которая даже на уровне опытно-промышленных работ ни там, ни где-то в стране не была реализована.

Зато в Казахстане на уникальном нефтегазоконденсатном Карачаганакском месторождении наша технология вертикально-латерального сайклинг-процесса была с успехом реализована (Кусанов, 2011). К счастью. Но и с горечью – в отсутствии ссылок на автора технологии и какого-либо его поощрения. Несмотря на то, что в консорциум разработчиков месторождения входят три крупные зарубежные компании и одна крупнейшая отечественная компания. Это к вопросу о цене интеллектуальной собственности в стране. Орехи такого плана при освоении трудноизвлекаемых запасов впредь целесообразно избегать. Вследствие их дикости.

Одна из категорий трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ) нефти связана с низкопроницаемыми коллекторами. К ним относятся, например, юрские, ачимовские и др. отложения. Отличительная их особенность связана с высокими термобарическими условиями. В случае газоконденсат-

ных залежей пластовый флюид характеризуется высокими конденсатогазовыми факторами. Поэтому разработка их должна производиться на основе сайклинг-процесса. В настоящее время эти отложения разрабатываются в режиме истощения. А режим истощения в низкопроницаемых коллекторах может характеризоваться не только низкой конденсатоотдачей, но и низкой газоотдачей. Ниже чем в традиционных месторождениях.

Уже, видимо, ясно, что отмеченные и другие прегрешения в нефтегазовом недропользовании в немалой степени предопределены отсутствием требований со стороны государства к недропользователям, начиная с формата критерия рациональности разработки. Во времена Союза отсутствие или наличие критерия рациональности не являлось принципиально актуальным. Ибо и Недра, и Мингео, Миннефтепром, объединения, контролирующие органы были лишь частями общей и единой структуры государства. Наличие же частного капитала в нефтяных месторождениях существенно меняет ситуацию с Критерием. Так как интересы государства, народа и недропользователей прямо противоположны. Давнее осознание этого обстоятельства привело автора к следующему варианту Критерия (Закиров, 2002).

Рациональной системой разработки нефтяного (газового) месторождения и обустройства промысла признается такая система, которая запроектирована на современной научно-технической и методологической основе, прошла не формальную официальную экспертизу, обсуждение и утверждение на ЦКР, реализуется с современным научным сопровождением и контролем со стороны госорганов, когда население страны, и местное население в частности, а также недропользователь получают наибольшие доходы, имеет место наименьший ущерб Окружающей среде и Недрам, соблюдаются Закон о Недрах и регламентирующие документы, реализуются наибольшие социальные последствия и гарантии.

Участие в работе ЦКР Роснедра, в ГКЗ МПР РФ, в экспертировании проектных документов предопределили содержание каждой строки приводимого Критерия. Соответствующая подробная аргументация каждой строки дается в (Закиров, 2002). Поэтому не останавливаясь на этом, подчеркнем, что значимость Критерия в целом заметно возрастает в наступающую эпоху ТИЗ. Лишь два частных отступления.

Первое. Формально относясь к охране Окружающей среды, нефтяники и газовики прошлых десятилетий войдут в историю страны в качестве варваров. Достаточно сказать, что артезианские воды в Урало-Поволжье, в Татарстане техногенно заражены. Ситуацию пытаются исправить. Однако современный некачественный уровень ликвидационных работ в ближайшие годы подарит массу негерметичных скважин с негативными последствиями. А сколько газа и конденсата сожгли нефтяники, а газовики сколько нефти проигнорировали?

Второе. В США низкопроницаемые отложения разрабатывают на основе многоразовых ГРП. Экологи уже сейчас обеспокоены заражением Недр. А что будет через несколько лет, десятилетий? Аналогичная ситуация с разработкой отложений битума и высоковязкой нефти. Необходимая закачка теплоносителей приводит к нарушению герметичности вышележающих отложений, покрышки.

При этом мало кто озабочен сопутствующими огромными выбросами диоксида углерода в атмосферу. И т.д.

Другими словами, неформальное соблюдение критерия рациональности разработки становится более актуальным в наступающую эпоху ТИЗ. Образно говоря, ТИЗ не удастся извлекать «голыми руками» без интеллектуальных, физических, материальных затрат. А главное – без опоры на Науку с большой буквы.

Мы говорим о неформальном соблюдении Критерия... Не существующего!? То есть, это пока сотрясение воздуха.

Практически единственным поборником Критерия рациональности разработки выступил неувядаемый Патриот Недр России и Татарстана – проф. Ренат Халиуллович Муслимов. Его вариант Критерия весьма близок к нашему (Муслимов, 2003).

Ободряет близость данной и нашей формулировок Критерия рациональности. Существенным моментом обеих редакций Критерия в том, что делается заметный упор на необходимость современного уровня научно-методической (технической) основы проектных документов. Автор только затрудняется согласиться со следующими словами уважаемого проф. Р.Х. Муслимова:

- ...достижение утвержденных значений текущей и конечной нефтеотдачи ...

Позиция автора вчера, сегодня и завтра – превышать, превышать и превышать утвержденные КИН. Ибо они были предопределены теми техникой, технологиями и умственными способностями. А также невысокими нравственными принципами эпохи рыночной экономике.

Оба автора Критерия рациональности здесь и сегодня не ограничились декларациями.

- Автор статьи с коллегами, в связи с наступлением эры компьютерного моделирования (с 2000 г.), обосновали адекватную для этой эры новую концепцию эффективного порового пространства (Закиров и др., 2009). Инновационную по своей сути.

- Проф. Р.Х. Муслимов совместно с коллегами приступили к обоснованию методологии инновационного проектирования (Муслимов, Волков, 2010). Она предопределяет более высокий уровень геологического, геохимического, гидродинамического исследования рассматриваемых объектов разработки с реализацией современных принципов и методов 3D компьютерного моделирования.

Наличие в недропользовании лишь критерия NVP приводит к тому, что идеи, развиваемые авторами в (Закиров и др., 2009; Муслимов, Волков, 2010), до сих пор не востребованы. Это связано с самой сущностью критерия NVP. Его применяют не для того, чтобы обосновать необходимость инноваций, а чтобы их не использовать. Это удается за счет кратного увеличения удельных нормативов на километр дорог, труб, на метр проходки скважин. То есть, критерий NVP никак не отстаивает интересы страны. Поэтому, в частности, из-за него не внедряются методы увеличения нефтеотдачи. А возможные бонусы стимулируют лишь работы по интенсификации притока нефти к скважинам. Иначе говоря, не пользу, а вред мы имеем со стороны критерия NVP. И нет надобности его абсолютизировать.

Нефтяная и газовая отрасли стратегически важны для Отчизны. Опыт жизни показывает, что возрождение лишь критерия рациональности не устранил известные негативы, имеющие место в этих отраслях. Требуется повыше-

ние нравственности в недропользовании. Поэтому нами была предложена не востребованная Клятва для студентов нефтегазовых ВУЗов, будущих разработчиков Недр (Закиров и др., 2004).

Известна ведь клятва Гиппократова. А какова клятва Молодогвардейцев! Наши будущие защитники страны дают Присягу ей верно служить. Так что клятва для нефтяников и газовиков это уже не экзотика. Ведь в США в пятидесятых годах прошлого века госслужащие приносили клятву верности своему правительству. Правда она проистекла из тогдашней шпиономании.

И этого для решения проблем ТИЗ не достаточно. Нужно возродить отраслевую, вузовскую, академическую науку. Поднять уровень функционирования ГКЗ, ЦКР. Престиж ученых должен быть восстановлен, чтобы молодые таланты не шли, а бежали в Науку.

Общий частный вывод для автора очевиден. Критерий рациональности разработки месторождений нефти и газа в эпоху ТИЗ жизненно необходим стране. Ибо, он безусловно, повысит уровень отечественного нефтегазового недропользования.

Литература

Батурин Ю.Е. О критериях рациональной разработки нефтя-

ных и газонефтяных месторождений (в порядке обсуждения). *Нефтяное хозяйство*. №8. 2014. С. 32-34.

Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазо-конденсатных месторождений. М.: изд. Струна. 1998. 626 с.

Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин - нефтеотдача». М.: Изд. Дом «Грааль». 2002. 314 с.

Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М.: 2004. 520 с.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. Москва-Ижевск, Институт компьютерных исследований. 2009. 484 с.

Кусанов Ж.К. Особенности разработки Карачаганакского месторождения. *Нефтяное хозяйство*. 2011. № 6. С. 100-103.

Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Изд. КГУ. 2003. 596 с.

Муслимов Р.Х., Волков Ю.А. Актуальные задачи организации и стандартизации инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений. *Вестник ЦКР РОСНЕДРА*. 2010. №3. С. 5-11.

Халимов Э.М., Лозин Е.В. Вторичная разработка нефтяных месторождений Башкортостана. СПб: ФГУП «ВНИГРИ». 2013. 182 с.

Сведения об авторе

Закиров Сумбат Набиевич – доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа Российской академии наук

119333, Москва, ул. Губкина, д. 3. E-mail: ezakirov@ogri.ru

Oil Difficult to Recover and the Rationality Criterion

S.N. Zakirov

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

Abstract. Experience in the development of oil fields is not very successful in Russia. This is evident in that two thirds of oil reserves are to stay intact underground. In this circumstance, in particular, it's due to the lack of rationality criterion of oil and gas development. The importance of rationality criterion is that it is a carrier of government requirements to subsoil users, planners, experts and members of the Central Commission for the development of oil and gas fields of Rosnedra. The misunderstanding of this circumstance appeared in the publication of the famous scientist engaged in the area of oil fields development. Therefore we had to touch the shortcomings of the relevant publication. The urgency of the rationality criterion problem clearly increases due to the fact that the country is beginning to develop fields with oil and gas reserves difficult to recover. Thus, the author's version of the rationality criterion focuses primarily on the implementation of modern scientific, technical and methodological basis and design principles. Unfortunately, this requirement of rationality criterion has not been fulfilled today. The need for scientific guidance of the development process has been recognized. Subsoil users hardly comply with this requirement to date. From this point of view some examples given in this paper may be instructive. They might be reasonably considered in the theory and practice of the development of oil reserves difficult to recover. It is obvious that scientific components in the project design and implementation of such fields will be the most significant which are predetermined by the concept of oil reserves difficult to recover.

Keywords: optimality criterion of development; criterion of national economic efficiency; rationality criterion of development; oil and gas subsoil use; oil, gas and condensate recovery.

References

Baturin Yu.E. On the rationality criteria of oil and gas fields development. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. № 8. 2014.

Pp. 32-34. (In russian)

Zakirov S.N. Analiz problemy «Plotnost setki skvazhin – nefteotdacha» [Analysis of the problem «well density – recovery»]. Moscow: Publ. House «Graal». 2002. 314 p.

Zakirov S.N. Razrabotka gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy [Development of gas, gas condensate and oilgascondensate fields]. Moscow: «Struna» Publ. 1998. 626 p.

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Zakirov I.S. et.al. Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza [New principles and technologies of oil and gas fields development]. Moscow: 2004. 520 p.

Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. et.al. Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza [New principles and technologies of oil and gas fields development]. P. 2. Moscow – Izhevsk. 2009. 484 p.

Kusanov Zh.K. Features of the development of the Karachaganak field. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2011. № 6. Pp. 100-103. (In russian)

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

Muslimov R.Kh., Volkov Yu.A. Aktual'nye zadachi organizatsii i standartizatsii innovatsionnogo proektirovaniya razrabotki nefityanykh mestorozhdeniy [Actual problems of organization and standardization of innovative reservoir engineering]. *Vestnik TsKR ROSNEDRa* [Bulletin of Central Oil and Gas Field Development Commission]. 2010. № 3. Pp. 5-11.

Khalimov E.M., Lozin E.V. Vtorichnaya razrabotka nefityanykh mestorozhdeniy Bashkortostana [Oil fields secondary production in Bashkortostan]. Saint-Petersburg: «VNIIGRI» Publ. 2013. 182 p.

Information about author

Sumbat Zakirov – Doctor of Technical Sciences, Professor, Chief Researcher of the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

119333, Russia, Moscow, Gubkina str., 3.

Физико-химические технологии с применением гелей, золей и композиций ПАВ для увеличения нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки

Представлены результаты лабораторных исследований, промысловых испытаний и промышленного использования новых физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки, в том числе залежей высоковязких нефтей. В основе технологий лежит концепция использования энергии пласта или закачиваемого теплоносителя для генерации непосредственно в пласте химических интеллектуальных систем – гелей, золей и нефтевытесняющих композиций на основе ПАВ, сохраняющих в пласте длительное время комплекс свойств, оптимальный для целей нефтевытеснения и регулирования фильтрационных потоков. Опытные-промышленные испытания композиций на месторождениях с трудно извлекаемыми запасами, в том числе залежей высоковязких нефтей, в России, Китае, Вьетнаме, Омане и Германии, показали их технологическую эффективность: увеличение коэффициентов нефтевытеснения и охвата пласта при одновременной интенсификации разработки. Масштабное промышленное применение новых комплексных технологий увеличения нефтеотдачи будет способствовать развитию нефтедобывающей промышленности России, расширению ее топливно-энергетической базы.

Ключевые слова: увеличение нефтеотдачи, изоляция водопритока, технологии, паротепловое воздействие, высоковязкая нефть, реология, растворы, гели, золи, ПАВ, полимеры.

Запасы трудноизвлекаемых нефтей в мире, по оценкам экспертов, превышают 1 трлн. тонн и в развитых промышленных странах рассматриваются как существенный резерв добычи нефти. Россия входит в первую десятку стран с крупнейшими запасами нефти, уступая по этому показателю только государствам Ближнего Востока и Венесуэле (Муслимов, 2012; Якуцени и др., 2007). Доля трудноизвлекаемых запасов нефти в России постоянно растет. На долю активных приходится треть всех разведанных запасов, 67% – это трудноизвлекаемые запасы, в том числе высоковязкие нефти – 13 %, малопроницаемые коллекторы – 36 %. В Западной Сибири около 47 % текущих запасов нефти приходится на коллектора с низкой проницаемостью, более 25 % – Волго-Уральской НГП и 19 % – в Тимано-Печорской провинции (Якуцени и др., 2007). Для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и дальнейшего увеличения ее добычи необходимо создание и широкомасштабное применение новых комплексных технологий увеличения нефтеотдачи (Муслимов, 2012), сочетающих базовое воздействие на пласт закачкой воды или водяного пара с физико-химическими методами, увеличивающими охват пласта базовым воздействием и коэффициент нефтевытеснения при одновременной интенсификации разработки.

В Институте химии нефти СО РАН созданы 8 новых промышленных технологий увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока для месторождения с трудно извлекаемыми запасами, в том числе залежей высоковязких нефтей (Алтунина, Кувшинов, 2007б; Altunina & Kuvshinov, 2008a; Алтунина, Кувшинов, 2007a; Altunina & Kuvshinov, 2008b; Алтунина и др., 2011б; Алтунина, Кувшинов, 1995; Алтунина и др., 2010; Altunina et al., 2011; Алтунина и др., 2011a; Алтунина и др., 2012; Altunina et al., 2014). Создана перспективная концепция использования энергии пласта или закачиваемого теплоносителя для генерации нефтевытесняющего флюида, гелей и золей не-

посредственно в пласте (Алтунина, Кувшинов, 2007б; Altunina & Kuvshinov, 2008a; Алтунина, Кувшинов, 2007a). Разработаны физико-химические основы методов увеличения нефтеотдачи с применением химических интеллектуальных систем: гелеобразующих систем и композиций поверхностно-активных веществ (ПАВ), сохраняющих, саморегулирующих в пласте длительное время комплекс свойств, оптимальный для целей нефтевытеснения (Алтунина, Кувшинов, 2007б; Алтунина, Кувшинов, 1995). Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти на поздней стадии разработки создана технология чередующегося паротеплового и физико-химического воздействия нефтевытесняющими композициями на основе ПАВ, генерирующими непосредственно в пласте CO_2 и щелочную буферную систему (композиции НИНКА[®]) (Алтунина и др., 2010; Altunina et al., 2011).

Созданы гель-технологии, увеличивающие охват пласта заводнением и паротепловым воздействием. В них используются термотропные гелеобразующие системы, которые в поверхностных условиях являются маловязкими водными растворами, в пластовых – превращаются в гели. Гелеобразование происходит под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя, без сшивающих агентов (Altunina & Kuvshinov, 2008b; Алтунина и др., 2011б). Исследованы кинетика гелеобразования, реологические и фильтрационные характеристики гелей различных типов для неоднородных пластов с проницаемостью в интервале от 0.01 до 10 мкм². Предложены термотропные гелеобразующие системы: полимерные на основе эфиров целлюлозы и неорганические системы «соль алюминия – карбамид – вода» с различным временем гелеобразования – от нескольких минут до нескольких суток – в интервале температур 30-320 °С. С их использованием разработаны пять гель-технологий для увеличения нефтеотдачи высоко неоднородных пластов, которые промышленно используются на месторождениях Западной Си-

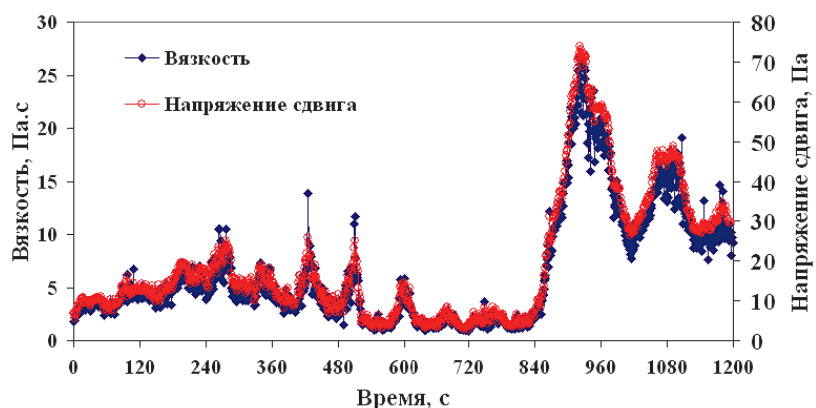


Рис. 1. Изменение вязкости и напряжения сдвига от времени для раствора композиции ГАЛКА®-С на основе системы соль алюминия – карбамид – вода (термостатирование при $T=150\text{ }^{\circ}\text{C}$ и скорости сдвига 3 c^{-1}).

бири и республики Коми (Altunina & Kuvshinov, 2008a; Алтунина, Кувшинов, 2007a; Altunina & Kuvshinov, 2008b; Алтунина и др., 2011б). Экологическая безопасность реагентов, их безвредность для человека позволяют широко использовать гель-технологии на месторождениях России и других стран.

Гелеобразующую способность термотропных систем изучали путем измерений вязкости и напряжения сдвига с помощью ротационного вискозиметра Haake RheoStress 600 при температуре от 20 до $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ и давлении до 50 атм в динамических условиях (при всестороннем сжатии). При температуре $100\text{--}150\text{ }^{\circ}\text{C}$ через определенное время раствор превращается в твердообразный гель коагуляционной структуры с резко выраженной тиксотропией и пределом текучести 25–90 Па (Рис. 1, 2).

Величина предела текучести увеличивается с возрастанием скорости нагружения. Вид реологических зависимостей указывает на вязкоупругие свойства гелей. Следует отметить, что в области скоростей сдвига $0.01\text{--}5\text{ c}^{-1}$ при высоких давлениях, в условиях всестороннего сжатия, напряжение сдвига и вязкость гелей в системах: соль алюминия – карбамид – вода и ЭЦ – вода имеют значения на несколько порядков выше (Рис. 1, 2), чем при атмосферном давлении (Altunina & Kuvshinov, 2008b; Алтунина и

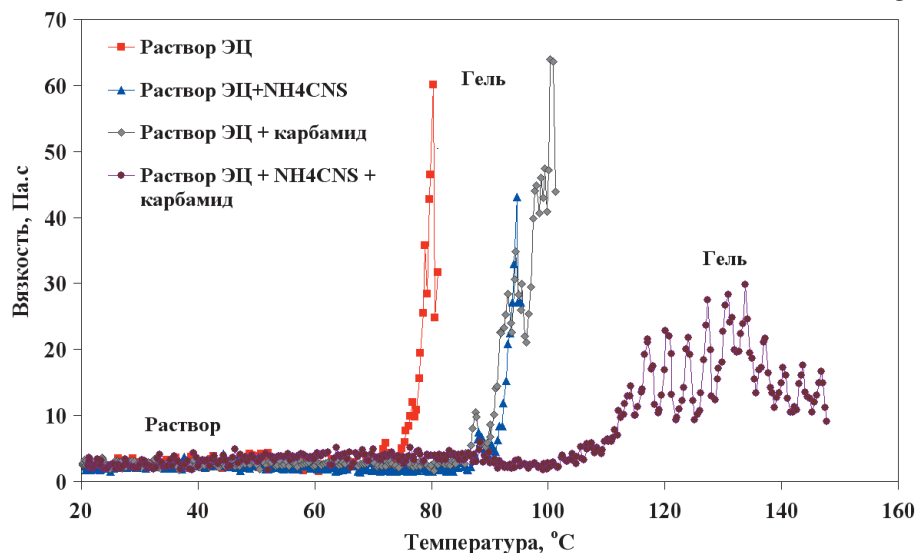


Рис. 2. Изменение вязкости при фазовом переходе раствор – гель для композиций МЕТКА® на основе системы: простой эфир целлюлозы – полимер с нижней критической температурой растворения (НКТР) – вода при скорости сдвига 3 c^{-1} .

др., 2011б). Добавление к раствору ЭЦ карбамида и роданида аммония приводит к увеличению температуры гелеобразования, при этом действие добавок аддитивно: при совместном введении карбамида и роданида аммония температура гелеобразования может быть выше $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Рис. 2) (Алтунина и др., 2011б). Гели устойчивы и сохраняют свои реологические характеристики при высоких температурах – вплоть до $150\text{--}200\text{ }^{\circ}\text{C}$. На основании результатов исследования кинетики гелеобразования и реологических характеристик систем: соль алюминия – карбамид – вода – ПАВ и ЭЦ – вода созданы композиции ГАЛКА® и МЕТКА® с различным временем гелеобразования – от нескольких минут до нескольких суток – в интервале температур $30\text{--}320\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Применение термообратимых полимерных гелей (композиций МЕТКА®) многообразно, они используются в ряде технологий. Так, за 1998–2003 г. проведена закачка композиций МЕТКА® в 382 скважины, дополнительная добыча нефти составила 480 тыс. тонн. Эффективность технологии в среднем 1300 тонн дополнительно добытой нефти на скважино-обработку. Все реагенты – продукты многотоннажного промышленного производства.

В газодобывающих скважинах на Мыльджинском газоконденсатном месторождении испытана технология ликвидации заколонных перетоков воды. В 2006–2007 гг. на 24 скв. месторождений ОАО «Руснефть» проведены работы по ограничению водопритока и ликвидации заколонных перетоков. В 2007 г. успешно проведены опытно-промышленные испытания технологии на 9 скважинах на месторождениях Ликваер, Джибаль и Далила в Омани. После закачки гелеобразующей композиции снижается обводненность и увеличиваются дебиты по нефти.

На месторождении Ляохэ, КНР, проведены опытно-промышленные испытания технологии ограничения водопритока с применением термообратимых полимерных гелей МЕТКА® при паротепловом воздействии. В 2005–2006 гг. проведена закачка гелеобразующей композиции МЕТКА® в две пароциклические скважины на залежи высоковязкой нефти месторождения Гаошен (часть месторождения Ляохэ).

В ноябре 2005 г. произведена закачка 120 т композиции МЕТКА® и 4400 т пара в пароциклическую скважину Гао3-6-0155, в июне 2006 г. – 110 т композиции МЕТКА® и 3900 тонн пара в скважину Гао3-6-0163 месторождения Гаошен (Рис. 3). После закачки композиции снижается обводненность и увеличиваются дебиты по нефти. Гель-технология с применением композиций МЕТКА® экологически безопасна и экономически эффективна. Ее можно рекомендовать для повышения эффективности пароциклического воздействия, ограничения водопритока на залежах высоковязкой нефти.

Для повышения эффективности системы паротеплового воздействия пермо-карбоновой залежи Усинского мес-

торожения за счет селективного ограничения водопритока в 2014 г. проведены опытно-промышленные работы (ОПР) с применением композиции МЕТКА. С 01.07.2014 г. по 05.08.2014 г. ООО «ОСК» произведена закачка композиции МЕТКА в 5 добывающих скважин: 7185, 6170, 3083, 4243 и 2678. Объем закачки композиции МЕТКА находился в интервале 19-95 м³. После закачки композиции МЕТКА наблюдается увеличение дебитов по нефти, снижение обводненности продукции, например (Рис. 4).

Для увеличения нефтеотдачи месторождений с высоко неоднородными коллекторами на поздней стадии разработки перспективно использовать сочетание гелей и нефтевытесняющих композиций. После изоляции высокопроницаемых обводнившихся пластов путем их блокирования гелем необходимо интенсифицировать фильтрацию жидкости в низкопроницаемом пласте. Поэтому необходима комплексная технология – сначала воздействие гелеобразующей композицией, увеличивающей охват объекта заводнением или паротепловым воздействием, а затем – нефтевытесняющей композицией, интенсифицирующей разработку низкопроницаемого пласта и увеличивающей коэффициент нефтевытеснения.

Для увеличения нефтеотдачи залежей с трудно извлекаемыми запасами, в частности, юрских отложений Западной Сибири и пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения, в Институте химии

нефти СО РАН предложена комплексная технология с применением гелеобразующих и нефтевытесняющих композиций, обеспечивающая увеличение охвата заводнением и паротепловым воздействием наряду с увеличением коэффициента вытеснения и интенсификацией разработки. В качестве гелеобразующих композиций предложено использовать следующие термотропные системы: неорганические гелеобразующие композиции ГАЛКА® на основе солей алюминия и карбамида; полимерные гелеобразующие композиции МЕТКА на основе простых эфиров целлюлозы и карбамида. В качестве нефтевытесняющих – композиции ИХН-60, ИХН-100 на основе ПАВ и щелочной буферной системы; композиции НИНКА на основе ПАВ, солей аммония и карбамида, образующие CO₂ и щелочную буферную систему непосредственно в пласте; композиции ИХН-ПРО и ГБК с регулируемой вязкостью и щелочностью на основе ПАВ, неорганической буферной системы и многоатомного спирта, совместимые с минерализованными пластовыми водами. Указанные композиции обладают взаимодополняющими составом и физико-химическими свойствами, приводящими к синергетическому усилению их функций.

В ТПП Лангепаснефтегаз ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» 2001 г. на Лас-Еганском и в 2011 г. на Урьевском месторождениях, пласт ЮВ₁, успешно проведены опытно-промышленные испытания комплексной технологии за-

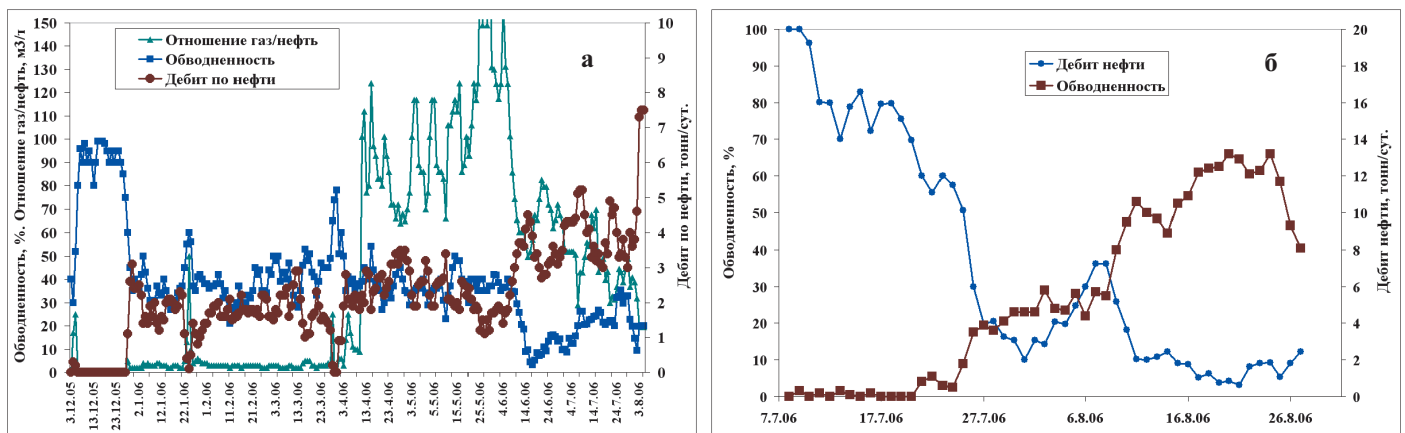


Рис. 3. Характеристики работы пароциклических скважин Gao3-6-0155 (а) и Gao3-6-0163 (б) залежи высоковязкой нефти месторождения Гаошен после закачки композиции МЕТКА® и пара в ноябре 2005 г. и в июне 2006 г., соответственно.

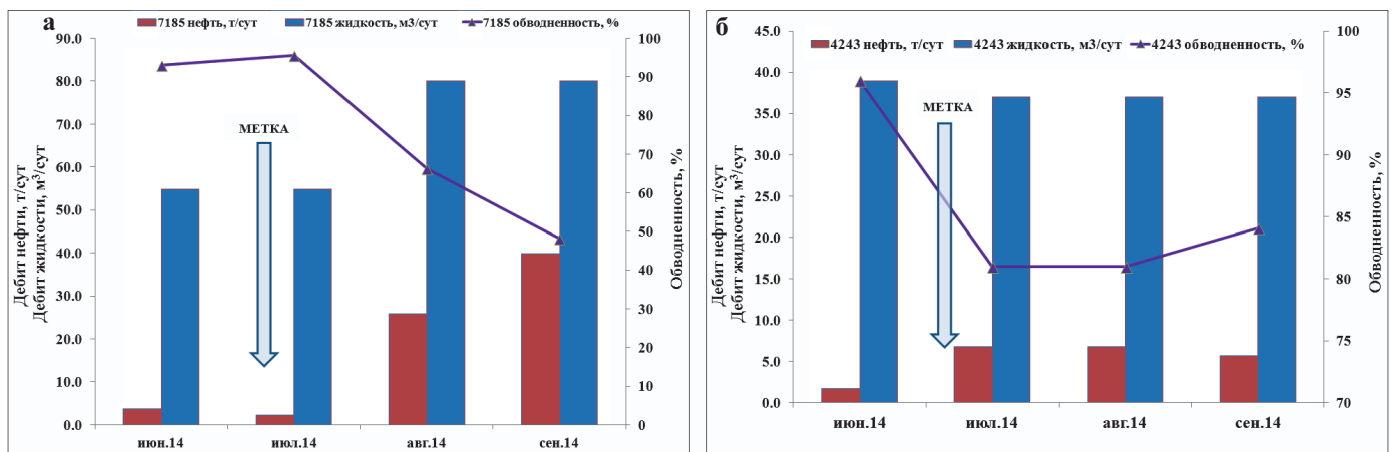


Рис. 4. Результаты ОПР по селективному ограничению водопритока с применением композиции МЕТКА на участке паротеплового воздействия пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения в июне – сентябре 2014 г.: увеличение дебитов по нефти, снижение обводненности продукции.

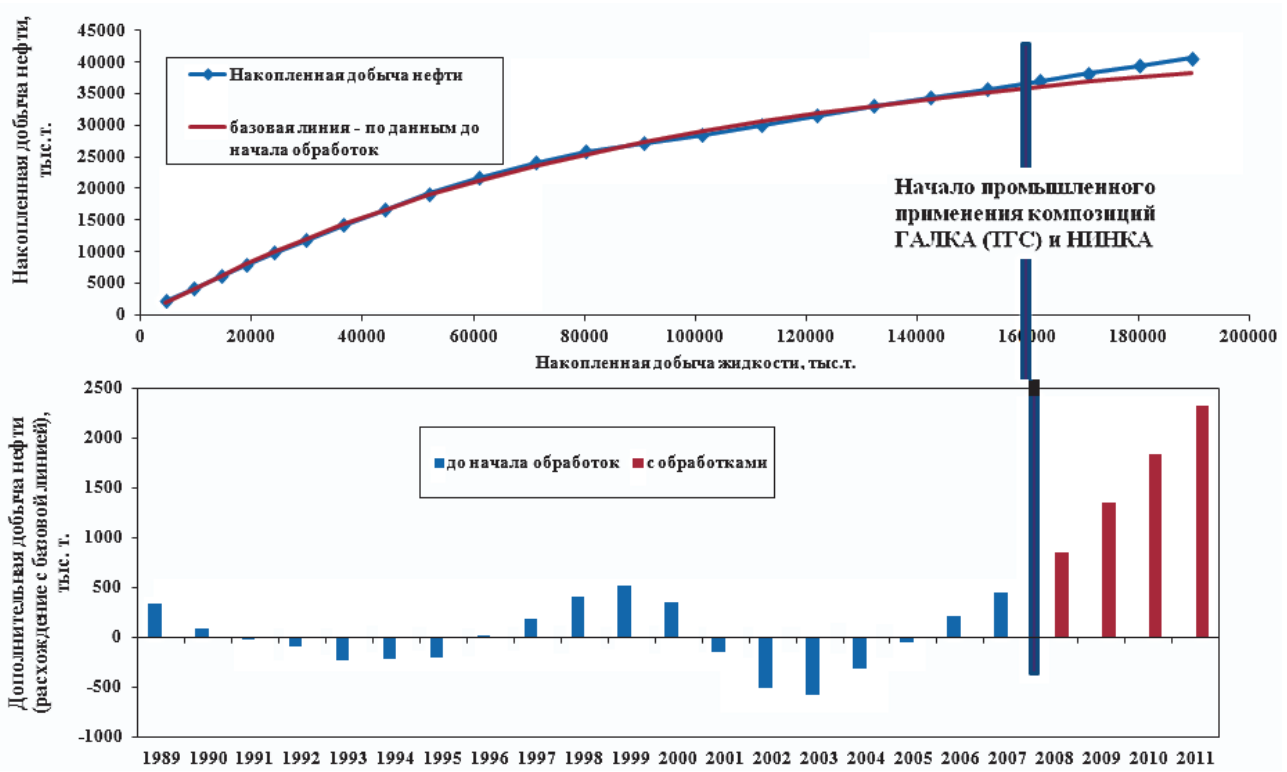


Рис. 5. Анализ эффективности промышленного применения в 2008-2011 гг. технологий повышения нефтеотдачи на Усинском месторождении: увеличение добычи нефти в добывающих скважинах в результате закачки композиций ГАЛКА®-С и НИНКА® в 41 паронагнетательную скважину.

качки гелеобразующей и нефтewтесняющей композиций. На Лас-Еганском месторождении в 3 нагнетательные скважины произведена закачка композиции ГАЛКА-термогель-У в количестве 6, 10 и 18 т и композиции ИХН-100 в количестве 30, 50 и 48 т. В 2011 г. в ТПП Лангепаснефтегаз ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» на объектах Урьевского месторождения АВ₁³+АВ₂ (участок с 3 нагнетательными и 6 добывающими скважинами) и ЮВ₁ (участок с 9 нагнетательными скважинами), где на всех нагнетательных и добывающих скважинах участка ранее был выполнен ГРП, успешно проведены испытания комплексной технологии последовательной закачки сначала высокоплотного раствора гелеобразующей композиции МЕТКА® для тампонирования нижней части трещин ГРП, а затем нефтewтесняющей композиции ИХН-100 для интенсифика-

ции выработки низкопроницаемой матрицы коллектора меловых и юрских отложений. Результаты анализа промысловых данных показали, что совместное действие композиций приводит к перераспределению фильтрационных потоков в пласте, подключению низко проницаемых пропластков и интенсификации их разработки, что выражается в снижении обводненности добываемой продукции и увеличению дебитов как по нефти, так и по жидкости эксплуатационных скважин, гидродинамически связанных с нагнетательными. Так, дополнительная добыча нефти на участке Лас-Еганском месторождения в январе 2001 – октябре 2002 г. составила 4.4 тыс. т (Алтунина, Кувшинов, 2007а; Алтунина и др., 2011а). Технология рекомендована к промышленному применению на месторождениях Западной Сибири.

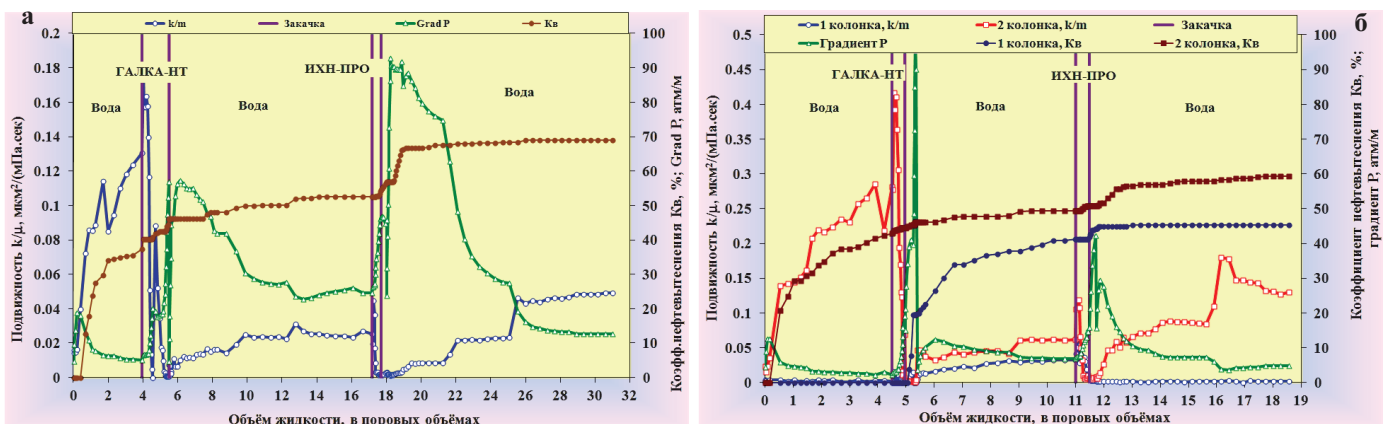


Рис. 6. Влияние закачки композиции ГАЛКА®-HT, образующей золь, и композиции ИХН-ПРО на фильтрационные характеристики (подвижность) и вытеснение нефти пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения из линейной (а) и неоднородной (б) нефтенасыщенных моделей пласта при 20-23 °С. Исходная газовая проницаемость моделей: а – 2.274 мкм²; б – 1 колонка – 0.504, 2 – 2.793 мкм².

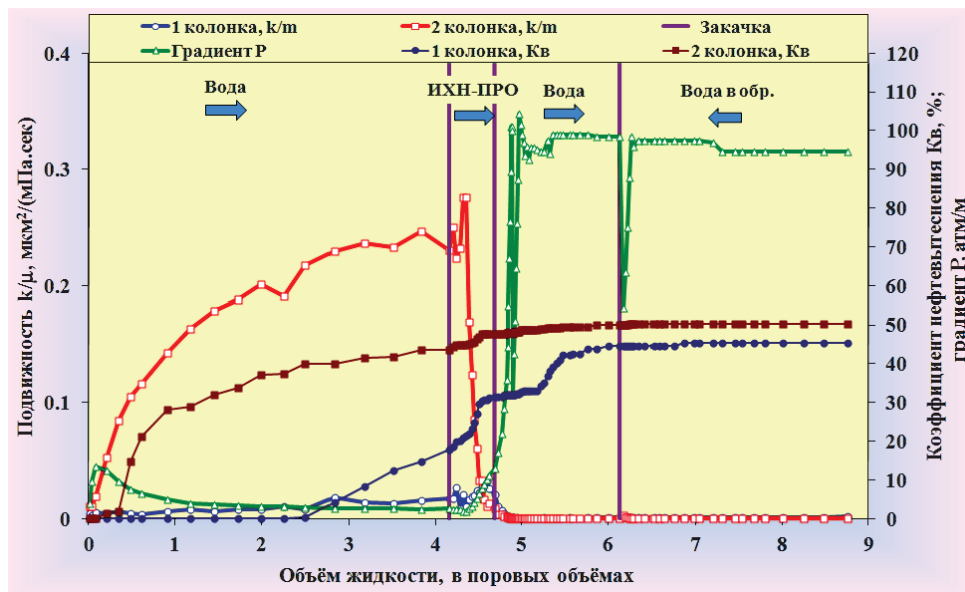


Рис. 7. Влияние закачки композиции ИХН-ПРО на фильтрационные характеристики (подвижность) и вытеснение нефти пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения из неоднородной модели пласта при 23 °С в условиях, моделирующих реагенто-циклическую обработку добывающих скважин по «холодной» технологии. Исходная газопроницаемость: 1 колонка – 0.563 мкм², 2 – 2.653 мкм².

Создана комплексная технология увеличения нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти, добываемой методом паротеплового воздействия, путем закачки композиций ГАЛКА®-С и НИНКА® (Altunina & Kuvshinov, 2008a; Алтунина и др., 2010; Алтунина и др., 2011a). В 2009-2011 гг. при площадной закачке пара в 41 паронагнетательную скважину пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения произведена закачка композиций ГАЛКА®-С и НИНКА® (Рис. 5). Объем закачки каждой композиции составлял 100-220 тонн на скважино-обработку, всего было закачено 7.7 тыс. тонн композиций. После закачки композиций в добывающих скважинах, гидродинамически связанных с нагнетательными, наблюдается увеличение дебитов по нефти на 4-12 тонн/сут., снижение обводненности на 5-20 %. Дополнительная добыча нефти составила около 100.0 тыс. тонн. Технология эффективна для увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых и высоко неоднородных коллекторов, на ранней и на поздней стадии разработки месторождений. Общий анализ по годам по всем скважинам показывает эффективность используемых технологий повышения нефтеотдачи (Рис. 5).

ИХН СО РАН для повышения эффективности комплек-

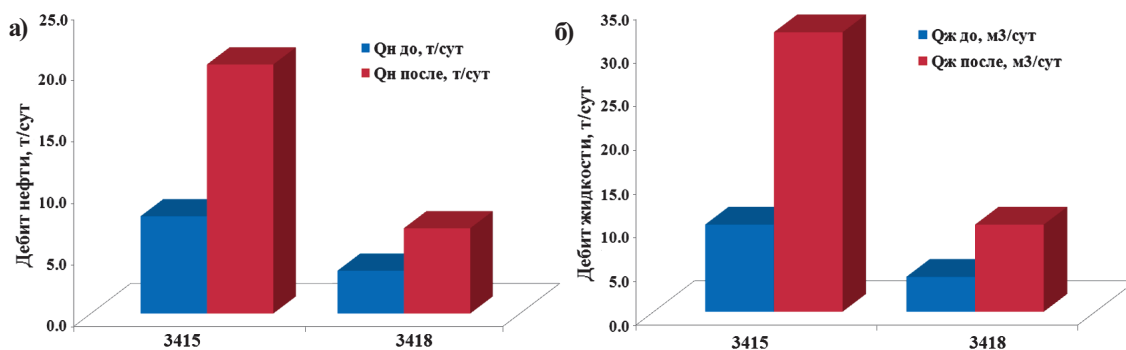


Рис. 8. Результаты ОПР с применением нефтевытесняющей композиции ИХН-ПРО на низкопродуктивных добывающих скважинах пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения: увеличение дебитов по нефти и по жидкости (скв. №№ 3415, 3418).

сного паротеплового и физико-химического воздействия была предложена внутрипластовая термотропная генерация гелей и золь с авторегулируемой вязкостью. Изменяя концентрацию компонентов в композиции ГАЛКА®, можно получить как свободно-дисперсную подвижную вязкую систему (золь), так и связано-дисперсную неподвижную систему (гель). При образовании золя вязкость системы увеличивается в десятки и сотни раз, но система остается подвижной. Золи можно прокачивать на любое расстояние от скважины, вытеснять остаточную нефть и создавать экраны для перераспределения фильтрационных потоков в любом месте пласта. Для увеличения охвата пласта закачкой пара была предложена градиентная закачка гелеобразующей композиции ГАЛКА®-С – сначала закачивается менее концентрированная система, образующая в пласте золь, которую можно прокачивать на большое расстояние от забоя скважины с целью доотмыва нефти и перераспределения потоков, а затем более концентрированная система, образующая в пласте гель – неподвижный экран.

Исследование реологических характеристик растворов, золь и гелей композиции ГАЛКА®-С методом ротационной вискозиметрии показало, что при температуре 100-150 °С растворы твердой товарной формы (ТТФ) композиции ГАЛКА®, разбавленные в 8-10 раз, образуют подвижные золи, их вязкость не превышает 500-900 мПа·с, при тех же условиях растворы ТТФ композиции ГАЛКА®, разбавленные в 5 раз, образуют неподвижные гели с вязкостью в интервале 30 000-160 000 мПа·с. В условиях всестороннего сжатия гель является твердообразным телом коагуляционной структуры с резко выраженной тиксотропией, с пределом текучести порядка десятков Па.

Паротепловое воздействие является хотя и эффективной, но технологически сложной и высоко затратной системой разработки. Поэтому перспективно применение физико-химических методов без паротеплового воздействия. Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей в отсутствие паротеплового воздействия при 20-40 °С, в частности, пермокарбоневой залежи Усинского месторождения, предлагается использовать золи на основе низкотемператур-

физико-химических методов без паротеплового воздействия. Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей в отсутствие паротеплового воздействия при 20-40 °С, в частности, пермокарбоневой залежи Усинского месторождения, предлагается использовать золи на основе низкотемператур-

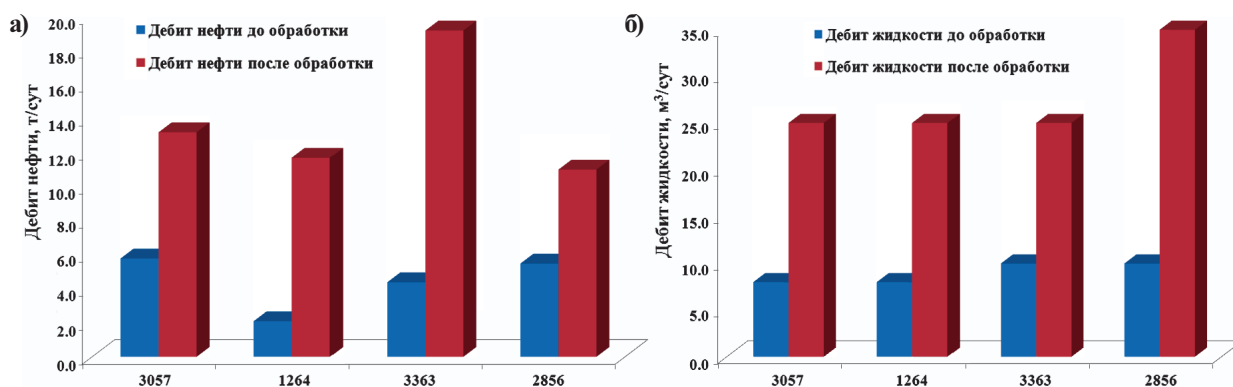


Рис. 9. Результаты ОПР с применением кислотной композиции ГБК. пролонгированного действия на низкопродуктивных добывающих скважинах пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения: увеличение дебитов по нефти и по жидкости (скв. №№ 3057, 1264, 3363, 2856).

ной гелеобразующей композиции ГАЛКА®-НТ, а также композиции на основе ПАВ, в которых гидролиз карбамида осуществляется с применением ферментативного катализа (НИНКА®, нетрольная композиция) или композиции ИХН-ПРО.

Проведены лабораторные исследования по созданию подвижных оторочек золь на основе композиции ГАЛКА®-НТ для эффективного вытеснения высоковязкой нефти пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения. Экспериментально исследованы реологические и фильтрационные характеристики и нефтевытесняющая способность зольей на основе композиции ГАЛКА®-НТ при температуре 20-23 °С на линейных и неоднородных моделях пласта в условиях, моделирующих естественный режим разработки пермо-карбоневой залежи (Рис. 2). Установлено, что использование золь композиции ГАЛКА®-НТ при разработке залежей вязких нефтей с низкой пластовой температурой позволяет повысить эффективность вытеснения нефти не только за счет увеличения охвата пласта, но и за счет увеличения коэффициента нефтевытеснения. При этом может производиться и градиентная закачка – сначала закачивается менее концентрированная композиция, образующая в пласте золь, который можно прокачивать на большое расстояние от забоя скважины с целью перераспределения потоков и для осуществления поршневого вытеснения нефти, а затем более концентрированная система, образующая в плас-

те гель – неподвижный экран. Разработана компьютерная программа расчета объема подвижных оторочек золь на основе композиции ГАЛКА®-НТ для вытеснения нефти при 20-23 °С, проведен расчет оптимальных объемов композиций и необходимого количества хим. реагентов для проведения работ, составлены схемы закачки композиций и воды.

Последующая закачка одной или нескольких оторочек нефтевытесняющих композиций – ИХН-ПРО, НИНКА® – приводит к дальнейшему доотмыву нефти как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых частей пласта, при этом достигаются высокие абсолютные коэффициенты нефтевытеснения (Рис. 6).

В ИХН СО РАН для увеличения нефтеотдачи месторождений с различными геолого-физическими условиями, в том числе залежей высоковязких нефтей, разработаны нефтевытесняющие композиции с регулируемой вязкостью и щелочностью ИХН-ПРО на основе ПАВ, щелочной неорганической буферной системы и многоатомного спирта, имеющие низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 60 °С). Композиции ИХН-ПРО имеют низкое межфазное натяжение на границе с нефтью, их плотность можно регулировать в пределах от 1.1 до 1.3 кг/м³, вязкость – от десятков до сотен мПа·с. Композиции применимы в интервале температур от 10 до 40 °С, в том числе при естественном режиме разработки залежей высоковязких нефтей. Высокая нефтевытесняющая способность,

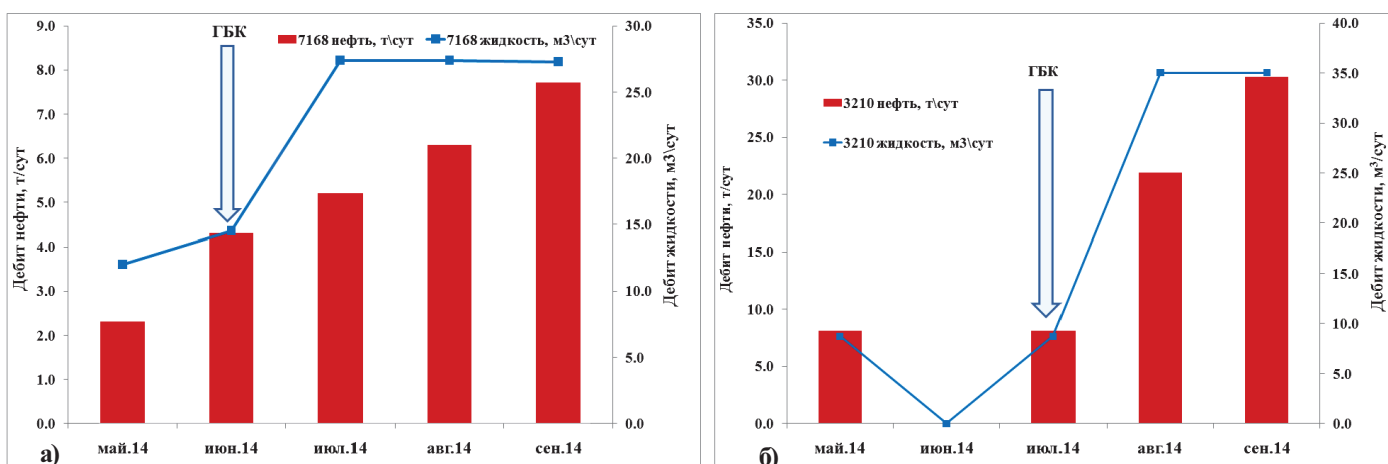


Рис. 10. Результаты ОПР с применением кислотной композиции ГБК пролонгированного действия на низкопродуктивных добывающих скважинах пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения №№ 7168, 3210.

совместимость с минерализованными пластовыми водами, снижение набухаемости глин приводит к доотмыву остаточной нефти как из высоко проницаемых, так и из низко проницаемых зон пласта (Рис. 6, 7). Кроме того, закачка подвижных оторочек композиции ИХН-ПРО с регулируемой вязкостью в нагнетательные скважины может приводить к выравниванию подвижностей вытесняющего агента и нефти, снижению вязкостной неустойчивости фронта вытеснения, выравниванию фронта вытеснения, ограничению прорывов вытесняющего агента в добывающие скважины, увеличению коэффициента охвата пластов воздействием.

Кроме закачки композиций на основе ПАВ в нагнетательные скважины, для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей без теплового воздействия предлагается реагентоциклика (аналогично пароциклике). В добывающую скважину закачивается оторочка композиции ПАВ, затем производится закачка воды, после этого производится выдержка 7-14 суток (аналогично пропитке при пароциклике) и затем скважина пускается в работу. Добыча нефти ведется в виде маловязкой прямой эмульсии. После окончания добычи нефти в скважине в первом цикле проводится следующий цикл – закачка чередующихся оторочек композиции ПАВ и воды, как и в первом цикле, выдержка и затем добыча нефти из скважины. В результате наблюдается увеличение добычи нефти как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых частей пласта (Рис. 7).

Разработанные композиции ИХН-ПРО на основе ПАВ могут быть использованы для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей, не охваченных тепловым воздействием, либо путем закачки в нагнетательные скважины на различных стадиях разработки, в том числе и совместно с гелеобразующими композициями, либо путем закачки в добывающие скважины методом реагентоциклики.

Для увеличения дебитов низкопродуктивных добывающих скважин по жидкости и нефти пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения без паротеплового воздействия в 2014 г. проведены опытно-промышленные работы с применением композиции ИХН-ПРО. С 30.08.2014 по 27.09.2014 ООО «ОСК» произведена закачка композиции ИХН-ПРО в 4 добывающие скважины: 3415, 3418, 3420 и 527. Объем закачки композиции ИХН-ПРО находился в интервале 24-45.5 м³. После закачки композиции ИХН-ПРО наблюдается увеличение дебитов и по нефти, и по жидкости (Рис. 8).

Для интенсификации добычи нефти за счет увеличения проницаемости пород коллектора и повышения продуктивности добывающих скважин ИХН СО РАН разработана кислотная композиция ГБК. ГБК – нефтewытесняющая кислотная композиция пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта, совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру заморзания (минус 20 ÷ минус 60 °С), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью. Композиция применима в широком интервале температур, от 10 до 130°С, наиболее эффективна в карбонатных коллекторах, в частности, пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения. Композиция обладает замедленной реакцией с карбонатными

породами, предотвращает образование в пористой среде нерастворимых продуктов реакции кислоты, оказывает обезвоживающее действие, восстанавливает исходную проницаемость коллектора.

В 2014 г. на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения проведены опытно-промышленные работы с применением композиции ГБК. С 29.05.2014 по 26.07.2014 ООО «ОСК» произведена закачка композиции ГБК в 10 низкопродуктивных добывающих скважин: 3057, 3065, 3363, 2856, 2948, 7168, 2949, 2804, 3210 и 2927. Объем закачки композиции ГБК находился в интервале 30-50 м³, объем концентрата композиции ГБК – 9-15 м³. После закачки композиции ГБК наблюдается увеличение дебитов по нефти на 5.5 – 14.8 тонн/сут, увеличение дебитов по жидкости – на 15-25 м³/сут. (Рис. 9-10).

Масштабное промышленное применение новых комплексных технологий увеличения нефтеотдачи, сочетающих базовое воздействие на пласт закачкой воды или водяного пара с физико-химическими методами, увеличивающими охват пласта базовым воздействием и коэффициент нефтewытеснения при одновременной интенсификации разработки, позволит продлить рентабельную эксплуатацию месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, и вовлечь в разработку месторождения с трудно извлекаемыми запасами углеводородного сырья, в том числе залежи высоковязких нефтей и месторождения Арктического региона, будет способствовать развитию нефтewодобывающей промышленности России, расширению ее топливно-энергетической базы.

Работа выполнена при поддержке ФСП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014-2020 годы» по приоритетному направлению «Рациональное природопользование» в рамках мероприятия 1.3 Программы, Соглашение № 14.607.21.0022 от 05.06.2014.

Литература

- Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments. *Oil&Gas Science and Technology*. 2008a. V. 63. №1. P. 37-48.
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Thermotropic Inorganic Gels for Enhanced Oil Recovery. *Oil & Gas Journal Russia*. 2008b. 5 (18). P. 64-72.
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Chertenkov M.V., Ursegov S.O. Integrated IOR technologies for heavy oil pools. *Abstract Book of the 21st World Petroleum Congress*. Moscow, Russia. 2014. P. 10-11.
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Ursegov S.O., Chertenkov M.V. Synergism of physicochemical and thermal methods intended to improve oil recovery from high-viscosity oil pools. *16th European Symposium on Improved Oil Recovery*. Cambridge, UK. 2011. CD-ROM. Paper A13. 11 p.
- Алтунина Л., Кувшинов В., Кувшинов И. Композиции ПАВ для эффективного паротеплового воздействия на пласт. *Oil&Gas Journal Russia*. 2010. № 6. С. 68-75.
- Алтунина Л., Кувшинов В., Кувшинов И., Урсегов С. Композиции для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей. *Oil&Gas Journal Russia*. 2012. №7. С. 44-51.
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей физико-химическими методами. *Технологии ТЭК*. 2007а. № 1 (32). С. 46-52.
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Новосибирск: Наука. 1995.
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор). *Успехи химии*. 2007б. Т. 76. № 10. С. 1034-1052.
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В. Залежи с труд-

ноизвлекаемыми запасами. Комплексная технология увеличения нефтеотдачи. *Oil&Gas Journal Russia*. 2011a. № 6. С. 110-116.

Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А. Термообратимые полимерные гели для увеличения нефтеотдачи. *Химия в интересах устойчивого развития*. 2011b. № 19. №2. С. 127-136.

Муслимов Р.Х. России нужна новая стратегия освоения месторождений – оптимизация добычи и максимизация КИН. *Матер. Межд. научно-практ. конф. «Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений»*. Казань: Изд-во «ФЭН». 2012. С. 4-9.

Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2007 (2). С. 1-11.

Сведения об авторах

Алтунина Любовь Константиновна – доктор технических наук, профессор, директор Института химии нефти СО РАН, заслуженный деятель науки РФ

Кувшинов Владимир Александрович – кандидат химических наук, ведущий научный сотрудник Института химии нефти Сибирского отделения РАН

Кувшинов Иван Владимирович – ведущий программист Института химии нефти СО РАН

Томск 634021 (Россия), пр. Академический, 4.

Тел: (3822) 491 623, 491 146, e-mail: alk@ipc.tsc.ru

Gels, Sols and Surfactant Compounds Applied for Enhanced Oil Recovery at the Late Stage of Development

L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, I.V. Kuvshinov

Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russia., e-mail: alk@ipc.tsc.ru

Abstract. The article shows the results of laboratory tests, field tests and commercial use of new physical and chemical methods for enhanced oil recovery at the late stage of development, including high-viscosity oil. Technology is based on the following concept. Reservoir energy or injected heat transfer agent generates in the reservoir chemical intelligent systems - gels, sols and oil-displacing surfactant compounds that prolong set of properties favorable for oil displacement and control of filtration flow. Technological efficiency of such compositions is proven in the deposits with oil difficult to recover in Russia, China, Vietnam, Oman and Germany. Oil displacement efficiency and sweep efficiency are increased with simultaneous intensification of development. Application of new integrated technologies for enhanced oil recovery at industrial scale will contribute to the development of oil industry, expansion of fuel and energy base in Russia.

Keywords: enhanced oil recovery, water influx shutoff, technologies, steam treatment, high-viscosity oil, rheology, solutions, gels, surfactants, polymers.

References

Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments. *Oil&Gas Science and Technology*. 2008a. V. 63. №1. P. 37-48.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Thermotropic Inorganic Gels for Enhanced Oil Recovery. *Oil & Gas Journal Russia*. 2008b. 5 (18). P. 64-72.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Chertentkov M.V., Ursegov S.O. Integrated IOR technologies for heavy oil pools. *Abstract Book of the 21st World Petroleum Congress*. Moscow, Russia. 2014. P. 10-11.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Ursegov S.O., Chertentkov M.V. Synergism of physicochemical and thermal methods intended to improve oil recovery from high-viscosity oil pools. *16th European Symposium on Improved Oil Recovery*. Cambridge, UK. 2011. CD-ROM. Paper A13. 11 p.

Altunina L., Kuvshinov V., Kuvshinov I. Kompozitsii PAV dlya effektivnogo paroteplovogo vozdeystviya na plast [Surfactant compositions for efficient thermal-steam-stimulation]. *Oil&Gas Journal Russia*. 2010. № 6. Pp. 68-75.

Altunina L., Kuvshinov V., Kuvshinov I., Ursegov S. Kompozitsii dlya uvelicheniya nefteotdachi zalezhey vysokovязkikh neftey [Compositions for enhanced high-viscosity oil reservoirs]. *Oil&Gas Journal Russia*. 2012. №7. Pp. 44-51.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Uvelichenie nefteotdachi zalezhey vysokovязkikh neftey fiziko-khimicheskimi metodami [Improved high-viscosity oil recovery by using physicochemical methods]. *Tekhnologii TEK* [Energy technologies]. 2007a. № 1 (32). Pp. 46-52.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Uvelichenie nefteotdachi plastov kompozitsiyami PAV [EOR by surfactant composition]. Novosibirsk: «Nauka» Publ. 1995.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Fiziko-khimicheskie metody uvelicheniya nefteotdachi plastov neftyanykh mestorozhdeniy [Enhanced oil recovery physicochemical methods]. *Uspekhi khimii* [Russian Chemical Reviews]. 2007b. V. 76. № 10. Pp. 1034-1052.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V. Zalezhi s trudnoizvlekaemyimi zapasami. Kompleksnaya tekhnologiya uvelicheniya nefteotdachi [Deposits with hard to recover reservoirs. Complex technology of enhanced oil recovery]. *Oil&Gas Journal Russia*. 2011a. № 6. Pp. 110-116.

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stas'eva L.A. Termoobratimye polimernye geli dlya uvelicheniya nefteotdachi [Thermoreversible polymer gels for enhanced oil recovery]. *Khimiya v interesakh ustoychivogo razvitiya* [Chemistry for Sustainable Development]. 2011b. № 19. № 2. Pp. 127-136.

Muslimov R.Kh. Rossii nuzhna novaya strategiya osvoeniya mestorozhdeniy – optimizatsiya dobychi i maksimizatsiya KIN [Russia needs a new strategy of oil fields development – production optimization and maximization of EOR]. *Mat. Mezhd. nauchno-prakt. konf. «Vysokovязkie nefi i prirodnye bitumy: problemy i povyshenie effektivnost razvedki i razrabotki mestorozhdeniy»* [Proc. Int. sci. and pract. conf. «Heavy oil and natural bitumen: problems and improvement of exploration and development efficiency»]. Kazan: «FEN» Publ. 2012. Pp. 4-9.

Yakutseni V.P., Petrova Yu.E., Sukhanov A.A. Dinamika doli otnositel'nogo soderzhaniya trudnoizvlekaemykh zapasov nefi v obschem balance [Dynamics of relative content of reserves difficult to recover in overall balance]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Petroleum Geology. Theory and practice]. 2007 (2). Pp. 1-11.

Information about authors

Lyubov' Altunina – Doctor of Technical Sciences, Professor, Director of the Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the RAS

Vladimir Kuvshinov – Candidate of Chemical Sciences, Leading researcher

Ivan Kuvshinov – Leading software engineer
Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the RAS

634021 Russia, Tomsk, Akademicheskii av., 4.

Tel: (3822) 491 623, 491 146

Проблемы и инновационные пути расширения ресурсной базы углеводородов за счет нетрадиционных источников Российской Федерации

В статье рассмотрены различные представления о величинах ресурсов нефти и газа на земном шаре. В условиях дефицита обычных энергоносителей все большее внимание в мире уделяется нетрадиционным источникам, к которым относятся тяжелые нефти, природные битумы, а также жидкие и газообразные углеводороды, которые могут быть получены из углей, битуминозных песков, горючих сланцев, газогидратов, биомассы, торфа, древесины, промышленных и городских отходов. Дана оценка ресурсной базы трудноизвлекаемых и нетрадиционных источников углеводородов мира и Российской Федерации. Проведен анализ состояния добычи из трудноизвлекаемых коллекторов и нетрадиционных источников УВ. Рассмотрены перспективные территории на поиски сланцевого газа и сланцевой нефти. Предлагаются меры решения проблем и инновационные подходы расширения ресурсной базы УВ за счет нетрадиционных источников.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, нетрадиционные ресурсы, коэффициент извлечения, инновационные пути, стандарты.

В настоящее время имеются различные представления о величинах ресурсов нефти и газа на Земле. Наиболее распространенными цифрами начальных извлекаемых ресурсов «традиционной» (обычной) нефти являются 300-340 млрд. т и «традиционного» газа – 340-360 трл. м³. К указанным ресурсам относятся ресурсы, которые могут быть добыты первичными и вторичными методами разработки. Отмеченные цифры, особенно нефти, с каждым годом неуклонно сокращаются примерно на 1,5-2% в год и по расчетам американских специалистов уже через 15 лет все крупные месторождения обычной нефти, которые определяют основной объем нефтедобычи, будут практически исчерпаны. Россию это по нашему глубокому убеждению настигнет еще раньше.

В условиях дефицита обычных энергоносителей все большее внимание в мире уделяется нетрадиционным источникам, к которым относятся тяжелые нефти, природные битумы, а также жидкие и газообразные углеводороды, которые могут быть получены из углей, битуминозных песков, горючих сланцев, газогидратов, биомассы, торфа, древесины, промышленных и городских отходов.

• Мировое потребление всех видов энергоносителей по видам традиционных источников (жидкие УВ, уголь, газ, атомная энергетика, торф): факт (2013 г.) – 13,4 млрд. т; прогноз (2035 г.) – 19,4 млрд. т (по данным BP-ENERGY).

• Динамика добычи нетрадиционных источников (жидкие УВ, уголь в жидкость, нефтяные пески (битумы), сжиженный газ, экстра-тяжелая нефть, биотопливо): факт (2013 г.) – 229 млн. т; прогноз (2035 г.) – 652 млн. т (по данным BP-ENERGY).

№	Жидкие УВ	Плотность г/см ³	Вязкость Па·с
1	Обычная нефть	0,93	<1
2	Тяжелая нефть	0,93-1,0	1-10
3	Сверхтяжелая нефть	1,0	1-10
4	Природные битумы	1,03-1,1	>10

Табл. 1. Классификация разделения жидких УВ США и Канады по плотности и вязкости.

К природным битумам тесно примыкают тяжелые нефти (ТН), разделение которых зачастую весьма затруднительно в силу их генетического единства и близкого сходства физико-химических параметров. Площадное их распространение приведено на рисунках 1 и 2.

ПБ и ТН отнюдь не идеальный вид энергетического сырья, но огромные запасы их позволяют связывать с ними будущее многих стран. Согласно данным информационного центра ООН по тяжелым нефтям и природным битумам их разделение производится по вязкости: к ПБ относятся углеводороды естественного происхождения с вязкостью > 10 тыс. МПа·с, с меньшей вязкостью УВ классифицируются как нефти, причем с плотностью от 0,939 до 1,0 г/см³ относятся к тяжелым, > 1,0 г/см³ к сверхтяжелым. На практике все жидкие УВ, которые могут разрабатываться скважинами, считаются нефтями, а все пластичные и твердые битумы, которые могут разрабатываться открытым способом, считаются битумами. Однако во многих месторождениях ТН и ПБ часто залегают совместно или характеризуются взаимопереходами. Суммарные мировые геологические запасы ТН и ПБ оцениваются в 960 млрд. т.

• Извлекаемые ресурсы ВВН и ТН мира при значении КИН – 0,15: Северная Америка – 3,5, в т.ч. США – 2,8; Южная Америка – 44,0; Западная Европа – 1,2; Ближний и Средний Восток – 5,3; Африка – 0,7; страны Азии, Австралии, Океании – 1,5 млрд. т., более 50% ресурсов сосредото-

Республика, край, область	Прогнозные ресурсы, млн.т.	Суммарные начальные ресурсы, млн.т.	В т.ч. приуроченные к:	
			Терригенным коллекторам	Карбонатным коллекторам
Татарстан	5099	5482	2720	2762
Башкортостан	271	271	150	121
Самарская область	840	850	500	350
Республика Коми и НАО	476,9	476,9	-	445,9
Республика Саха-Якутия	8965-9065	8980-9080	3150	5930
Сахалинская область	1,8	1,8	1,8	-
Всего:	15653	16,06	6552,8	9608,9

Табл. 2. Распределение ресурсов ПБ по Административно-территориальным регионам РФ.

точно в поясе тяжелых нефтей Ориноко (Венесуэла).

• **Накопленная добыча ВВН и ТН (млрд. т):** Северная Америка – 1,8, в т.ч. США – 1,6; Южная Америка – 0,9; Западная Европа – 0,06; Ближний и Средний Восток – 1,8; Африка – 0,05; остальные страны – 0,2.

• **Ресурсы природных битумов мира – 420 млрд.т;** извлекаемые ресурсы природных битумов мира – 70 млрд.т, из них 50 млрд. т в Канаде – в песчаниках и карбонатных пластах Атабаски.

• Ванадиевые нефти – 6,6 млрд. т, извлекаемые 1,6 млрд.т; ванадий – 4,480 тыс. т; никель – 590 тыс. т; сера – 296 млн.т.

Классификация разделения жидких УВ США и Канады по плотности и вязкости приведены в таблице 1.

Запасы ПБ в мире определяются в 480 млрд. т, из которых 360 млрд. т приходится на Канаду с крупнейшими месторождениями Атабаска, Коулд Лейк, Пис ривер и др. Всего ПБ установлены в 56 странах. В США запасы ПБ оцениваются в 5,9 млрд. т.

Разработка ПБ связывается с большими трудностями, т.к. лишь небольшая часть месторождений разрабатывается открытым способом. Так в Канаде на интервал глубин 0-50 м приходится только 10 % всех разведанных запасов битумов. На базе битуминозных песков месторождения Атабаски работает ряд комплексов по производству «синтетической» нефти с суммарной производительностью 10 млн. т. Ранее предполагалось в Канаде производство «синтетической» нефти довести до 35 млн. т, однако этот прогноз не оправдался. В США при производстве синтетической нефти тепловые методы воздействия составляют 58 %, химические – 38,3 %, закачка газа – 3,3 %. Распределение ресурсов ПБ по России приведены в таблице 2.

Области накопления тяжелой и сверхвязкой нефти и природных битумов по ВУНГП приведены на рисунке 3.

Запасы ТН оцениваются в 460 млрд. т, из которых до 65 % приходится на месторождения нефтяного пояса Ориноко в Венесуэле. Нефтеносные пески третичного возраста здесь залегают на глубине 180-2100 м, плотность нефти колеблется от 0,9465 до 1,0217 г/см³. Геологические ресурсы оцениваются в 170-300 млрд. т, извлекаемые 10-135 млрд.т при коэффициентах извлечения на естественном режиме не более 10 % и при тепловой обработке до 30 %.

Разработка месторождений ТН интенсивно развивается в США, Венесуэле и Мексике, в настоящее время суммарная добыча ТН достигает 3-5 % мировой. Однако основная часть месторождений ТН не может разрабатываться без применения дорогостоящих методов воздействия и поэтому вряд ли можно ожидать резкого увеличения добычи ТН в ближайшие десятилетия. Однако, со всей очевидностью можно ожидать, что в XXI столетии вопрос освоения месторождений сверхтяжелых нефтей, природных битумов, угля, сланцев вновь остро встанет на повестку дня.

Поисково-разведочные работы, специально направленные на ПБ, в стране проводились в ограниченных объемах. Наибольшие объемы были проведены в Волго-Уральской провинции, в основном на территории Татарстана (ОАО «Татнефть» – паравитационный дренаж и др. технологии). ОАО «ЛУКОЙЛ» уже серьезно занимается переходом от поверхностно-подземного термошахтного метода добычи на Ярегском месторождении в Коми, на технологию поверхностной разработки с помощью системы горизонтальных паронагнетательных скважин.

Однако, рассмотрение состояния изученности проблемы показывает, что многие как научные, так и практические аспекты изучены далеко неравноценно.

До последнего времени неоднозначным является вопрос о прогнозной оценке ресурсов ПБ в целом по стране

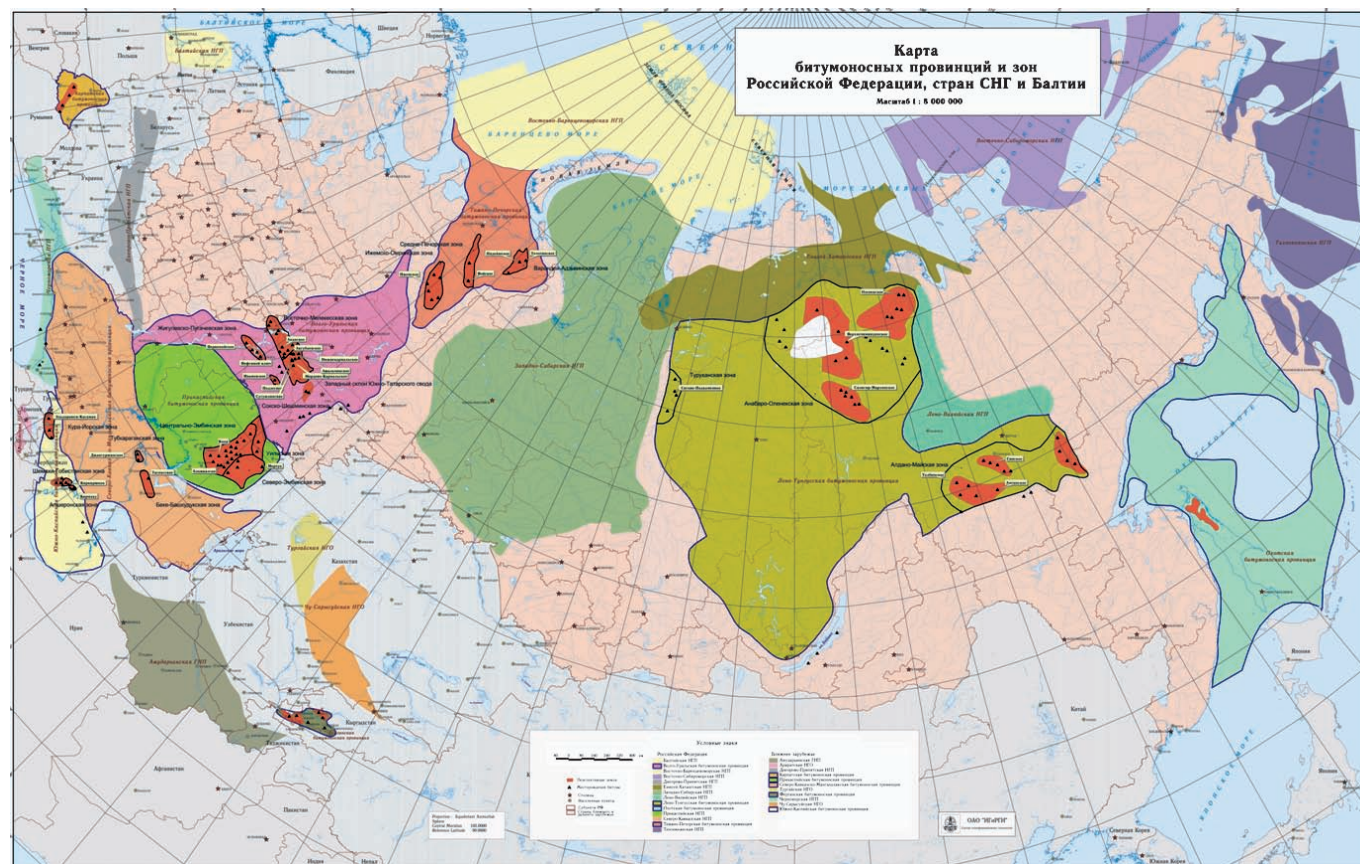


Рис. 1. Карта битуминозных провинций и зон Российской Федерации, стран СНГ и Балтии.

Запасы категории	Кол-во, млн. т	Запасы категории	Кол-во, млн. т
A+B+C ₁	18 000	A+B+C ₁	302,7
C ₂	11 000	б) C ₂	265,3
а) C ₃	50 000		

Табл. 3. а) Структура запасов и ресурсов в России. б) Нетрадиционные источники.

и ряду регионов. Для решения его «ИГиРГИ» была проведена дифференцированная оценка ресурсов ПБ для выбора первоочередных районов и объектов освоения.

По данным «ИГиРГИ» (Табл. 2) суммарные ресурсы ПБ до глубин 500 м в целом по стране оцениваются в 16,06 млрд. т, в т.ч. прогнозные 15,7 млрд. т и запасы C₁ и C₂ 0,6 млрд. т. Выполненная дифференциация ресурсов на основе большого комплекса геологических и экономических показателей, в совокупности определяющих промышленную ценность скоплений ПБ, показывает, что основная доля ресурсов – 82,6 % приходится на породы с низким битумосодержанием (до 5 % вес.), 12,2 % на породы со средним битумосодержанием (5-10 %) и только 5,2 % на породы с высоким битумосодержанием (>10 %).

Промышленная ценность месторождений ПБ определяется условиями, которые выражаются в предельных значениях параметров залежей ПБ, обеспечивающих экономическую целесообразность их разработки. Применительно к скважинным методам разработки с тепловым воздействием (подземное горение, закачка пара) кондиционными являются запасы, приуроченные к высокопористым (> 30 %) и пористым (30-18 %) интенсивно (> 70 %) и битумонасыщенным (> 60 %) коллекторам, что определяет минимальное весовое промышленное содержание текучих (< 10 Па·с) битумов 10 %. Нижний предел проницаемости определяется 0,1 мкм², эффективная толщина 5 м, извлекаемые запасы 5 млн. т. Благоприятными показателями являются терригенный тип коллектора, однородное строение резервуара и низкая глинистость.

По данным зарубежных исследователей, необходимым условием обеспечения рентабельности производства «синтетической» нефти является производительность комплекса не менее 2,5-3,5 млн. т в год, бесперебойная работа его в течении 25-30 лет и наличие геологических запасов ПБ до 100-160 млн.т. Указанные требования учитывают высокую долю эксплуатационных расходов (до 70 %) в общих затратах на добычу и переработку ПБ, минимальное битумосодержание не менее 6 %.

Кроме этого учитывается, что для облагораживания извлеченного ПБ затрачивается до 30 % общих капиталовложений. Удельные затраты на добычу 1т ПБ тепловыми методами в США – 36,5 долл., химическими – 52 долл.

При определении условий разработки ТН скважинным способом основное внимание уделяется плотности нефти глубине залегания и мощности продуктивных пластов.

Анализируя ресурсную базу ПБ в целом по стране, необходимо отметить крайне слабую разведанность запасов, кроме этого низкая категорийность запасов свидетельствует о недостаточной подготовленности разведанных объектов и сырьевой базы ПБ для их освоения.

Практическая ценность скоплений ПБ определяется многими геологическими показателями, которые не всегда являются благоприятными. Так, анализ известных скоплений ПБ по стране свидетельствует о резком преобладании мелких по запасам залежей, приуроченности значительной части ресурсов к карбонатным и крабонатно-терригенным

коллекторам с высокой неоднородностью, о преимущественном развитии пород с низкой и средней битумонасыщенностью и высокой преобразованности битумов. В силу отмеченного многие известные объекты ПБ не могут представлять интерес для промышленного производства «синтетической» нефти. Во многих регионах наблюдается также неблагоприятное соотношение экономико-географических и технологических показателей, необходимых для оценки возможностей освоения месторождений ПБ.

ПБ является многоцелевым сырьем, в связи с этим прогнозная оценка ресурсов ванадия в ПБ страны оценивается 4,5 млн. т, никеля 0,6 млн. т, серы 0,3 млрд. т. В перспективе практическое значение могут иметь другие металлы, а также гетероорганические соединения.

Проведенные экономические исследования показывают, что имеющиеся в настоящее время представления об экономической «неэффективности» освоения ресурсов ПБ в значительной степени обусловлены низким уровнем их разведанности, а также отсутствием необходимого опыта в области добычи и переработки ПБ.

Рентабельность использования ПБ должна базироваться на внедрении процессов их глубокой переработки с извлечением ценных попутных компонентов, при территориальном и технологическом совмещении процессов добычи и первичной переработки ПБ с применением передвижных и полупереводимых установок термического крекинга с небольшой мощностью.

По состоянию на 01.01.2014 г. на территории РФ выявлено и разведано 5,6 млрд. т, промышленных геологических запасов ПБ и ВВН. Промышленные геологические запасы ВВН оцениваются 4,3 млрд. т, из них 67 % в Западной Сибири. Официально значится, что 20 % запасов введено в разработку, однако объемы добычи ВВН по России составляют чуть более 1 % от общего объема добычи, при этом в Западной Сибири – главнейшем регионе концентрации ВВН, освоенность нулевая (Рис. 4) Основным геолого-физическим фактором, осложняющим освоение ПБ и ВВН, является их сверхвысокая вязкость, которая во многом определяется нафтеновым УВ-составом и высоким содержанием серы, повышающим смолистость.

Проведенные в «ИГиРГИ» теоретические и экспериментальные исследования по изучению влияния физико-геологических факторов на величину извлекаемых запасов позволили установить следующие закономерности.

1. Исследования позволили разделить залежи нефти высокой вязкости на три категории, в зависимости от величины вязкости в пластовых условиях: ВВН-1 – вязкость 50-200 мПа·с, ВВН-2 – вязкость 200-1000 мПа·с, ВВН-3 – вязкость 1000-10000 мПа·с.

2. Разработка залежей нефти высокой вязкости всех трех категорий на естественном режиме без поддержания пластового давления неэффективна, независимо от темпов отбора нефти, так как реализуемые коэффициенты нефтеотдачи не превышают нескольких процентов от геологических запасов.

3. Поддержание пластового давления при разработке залежей нефти высокой вязкости путем закачки необработанной воды приводит к быстрому обводнению эксплуатационных скважин нагнетаемой водой и, как следствие, к низким коэффициентам нефтеотдачи, в несколько раз ниже запроектированных.

4. Для достижения запроектированных коэффициентов нефтеотдачи – 0,35 и выше, необходимо применить агент воздействия на нефтяные пласты с ВВН.

5. Исследование метода физического моделирования дало возможность установить определяющие параметры, влияющие на характер продвижения водонефтяного контакта. Основным из них является вязкость нефти в пластовых условиях и неоднородность пласта, как по толщине так и по распространенности (по площади).

- Для макрооднородных залежей ВВН-1 достижение запроектированных коэффициентов нефтеотдачи возможно с помощью закачки загущенной полимерами воды: в случае неоднородного пласта должны быть рекомендованы термохимические методы: термополимерное или термощелочное воздействие.

- для ВВН-2 могут быть рекомендованы независимо от неоднородности пласта только термические или термохимические методы добычи нефти.

- Добыча ВВН-3 и природных битумов скважинными методами без применения теплового воздействия на пласт невозможна.

6. Метод паротеплового воздействия дает возможность довести конечную нефтеотдачу для залежей нефти ВВН-1 до 0,35-0,4; для залежей ВВН-2 – 0,3-0,35; для залежей ВВН-3 – 0,25-0,3.

7. Для залежей ВВН-2 и ВВН-3 может быть также рекомендован метод внутрипластового горения, который дает примерно те же коэффициенты конечной нефтеотдачи, что и при паротепловом воздействии, но является зачастую экономически не всегда приемлемым.

8. Разработка водоплавающих ВВН с помощью термических и термохимических методов воздействия на пласт дает возможность довести конечную нефтеотдачу до 0,25-0,3.

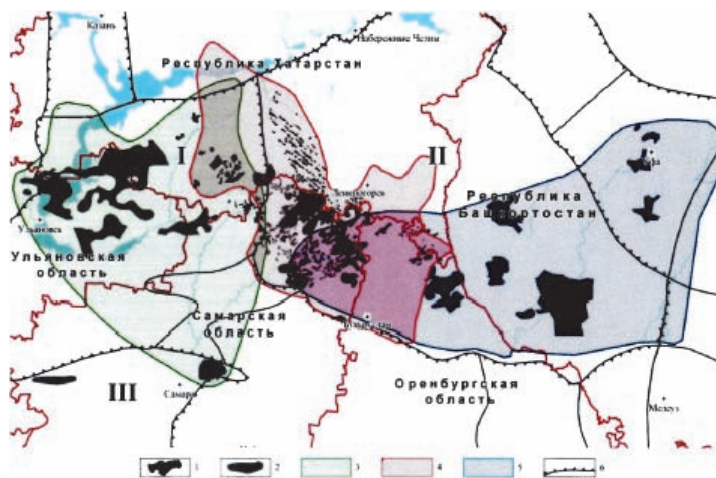


Рис. 3. Области накопления тяжелой и сверхтяжелой нефти и природных битумов пермской системы центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. 1 – месторождения тяжелых и сверхтяжелых нефтей; 2 – перспективные участки и площади; 3-5 – нефтебитумные комплексы: 3 – карбонатный и терригенный (P_2Kz), 4 – терригенный (P_2u), 5 – карбонатный (P_2); 6 – границы крупнейших тектонических структур; I – Мелекесская впадина; II – Южно-Татарский свод; III – Жигулевско-пугачевский свод.

Важнейшие задачи стоят в направлении повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть, газ и битумы и рентабельного освоения их ресурсов. С этой целью необходимо расширить научно-исследовательские работы для выявления новых районов с высокой концентрацией активных запасов углеводородов и для улучшения разработки месторождений и сокращения потерь в недрах. Следует также рассмотреть вопрос о целесообразности создания стратегических запасов нефти и газа. Для освоения ПБ и ВВН необходима разработка специальных мер экономического стимулирования недропользователей.

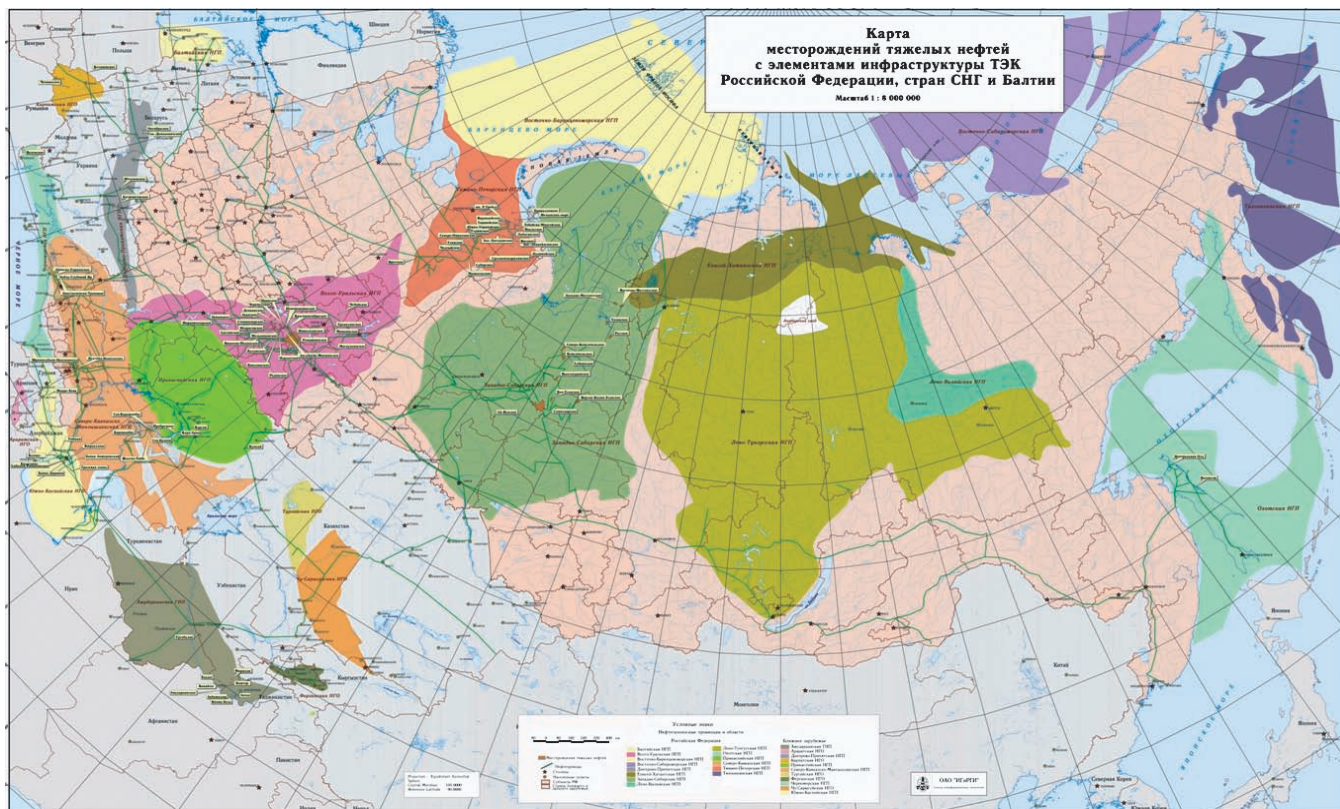


Рис. 2. Карта месторождений тяжелых нефтей с элементами инфраструктуры ТЭК Российской Федерации, стран СНГ и Балтии.

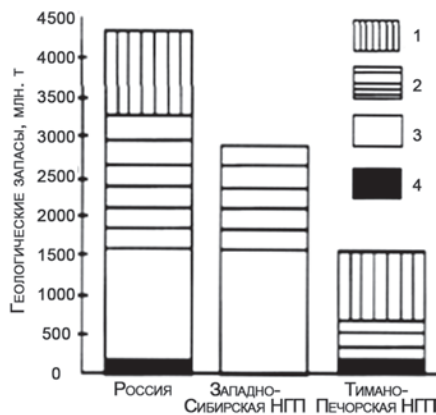


Рис. 4. Распределение запасов СВВН по нефтегазоносным провинциям. Запасы СВВН: 1 – находящиеся в разработке, 2 – подготовленные к разработке, 3 – находящиеся в разведке, 4 – накопленная добыча.

Для решения неотложных задач в области ресурсосбережения требуется сформулировать минерально-сырьевую политику страны и придать ей статус закона и образовать межведомственный проблемный совет по минеральным ресурсам, в первую очередь, по топливно-энергетическим ресурсам и охране окружающей среды. В основу этого документа должна быть положена, прежде всего, энергосберегающая политика, основанная на совершенствовании структуры, экономики, развитии НТП, проведения широкомасштабных НИР, по разработке новых технологий.

Нам нельзя забывать, что крупнейшей ванадиево-нефтяной и битумной провинцией России является Волго-Уральская НПП, где сосредоточено 84,5 % геологических и 80 % извлекаемых запасов ванадия. Концентрация ванадия достигает 900-1800 г/т, в ПБ с насыщением 5 % содержится ванадия 870 тыс.т. Прогнозные ресурсы пятиоксида ванадия в тяжелых и природных битумах составляют не менее 8 млн. тонн. Наряду с ванадием они обогащены никелем, титаном, хромом, молибденом, сурьмой и др. элементами.

В Российской Федерации перспективными территориями на поиски сланцевого газа и сланцевой нефти есть и могут быть (Рис. 5):

- Рифейские сланцы Московской и Мезенской синеклиз, Аяно-Майского прогиба;
- нижний и средней кембрий (иниканская свита) - аналог нефтематеринской толщи куонамского комплекса Восточной Сибири;
- сланцы кумской свиты южного борта Западно-Кубанского прогиба (среднеэоценовый возраст), Ахтырское поле сланцевых углеводородов;
- флишоиды и поднадвиговые зоны Предуральяского краевого прогиба, отложения силура и ордовика Калининградской области;
- баженовская свита Западной Сибири;



Рис. 5. Области площадного распространения отложений, перспективных на поиски сланцевой нефти.

- доманикувые отложения верхнего девона, отложения нижнего карбона Волго-Урала, Тимано-Печорской провинции;

- газогидраты суши и морей;
- метан угольных шахт;
- зоны грабеннообразных прогибов, палеовулканизма и проявлений интрузивного магматизма.

К сожалению исходного материала изучения РОВ очень мало. И говорить сегодня утвердительно о прогнозных ресурсах сланцевого газа и нефти преждевременно.

• Технически извлекаемые ресурсы сланцевой нефти: запасы нефти мира – 47,1 млрд. т; запасы нефти в России – 10,0 млрд. т.

• Технически извлекаемые запасы сланцевого газа: запасы газа мира – 204 трл. м³; запасы газа в России – 8,0 трл. м³.

С увеличением уровня применения новых технологий значение запасов технически извлекаемой сланцевой нефти будет увеличено в несколько раз.

Области площадного распространения отложений, перспективных на поиски сланцевой нефти, приведены в таблице 4 и на рисунке 5.

В настоящее время добыча газа из глинистых сланцев (аргиллитов) производится только в США и Канаде. В США выделено 37 газосланцевых полей (плеев). По мнению западных специалистов важными для оценки их газового потенциала являются следующие характеристики:

1. Тектоническая приуроченность-древняя платформа с обрамляющими перикратонными прогибами;
2. Возраст плеев-от среднего эоцена до верхней юры;
3. Параметры газосодержащих сланцев: содержание глин 20-40%; ОВ – 3-12%; р₂₀ – 1-4; пористость – 3-10% (не ясно какая); газосодержащие – 4,0-25 м в кубе на метр в кубе;
4. Глубина залегания: от 300 м до 4500 м, эффективная мощность – 15-90 м, площадь – от 13 до 60 тыс. км²;
5. Плотность извлекаемых ресурсов от 10 до 90 млн. куб. м³ на км²;
6. Плотность добывающих скважин от 0,16 до 2,27 км² на скважину;
7. Запасы на скважину от 50 до 220 млн. м³;
8. Дебиты скважин на начальном этапе 40-370 тыс. м³ на сутки;
9. Жизненный цикл скважины 8-12 лет;
10. Себестоимость добычи газа от 100 до 180 \$ на 1000 м³;
11. Стоимость скважины от 2 до 8 млн. \$.

В Европе поисковые работы на газосланцевые плеи велись в Германии, Польше, Нидерландах. Успешность этих работ достаточно низкая. Украина возлагает больше надежды на 2 основных плея (Западная Украина и Днепродонецкий бассейн) и обеспечивать добычу к 2020 году от 5 до 15 млрд. м³ газа.

Анализируя геолого-геофизические и ФЕС пластов, американских плеев приходишь к выводу, что аналогичные параметры присущи и нашим пластам-коллекторам, из которых мы получаем промышленные притоки нефти и газа. Если учесть громадное антропогенное воздействие на окружающую среду, проведение многоцикловых ГРП, расходы воды, песка и др. ингредиентов, стоимость конечной продукции в 10 раз превышающая стоимость при добыче традиционного газа и имея громадные запасы газа

Формации	Майкопская	Доманиковая	Доманиковая	Баженовская	Куонамская
Район распространения	Предкавказье	Тимано-Печора	Волго-Урал	Западная Сибирь	Восточная Сибирь
Площадь распространения, тыс. кв. км	230,2	360	240	980	>500
Литология	Глины	Глинистые кремнистые карбонаты	Известково-глинистые горючие сланцы	Глинистые кремнистые сапропелевые сланцы	Карбонатно-глинистые породы
Возраст	P_3-N_1 $_{1-1}$ мкр	D_3fr_2	D_3C_1	I_3	S_{1-2}
Глубина залегания кровли, м	1500-4800	1800-4500	500-1350	2700-3300	0-500
Толщина, м.	до 200	0-95	90-120	18-70	30-70
Содержание Сорг, %	0,4-4,0	1,8-22,0	1,4-23,0	4,0-18,0	1,6-26,0
Степень катагенеза R_0 , %	0,5-1,8	0,9-1,8	0,6-1,38	0,64-1,15	н/д <i>a</i>

Формации	Категория запасов	Кол-во, млн. т
Баженовская	ABC ₁ +C ₂ ABC ₁	517,3 289
Доманиковая	ABC ₁ +C ₂ ABC ₁	33,8 8,4
Хадумская	ABC ₁ +C ₂ ABC ₁	12,5 3,2 <i>б</i>

Табл. 4. а) Сланцевая нефть. б) Запасы сланцевой нефти. Добыча сланцевой нефти – 0,554 млн. т.

становится ясно, что эта задача не сегодняшнего дня. Характеризуя проблему в целом, создается впечатление, что проблема сланцевого газа больше выражает политическую направленность, нежели геолого-поисковую. Но приступить к ее изучению необходимо.

К настоящему времени выявлено более 400 случаев наличия месторождений и проявления нефти и газа в породах фундамента. Из известных углеводородных скоплений в фундаменте около 70 % приурочено к гранитоидам, кристаллическим и метаморфическим породам, более 12 % концентрируется в вулканогенных образованиях, а остальные 18 % – в карбонатных породах и интрузивах. В общей сложности к магматическим кристаллическим породам относится более 80 % разведанных в настоящее время запасов нефти в породах фундамента. Для освоения нефтегазовых месторождений в кристаллических породах

фундамента необходимо выработать научно обоснованный подход к рациональной разработке объектов с наноразмерными порами.

Касаясь проблемы газогидрантов, следует отметить следующее:

На суше России выявлены такие газогидратные объекты, как Ямбургское и Бованенковское ГКМ (реликтовые газогидраты, находящиеся вне современной зоны термодинамической стабильности газовых гидратов), Улан-Юряхская антиклиналь (стабильные гидраты), а также реликтовые газогидраты на Чукотке и в Колымском крае.

Газогидратные месторождения в России распространены на северо-западе ее европейской части, а также в Сибири и на Дальнем Востоке-на площади 2,4 млн. км². Зоны гидратообразования в морях, омывающих территорию России, распространены на площади 3-5 млн. км². При оценке ресурсов метана в гидратосодержащих осадках Охотского моря площадь протяженности гидратосодержащей зоны оценивается в 100 тыс. км², а ее мощность в среднем – 200 м (Рис. 6).

В ближайшие годы вопрос разработки месторожде-

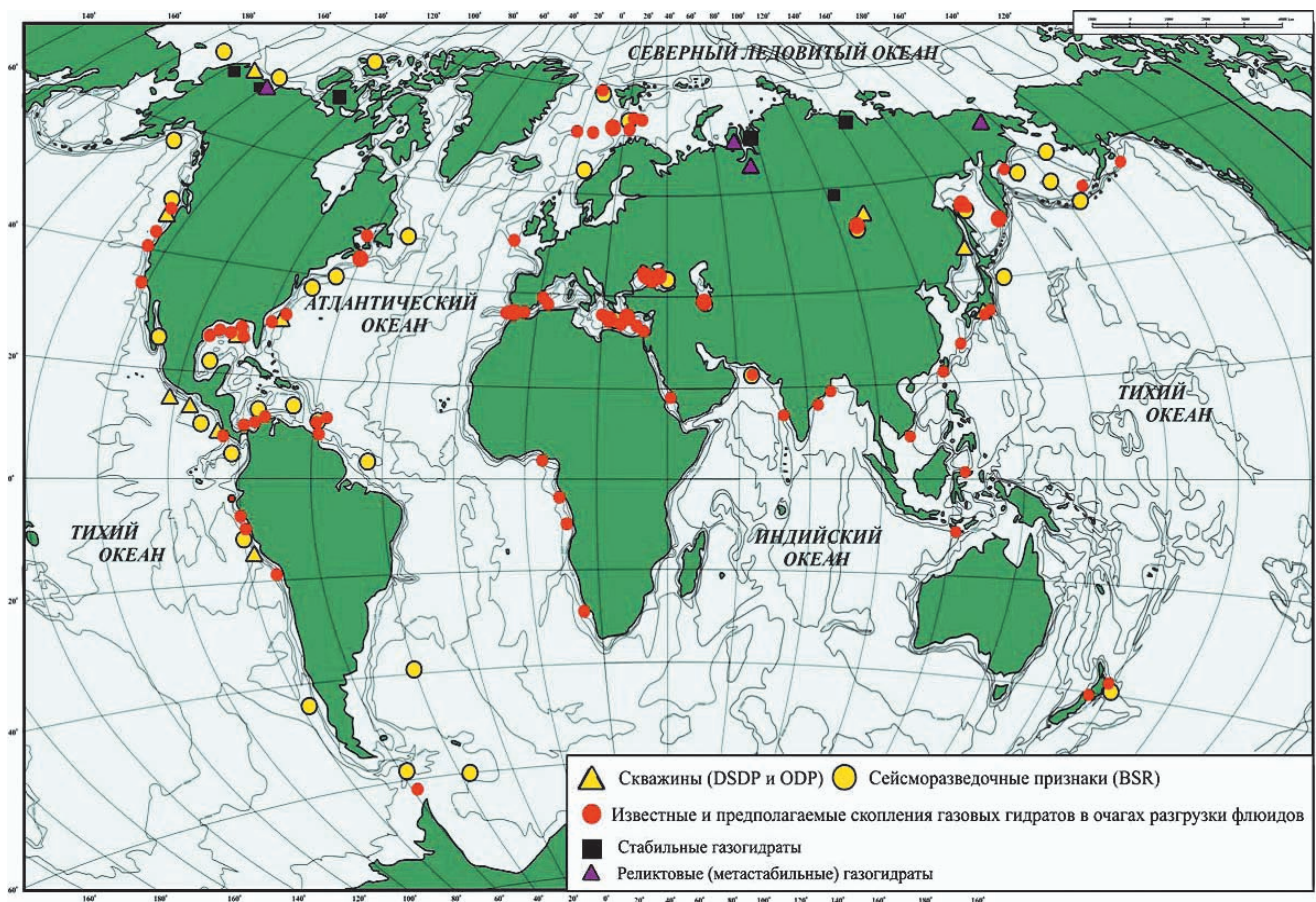


Рис. 6. Распространение гидрата метана в морях и на континентах.

ний газогидратов будет упираться не в наличие объектов разработки, а в стоимость и технологию добычи. Так, месторождение газогидратов Мессояхское в России начало разрабатываться с помощью закачки метанола для расщепления газогидратов. Из-за высокой стоимости метанола проект не рентабелен. С тех пор газогидратным месторождениям уделено много внимания, но общепринятой технологии разработки таких объектов и не создано.

Суммарные ресурсы метана в угольных пластах наших угольных бассейнов (Рис. 6) оценивается в 45-50 трлн. м³, извлекаемая часть составляет около 50 %. При добыче уже выделяется около 3 млрд. м³ метана, а используется не более 3 % для местной энергетики. Необходимо хотя бы решить задачу по использованию метана для полного обеспечения энергетикой всего угледобывающего процесса, снижения аварийности на шахтах и уйти от пресловутой статистики: добыча 1 млн. т угля – одна человеческая жизнь.

Выводы и предложения

1. Ресурсная база УВ позволит добывать приблизительно 500 млн.т нефти в год еще в течение 5-7 лет, но при увеличении объемов ГРП, прежде всего, сейсморазведки, параметрического и поискового бурения, усиления НИР и ОКР, отмены «лоскутной» геологии и повышения роли участия государства в подготовке запасов может обеспечить удержание установившегося уровня добычи еще на 15-20 лет.

2. Ресурсная база природного газа способна обеспечить стабильную добычу в объеме 700-800 млрд. м³ до 2020 г. и сохранять этот уровень еще на 40-50 лет.

3. Можно прогнозировать открытие в ближайшей перспективе в основном мелких и очень мелких месторождений нефти, ввод в эксплуатацию которых растянется на десятилетия, поэтому необходима реализация программ освоения новых нефтегазоносных районов по открытию новых месторождений в малоизученных регионах.

4. Несмотря на то, что добыча нетрадиционных источников УВ в мировом потреблении составляет первые проценты и учитывая их стремительный рост добычи, можно утверждать, что с учетом нарастающих тенденций этот про-

цент может возрасти до 10-15 % к 2020 году.

5. Приоритетным направлением добычи из нетрадиционных источников УВ в России является сланцевая нефть. Нынешний уровень знаний позволяет прогнозировать прогнозные извлекаемые ресурсы в объеме 20-30 млрд. т. Для чего необходимо концептуально решить следующие проблемы.

- Разработать стандарт терминов, определений и разработать классификацию для нетрадиционных источников УВ-сырья.

- Разработать комплексную программу повышения изученности бассейнов нетрадиционных источников и количественную оценку их ресурсов и запасов на современной методической основе.

- Провести исследования по разработке отечественных технологий освоения сланцевой нефти.

- Обеспечить повышение роли разведочной и промысловой геофизики, основанной на реализации последних достижений НТП, прежде всего, для детального расчленения разреза и определении ФЕС.

- Разработать комплекс мер нормативно-правового обеспечения финансово-экономических стимулов и определить порядок регулирования недропользования.

Успешность освоения нетрадиционных ресурсов во многом будет зависеть от согласованных усилий органов власти, отраслевых академических, учебных институтов, компаний недропользователей, их корпоративных научных подразделений.

Сведения об авторах

Евгений Борисович Грунис – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заслуженный геолог РФ, руководитель дирекции по научной работе ОАО «ИГиРГИ»

Сергей Львович Барков – доктор геолого-минералогических наук, Генеральный директор ОАО «ИГиРГИ»

Инна Евгеньевна Мишина – кандидат геолого-минералогических наук, Ученый секретарь ОАО «ИГиРГИ», зав. лабораторией Северо-Запада РФ

117312, Москва, ул. Вавилова, д. 25, корп. 1

E-mail: igirgi@orc.ru

Innovative Ways to Expand Hydrocarbons Resource Base by means of Unconventional Sources in the Russian Federation

E.B. Grunis, S.L. Barkov, I.E. Mishina

Institute of Geology and Fuels Development (IGiRGI), Moscow, Russia, e-mail: igirgi@orc.ru

Abstract. The article describes different views on the values of oil and gas resources in the world. Shortage of conventional energy increase worldwide attention on unconventional sources, which include heavy oil, natural bitumen, liquid and gaseous hydrocarbons that may be derived from coal, tar sands, shale oil, gas hydrates, biomass, peat, wood, industrial and municipal waste. The article assesses the resource base of reserves difficult to recover, as well as unconventional hydrocarbon resources in the world and the Russian Federation. Conditions of hydrocarbons production from unconventional reservoirs and reserves difficult to recover are analyzed. Promising areas for shale gas and shale oil search are discussed. Countermeasures are proposed to solve problems and innovative approaches to expand the resource base of hydrocarbons by means of unconventional sources.

Keywords: reserves difficult to recover, unconventional resources, recovery factor, innovative ways, standards.

Information about authors

Evgeniy Grunis – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Chief Scientific Officer

Sergey Barkov – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Director of the Institute of Geology and Fuels Development

Inna Mishina – Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Scientific Secretary, Head of the Russian Northwest Laboratory

Institute of Geology and Fuels Development (IGiRGI)

117312, Russia, Moscow, Vavilova str., 25, 1.

Необходимость ускоренного освоения месторождений тяжёлых высоковязких нефтей на территории России

В настоящее время доля тяжёлых высоковязких нефтей в составе ресурсной базы нефти Российской Федерации увеличивается ускоренными темпами, и возрастает диспропорция между содержанием тяжёлых высоковязких нефтей в запасах и их долей в добыче. Приведены результаты исследований фактического статистического материала по освоению сырьевой базы тяжёлых высоковязких нефтей в федеральных округах и основных нефтедобывающих регионах страны. Отмечены трудности и положительные тенденции в освоении месторождений тяжёлых высоковязких нефтей, намечены меры их ускоренного развития. Проведенный мониторинг ресурсной базы показывает, что в нашей стране назрела необходимость ускоренного освоения месторождений ТИЗ, в том числе и ТВН, как надежного источника восполнения минерально-сырьевой базы углеводородов.

Ключевые слова: нефть, тяжелые высоковязкие нефти, запасы, добыча, освоение, промышленная значимость месторождений, экономическая эффективность, рентабельность, стимулирование.

В настоящее время доля трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ) в составе ресурсной базы нефти Российской Федерации увеличивается ускоренными темпами. Так, например, годовой темп прироста разведанных извлекаемых запасов нефти в целом по Российской Федерации составил в 2012 году лишь 1,25 %, а тяжёлой нефти (ТН) – 1,52 %, высоковязкой нефти (ВВН) – 3 %. Нередко эти виды трудноизвлекаемых запасов сочетаются.

ТН имеют ряд свойств, которые отличают их от обычной нефти и позволяют отнести к категории ТИЗ:

- повышенная плотность;
- комплексный состав (содержат нафтеновые кислоты, сульфокислоты, простые и сложные эфиры, редкие цветные металлы в кондиционных концентрациях);
- преимущественно имеют вязкость в пластовых условиях выше 30 мПа·с, т.е. относятся к высоковязким (ТВН);
- являются высокосернистыми (содержание серы превышает 2 %).

Особые сложности возникают при разработке сверхвязких нефтей (СВН), вязкость которых в пластовых условиях превышает значение 200,0 мПа·с.

ТВН являются не только углеводородным сырьем, но и источником ценных попутных компонентов, в первую очередь ванадия и никеля. Добыча, транспортировка и переработка ТВН требует применения специальных технологий и дополнительных затрат по сравнению с обычной нефтью. В настоящее время добыча ТВН осуществляется нередко при помощи технологий для обычных нефтей, что оборачивается более высокими издержками производства, низкими коэффициентами нефтеизвлечения, малой долей выхода светлых нефтепродуктов в переработке. Ценные попутные компоненты безвозвратно теряются в виде высокотоксичных выбросов, нанося существенный экологический ущерб окружающей среде (Хисамов и др., 2009). По экспертным оценкам, потери ванадия в добываемых ТВН превышает 5 тыс. т/год, что составляет треть от ежегодной добычи этого металла в России.

ТВН могут иметь жидкую и твердую консистенцию, что предопределяет методы их добычи и переработки: добываемое сырье, как правило, требует доработки и не яв-

ляется готовым товарным продуктом, как нефть и газ.

В структуре запасов нефти РФ на 01.01.13 г. сегмент ТН, плотностью более 0,9 г/см³, превышает 16 % и составляет около 3 млрд. т. Большая часть запасов сосредоточена на территории трех ФО – Уральского (35,6 %), Приволжского (31 %) и Северо-Западного (19 %). На территориальном шельфе сосредоточено 4 % от общего объема запасов ТН (Рис. 1). Подавляющая часть запасов тяжелых нефтей сосредоточена на территории пяти Субъектов Федерации – Ямало-Ненецкого АО, Ханты-Мансийского АО, Республики Татарстан, Республики Коми и Ненецкого АО, причём прирост запасов ТН на этих территориях происходит опережающими темпами.

Добыча ТН растет, но гораздо более медленными темпами, чем увеличивается доля ТН в запасах, и в 2012 году составила 45,5 млн. т (около 10 %). На рисунке 2 представлено распределение добычи ТН по Федеральным округам. Основной объем добычи ТН в России приходится на Приволжский ФО – 46 %. Несмотря на то, что запасы Уральского ФО в 1,5 раза больше, чем в Приволжском ФО, там ТН добывается значительно меньше – около 15 % общероссийской добычи ТН. Значительно больше объем добычи в Сибирском ФО – 27%, запасы которого меньше, чем в Уральском ФО более чем в 4 раза. Примерно 10 % ТН добывается в Северо-Западном ФО (Искрицкая, Макаревич, 2013б).

Извлекаемые запасы ВВН категорий А+В+С₁ на 01.01.13 г. в целом по Российской Федерации составляют около 2 млрд. т или 11 %, но добыча не дотягивает и до 5 %. По федеральным округам наибольшая часть ВВН сосредоточена в Приволжском ФО (43 %), Уральском ФО (33 %), Северо-Западном ФО (22 %) (Рис. 3).

Распределение добычи высоковязких нефтей РФ по федеральным округам представлено на рисунке 4. Более 85 % общероссийской добычи ВВН извлекается в Приволжском ФО и около 13 % – в Северо-Западном ФО, а из 33 % извлекаемых запасов ВВН, которые находятся на территории Уральского ФО, добывается лишь около 1 %.

Извлекаемые запасы ТН по федеральным округам существенно отличаются как по объемам, так и по структуре (Рис. 5). Наибольший удельный вес ТН (40%) в запасах

приходится на Северо-Западный ФО, а доля ТН в добыче этого региона составляет 16 %, в Приволжском ФО – 26 % и 19 %, в Южном ФО – 23 % и 6 %, в Уральском ФО – 10 % и 2 %, Сибирском ФО – 18 % и 30 % соответственно. Значение запасов и добычи ТН в ресурсных базах отдельных федеральных округов также различно.

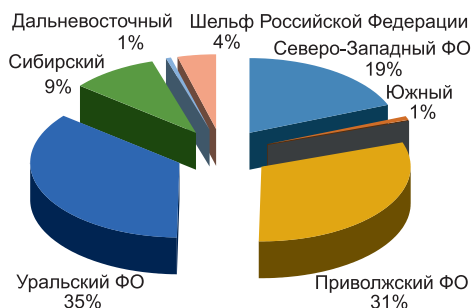


Рис. 1. Распределение запасов тяжёлых нефтей РФ по федеральным округам, %.

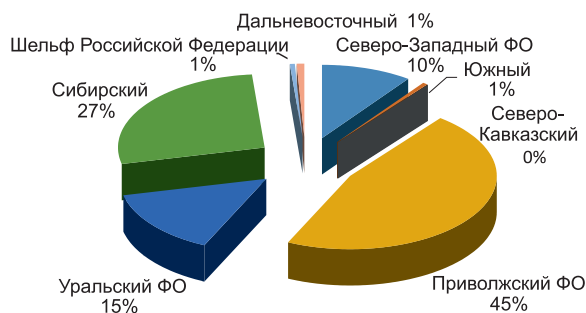


Рис. 2. Распределение добычи тяжёлых нефтей РФ по федеральным округам, %, 2013 год.

Удельный вес месторождений высоковязких и трудноизвлекаемых нефтей неуклонно растет и преобладает в структуре запасов некоторых регионов. Наиболее остро стоит проблема освоения месторождений ТН в «старых» нефтедобывающих регионах на территории европейской части Российской Федерации, где других источников поддержания текущих уровней добычи практически нет.

На территории Приволжского ФО сосредоточен 31 % извлекаемых запасов ТН Российской Федерации, наиболее крупные из которых представлены в следующих регионах: Республика Татарстан, Республика Удмуртия, Пермская и Самарская области (извлекаемые запасы более 50 млн. т), Республика Башкортостан и Ульяновская область (около 30 млн. т), а добывается 46 % от общего объема ТН по России. Казалось бы, здесь всё обстоит благополучно, но и в Приволжском ФО доля ТН в добыче (19 %) ниже, чем в структуре запасов (26 %) (Искрицкая, Макаревич, 2013а).

Так, например, за период 2006-2011 гг. в Приволжском ФО величина запасов ТН увеличилась на 38 %, при том, что общая величина запасов возросла лишь на 18 %. В ряде регионов запасы ТН практически удвоились: в Самарской области до 191 %, в Республике Башкортостан – до 207 %, существенно отставая от темпов прироста общей величины запасов этих регионов (147 % и 131 % соответственно).

Многие месторождения ТН Волго-Уральской НГП содержат в своем составе металлы: суммарно более 100 тыс. т извлекаемых запасов пятиоксида ванадия и 4,6 тыс. т никеля. Месторождения Ульяновской области имеют рекордные показатели пятиоксида ванадия: Зимницкое – от 659 до 1954 г/т, Кондаковское – 1922 г/т, Филипповское и Северо-Филипповское – 1130-1219 г/т. Извлечение ценных попутных компонентов по-прежнему остается сложной проблемой.

Суммарный объем запасов Северо-Западного ФО за этот же период возрос по сравнению с 01.01.2006 лишь на 4 %, а доля ТН увеличилась на 29 %. В Республике Коми запасы ТН увеличивались в 2 раза быстрее по сравнению с ростом общего объема запасов (62 % и 31 % со-

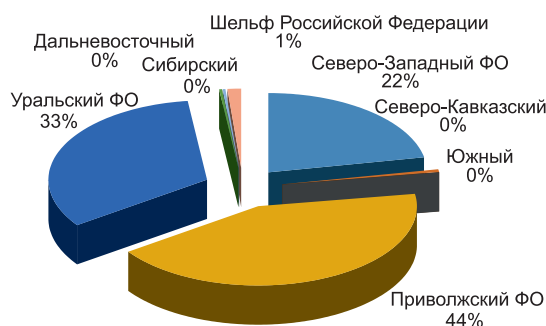


Рис. 3. Распределение запасов высоковязких нефтей РФ по федеральным округам, %.

ответственно), а доля ТН в общем объеме добычи осталась на уровне 2005 г.

Как уже упоминалось выше, Уральский ФО обладает самыми значительными запасами ТН в стране, но они составляют лишь 10 % извлекаемых запасов региона; здесь добывается четверть всего объема ТН в Российской Федерации, что не превышает 4 % общего объема добычи территории.

Отличительной особенностью запасов ТН Западно-Сибирской НГП является их содержание в 8 крупных, крупнейших и уникальных месторождениях. Низкая вязкость является характерной особенностью ТН Среднеобской нефтегазоносной области. Федоровское, Вачимское, Лянторское и др. месторождения ТН с низкой вязкостью разрабатываются на основе обычных технологий и обеспечивают значительную часть добычи этой категории запасов. При поверхностном взгляде создается впечатление, что никаких проблем с ТН здесь не существует, но не всё так благополучно, особенно в некоторых регионах Уральского ФО.

На рисунке 6 приведено сопоставление доли ТН в запасах и добыче по ряду регионов. В Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) Уральского ФО доля ТН в запасах составляет 32 %, а из 23 млн. т добываемой нефти только около 5 % приходится на ТН. В Уральском ФО еще достаточно велики объемы запасов и добычи легкой нефти, поэтому освоение ТН не считается столь острой проблемой, как для регионов европейской части страны. Но это только вопрос времени, поскольку дисбаланс существует, и доля ТН в запасах нарастает.

Преобладание значения удельного веса добычи ТН (68 %) по сравнению с долей в запасах (31 %) наблюдается лишь в Красноярском крае, где добыча ТН в 2012 г. превысила 12 млн. т и превзошла аналогичный показатель Республики Татарстан.

Связано это с освоением Ванкорского месторожде-



Рис. 4. Распределение добычи высоковязких нефтей РФ по федеральным округам, %.

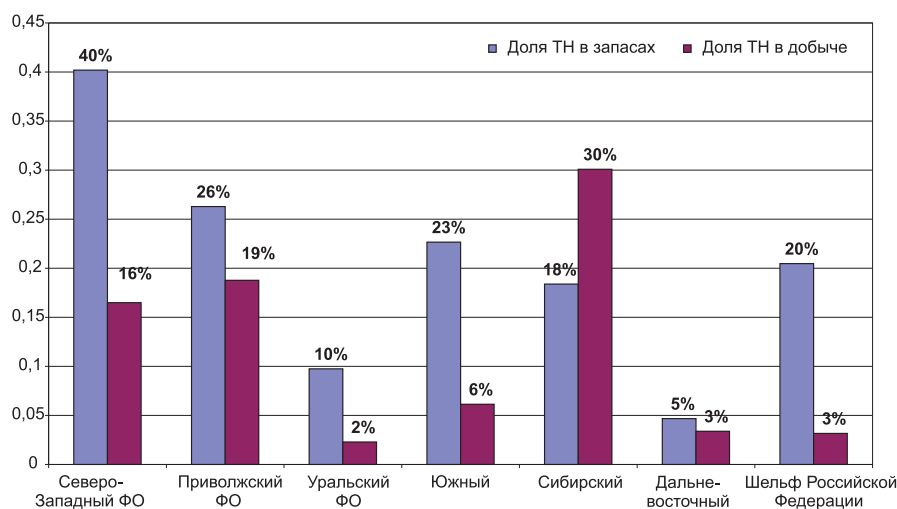


Рис. 5. Распределение удельных весов запасов и добычи тяжёлых нефтей РФ по федеральным округам, %.

ния – крупнейшего из месторождений, открытых и введенных в эксплуатацию в России за последние двадцать пять лет. Данное месторождение расположено на севере Восточной Сибири в Туруханском районе Красноярского края. Промышленная добыча на Ванкорском месторождении началась в 2009 г. В настоящее время нефть, добываемая на месторождении, является одним из основных источников для заполнения нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» и почти все 15 млн. т добываемой нефти поставляются на экспорт. Ускоренное освоение месторождения стало возможным в результате современного обустройства месторождения, применения новейших технологий добычи в основном зарубежного производства и налоговых льгот.

Месторождения Восточно-Европейской платформы в наибольшей степени изучены и освоены. Это объясняется в первую очередь более развитой инфраструктурой, наличием опыта успешной разработки высоковязких и сверхвязких углеводородов, а также постепенным истощением ресурсной базы легких в освоении традиционных нефтей.

По объемам добычи в ТН в Приволжском ФО лидирует Республика Татарстан – 10 млн. т, что составляет практически половину добычи ТН региона и примерно 45 % общероссийской добычи ТН. Но даже положение лидера в регионе не позволяет говорить о достаточных достиже-

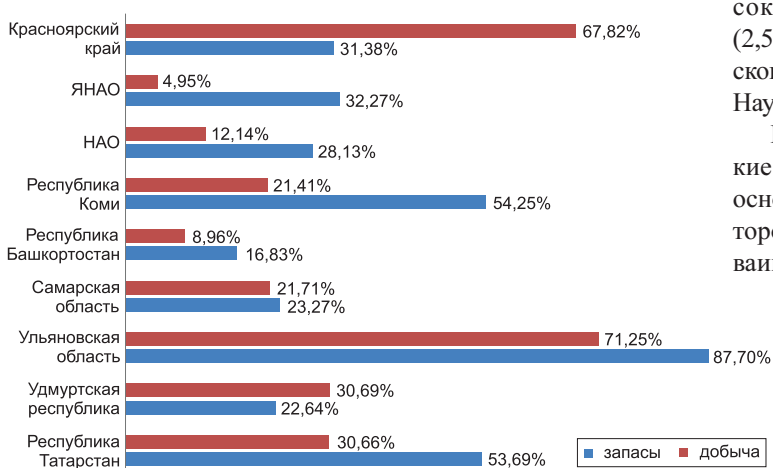


Рис. 6. Распределение запасов и добычи тяжелой нефти по ряду регионов России, %.

ниях, поскольку доля ТН в запасах Республики Татарстан превышает половину (54 %), а в добыче – не дотягивает и до трети (31 %). Объясняется это сложностью сырьевой базы региона. Высокосернистые нефти в Республике Татарстан составляют 76 %, а 49,5 % относятся к высоковязким. Основные извлекаемые запасы ТН сосредоточены на Ромашкинском, Ново-Елховском, Нурлатском, Аксубаево-Мокшинском, Бурейкинском, Ивашкино-Мало-Сульчинском нефтяных месторождениях.

В Республике Татарстан реализуется комплексная программа освоения ТВН и сверхвязких нефтей (СВН), включающая мероприятия по внедрению новых технологий бурения скважин и добычи нефти на месторождениях, строительство специальной инфраструктуры: трубопровода с подогревом и нефтеперерабатывающего завода «ТАНЕКО». Создание полного цикла от добычи до переработки ТН является основой их эффективного освоения.

За последние 5 лет существенного темпа прироста добычи ТН в Приволжском ФО удалось достичь в Самарской области (143 %), в Республике Удмуртия (112 %), где годовые объемы добычи ТН превышают 3 млн. т. В Пермском крае добывается более 1,6 млн. т ТН в год, в Республике Башкортостан – около 1 млн. т. В Республике Удмуртия доля ТН в добыче (30 %) преобладает по сравнению с долей ТН в запасах (21 %), что является редким исключением. В Пермском крае и в Самарской области эти соотношения близки, а в Республике Башкортостан для достижения пропорции темпы освоения ТН необходимо удвоить.

В Северо-Западном ФО на территории Тимано-Печорской провинции, включающей Республику Коми и Ненецкий автономный округ (НАО), сосредоточено 19 % извлекаемых запасов ТН страны, но добывается только 10 %. Здесь насчитывается более сорока месторождений ТН. Основная часть ТН характеризуется вязкостью более 30 мПа·с, которые относятся к категории СВН: Ярегское (вязкость 12000-15000 мПа·с), Торавейское (более 1800 мПа·с), Усинское (710 мПа·с), Тобойско-Мядсейское (более 150 мПа·с). Нефти Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции характеризуются как сернистые и высокосернистые. Высокой сернистостью отличаются нефти Тэдинского (2,54 %), Среднемакарихинского (2,44 %), Южно-Торавейского (2,03-2,75 %), Западно-Хоседаюнского (2,85-3,19 %), Наульского (2,15-3,41 %) месторождений.

На территории Республики Коми тяжелые высоковязкие нефти составляют более половины запасов, при этом основная их часть сосредоточена в двух крупнейших месторождениях – Усинском и Ярегском – которые давно осваиваются. На остальных месторождениях наблюдается заметное отставание темпов освоения ТН, несоизмеримое с изменением их доли в запасах.

На Ярегском месторождении продолжается освоение залежи ТВН термощахтным способом, который применяется с конца 60 годов и постоянно совершенствуется. Опыт термощахтной разработки показывает реальность достижения коэффициента нефтеизвлечения более 50 % на месторождениях ТВН.

Максимальные значения нефтеотдачи по шахтным блокам составляют 79,1 % по блоку 1-бис и 77,3 % по блоку Южный. Нефтеизвлечение 60-70 % достигнуто по 7 блокам. Всего на нефтешахтах отработано 14 блоков и 30 находится в разработке (Коноплев и др., 2012).

Рентабельная добыча трудноизвлекаемых запасов нефти практически невозможна в действующей налоговой системе, т.к. себестоимость их добычи значительно выше обычных нефтей. Государство существенно расширило налоговые льготы, и по данным Минприроды, в настоящее время более 800 месторождений нефти подпадает под льготы. Так, например, действуют налоговые льготы для месторождений сверхвязких нефтей, для месторождений с высокой степенью выработанности, для мелких и мельчайших, с извлекаемыми запасами менее 5 млн. т. Налоговые каникулы по НДС установлены для вновь вводимых месторождений Ненецкого, Ямало-Ненецкого АО, Восточной Сибири и морских месторождений на Арктическом шельфе, в акваториях Азовского, Чёрного и Охотского морей. Применяются налоговые вычеты и льготные ставки экспортной пошлины для месторождений Татарстана и Башкортостана, морских месторождений и пр.

Расширение налоговых льгот вызывает опасение, что потери бюджета от налоговых льгот возрастут многократно. Механизм предоставления налоговых льгот предполагает предварительные затраты на создание системы учёта льготированной нефти. Предполагается, что инвестирование целесообразно только в случае окупаемости вложенных средств за счёт рентабельной добычи в дальнейшем. Государство рассчитывает, что текущие выпадающие доходы бюджета на предоставление налоговых льгот окупятся в дальнейшем за счёт прироста добычи.

Снижение поступлений в бюджет за счёт налоговых льгот по результатам 2013 г. оценивается в размере свыше 300 млрд. руб. Объём добычи нефти, подпадающий под льготное налогообложение, по мере ухудшения структуры ресурсной базы будет увеличиваться, что повлечёт дальнейшее сокращение доходов в бюджет. Применение налоговых льгот сегодня должно, по крайней мере, компенсировать эти потери в дальнейшем. Для добывающих компаний рентабельная добыча ТИЗ – это сложная и затратная задача даже в условиях льготирования. Льготы должны стимулировать снижение затрат на добычу, а не покрывать убытки.

В «старых» нефтедобывающих регионах (республика Татарстан и Коми), где трудноизвлекаемые запасы преобладают в структуре минерально-сырьевой базы, накоплен положительный опыт стимулирования, когда в период действия налоговых льгот активно внедряются новые технологии добычи и создаётся специальная инфраструктура добычи, подготовки, транспортировки и переработки трудноизвлекаемых запасов. Государство компенсирует расходы по предоставлению налоговых льгот ростом налоговых поступлений по мере увеличения рентабельной добычи из льготированных месторождений.

Так, например, в начале ОПР себестоимость добычи одной тонны СВН на Ашальчинском месторождении составляла порядка 49 тысяч рублей, к началу 2012 г. она существенно снизилась, но добыча каждой тонны сверхвязкой нефти ОАО «Татнефть» приносила одну тысячу рублей убытков. С введением дополнительных налоговых

льгот от 01.07.12 по снижению на 90 % экспортной пошлины добыча нефти на опытном участке Ашальчинского месторождения стала рентабельной (Основа социального партнерства..., 2013). Исходя из расчетов, предложенных Минфином, объем средств, который получает компания ОАО «Татнефть» от изменений налоговой системы, по самым приблизительным подсчетам составляет 5,5-6,5 млрд. рублей в год. Эта сумма сопоставима с годовыми затратами компании на геологоразведку. По расчетам специалистов фактически каждый рубль налоговых льгот принес в бюджеты всех уровней 3,6 рубля дополнительных налогов, т.е. более 20 миллиардов рублей в год

Несмотря на положительные тенденции в стимулировании разработки месторождений ТВН, произошедшие за последние годы, налогообложение остается сложным. Чтобы воспользоваться налоговыми льготами, предприятие должно затратить дополнительные капитальные вложения на организацию раздельного учета льготированной нефти, вести отдельный бухгалтерский баланс по участку добычи трудноизвлекаемых запасов.

Система стимулирования должна способствовать:

- наиболее полному извлечению нефти на уже обустроенных и эксплуатируемых месторождениях,
- сокращению начального убыточного срока разработки новых месторождений;
- внедрению самых передовых технологий и оборудования на различных стадиях разработки месторождений;
- вовлечению в промышленное освоение трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов;
- решению социально-экономических проблем для добывающих регионов.

За последние годы в мире наблюдается тенденция увеличения доказанных запасов за счет тяжелой и сверхтяжелой нефти, которая ранее при подсчете запасов не учитывалась. Так, Венесуэла и Канада увеличили доказанные запасы нефти и заняли лидирующие места в мире. Как показывает опыт Канады, период от опытно-промышленных работ до рентабельного промышленного освоения месторождений ТВН и ПБ – процесс длительный и затратный, но формирующий существенный социально-экономический потенциал для экономики страны. Первые опытные работы по освоению месторождений тяжелой нефти и сырого битума начались в Канаде в 1967 году, и только в 2001 году добыча из них стала рентабельной и впервые превысила объемы легкой нефти и нефти средней плотности, добытые традиционными методами.

В 2001 г. обеспеченность нефтяными запасами Канады оценивалось в 6,5 лет. По мере развития технологий Канаде удалось существенно прирастить ресурсную базу углеводородов за счет ТВН, стать экспортером нефти, повысить к 2013 году обеспеченность запасами до 160 лет. Таким образом, внедрение эффективных технологий в процессы добычи ТВН в Канаде и дальновидная позиция государства способствовали созданию конкурентоспособной отрасли добычи углеводородов из альтернативных источников (Искрицкая, 2013).

Энергетический баланс изменяется по мере развития научно-технического прогресса и в результате появления новых технологий и новых источников энергии меняется представление о традиционных и нетрадиционных ресурсах углеводородов. Нетрадиционные переходят в катего-

рию традиционных, сначала трудноизвлекаемых, затем – извлекаемых рентабельных и т.д.

Пути ускорения освоения ТИЗ:

- классификация ТИЗ и уточнение величины их запасов и прогнозных ресурсов;
- разработка государственной программы изучения ресурсной базы трудноизвлекаемых запасов;
- возобновление фундаментальных исследований, направленных на разработку научной основы создания эффективных технологий добычи, транспортировки и переработки ТИЗ;
- внедрение эффективных промышленных технологий и технических средств разработки, увеличение объемов опытно-промышленных работ по испытанию новых технологий добычи;
- совершенствование налоговой политики.

Проведенный мониторинг ресурсной базы показывает, что в нашей стране назрела необходимость ускоренного освоения месторождений ТИЗ, в том числе и ТВН, как надежного источника восполнения минерально-сырьевой базы углеводородов.

Литература

- Искрицкая Н.И. Зарубежный опыт увеличения нефтяных запасов за счёт тяжёлой высоковязкой нефти и природных битумов. *ЭКО*. Новосибирск. №12. 2013. С. 146-155.
- Искрицкая Н.И., Макаревич В.Н. Сырьевая база тяжёлых нефтей. Состояние и перспективы освоения. Минеральные ресурсы России. *Экономика и управление*. М. №3. 2013б. С. 8-13.

Искрицкая Н.И., Макаревич В.Н. Системный подход к освоению месторождений тяжелых высоковязких нефтей Российской Федерации. *Недропользование XXI век*. №4 (41). 2013а. С. 40-45.

Коноплев Ю.П., Алабушин А.А., Гуляев В.Э. Опыт и перспективы развития термощахтной разработки Ярегского месторождения высоковязкой нефти. *Мат. Межд. научно-практ. конф. «Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений»*. Казань: Изд. «ФЭН». 2012. С. 74-77.

Основа социального партнерства. Отчет о годовой конференции работников ОАО «Татнефть». *Нефть и жизнь*. №2 (79). 2013. С. 5-7.

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А. Особенности освоения тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов Восточно-Европейской платформы. СПб.: ВНИГРИ. 2009 192 с.

Сведения об авторах

Владимир Николаевич Макаревич – главный научный сотрудник, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАЕН. Является одним из открывателей месторождений белорусской нефти. Заслуженный геолог РФ, почетный разведчик недр, лауреат государственной премии Белоруссии за 1978 г., лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники за 2009 г.

Наталья Ивановна Искрицкая – заведующая лабораторией методического обеспечения и подсчета запасов углеводородов, кандидат экономических наук

ФГУП «ВНИГРИ», 191014, Санкт-Петербург, Литейный проспект, д.39, тел: (812) 275-66-38, 579-95-27

The Necessity of Accelerating the Development of Highly Viscous Oil in Russia

N.I. Iskrikskaya, V.N. Makarevich

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia, e-mail: nii@vnigri.ru, ins@vnigri.ru

Abstract. Currently, in the resource base of Russia, the share of heavy highly viscous oil increases rapidly, and disparity between the content of such oil in reserves and its share in production increases as well. The article shows the research results of actual statistical material for heavy highly viscous oil in the federal districts and major oil-producing regions of the country. Authors indicate difficulties and positive trends in the development of highly viscous oil. Measures to accelerate its development are outlined. Monitoring of the resource base in Russia shows that there is a need to accelerate development of reserves difficult to recover, including highly viscous oil, as a reliable replenishment source of hydrocarbon resource base.

Keywords: oil, heavy highly viscous oil, reserves, production, development, industrial significance of deposits, economic efficiency, profitability, promotion.

References

- Iskrikskaya N.I. Zarubezhnyy opyt uvelicheniya neftyanykh zapasov za schet tyazhelyy vysokovyazkoy nefi i prirodnykh bitumov [Foreign experience of increasing oil reserves due to high viscosity of heavy oil and natural bitumen]. *EKO*. Novosibirsk. № 12. 2013. Pp. 146-155.
- Iskrikskaya N.I., Makarevich V.N. Sistemnyy podkhod k osvoeniyu mestorozhdeniy tyazhelykh vysokovyazkikh neftey Rossiyskoy Federatsii [Systematic approach to the development of heavy high-viscosity oil deposits of the Russian Federation]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil – XXI century]. № 4 (41). 2013a. Pp. 40-45.
- Iskrikskaya N.I., Makarevich V.N. Heavy oil resources. The current state and development potentialities. *Mineral'nye resursy Rossii*.

Ekonomika i upravlenie [Mineral resources of Russia. Economics and Management]. № 3. 2013b. Pp.8-13.

Konoplev Yu.P., Alabushin A.A., Gulyaev V.E. Opyt i perspektivy razvitiya termoshakhtnoy razrabotki Yaregskogo mestorozhdeniya vysokovyazkoy nefi [Experience and prospects of thermal mining development of the Yaregskoye high viscosity oil field]. *Mat. Mezhd. nauchno-prakt. konf. «Vysokovyazkie nefi i prirodnye bitumy: problemy i povyshenie effektivnosti razvedki i razrabotki mestorozhdeniy»* [Proc. Int. Sci. and Pract. Conf. «Heavy oil and natural bitumen: problems and improving the efficiency of exploration and development»]. Kazan: «FEN» Publ. 2012. Pp. 74-77. (In russian)

Osnova sotsial'nogo partnerstva [The basis of social partnership]. *Neft' i zhizn'* [Oil and life]. № 2 (79). 2013. Pp. 5-7.

Khismamov R.S., Gatiyatullin N.S., Makarevich V.N., Iskrikskaya N.I., Bogoslovskiy S.A. Osobennosti osvoeniya tyazhelykh vysokovyazkikh neftey i prirodnykh bitumov Vostochno-Evropeyskoy platformy [Features of the heavy high-viscosity oil development and natural bitumen of the East European Platform]. Saint-Petersburg: «VNIGRI» Publ. 2009. 192 p.

Information about authors

Vladimir Makarevich – Chief Researcher, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences

Nataliya Iskrikskaya – Candidate of Economics, Head of the Department of methodological support and oil field reserves estimation

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI) Liteyny ave. no. 39, 191014, St. Petersburg, Russia
Tel: (812) 275-66-38, 579-95-27

УДК: 528+550.837+553.98

С.П. Левашов^{1,2}, Н.А. Якимчук^{1,2}, И.Н. Корчагин³, Д.Н. Божжежа², И.С. Пидлиска⁴¹Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, г. Киев, e-mail: slevashov@mail.ru, yakymchuk@gmail.com²Центр менеджмента и маркетинга в области наук о Земле ИГН НАНУ, г. Киев³Институт геофизики им. С.И. Субботина НАНУ, г. Киев, e-mail: korchagin@karbon.com.ua⁴Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко, г. Киев

Применение мобильных геофизических методов для поисков скоплений углеводородов в районах распространения сланцев

Анализируются результаты применения технологии частотно-резонансной обработки и декодирования данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) для обнаружения и картирования в зонах распространения сланцев локальных участков скопления повышенных концентраций нефти, газа, газоконденсата. С использованием мобильной технологии обработаны спутниковые снимки крупных поисковых блоков на территориях распространения сланцев в Украине, Польше, Румынии. В пределах обследованных участков обнаружены и закартированы аномальные зоны типа «залежь газа» («залежь газа, нефти»). Параметры многих аномальных зон (площади и максимальные значения оценок пластового давления флюидов в коллекторах) позволяют считать их локальными участками для первоочередного детального изучения геофизическими методами и разбуривания. Это по сути зоны «Sweet spots». Начало освоения углеводородного потенциала на обследованных площадях с обнаруженных аномальных зон позволит существенно уменьшить экологическую нагрузку на окружающую среду. Результаты исследований показали, что прогнозируемые продуктивные горизонты могут располагаться как выше, так и ниже сланцев. Поэтому, при поисках скоплений УВ в областях распространения сланцев целесообразно изучать практически весь (доступный для разбуривания) интервал разреза. Результаты экспериментов свидетельствуют, что апробированная мобильная технология обработки и интерпретации данных ДЗЗ позволяет оперативно обнаруживать и картировать зоны «Sweet spots» в пределах распространения сланцевых пород.

Ключевые слова: мобильная технология, аномалия типа залежь, нефть, газ, газоконденсат, сланцы, разломная зона, спутниковые данные, прямые поиски, обработка данных ДЗЗ, интерпретация.

Введение

Проблема поисков, разведки и добычи нефти и газа из нетрадиционных коллекторов (пород угленосных формаций, сланцев, плотных песчаников, кристаллических комплексов и массивов) в настоящее время является исключительно актуальной и обсуждаемой в академической научной среде и специалистами нефтегазового сектора мировой экономики. Однако, если на североамериканском континенте уже идет активная и полномасштабная добыча нефти и газа из такого типа коллекторов, то в других регионах мира (в том числе и в Европе) процесс освоения такого типа нетрадиционных ресурсов находится, можно сказать, на начальной стадии.

Проводя на протяжении более чем десяти лет активную и целенаправленную апробацию мобильных и оперативных методов «прямых» поисков скоплений нефти и газа в различных регионах мира, авторы также неоднократно использовали их для поисков скоплений УВ в коллекторах нетрадиционного типа. Некоторые результаты проведенных масштабных экспериментов уже в этом году непосредственно анализируются в этой статье. Акцент при этом делается на поиски нефти и газа в различных регионах распространения сланцевых комплексов в Центральной и Восточной Европе (Рис. 1) (Попеску и др., 2013). Проведенные работы можно классифицировать как мелкомасштабные исследования рекогносцировочного характера. Такого рода экспериментальные исследования с применением частотно-резонансной технологии обработки и дешифрирования данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) проведены в районах распространения сланцев на:

а) Олесской лицензионной площади в Западной Украине;

б) лицензионных участках № 27 (Darnica), № 28 (Lebork), Karwia и № 29 (частично) в Польше (балтийское побережье);

в) лицензионных участках № 337, № 338, № 339 и № 359 в юго-восточной части Польши;

г) лицензионном блоке Барлад в восточной Румынии.

Основная цель выполненных экспериментальных исследований – изучение возможности применения мобильного метода частотно-резонансной обработки и интерпре-

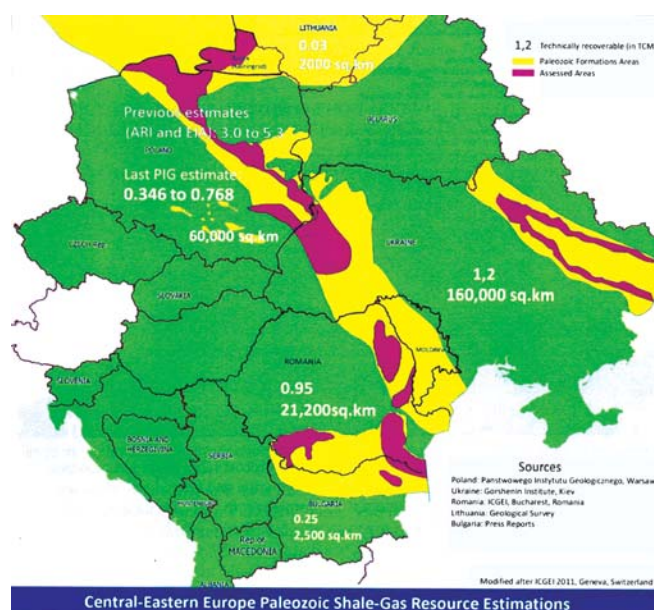


Рис. 1. Карта-схема оценки ресурсов газа в сланцевых породах (коллекторах) в Центральной и Восточной Европе (Попеску и др., 2013).

тации данных ДЗЗ для обнаружения и картирования в зонах распространения сланцевых пород локальных участков скопления повышенных концентраций УВ (нефти, газа, газоконденсата), в пределах которых из пробуренных скважин могут быть получены промышленные (коммерческие) притоки углеводородов. Другими словами – исследование возможности оперативного обнаружения и картирования так называемых зон “Sweet spots” (Валяев, 2012; Лукин, 2014).

О целесообразности проведения исследований

Необходимость проведения исследований по озвученной проблеме обусловлена следующими принципиальными моментами:

1. Достигнутыми успехами США в области поисков, разведки и добычи нефти и газа из нетрадиционных коллекторов – сланцев, плотных песчаников, пород в угленосных бассейнах.
2. Активным и целенаправленным изучением областей распространения сланцев в Европе и других регионах мира.
3. Началом проведения поисковых работ и бурения скважин с целью обнаружения залежей газа в нетрадиционных коллекторах в Украине (Юзовская и Олесская поисковые площади).
4. Не совсем удачными результатами работ по поискам и добыче газа из сланцев в Польше, которую можно считать лидером в этом направлении в Европе. В частности, в декабре 2013 г. правительственным чиновником было заявлено, что уже пробурены 51 скважина, в 24 из них проведены работы по ГРП (гидро разрыв пласта). Но ни одна из них пока не находится в промышленной эксплуатации.
5. Активным противодействием планируемым работам по поискам и добыче сланцевого газа в европейских странах экологических структур и организаций, а также территориальных громад.
6. Имеющимся значительным опытом авторов в области применения мобильных геофизических методов для поисков и разведки скоплений УВ в различных нефтегазоносных регионах, в том числе и в коллекторах нетрадиционного типа (Левашов и др., 2011б; 2012б; 2014а; 2014б).

О мобильных методах и технологиях. Возможности и отличительные особенности используемых мобильных методов охарактеризо-

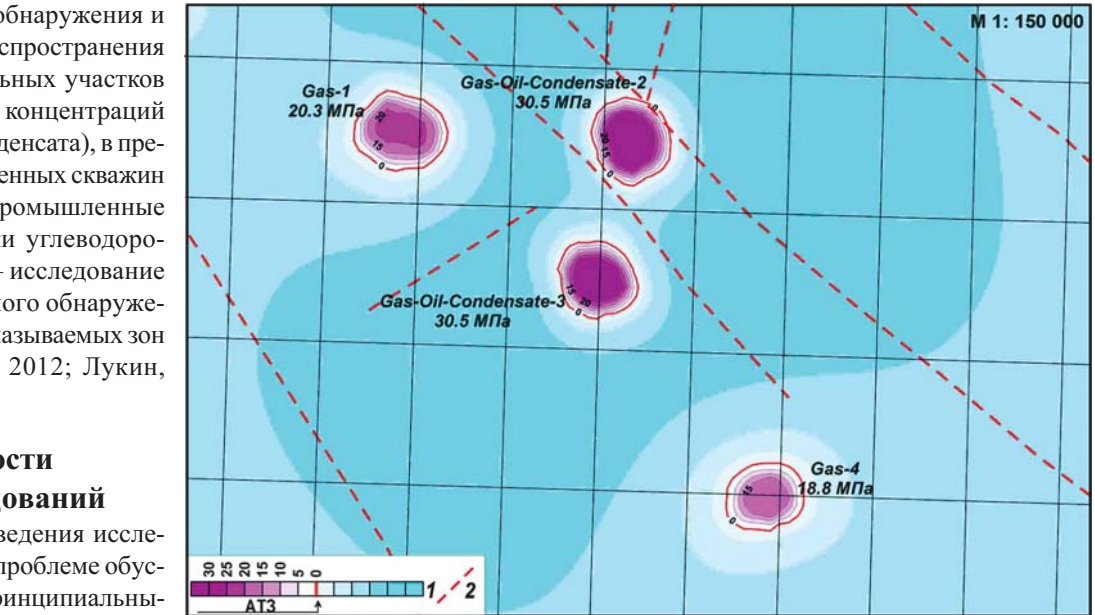
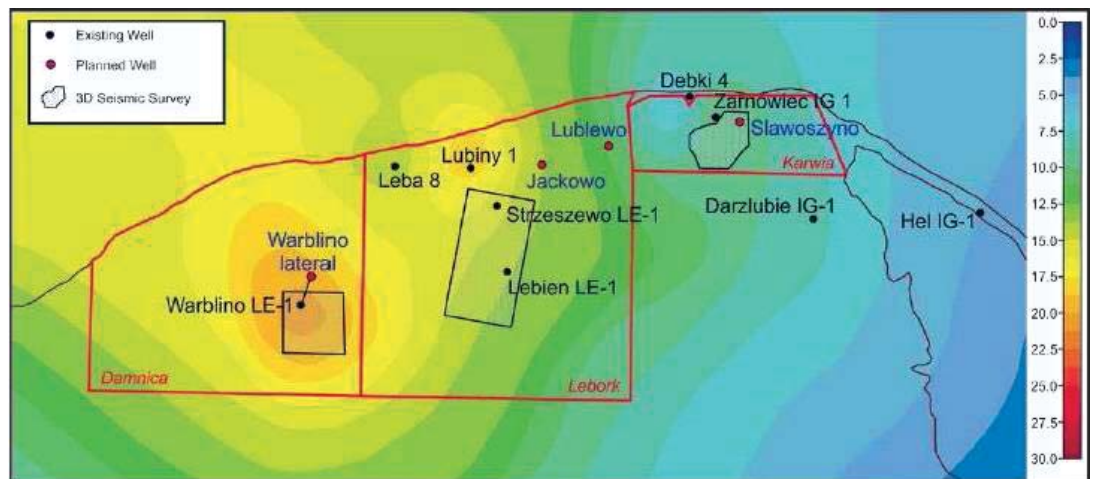


Рис. 2. Карта аномальных зон типа «газ» и «газ + нефть + конденсат» в пределах фрагмента Олесской площади. 1 – шкала значений величины пластового давления, МПа; 2 – тектонические нарушения.

ваны во многих публикациях (Левашов и др., 2010; 2011а; 2012а; 2012б; 2014а; 2014б). Еще раз останавливаться на них не будем. Отметим только, что используемые авторами мобильные методы – это, по сути, «прямые методы» поисков нефти и газа. Более того, в последних публикациях акцентируется также внимание на то, что эти методы работают в рамках новой парадигмы геофизических исследований – «вещественной» (Левашов и др., 2012а). Разработанные в рамках этой парадигмы технологии и методы (в том числе и другими коллективами) направлены на поиск конкретного (искомого в каждом конкретном случае) вещества – нефти, газа, газоконденсата, золота, цинка, урана, и т.д.

По материалам традиционных геофизических исследований осуществляется построение физических моделей изучаемых участков: скоростной, плотностной, магнитной, температурной, и т.д. В дальнейшем, в результате геологической интерпретации физических моделей среды в разрезе выделяются тектонические элементы, структуры,



Source: 3Legs Resources

Рис. 3. Контуры лицензионных участков № 27 (Damnica), № 28 (Leborok), Karwia и положение пробуренных скважин в их пределах (Польша).

объекты, с которыми могут быть связаны определенные виды полезных ископаемых (а могут и не быть).

Отмеченные особенности традиционных и «прямых» методов дают основание утверждать, что прямое (прямолинейное) сопоставление результатов, полученных традиционными методами, с материалами «прямых» методов в принципе некорректно. Во многих случаях полученные материалы не будут соответствовать друг другу. Такие материалы следует рассматривать только как дополняющие друг друга!

Представленные ниже результаты получены с использованием мобильной технологии частотно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ (Левашов и др., 2010; 2011а; 2012а). Они были продемонстрированы в стендовом докладе на конференции в Казани в 2014 г. (Левашов и др., 2014б).

Олесская поисковая площадь. Координаты контура Олесской площади заимствованы из документа, обнаруженного на одном из сайтов Интернета. Контуры поисковой площади нанесены на карту месторождений и структур Западного нефтегазоносного региона Украины (по состоянию на 01.01.2004 г.), а также на тектоническую схему Западноукраинского битумогазоносного региона. Эти графические материалы использовались при обработке данных ДЗЗ в пределах отдельных участков площади.

Для увеличения масштаба обработки данных ДЗЗ, а, следовательно, информативности (детальности) полученных результатов, исследованная площадь была разбита на пять отдельных фрагментов. Спутниковые снимки отдельных участков обработаны в масштабе 1:150000. Никакая другая геолого-геофизическая информация в процессе проведения экспериментальной обработки данных ДЗЗ в пределах площади исследований не использовалась.

Обнаруженные в пределах одного из пяти обследованных фрагментов аномальные зоны представлены на рисунке 2. Всего же в пределах обследованного блока выделено и закартировано 14 аномальных зон: две зоны типа

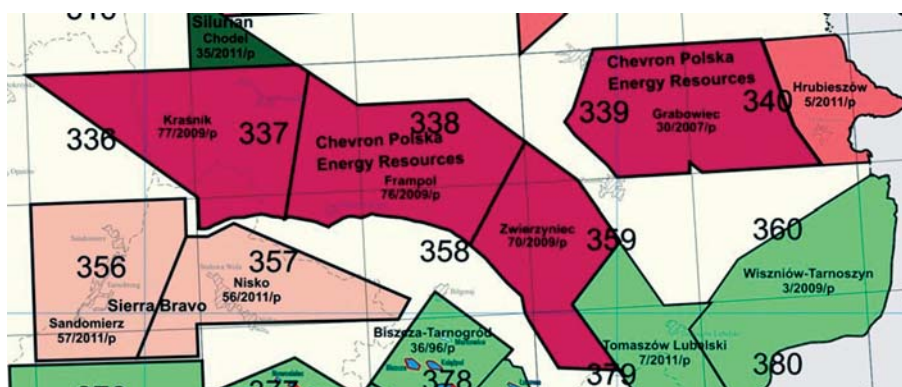


Рис. 5. Фрагмент карты лицензионных блоков на юго-западе Польши. Обработаны спутниковые снимки территории, в пределах которых расположены участки 337, 338, 339 и 359.

«нефтяная + газовая + конденсатная залежь» (№№ 2 и 3, рис. 2) и 12 аномалий типа «газовая залежь». Десять из них попадают в пределы лицензионной площади полностью, три аномалии пересекают контур участка обследования и одна аномальная зона обнаружена за его пределами.

Площади обнаруженных аномальных зон изменяются от 19.0 до 86.0 км², а оценки максимальных значений пластового давления флюидов в коллекторах в контурах аномалий – от 3.1 до 30.5 МПа.

Общая площадь всех закартированных аномальных зон по изолинии 0 МПа составляет 484 км², а по изолинии 15 МПа – 228 км². По отношению к площади лицензионного участка (6369 км²) это составляет 7.29 % и 3.58 % соответственно.

Лицензионные участки № 27 (Dannica), № 28 (Lebork), Karwia и № 29 (Польша). На настоящий момент в пределах Олесской площади пробуренных скважин на газ в сланцах нет. Поэтому возникла необходимость обработать данные ДЗЗ на участках, где такие скважины имеются. Такие участки обнаружены на сайте компании 3Legs Resources plc (www.3legsresources.com). Контуры лицензионных участков № 27, № 28, Karwia и положение пробуренных скважин в их пределах показаны на рисунке 3.

Спутниковые снимки участков расположения блоков обработаны в масштабе 1:125000. Отметим, что площади обработанных спутниковых снимков больше площади ли-

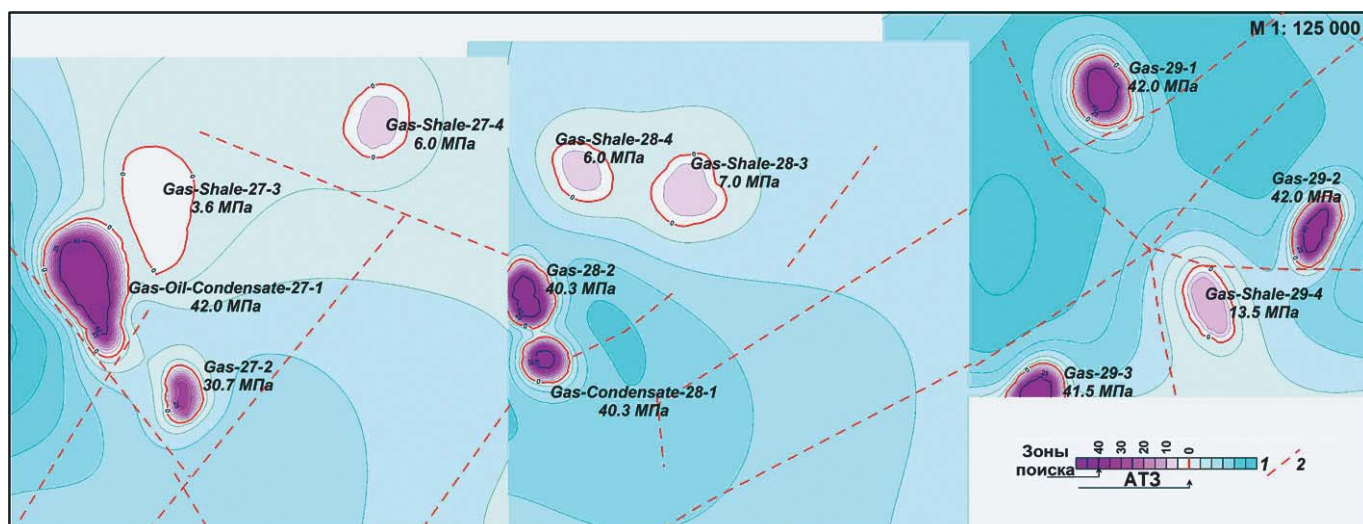


Рис. 4. Карта аномальных зон типа «газовая залежь» на лицензионных площадях № 27, № 28, № 29. 1 – шкала значений комплексной величины пластового давления, МПа; 2 – тектонические нарушения.

цензионных блоков. Результаты обработки представлены на рисунке 4.

Всего в пределах обследованных участков обнаружено и закартировано 7 аномальных зон типа «газ» («газ + конденсат») с относительно высокими значениями пластового давления флюидов в коллекторах и пять аномальных зон с невысокими значениями (Рис. 4).

На участке расположения блока № 27 (766 км²) обнаружено 4 аномалии с пластовыми давлениями от 3.6 до 42 МПа. Общая их площадь по изолинии 0 МПа – 96 км², по изолинии 20 МПа – 29 км². По отношению к площади спутникового снимка (1150 км²) это составляет 8.35 % и 2.52 % соответственно.

В районе расположения блока № 28 (1055 км²) обнаружено 4 аномалии с пластовыми давлениями от 6.0 до 40.3 МПа. Общая площадь аномалий по изолинии 0 МПа – 50 км², по изолинии 20 МПа – 12 км². По отношению к площади обследованного снимка (1200 км²) это составляет 4.17 % и 1.0 %.

На участке расположения блока № 29 (230 км²) обнаружено 4 аномалии с пластовыми давлениями от 13.5 до 42.0 МПа. Общая их площадь по изолинии 0 МПа – 47 км², по изолинии 20 МПа – 21 км². По отношению к площади обработанного снимка (1050 км²) это составляет 4.48 % и 2.0 % соответственно.

Акцентируем внимание на следующих моментах.

1. Ни одна из пробуренных в пределах обследованных участков скважин не попала в контуры обнаруженных и закартированных аномалий.

2. Пробуренная в апреле 2014 г. скважина **Lublewo LEP-1ST1H** (Рис. 3) с горизонтальным стволом 1512 м расположена в безаномальной зоне. Вероятность получения в этой скважине промышленных (коммерческих) притоков газа даже после проведения запланированных 20 этапов ГРП близка к нулю.

3. Вертикальная скважина **Slawoszyno** (Рис. 3) также расположена вне контуров обнаруженных аномалий. Получение в этой скважине коммерческих притоков газа также проблематично.

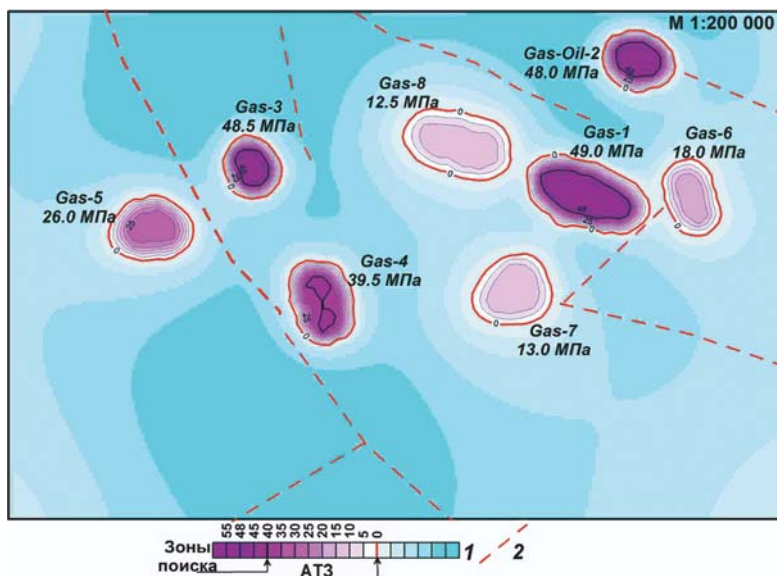


Рис. 6. Карта аномальных зон типа «газовая залежь» на одной из лицензионных площадей (юго-запад Польши). 1 – шкала значений комплексной величины пластового давления, МПа; 2 – тектонические нарушения по спутниковым данным.



Рис. 7. Положение лицензионного блока Барлад (Румыния). [Интернет-ресурс].

Лицензионные блоки № 337, № 338, № 339 и № 359 (Польша). Участки расположены на юго-востоке Польши. Их приближенное положение показано на рис. 5. Обработка данных ДЗЗ каждого блока выполнена отдельно. Масштаб обработки – 1:150000 и 1:200 000.

Всего в пределах четырех блоков обнаружено и закартировано 29 аномальных зон типа «газ» и «газ + нефть». Среди них есть зоны как с высокими значениями пластового давления флюидов в коллекторах, так и с низкими.

На участке расположения блока № 337 (1230 км²) обнаружено 8 аномалий с пластовыми давлениями от 12.5 до 49.0 МПа. Общая их площадь по изолинии 0 МПа – 245 км², по изолинии 20 МПа – 90 км². По отношению к площади спутникового снимка (2750 км²) это составляет 8.91 % и 3.27 % соответственно.

В районе расположения блока № 338 (1200 км²) обнаружено 11 аномалий с пластовыми давлениями от 2.0 до 40.8 МПа. Общая площадь аномалий по изолинии 0 МПа – 188 км², по изолинии 20 МПа – 43.2 км². По отношению к площади снимка (2100 км²) это составляет 8.95 % и 2.06 %.

В пределах блока № 339 (1200 км²) выделено 5 аномалий с пластовыми давлениями от 1.3 до 47.3 МПа. Общая их площадь по изолинии 0 МПа – 48.5 км², по изолинии 20 МПа – 7,6 км². По отношению к площади обработанного спутникового снимка (1900 км²) это составляет 2.55 % и 0.40 % соответственно.

В районе расположения блока № 359 (850 км²) обнаружено 4 аномалии с пластовыми давлениями от 16.5 до 46.5 МПа. Общая площадь аномалий по изолинии 0 МПа – 68.8 км², по изолинии 20 МПа – 4.8 км². По отношению к площади снимка (2100 км²) это составляет 3.28 % и 0.23 %.

Результаты обработки в пределах наиболее перспективного лицензионного блока из четырех обследованных представлены на рисунке 6.

Пробуренные в пределах четырех блоков скважины не попадают в контуры обнаруженных аномальных зон.

Лицензионный блок Барлад (Румыния). Приближенные координаты контура блока Барлад заимствованы из рис. 7 (сайт в Интернете). Положение в пределах блока трех запроектированных скважин Paltinis, Pungesti, Popeni также перенесено на результативную карту обнаруженных и закартированных аномальных зон со спутниково-

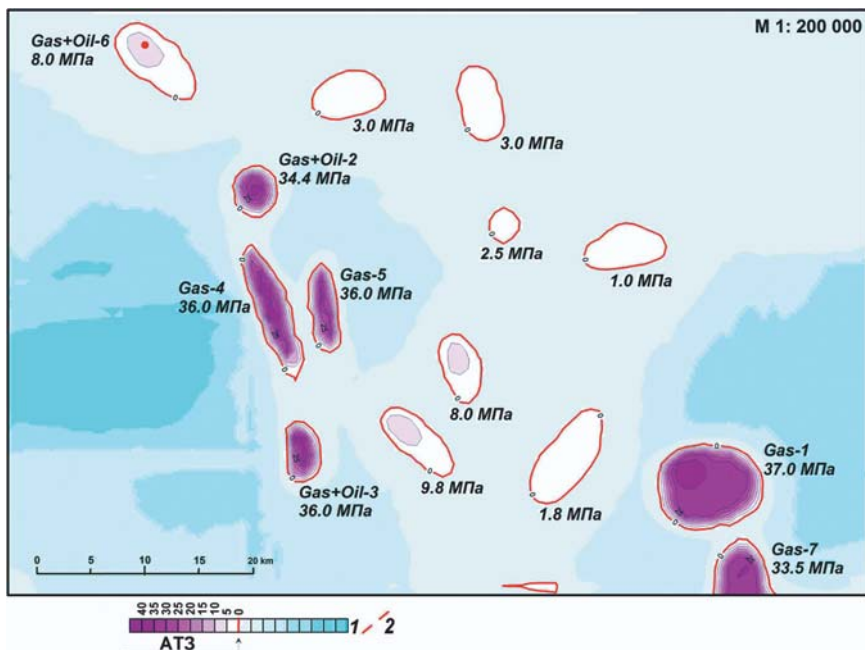


Рис. 8. Карта аномальных зон типа «газ» и «газ + нефть» в пределах фрагмента лицензионного блока Барлад (Румыния). 1 – шкала значений комплексной величины пластового давления, МПа; 2 – тектонические нарушения.

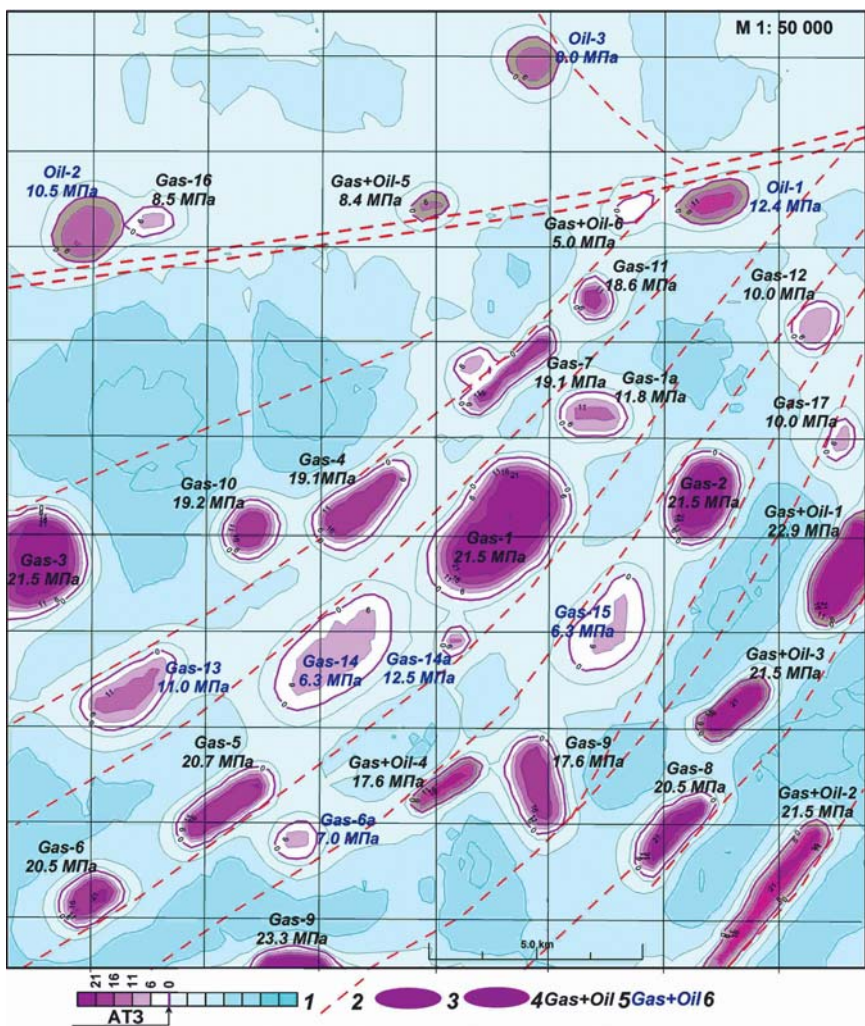


Рис. 9. Карта аномальных зон типа «нефтегазовая залежь» на поисковой площади в Англии. 1 – шкала максимальных значений комплексной величины пластового давления, МПа; 2 – тектонические нарушения по спутниковым данным; 3 – аномальные зоны типа «газовая залежь»; 4 – аномальные зоны типа «нефтяная и нефтегазовая залежь»; 5 – наиболее перспективные поисковые зоны; 6 – слабо перспективные поисковые зоны.

го снимка, обнаруженного в Интернете.

С целью увеличения масштаба обработки данных ДЗЗ исследованная площадь была разбита на три отдельных фрагмента (участка). Спутниковые снимки этих участков обработаны в масштабе 1:200000. Другие геолого-геофизические сведения по району работ в процессе проведения экспериментальной обработки данных ДЗЗ не использовались.

Обнаруженные и закартированные в пределах одного фрагмента обследованной площади аномальные зоны представлены на рисунке 8.

Всего обработано три снимка общей площадью 11300 км². На обследованных площадях обнаружено и закартировано 27 аномальных типа «газовая залежь». Аномальные эффекты на резонансных частотах нефти и конденсата в пределах обследованной площади зафиксированы только в пределах трех аномальных зон (№№ 2, 3 и 6, рис. 8). Площади обнаруженных аномальных зон изменяются от 7.0 до 79.0 км², а максимальные значения пластового давления флюидов в коллекторах в контурах аномалий от 1.0 до 37.0 МПа. Отметим также, что четыре аномальные зоны обнаружены и закартированы за пределами блока Барлад.

Общая площадь всех закартированных аномальных зон по изолинии 0 МПа составляет 747 км², а по изолинии 15 МПа – 121 км². По отношению к площади обработанных снимков (11300 км²) это составляет 6.61 % и 1.07 %.

По данным проведенных исследований в пределах блока Барлад первоочередного внимания (детального изучения) заслуживают аномальные зоны с оценками пластовых давлений в 20.0, 34.4, 36, 36, 36, 37, 33.5 МПа.

Представляют также определенный интерес и аномальные зоны с пластовыми давлениями 7, 7.1, 8, 8, и 9.8 МПа. В их пределах могут быть проведены детальные исследования с целью оценки возможностей обнаружения скоплений газа в верхней части разреза до глубины 1000 м.

Остальные аномалии не представляют практического интереса на данном этапе изучения блока Барлад (по полученным результатам, естественно).

Запроектированная скважина Paltinis попала в аномальную зону с давлением 2.0 МПа. Однако по полученным данным ее бурение в этом месте нецелесообразно. Здесь низкие значения пластового давления и аномальные отклики зафиксированы не на всех резонансных частотах газа.

Скважина Pungesti попадает в аномальную зону с более высокими оценками зна-

чений пластового давления – 8.0 МПа. Если принять во внимание гидростатический принцип, то в пределах этой аномалии заслуживает детального изучения верхняя часть разреза до 800-900 м. Более определенно перспективы этой зоны могут быть оценены при проведении детальных исследований. Тем не менее, на данном этапе работ можно констатировать, что целесообразность проведения гидро-разрывов пластов в интервале разреза на глубинах свыше 900-1000 м вызывает сомнение.

Скважина Ropeni попадает на край одной из перспективных аномалий. Однако ее положение относительно аномалии не является оптимальным.

Наиболее перспективной (по полученным данным) на обнаружение промышленных скоплений УВ является центральная часть блока Барлад. Перспективная аномалия зафиксирована также в северной части этого блока.

Основные выводы. Результаты оперативно выполненных экспериментальных исследований на локальных участках распространения сланцев в Восточной Европе (Олесская площадь, лицензионные блоки на севере и юго-востоке Польши, а также в Румынии) позволяют констатировать:

1. В пределах обследованных лицензионных блоков на территориях Украины, Польши, и Румынии обнаружены и закартированы аномальные зоны типа «залежь газа» («залежь газа, нефти»). Параметры некоторых аномальных зон (их площади и максимальные значения оценок пластового давления флюидов в коллекторах) позволяют классифицировать их как перспективные объекты, вероятность получения промышленных (коммерческих) притоков УВ из которых относительно высокая.

2. Обнаруженные аномальные зоны следует считать локальными участками для первоочередного детального изучения геофизическими методами и разбуривания. **Это по сути зоны «Sweet spots».**

3. Начало освоения обследованных лицензионных блоков с обнаруженных аномальных зон позволит, в целом, **существенным образом уменьшить вредное воздействие (экологическую нагрузку) на окружающую среду.**

4. Полученные оценки максимальных значений пластовых давлений в обнаруженных и закартированных аномальных зонах колеблются в достаточно широком интервале. Это позволяет сделать вывод, что прогнозируемые продуктивные горизонты могут располагаться как выше, так и ниже сланцевых комплексов. Поэтому, при поисках скоплений УВ в областях распространения сланцевых пород целесообразно изучать практически весь (доступный для разбуривания) интервал разреза.

5. Аномальные зоны с очень низкими значениями пластового давления не следует считать объектами первоочередного детального изучения.

Главный вывод – мобильная технология частотно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ позволяет оперативно обнаруживать и картировать зоны «Sweet spots» в пределах распространения сланцевых пород.

Возможные дополнительные исследования. Обработка данных ДЗЗ в пределах обследованных участков проведена в достаточно мелком масштабе. Этот первый этап исследований – рекогносцировочный. Обнаруженные и закартированные на этом этапе аномальные зоны явля-

ются объектами для первоочередного детального изучения геофизическими методами (в том числе и мобильными). Авторы не рекомендуют использовать выделенные на этом этапе аномальные зоны для выбора мест заложения поисковых скважин.

Второй этап применения мобильных методов – это обработка данных ДЗЗ в пределах выделенных на первом этапе аномальных зон в более крупном масштабе. Это позволит детализировать и уточнить контуры аномальных зон и закартировать пропущенные перспективные объекты небольших размеров. В более крупном масштабе отдельные крупные аномальные зоны могут распасться на несколько локальных. На этом этапе с помощью использования технологии частотно-резонансного сканирования данных ДЗЗ могут быть получены оценки (приближенные) глубин залегания и мощностей целевых продуктивных горизонтов (аномально поляризованных пластов (АПП) типа «газ», «нефть» и «конденсат»). Примеры обработки данных ДЗЗ в крупном масштабе приводятся в работе (Левашов и др., 2014а).

На третьем этапе обнаруженные и закартированные аномальные зоны могут быть детализированы наземными геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ (Левашов и др., 2012а; 2014а). При этом зондирование ВЭРЗ позволит оценить глубины залегания и мощности продуктивных горизонтов. Зондирование ВЭРЗ по площади дает возможность рассчитать площади распространения продуктивных горизонтов, их объемы, а также оценить приближенно потенциальные ресурсы нефти и газа в пределах распространения отдельных аномальных зон.

Результаты наземных геоэлектрических исследований по точности и детальности превосходят результаты обработки данных ДЗЗ. Примеры проведения всех трех этапов исследований приводятся в (Левашов и др., 2014а).

Поисковый участок в угольном бассейне Англии. Краткое описание строения площади работ (400 км²) сводится к следующему. Территория проекта содержит участки около 16 старых угольных шахт. Каждая шахта разрабатывала один или несколько угольных пластов на глубинах до 1000 м. Простираение по латерали каждой отработанной выработки изменяется от 100 м до 1000 м. Все пласты (и выработки) постепенно погружаются вниз с запада на восток. Мощности угольных пластов, из которых велась добыча, варьируют в интервале 1-3 м. Последующее обрушение выработок превратило их в зоны с высокой проницаемостью мощностью 10-20 м и с пористостью около 25 %. Эти проницаемые зоны могут быть залиты водой, или могут быть заполнены воздухом, метаном, двуокисью углерода или смесью этих газов.

На первом этапе работ авторы поставили перед собой следующую, более объемную по сравнению с предложенной задачей: с использованием частотно-резонансного метода обработки данных ДЗЗ обнаружить и закартировать в пределах участка максимальное количество аномальных зон типа «залежь газа», «залежь нефти», «залежь конденсата» во всем интервале разреза.

Участок расположен в угленосном бассейне, коллектора которого также относятся к нетрадиционным. В связи с этим, проведенные исследования в Англии можно (и даже следует) считать естественным продолжением работ по изучению возможностей применения мобильных

геофизических методов для поисков скоплений УВ в нетрадиционных коллекторах (в том числе и в сланцах) на поисковых блоках в Украине, Польше и Румынии.

Для увеличения масштаба обработки обследованный участок был разбит на два фрагмента – северный и южный. Спутниковые снимки этих фрагментов поместились на лист формата А3 в масштабе 1:50000. Каждый фрагмент обрабатывался отдельно. На последнем этапе обработки полученные результаты «соединены» в одну карту (Рис. 9). Обнаруженные аномальные зоны нанесены также на спутниковый снимок участка работ.

Все обнаруженные и закартированные в пределах обследованной площади аномальные зоны показаны на рисунке 9. В угольных бассейнах, как свидетельствует практический опыт авторов, аномалий достаточно много и они небольшие по площади. Рис. 9 полностью подтверждает это.

В используемом при обработке данных ДЗЗ масштабе 1: 50 000 линейные размеры аномалий, которые могут быть уверенно выделены, равны примерно 500 м. Для обнаружения более мелких аномалий обследованную площадь надо разбивать на более мелкие фрагменты – в масштабе 1:15 000, и крупнее.

Значения оценок комплексной величины пластового давления изменяются в пределах закартированных аномалий в достаточно широком интервале: от 5.0 до 23.3 МПа. Эти оценки являются в некотором роде ориентиром (с учетом гидростатического принципа), до каких, примерно, глубин целесообразно проводить поиски залежей УВ.

На рисунке 9 подписи синим цветом обозначают аномальные зоны, в пределах которых вероятность получения коммерческих притоков УВ по результатам первого этапа исследований оценивается как очень низкая. В контурах этих аномалий залежи УВ могут быть в небольших по мощности коллекторах. К тому же в пределах этих зон аномальные отклики на определенных частотах не регистрировались.

Обнаруженные аномальные зоны **следует считать проекциями прогнозируемых скоплений УВ на дневную поверхность**. На следующих этапах исследований они могут быть детализированы обработкой данных ДЗЗ в более крупном масштабе, а также наземными методами СКИП и ВЭРЗ.

Выделенные зоны аномалий могут быть обусловлены ловушками литологического типа, расположенными вдоль зон тектонических нарушений (субвертикальной миграции флюидов).

К результатам проведенных исследований в пределах поискового участка в Англии вполне применимы выводы, сформулированные выше по материалам исследований в Украине, Польше и Румынии.

Полученные результаты дают основания утверждать, что в Англии имеются предпосылки для существенного увеличения объемов добычи нефти и газа на суше, как из традиционных коллекторов, так и из нетрадиционных (угленосных пород, сланцев, плотных песчаников).

Темпы этого увеличения могут быть ускорены, если принять стратегию комплексного освоения ресурсов – т.е. одновременно из традиционных и нетрадиционных коллекторов.

Такая стратегия может быть реализована наиболее оптимальным образом, если на начальном этапе ее практической реализации оперативно осуществить оценку потенциальных ресурсов УВ каждой лицензионной площади (блока) с использованием мобильных методов «прямых» поисков скоплений нефти и газа. В качестве таких можно использовать и применяемые авторами методы.

Результаты, полученные на этапе оперативной оценки потенциальных ресурсов УВ в пределах отдельных лицензионных участков и блоков, позволят сформировать оптимальную последовательность разработки обнаруженных (прогнозируемых) залежей и целенаправленно создавать в процессе ее реализации необходимую инфраструктуру для добычи УВ со всего разреза!

К этому добавим, что в статье (Кудельский, 2014) высказывается и аргументировано доказывается предположение, что успехи США по добыче УВ из нетрадиционных коллекторов (угленосных пород, сланцев и плотных песчаников) как раз и связаны с освоением ресурсов УВ в интервале всего, доступного для бурения разреза!

Заключение

Выше представлены результаты исследований, которые не сопоставляются с имеющимися геолого-геофизическими материалами по обследованным площадям. Возможные пути формирования прогнозируемых скоплений углеводородов могут быть объяснены с использованием положений и принципов, разработанных специалистами, стоящими на позициях глубинного (эндогенного) образования УВ (Валяев, 2012; Кусов, 2014; Тимурзиев, 2013). Окончательные «акценты» в статье не расставлены. Тем не менее, оценивая полученные материалы в целом, акцентируем внимание на некоторых принципиальных (для авторов) моментах.

1. Можно смело констатировать, что за относительно короткое время проведены масштабные экспериментальные исследования в различных регионах Европы, результаты которых вносят определенную ясность в понимание проблемы поисков, изучения и разработки промышленных скоплений УВ в коллекторах нетрадиционного типа (в том числе и в сланцах).

2. «Прямые» методы поисков и разведки полезных ископаемых (в том числе нефти и газа), разработанные на принципах «вещественной» парадигмы геофизических исследований, могут способствовать существенному ускорению процесса освоения в различных регионах мира углеводородных ресурсов в породах-коллекторах нетрадиционного типа (и традиционных также).

3. При изучении и оценке перспектив нефтегазоносности областей (участков, блоков) распространения нетрадиционных коллекторов целесообразно исследовать весь доступный для разбуривания разрез. Скопления УВ (в том числе и в промышленных объемах) могут также быть расположены (и обнаружены) как выше, так и ниже целевых горизонтов.

4. Оценки ресурсов УВ в сланцевых породах Центральной и Восточной Европы завышены. В статье (Kiersnowski, Dugka, 2013) предлагается определять сланцевый плей, как область типа «Sweet spot», которая обнаружена (выделена) многими скважинами и в которой можно спрогнози-

ровать добычу УВ.

5. Результаты проведенных исследований на поисковом блоке в Англии подтверждаются материалами опубликованной статьи (Snyder et al., 2014), в которой приводится краткая характеристика геологического строения известных сланцевых плеев Marcellus и Utica.

Литература

Kiersnowski H., Dyrka I. Ordovician-Silurian shale gas resources potential in Poland: evaluation of Gas Resources Assessment Reports published to date and expected improvements for 2014 forthcoming Assessment. *Przełęcz Geologiczny*. 2013. Vol. 61. № 11/1. Pp. 639-656.

Snyder H., Beasley C., Friedemann C. and Kincheloe C. A multi-physics approach to near-surface characterization over the Marcellus shale. *First Break*. 2014. 32, 8. Pp. 99-104.

Валаев Б.М. Природа и особенности пространственного распространения нетрадиционных ресурсов углеводородов и их скоплений. *Газовая промышленность, Нетрадиционные ресурсы нефти и газа*. 2012. С. 9-16.

Кудельский А.В. Геолого-геохимическая несостоятельность газосланцевого бумаж. *Геофизический журнал*. 2014. Т. 36. №1. С. 105-118.

Кусов Б. Р. Газ (метан) природный, нефтяной, угольный, сланцевый – что все это? *Недропользование XXI век*. 2014. № 3. С. 88-91.

Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Оценка относительных значений пластового давления флюидов в коллекторах: результаты проведенных экспериментов и перспективы практического применения. *Геоинформатика*. 2011а. № 2. С. 19-35.

Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Возможности мобильных геофизических технологий при поисках и разведке скоплений метана в угольных бассейнах и других нетрадиционных горючих ископаемых. *Геоинформатика*. 2011б. № 3. С. 5-25.

Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Новые возможности оперативной оценки перспектив нефтегазоносности разведочных площадей, труднодоступных и удаленных территорий, лицензионных блоков. *Геоинформатика*. 2010. № 3. С. 22-43.

Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Частотно-резонансный принцип, мобильная геоэлектрическая технология: новая парадигма геофизических исследований. *Геофизический журнал*. 2012а. Т. 34, № 4. С. 167-176.

Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Божежа Д.Н., Шуст Д.Р. Мобильные геофизические технологии: детальные исследования с целью поисков скоплений углеводородов в пределах Украинского кристаллического щита. *Эл. журнал «Глубинная нефть»*. Т.2. №6. 2014а. С. 862-898. URL: <http://journal.deepoil.ru/>

Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Боровский М.Я. Применение мобильных геофизических методов для поисков скоплений легкой нефти в районах распространения отложений баженовской свиты. *Мат. Межд. научно-практ. конф. «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и про-*

гнозы». Казань: Изд-во ФЭН. 2014б. С. 259-262.

Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Пищаный Ю.М., Бахмутов В.Г., Соловьев В.Д., Божежа Д.Н. Геоэлектрические и дистанционные исследования скоплений газогидратов в структурах дна Западной Антарктики (по результатам сезонных геофизических работ 17-ой Украинской антарктической экспедиции, 2012 г.). *Геоинформатика*. 2012б. № 3. С. 12-21.

Лукин А.Е. Геофизические методы и проблема выявления нетрадиционных источников природного газа. *Геологический журнал*. 2014. № 1. С. 7-22.

Попеску Б., Велициу С., Ранет Э. Восточно-Европейский регион – будущий центр добычи нетрадиционных ресурсов углеводородов? Перспективы Румынии? *Мат. докладов научно-практ. конф. «Нефтегазовая геофизика – нетрадиционные ресурсы»*. Ивано-Франковск. 2013. С. 30-32.

Тимурзиев А.И. Мантийные очаги генерации углеводородов: геолого-физические признаки и прогнозно-поисковые критерии картирования; закономерности нефтегазоносности недр как отражение разгрузки в земной коре мантийных УВ-систем. *2-е Кудрявцевские Чтения. Мат. Всерос. конф. по глубинному генезису нефти и газа*. М.: ЦГЭ. 2013. С. 333-379.

Сведения об авторах

Сергей Петрович Левашов – кандидат физико-математических наук, заместитель директора Института прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии

01133, Киев, пер. Лабораторный, 1

Тел: +38 044 522 98-97

Николай Андреевич Якимчук – доктор физико-математических наук, профессор, член-корреспондент НАН Украины, директор Центра менеджмента и маркетинга в области наук о Земле

Дмитрий Николаевич Божежа – научный сотрудник Центра менеджмента и маркетинга в области наук о Земле Института геологических наук НАН Украины

01133, Киев, пер. Лабораторный, 1

Тел: +38 044 522 81-45

Иенат Николаевич Корчагин – доктор физико-математических наук, ведущий научный сотрудник Института геофизики НАН Украины

03680, Киев, пр. Палладина, 32. Тел: +38 044 424-01-12

Ирина Сергеевна Пидлисна – аспирантка геологического факультета Киевского национального университета имени Тараса Шевченко

03022, Киев, ул. Васильковская, 90

Тел: +380 44 259-80-79

Mobile Geophysical Methods to Search for Hydrocarbon Accumulations in Shale Areas

S.P. Levashov^{1,2}, N.A. Yakimchuk^{1,2}, I.N. Korchagin³, D.N. Bozhezha², I.S. Pydlynska⁴

¹Institute of Applied Problems of Ecology, Geophysics and Geochemistry, Kyiv, Ukraine, e-mail: slevashov@mail.ru, yakimchuk@gmail.com

²Management and Marketing Center of the Institute of Geological Science, National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine

³Institute of Geophysics of National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine, e-mail: korchagin@karbon.com.ua

⁴Taras Shevchenko National University of Kyiv, Ukraine

Abstract. The paper analyses results of frequency-resonance processing and data decoding of the Earth remote sensing for detection and mapping local higher concentrations

of oil, gas and gas condensate in shale areas. Satellite images of major search blocks in shale areas of Ukraine, Poland, and Romania are processed with the help of mobile technology.

Anomalous zones of “gas deposit” type (oil and gas deposit) were detected and mapped within the surveyed locations. Parameters of many anomalous zones (areas and maximum values of reservoir fluid pressure) could be considered as local areas for prior detailed survey by geophysical methods and drilling. Such zones are called “sweet spots”. Development of hydrocarbon potential in the surveyed areas with detected anomalous zones will significantly reduce the environmental burden. The results showed that estimated productive horizons could be located both above and below the shale. Therefore, virtually all the interval (available for drilling) should be surveyed for hydrocarbon accumulations in shale areas. The experimental results show that approved mobile technology of remote sensing data processing and interpretation allows us to quickly detect and map “sweet spots” spread within the shale.

Keywords: mobile technology, deposit anomaly, oil, gas, gas condensate, shale, fault zone, satellite data, direct search, processing of remote sensing data, interpretation.

References

- Kiersnowski H., Dyrka I. Ordovician-Silurian shale gas resources potential in Poland: evaluation of Gas Resources Assessment Reports published to date and expected improvements for 2014 forthcoming Assessment. *Przegląd Geologiczny*. 2013. Vol. 61. № 11/1. Pp. 639-656.
- Snyder H., Beasley C., Friedemann C. and Kincheloe C. A multi-physics approach to near-surface characterization over the Marcellus shale. *First Break*. 2014. 32, 8. Pp. 99-104.
- Valyaev B.M. Priroda i osobennosti prostranstvennogo rasprostraneniya netraditsionnykh resursov uglevodorodov i ikh skopleniy [The nature and characteristics of the spatial distribution of unconventional hydrocarbon resources and their clusters]. *Gazovaya promyshlennost', Netraditsionnye resursy nefiti i gaza* [Gas industry, unconventional oil and gas resources]. 2012. Pp. 9-16.
- Kudel'skiy A.V. Geologo-geokhimicheskaya nesostoyatel'nost' gazoslantsevogo buma [Geological and geochemical inconsistency of «shale gas boom»]. *Geofizicheskii zhurnal* [Geophysical Journal]. 2014. T. 36, №1. Pp. 105-118.
- Kusov B. R. Gaz (metan) prirodnyy, neftyanoy, ugol'nyy, slantsevyy – chto vse eto? [Natural gas (methane), oil gas, coal gas, shale gas – what is it?]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil – XXI century]. 2014. № 3. Pp. 88-91.
- Levashov S.P., Yakimchuk N.A., Korchagin I.N. Possibility of Mobile Geophysical Technologies during Methane Accumulations in Coal Basins and other Non-Traditional Fossil Fuels Prospecting and Exploration. *Geoinformatika* [Geoinformatics]. 2011b. № 3. Pp. 5-25.
- Levashov S.P., Yakimchuk N.A., Korchagin I.N. New opportunities for rapid assessment of the petroleum potential of exploration areas, inaccessible and remote areas, the license blocks. *Geoinformatika* [Geoinformatics]. 2010. № 3. Pp. 22-43.
- Levashov S.P., Yakimchuk N.A., Korchagin I.N. Evaluation of the relative values of the reservoir fluid pressure in the reservoirs: the results of the experiments and practical perspective. *Geoinformatika* [Geoinformatics]. 2011a. № 2. Pp. 19-35.
- Levashov S.P., Yakimchuk N.A., Korchagin I.N. Chastotno-rezonansnyy printsip, mobil'naya geoelektricheskaya tekhnologiya: novaya paradigma geofizicheskikh issledovaniy [Frequency resonant principle, mobile geoelectric technology: a new paradigm of Geophysical Research]. *Geofizicheskii zhurnal* [Geophysical Journal]. 2012a. V. 34. № 4. Pp. 167-176.
- Levashov S.P., Yakimchuk N.A., Korchagin I.N., Bozhezha D.N., Shust D.R. Mobile geophysical technology: a detailed study to search for hydrocarbon accumulations within the Ukrainian Shield. *Elektronnyy zhurnal «Glubinnaya nefi'»* [Electronic Journal “Deep oil”]. Vol. 2. № 6. 2014a. Pp. 862-898. URL: <http://journal.deepoil.ru>. (In russian)
- Levashov S.P., Yakimchuk N.A., Korchagin I.N., Borovskiy M.Ya. Primenenie mobil'nykh geofizicheskikh metodov dlya poiskov skopleniy legkoy nefiti v rayonakh rasprostraneniya otlozheniy bazhenovskoy svity [Application of mobile geophysical methods for the purpose of light oil exploration in areas where deposits of the Bazhenov Formation are located]. *Mat. Mezhd. nauchno-prakt. konf. «Trudnoizvlekaemye i netraditsionnye zapasy uglevodorodov: opyt i prognozy»* [Proc. Int. Sci. and Pract. Conf. «Hard-and unconventional hydrocarbon reserves: experiences and predictions»]. Kazan: «FEN» Publ. 2014b. Pp. 259-262.
- Levashov S.P., Yakimchuk N.A., Korchagin I.N., Pischanyy Yu.M., Bakhmutov V.G., Solov'ev V.D., Bozhezha D.N. Geoelektricheskie i distantsionnye issledovaniya skopleniy gazogidratov v strukturakh dna Zapadnoy Antarktiki. Rezul'tay sezonnykh geofizicheskikh rabot 17-oy Ukrainskoy antarkticheskoy ekspeditsii. [Geoelectric and remote studies of gas hydrate accumulations in the structures of the bottom of the West Antarctic. Results of seasonal geophysical works of the 17th Ukrainian Antarctic Expedition]. *Geoinformatika* [Geoinformatics]. 2012b. № 3. Pp. 12-21.
- Lukin A.E. Geofizicheskie metody i problema vyyavleniya netraditsionnykh istochnikov prirodnoho gaza [Geophysical methods and the problem of identifying non-traditional sources of natural gas]. *Geologicheskii zhurnal* [Geological Journal]. 2014. № 1. Pp. 7-22.
- Popescu B., Velitsiu S., Ranet E.. Vostochno-Evropeyskiy region – buduschiy tsentr dobychi netraditsionnykh resursov uglevodorodov? Perspektivy Rumynii. [Eastern European region – future center of unconventional hydrocarbon resources production? Prospects for Romania] *Mat. dokladov nauchno-prakt. konf. «Neftegazovaya geofizika – netraditsionnye resursy»* [Proc. Sci. and Pract. Conf. «Oil and gas geophysics – unconventional resources»]. 2013. Ivano-Frankovsk. Pp. 30-32.
- Timurziev A.I. Mantiynye ochagi generatsii uglevodorodov: geologo-fizicheskie priznaki i prognozno-poiskovyye kriterii kartirovaniya; zakonomernosti neftegazonosnosti nedr kak otrazhenie razgruzki v zemnoy kore mantiynykh UV-sistem [Mantle pockets of hydrocarbon generation: geological and physical characteristics and prognostic search criteria mapping; patterns of subsurface oil and gas potential as a reflection of unloading in the crust mantle hydrocarbon systems]. *2-e Kudryavtsevskie Chteniya. Mat. Vseros. konf. po glubinnomu genezisu nefiti i gaza* [Proc. All-Russian Conf. on the genesis of deep oil and gas]. Moscow: “TsGE” Publ. 2013. Pp. 333-379.

Information about authors

Sergey Levashov – Candidate of Physical and Mathematical Sciences, deputy director, Institute of Applied Problems of Ecology, Geophysics and Geochemistry
01133, Kyiv, Laboratornyy al., 1
Tel: +38 044 522 98-97

Nikolay Yakimchuk – Doctor of Physical and Mathematical Sciences, professor, direktor, Management and Marketing Center of Institute of Geological Science NAS
Dmitriy Bozhezha – Researcher, Management and Marketing Center of Institute of Geological Science NAS
01133, Kyiv, Laboratornyy al., 1
Tel: +38 044 522 81-45

Ignat Korchagin – Doctor of Physical and Mathematical Sciences, leading researcher, Institute of Geophysics of National Academy of Sciences of Ukraine
03680, Kyiv, Palladina av., 32
Tel: +38 044 424-01-12

Irina Pydlynska – PhD student, Taras Shevchenko National University of Kyiv
03022, Kyiv, Vasil'kovskaya str., 90
Tel: +380 44 259-80-79

Диагностика нетрадиционных коллекторов на основе зондирования комплексом нейтронных методов

В данной статье предложена технология выявления нетрадиционных нефтегазонасыщенных коллекторов по свободному газу, выделившемуся за счет мощного виброакустического воздействия бурового инструмента и знакопеременных давлений, возникающих при спускоподъемных операциях, и диагностики комплексом нейтронных методов зон скопления газа в прискважинном пространстве. Эффект влияния свободного газа увеличивается при измерениях сразу после обсадки и цементирования скважины. Лучшие результаты получаются при сопоставлении временных замеров комплексом нейтронных методов в открытом стволе и сразу после обсадки и цементирования скважины. Это обусловлено контракционным эффектом, который заключается в уменьшении объема затвердевшего цемента по сравнению с его объемом в жидком состоянии. Уменьшение объема цемента приводит к образованию репрессии на пласты-коллекторы и подтягиванию к колонне с цементным камнем наиболее подвижного флюида – свободного газа. С помощью данной технологии решаются задачи выделения нетрадиционных коллекторов и уточнения их литологического состава. Предложенная технология основана на разной чувствительности нейтронных модификаций методов (СНГК+2ННКт) к дефициту плотности и водородосодержания. Технология определения характера насыщения по дефициту плотности и водородосодержания была опробована на скважинах Балтийской нефтегазовой провинции с целью выделения нефтегазонасыщенных интервалов в «сланцевом» резервуаре. Получены первые положительные результаты. Достоверная оценка геологической информативности требует более широкого опробования предлагаемой технологии.

Ключевые слова: нейтронные методы, свободный газ, нетрадиционные коллектора.

Прискважинная зона нефтегазовых скважин в процессе бурения подвержена массовому воздействию техногенных факторов, приводящих к нарушению сложившихся в течение геологического времени равновесий (термобарического, физико-механического, геохимического и т.д.). В результате, в прискважинной зоне изменяются истинные характеристики горных пород и флюидов, насыщающих поровое пространство. Таким образом, во многом осложняются связи между измеряемыми физическими полями и истинными геофизическими характеристиками горных пород и насыщающих их флюидов. Изменения физических полей, связанные с техногенным воздействием на породы, коллектора и их флюидный состав, можно использовать в качестве диагностических признаков для прогноза и решения некоторых задач, связанных с особенностями геологического строения нефтегазовых месторождений, тектоникой, строениями коллекторов и флюидного состава.

Плотность коллектора тесно связана с характером насыщения и хорошо коррелирует с водородосодержанием при прочих равных условиях. С уменьшением плотности коллектора увеличивается содержание флюида. С увеличением водородосодержания нефтегазового коллектора происходит изменение фазового состояния и вещественного состава флюида (газ, легкая нефть, нефть, битум).

Общеизвестно, что чувствительность метода НГК к вариациям плотности пород выше, чем для метода ННК (Кожевников, 1974), и на изменение водородосодержания методы реагируют по-разному. Эти физические закономерности и положены в основу определения состава флюида и его фазового состояния в поровом пространстве коллектора нейтронными методами.

При совместной интерпретации методов 2ННК и СНГК, реализованных в одном скважинном приборе (из-

мерения сопряжены во времени и пространстве), появляется принципиальная возможность выделения разуплотненных пород, что является одним из необходимых диагностических признаков скопления углеводородов при постоянстве других геолого-технических факторов.

Величина дефицита плотности в нефтегазонасыщенном коллекторе относительно водонасыщенного определяется составом углеводородов. Максимальное значение дефицита плотности наблюдается в газонасыщенных коллекторах и в нефти с высоким газовым фактором. Определение нефтегазоносных и газонасыщенных коллекторов возможно при исследованиях как открытого ствола, так и обсаженных скважин.

В открытом стволе выделению свободного газа в прискважинную зону способствует мощное виброакустическое и знакопеременное давление при спускоподъемных операциях в процессе бурения скважины. Благоприятными условиями для выделения газа из нефти является также большая удельная поверхность зерен коллектора и малая раскрытость трещин (Гиматудинов, Ширковский, 1982). Такие геологические условия существуют в низкопроницаемых, нетрадиционных и трещиноватых коллекторах.

Наиболее значительно эффекты по дефициту плотности и водородосодержания проявляются также при бурении скважин на полимерных промывочных жидкостях.

Зонд, метод	Глубинность, см
Малый зонд ННКт	10-15
Большой зонд ННКт	15-20
Малый зонд СНГК (E>2.3 МэВ)	20-30
Средний зонд СНГК (E>2.3 МэВ)	30-40
Большой зонд СНГК (E>2.3 МэВ)	40-50

Табл. 1. Глубинность исследования методов 3СНГК+2ННКт.

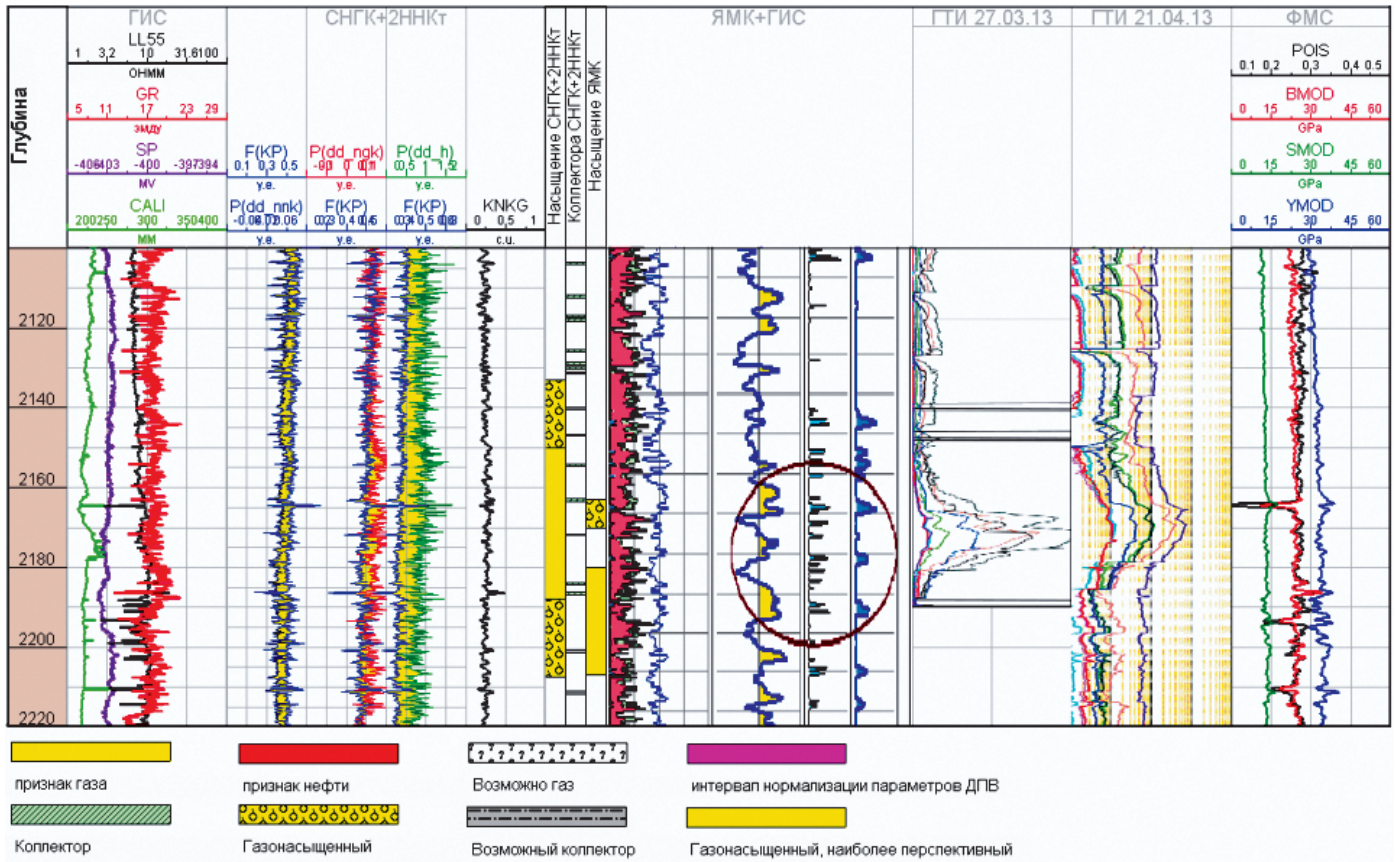


Рис. 1. Определение характера насыщения по методике дефицита плотности и водородосодержания на примере скважины Балтийской нефтегазоносной провинции.

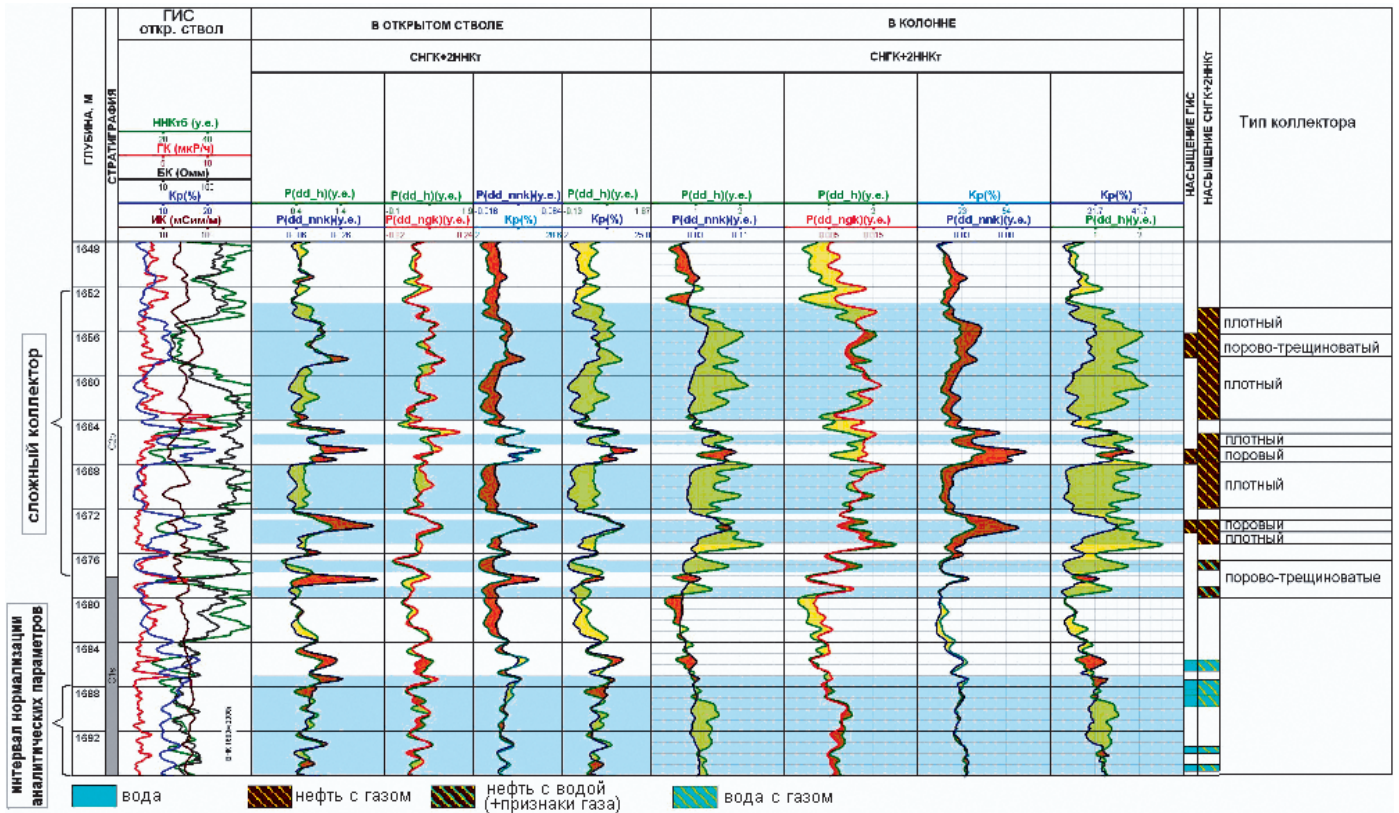


Рис. 2. Пример выделения коллекторов, определение типа и характера насыщения путем временных замеров в открытом стволе и обсаженной скважине со сложным строением коллектора.

Полимерные промывочные жидкости обладают малой глубиной проникновения фильтрата в пласты-коллектора (особенно в низкопроницаемые) и образуют тонкие полимерные корки, в которых создаются благоприятные условия для выделения и закрепления на них свободного газа или образования водогазонефтяных эмульсий в ближней зоне.

В настоящее время разработан современный современный аппаратурно-методический комплекс на основе нейтронных методов 2ННК и СНГК, который позволяет определить наличие и фазовое состояние углеводородных флюидов в прискважинной зоне, а также их распределение в радиальном и вертикальном направлениях.

Глубинность исследования скважин стационарными нейтронными методами определяется модификацией нейтронного метода, размерами зонда, энергетическим составом регистрируемого спектра ГИРЗ, пористостью и насыщенностью горных пород. Исследования скважин разноглубинными нейтронными методами, реализованными в одном скважинном приборе, позволяют повысить достоверность получаемой информации за счет сопряженности измерений в пространстве и времени.

Наиболее эффективной и информативной аппаратурой для таких исследований является комплексная аппаратура КСПРК-Ш, которая реализует методы 3СНГК+2ННКт. Глубинность исследования отдельными методами для наиболее благоприятных условий нефтегазовых скважин приведена в таблице 1. Для газовых скважин глубинность увеличивается на 10-15 % по сравнению с нефтяными.

При интерпретации используются комплексные аналитические параметры отражающие влияние пористости или характера насыщения. Для этого используется информация от различных зондов и методов, в том числе об интенсивности гамма-излучения радиационного захвата в различных энергетических диапазонах. Это позволяет получить разноглубинную информацию о прискважинной зоне и на этой основе определить анизотропию прискважинной зоны по составу и содержанию флюидов в радиальном направлении.

Методика определения характера насыщения по дефициту плотности и водородосодержания была опробована на скважинах Балтийской нефтегазовой провинции с целью выделения нефтегазонасыщенных интервалов в «сланцевом» резервуаре.

В основу интерпретации положена методика нормализации аналитических параметров, отражающих влияние пористости и характеристики насыщения по водонасыщенным или непродуктивным отложениям.

В «сланцевом» резервуаре нефтематеринская порода и коллектор для накопления газа находятся в пределах одной и той же толщи (Отмас, 2013). Нефть сформировалась на месте, автохтонно в разновозрастной глинисто-карбонатной толще осадочного чехла нижнего палеозоя – от кембрия до силура.

На рисунке 1 приведены результаты интерпретации расширенного комплекса ГИС в одной из скважин Балтийской нефтегазовой провинции.

По результатам геологической интерпретации комплекса ГИС с целью определения характера насыщения однозначно выделяется интервал 2133,5-2217,5 м. Наибо-

лее перспективные интервалы, выделенные по комплексу СНГК+2ННКт и комплексу ЯМК+ГИС, не совпадают. Это объясняется физическими основами метода, связанными с различным влиянием мешающих геологических факторов. В выделенном интервале присутствуют каверны. Результаты интерпретации по комплексу СНГК+2ННКт подтверждаются результатами одновременных замеров ГТИ. Повторение одновременных замеров ГТИ может служить критерием проницаемости отложений в интервале 2150,0-2188,5 м. По результатам интерпретации дипольного акустического каротажа наиболее перспективным выделен разуплотненный интервал 2180-2207 м, что, в общем, совпадает с результатами, полученными по комплексу СНГК+2ННКт.

На рисунке 2 приведены результаты исследований карбонатных отложений на одном из нефтегазовых месторождений Пермского края. Измерения комплексом СНГК+2ННКт были выполнены в открытом стволе и сразу после обсадки и цементирования колонны.

На рисунке в предпоследней колонке выделены коллектора и определен характер насыщения по ГИС, в последней колонке – коллектора и характер насыщения по временным замерам методами СНГК+2ННКт.

Трещиноватые коллектора с гидродинамически связанными трещинами характеризуются низкими значениями сопротивления по БК и высоким содержанием газовой составляющей углеводородов по комплексу СНГК+2ННКт. Интервалы пород нетрадиционных (плотных) коллекторов характеризуются высокими сопротивлениями по БК и высокими значениями газовой составляющей углеводородов по комплексу СНГК+2ННКт. Последние коллектора можно отнести к разряду сложных, трудно осваиваемых коллекторов, освоение которых традиционными технологиями малоэффективно.

Выводы

Получены первые положительные результаты применения методики определения характера насыщения по дефициту плотности и водородосодержания при исследованиях нетрадиционных коллекторов, по которым сделаны следующие выводы:

- Информативность методики определяется минерализацией пластовых вод, подвижностью углеводородных флюидов в коллекторе, газовым фактором нефти, соотношением давления насыщения нефти газом и пластовым давлением, температурой пласта. Методика информативна в открытом стволе при бурении на полимерных растворах нефтегазовых скважин с высоким газовым фактором нефти.

- При бурении на полимерных промывочных жидкостях методика позволяет выделить нефтегазонасыщенные коллектора, определить анизотропию фазового состояния углеводородного флюида в радиальном и вертикальном направлениях прискважинной зоны.

- Методика информативна при исследовании обсаженных скважин и позволяет раздельно оценивать коэффициенты нефте- и газонасыщенности.

- Состав промывочной жидкости в скважине не оказывает существенного влияния на результаты интерпретации.

- Эффективность методики возрастает при сопостав-

лении результатов временных замеров в открытом стволе скважины и на 2-3 сутки после обсадки и цементирования. Уверенно выделяются поровые, трещиновато-поровые, трещиноватые и «плотные» коллектора.

- Свободный газ, выделившийся из нефти в прискважинную зону, уверенно выделяется по предложенной методике и является диагностическим признаком низкопроницаемого, трещиноватого или «плотного» коллектора.

Литература

Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: «Недра». 1982.

Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород, и их использование в нефтегазопромысловой геологии. М.: «Недра». 1974.

Отмас Ал.А., Волченкова Т.Б., Богословский С.А., Макарова И.Р. Силурийские толщи как возможный объект поиска углеводородного сырья в Калининградском регионе. *III междунар. науч.-практ. конф. геологов и геофизиков «Проблемы и достижения нефтегазовой геологии». Тез. докладов.* Калининград. 2013.

Сведения об авторах

Александр Иванович Лысенков – заместитель гене-

рального директора по геологии ОАО НПП «ВНИИГИС». Научные интересы: ядерные методы исследования скважин.

Елена Витальевна Судничникова – инженер-геофизик отдела «Программно-управляемой геофизической аппаратуры» ОАО НПП «ВНИИГИС». Научные интересы: ядерные методы исследования скважин.

г. Октябрьский, ул. Горького, 1.

Тел: (917) 747-55-16, (927) 315-88-34

Сергей Алексеевич Егурцов – генеральный директор ООО «Инновационные нефтегазовые технологии». Научные интересы: обеспечение надежной, эффективной и экологически безопасной эксплуатации объектов нефтегазового комплекса.

Иванов Юрий Владимирович – заместитель генерального директора по производству ООО «Инновационные нефтегазовые технологии». Научные интересы: геофизические методы исследований скважин в области оценки геолого-технического состояния, комплексная интерпретация.

г. Москва, ул. Нагатинский проезд д.10 стр. 1.

Тел: (495) 995-07-29

Unconventional Reservoirs Diagnosed by Neutron Sensing Methods

A.I. Lysenkov¹, E.V. Sudnichnikova¹, Yu.I. Ivanov², S.A. Egurtsov²

¹*OAO NPP «VNIIGIS», Oktyabr'skiy, Russia, e-mail: a_lysenkov@bk.ru*

²*OOO «INGT», Moscow, Russia, e-mail: info@iogt.ru*

Abstract. The paper suggests the technology for identification of unconventional oil and gas reservoirs by non-associated gas. Gas escapes due to powerful vibroacoustic impact of drilling tool, as well as alternating pressure arising from tripping. The article also outlines the diagnosis of gas accumulations near wellbore by neutron sensing methods.

The impact of non-associated gas increases while measuring immediately after casing and cementing. Best results are obtained when comparing time measurements (by neutron sensing methods) in open hole and immediately after casing and cementing. This is caused by the contraction effect, which is consisted in shrinkage of the set cement compared to when it was in liquid state. Cement shrinkage leads to repression of the reservoir and pulling up a non-associated gas, as the most mobile fluid, to the column with cement stone. This technology allows allocating unconventional reservoir and specifying its lithological composition. The proposed technology is based on different sensitivity of neutron sensing methods to a deficiency of density and hydrogen content. Such technology, when saturation is determined by a deficiency of density and hydrogen content, was tested in wells of Baltic oil and gas province in order to identify oil and gas intervals in shale reservoir. The article shows the first positive results obtained. Though, reliable assessment of geological informative value requires further broader testing of the proposed technology.

Keywords: neutron sensing methods, non-associated gas, unconventional reservoir.

References

Gimatudinov Sh.K., Shirkovskiy A.I. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta [Physics of oil and gas reservoir]. Moscow: «Nedra» Publ. 1982.

Kozhevnikov D.A. Neytronnye kharakteristiki gornyx porod, i ikh ispol'zovanie v neftegazopromyslovoj geologii [Neutron characteristics of rocks and their use in oil and gas field geology]. Moscow: «Nedra» Publ. 1974.

Отмас Ал.А., Волченкова Т.Б., Богословский С.А., Макарова И.Р. Силурийские толщи как возможный объект поиска углеводородного сырья в Калининградском регионе [Silurian strata as possible to search for hydrocarbons in the Kaliningrad region]. *III mezhd. nauchno-prakt. konf. «Problemy i dostizheniya neftegazovoy geologii»* [Proc. III Int. Sci. Conf. «Problems of Petroleum Geology and achievements»]. Kaliningrad. 2013.

Information about authors

Aleksandr Lysenkov – Deputy General Director for Geology

Elena Sudnichnikova – Geophysicist, Department of Geophysical Equipment
OAO NPP «VNIIGIS»

Russia, Oktyabr'skiy, Gor'kogo str., 1.

Tel: +7(917) 747-55-16, (927) 315-88-34

Sergey Egurtsov – General Director

Ivanov Yuriy – Deputy General Director for Production
OOO «Innovatsionnye neftegazovye tekhnologii»

Russia, Moscow, Nagatinskiy proezd, 10, build. 1.

Tel: +7 (495) 995-07-29

Вопросы освоения нетрадиционных запасов углеводородов фундамента Западной Сибири и многокритериальная оценка перспектив его нефтегазоносности

В работе предложены модели строения и формирования залежей углеводородов в ловушках фундамента. Рассмотрены геохимические аспекты формирования залежей нефти (газа) в доюрских отложениях Западной Сибири. Используя многокритериальную оценку перспектив нефтегазоносности, проведен выбор очередности ввода поисковых объектов (73 структуры) в фундаменте в доразведку. Методический подход к дифференцированной оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур по образованиям фундамента основан на системном анализе, позволяющем провести выбор рациональной последовательности разбуривания разведочных площадей. Использована программа «Выбор». К наиболее важным факторам относятся наличие пород-коллекторов, флюидоупоров, ловушек, оценка генерационного потенциала материнских толщ. Из геохимических показателей для оценки благоприятности объектов использованы величина содержания Сор_г на породу и интенсивность эмиграции жидких УВ в прилегающих к образованиям фундамента осадочных материнских отложениях. Последняя величина – это суммарный продукт расчета, включающий многие геохимические характеристики разреза (стадия катагенеза, коэффициент генерации битумоидов, содержание остаточного битумоида, содержание углерода в ОВ, мощность нефтематеринской свиты). Каждому геологическому параметру дана вероятностная оценка. Результаты модельных расчетов могут быть использованы при выборе первоочередных объектов поисково-разведочных работ в Западной Сибири. Изучение геолого-геохимических аспектов нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири позволяет сделать вывод о существующих перспективах его нефтегазоносности и возможности открытия крупных скоплений УВ, в том числе, в фундаменте.

Ключевые слова: нетрадиционные запасы углеводородов, фундамент, ловушка, геохимические аспекты, формирование залежей нефти, доюрские отложения.

Одним из направлений решения проблемы прироста ресурсов и запасов нефти и газа в Западной Сибири является системное полномасштабное изучение поисково-разведочными работами глубокозалегающего доюрского этажа нефтегазоносности, включая образования фундамента. О региональной нефтегазоносности фундамента в мире и в России говорит открытие более 450 месторождений углеводородов (УВ), в том числе высокодебитных, крупных и гигантских по запасам нефти (газа). В Западной Сибири в образованиях палеозойского фундамента в трещинно-кавернозных породах на контакте с осадочным чехлом выявлена 51 залежь УВ, из них 15 собственно в фундаменте, кроме того, на 50 разведочных площадях получены признаки нефти (газа). Сегодня в Западной Сибири не стоит вопрос: есть ли нефть в фундаменте? Доказано, что есть. Обсуждается вопрос – могут ли быть открыты крупные по запасам, высокодебитные месторождения нефти и газа и насколько рентабельно будет их освоение в условиях Западной Сибири, учитывая их нетрадиционный характер.

Месторождения нефти и газа в образованиях фундамента открыты на всех континентах, в том числе крупные и гигантские, такие как Белый Тигр (Вьетнам), Ауджила-Нафура (Ливия), Ла-Пас и Мара (Венесуэла), Пентхендл (США) и другие. Эти месторождения характеризуются значительными запасами (например, 500 млн. т извлекаемых запасов нефти на месторождении Белый Тигр, Вьетнам), высокими дебитами (до 2000 т/сут), огромной пластовой энергией, позволяющей длительное время эксплуатировать залежи нефти в фонтанном режиме. Скопления нефти (газа) в массивных трещинно-кавернозных магматических и метаморфических породах, как правило, приурочены к погребенным эрозионно-тектоническим выступам фундамента, разбитым разломами на блоки (buried hill). Выступы обле-

каются осадочными породами, играющими роль флюидоупоров и нефтегазообразующих толщ. Как правило, это структурные ловушки. Открытые месторождения нефти и газа расположены в зонах столкновения плит и их частей (обдукционно-субдукционный геодинамический режим) или приурочены к участкам развития рифтогенного режима. Важное значение имеет гипсометрическое положение выступов, горстов, блоков фундамента. Доминирующие в подземном рельефе структуры характеризуются наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пород и максимальной продуктивностью. Породы-коллекторы распространены в залежах УВ крайне неравномерно по площади и разрезу. Флюидоупорами для залежей УВ являются перекрывающие фундамент глинистые, аргиллитовые, известняково-доломитовые и соляные толщи, а также плохопроницаемые магматические породы, залегающие в верхней части гранитоидных массивов.

Интерес к нетрадиционным запасам УВ фундамента существует уже несколько десятков лет (Муслимов, 2014 и др.). Наиболее дискутируемыми вопросами являются: а) механизм формирования скоплений УВ в образованиях фундамента; б) модель строения залежи нефти (газа) в фундаменте; в) распространение пород-коллекторов в толще фундамента; г) возможные флюидоупоры; д) геохимические аспекты и оценка нефтегазогенерационных свойств материнских осадочных толщ, облекающих выступы фундамента. На некоторые из этих вопросов авторы доклада или статьи дают свои версии ответов.

Возможный механизм формирования залежей нефти в фундаменте обоснован нами (Шустер и др., 2003) на примере нефтяного месторождения в породах фундамента Белый Тигр (Вьетнам). Формирование залежи нефти происходит путем миграции флюидов в трещинно-каверноз-

Месторождение (страна)	Состав пород	Интервал нефтеносности, м
Хьюгтон-Пентхендл (США)	невыветрелые граниты	450-1068 (618)
Ла-Пас (Венесуэла)	трещиноватые породы фундамента	1615-3030 (1415)
Ауджила-Нафура (Ливия)	трещиноватые породы фундамента	(450)
Зейт-Бейт (Египет)	трещиноватые породы фундамента	(330)
Оймаша (Казахстан)	граниты фундамента	3612-3850 (238)
Белый Тигр (Вьетнам)	трещиноватые гранитоиды	3050-5000 (1950)
Малоичское (Западная Сибирь)	трещиноватые известняки, доломиты	2850-4500 (1650)

Табл. 1. Сведения о крупных мировых месторождениях нефти в образованиях фундамента.

ные породы из прилегающих к фундаменту горизонтально залегающих осадочных терригенных пород, обогащенных органическим веществом (ОВ). Залежи образуются путем аккумуляции первичных пузырьков (капель) нефти, произведенных нефтематеринской осадочной толщей, непосредственно примыкающей к фундаменту, под действием капиллярных сил. Дренаж реализуется капиллярными

на границе флюидальных фаз.

Анализ фактического материала и опубликованных работ позволил нам присоединиться к точке зрения ученых, считающих, что основным источником нефти в залежах в ловушках фундамента является органическое вещество нефтематеринских осадочных толщ, облегающих и примыкающих к фундаменту.

Показатели	Характеристика показателя	Значение вероятности	
ОСНОВНЫЕ			
Тип флюида, полученного при опробовании	Приток нефти	1,0	
	Признаки нефти	0,9	
	Конденсат, газ	0,8	
Возрастной интервал получения притока	Кора выветривания	1,0	
	Кора выветривания+палеозой	0,9	
	Триас	0,8	
Разуплотненность пород	Хорошая	1,0	
	Средняя	0,9	
	Слабая	0,8	
Геодинамический фактор	Структуры на валах и сводах	1,0	
	Вблизи и в зоне Уренгой-Калтогорского и Шаимского разломов	0,9	
	На мегаантиклиналях	0,8	
Формационная позиция (состав пород фундамента)	Магматические (гранитоиды)	1,0	
	Гнейсы	0,9	
	Метаморфические сланцы	0,8	
Содержание $S_{орг}$ в нефтематеринских отложениях (J_2), % (Бостриков и др., 2011)	2-3	1,0	
	1-2	0,9	
	0,5-1	0,8	
	<0,5	0,7	
Интенсивность эмиграции жидких УВ из нефтематеринских отложений (J_2), тыс.т/км ² (Бостриков и др., 2011)	500-2500	1,0	
	250-500	0,9	
	100-250	0,8	
	50-100	0,7	
	<50	0,6	
	ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ		
	Глубина залегания фундамента, км	2-2,5	1,0
		2,5-3	0,9
3-4		0,8	
>4		0,7	
Плотность начальных суммарных ресурсов, тыс.т/км ²	30-40	1,0	
	20-30	0,9	
	10-20	0,8	
	<50	0,7	

Табл. 2. Оценка степени благоприятности показателей, характеризующих объект.

силами, вектор которых (в соответствии с формулой Лапласа относительно давления поверхности фазового раздела) направлен в сторону среды с меньшим давлением и с большей проницаемостью. Основной причиной аккумуляции нефти в залежи фундамента являются силы поверхностного натяжения

А.Н. Дмитриевским и др. (Дмитриевский и др., 1992; Дмитриевский и др., 2012) предложена полигенная гипотеза формирования нефтяного месторождения Белый Тигр. В результате термоосадочных процессов создается перепад давлений, что обеспечивает втягивание в пределы остывающего интрузива микронепти из перекрывающих осадочных пород. Активные флюидодинамические процессы приводят к формированию дополнительной емкости по всему объему гранитного интрузива и накоплению в его пределах углеводородных флюидов. Воздействие глубинных флюидов приводит не только к образованию пустот, каверн и трещин, но и к кардинальному изменению структуры гранитоидов с образованием рассыпающегося субстрата. Дебит нефти в таких зонах достигает 2 тыс. т/сут.

В работах (Шустер и др., 2003; Дмитриевский и др., 1992) рассмотрено формирование пустотности гранитоидного массива месторождения Белый Тигр. Выявлена его резкая фильтрационно-емкостная неоднородность. Участки наиболее емких коллекторов и соответственно нефтяных полей с высокими дебитами расположены в гранитном массиве крайне хаотично и неравномерно как по площади, так и по разрезу. Нами такая модель названа неравномерно-ячеистой (Шустер и др., 2003). В ряде случаев (например, на северном блоке месторождения Белый Тигр, на месторождениях Кылулонг, Дайхунг во Вьетнаме) верхняя часть гранитоидного массива (от первых десятков до сотен метров) представлена преимущественно плохопроницаемыми или непроницаемыми породами. Эти породы могут играть роль зональных флюидоупоров (северный свод месторождения Белый Тигр). Предлагаемые модели вполне могут быть адаптированы и для условий Западной Сибири.

Каковы проблемы прогноза, поисков, разведки и освоения нетрадиционных залежей нефти (газа) в фундаменте в Западной Сибири?

Первая проблема заключается в том, что поисковые работы на фундамент ведутся попутно (или

заодно) с работами по осадочному чехлу. А это приводит к тому, что выбор местоположения проектных скважин зачастую производится по структурному плану вышележащих отражающих горизонтов, без учета несоответствия структурных планов осадочного чехла и фундамента. И получение притоков нефти (газа) происходит попутно (или случайно, не закономерно) или вовсе не происходит. Сошлемся на ряд примеров (Бочкарев и др., 2007). Скважины, заложенные по отражающему горизонту Б (баженовская свита), в образованиях фундамента оказывались на периклинах или крыльях структур (Южно-Русское, Медвежье, Надымское, Юбилейное месторождения).

Следующая проблема связана с существующим у геологов Западной Сибири представлением, что объем нефтегазоносного комплекса фундамента связан лишь с его верхней частью (корой выветривания). На самом деле это не так. Скопления нефти и газа в фундаменте открыты в залежах со значительным по мощности этажом нефтеносности и не всегда в кровле фундамента. Так, на месторождении Хьюгтон-Пентхендл (США) нефть поступает из невыветрелых гранитов из интервала 458-1068 м, на месторождении Ла-Пас (Венесуэла) – из трещиноватых пород фундамента в интервале глубин 1615-3350 м. На месторождении Ауджила-Нафура толщина нефтенасыщенной части фундамента – 450 м, на Зейт-Бейте – 330 м, на Оймаше – интервал нефтенасыщенного фундамента 3612-3850 м, на месторождении Белый Тигр этаж нефтеносности гранитоидов фундамента около 2000 м (3050-5000 м). То есть, это далеко не верхняя часть фундамента или кора выветривания.

Третья, наиболее важная проблема связана с резкой фильтрационно-емкостной неоднородностью кристаллических (магматических) массивов и необходимостью выделения и оконтуривания в возможных залежах УВ зон разуплотненных трещиновато-кавернозных пород-коллекторов. Для успешной оценки перспектив нефтеносности выступов фундамента необходимо еще на стадии проектирования буровых работ, используя современные методики и технологии сейсморазведочных работ, выделять и оконтуривать зоны трещиновато-кавернозных пород. И на этой геологической основе выбирать местоположение и определять глубину проектных скважин.

Четвертая проблема – необходимость оценки нефтегазогенерационного потенциала осадочных пород, облекающих выступы фундамента, на конкретных перспективных объектах. Оценка должна проводиться с учетом региональных закономерностей и имеющихся фактических

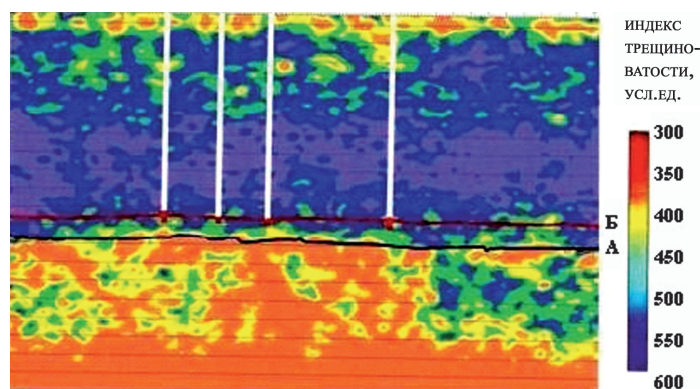


Рис. 1. Усть-Балыкское месторождение. Разрез энергии рассеянных волн, полученный методом волнового ОГТ (Кремлев и др., 2008). А – подошва осадочного чехла, Б – кровля баженовской свиты.

данных по данной разведочной площади.

Каковы решения этих задач?

На стадии, предвещающей поисково-разведочное бурение, необходимо провести детальное картирование поверхности эрозионно-тектонических выступов массивных пород фундамента (потенциальных залежей УВ), закартировать разрывные нарушения, внутрифундаментные отражающие горизонты с целью выявления структурных и неструктурных ловушек. Эти задачи сегодня успешно решаются с помощью общепринятых процедур кинематического анализа и структурных построений – методами интерпретации сейсмической информации.

Более сложным представляется решение задачи выделения в толще фундамента трещинно-кавернозных зон разуплотненных пород-коллекторов. В ряде работ, в том числе в работе (Левянт, Шустер, 2010) предложен подход к решению этой задачи. Применяются современные технологии сейсморазведки, связанные с использованием рассеянных волн. Эти волны представляют собой отклик от скопления множества неоднородностей, какими являются трещины и каверны, заполненные газом или флюидом, на падающий фронт упругой волны. Результирующим параметром является энергия рассеянных волн. Этому параметру эквивалентны по смыслу термины «интенсивность трещиноватости» или «индекс трещиноватости». На рисунке 1 приведён характерный вертикальный разрез энергии рассеянных волн (поля трещиноватости) (Кремлев и др., 2008), демонстрирующий значительную дифференцированность значений энергии рассеянных волн (трещиноватости) по латерали и вертикали доюрского комплекса фундамента.

Следующая задача: оценка нефтегазогенерационного потенциала доюрских отложений центральной части Западной Сибири по ряду основных показателей (содержание и тип органического вещества, генерация УВ, стадийность катагенеза). Факторов, препятствующих нефте- и газообразованию в породах фундамента, нами не выявлено (Пуанова, Шустер, 2012).

На основе анализа данных по палеотемпературным изменениям ОВ триасовых отложений и возраста фундамента (Конторович и др., 2008), можно предположить, что на значительной территории Западной Сибири достаточно мощный доюрский пермо-триасовый осадочно-эффузивный комплекс отложений явно прошел главную фазу нефтеобразования. Эти отложения, залегающие на глубинах от 1700 до 2700 м, следует рассматривать в качестве источника нефтеобразования, в том числе и для залежей фундамента. Определены нижние границы генерации нефти, газа и конденсата для центральной части Западной Сибири в зависимости от глубины залегания и возраста фундамента (Шустер, Пуанова, 2014). По результатам изучения нефтегазогенерационного потенциала материнских осадочных толщ, облекающих ловушки в фундаменте, полученным на основе пиролиза керогена по методу Rock-Eval (Кирюхина и др., 2011), выделены не только поля керогенов разных типов (I, II, III), но и прослежена их катагенетическая эволюция. Пиролитические исследования керогена палеозойских пород по всей территории Западной Сибири свидетельствуют о высоких генерационных возможностях этих отложений, развитых на определенных локальных площадях.

Таким образом, исследованы основные аспекты георетических основ прогноза и поиска нефтегазовых скоп-

лений в образованиях фундамента. Разработаны модели строения и возможные механизмы формирования залежей УВ в трещинно-кавернозных массивных породах фундамента.

В Западной Сибири наиболее благоприятными условиями нефтегазонакопления в доюрском комплексе характеризуются эрозионно-тектонические выступы фундамента с гранитоидами в ядре, разбитые разломами на блоки (рифтогенный геодинамический режим) и облекаемые осадочными породами, играющими роль флюидоупоров и нефтематеринских толщ.

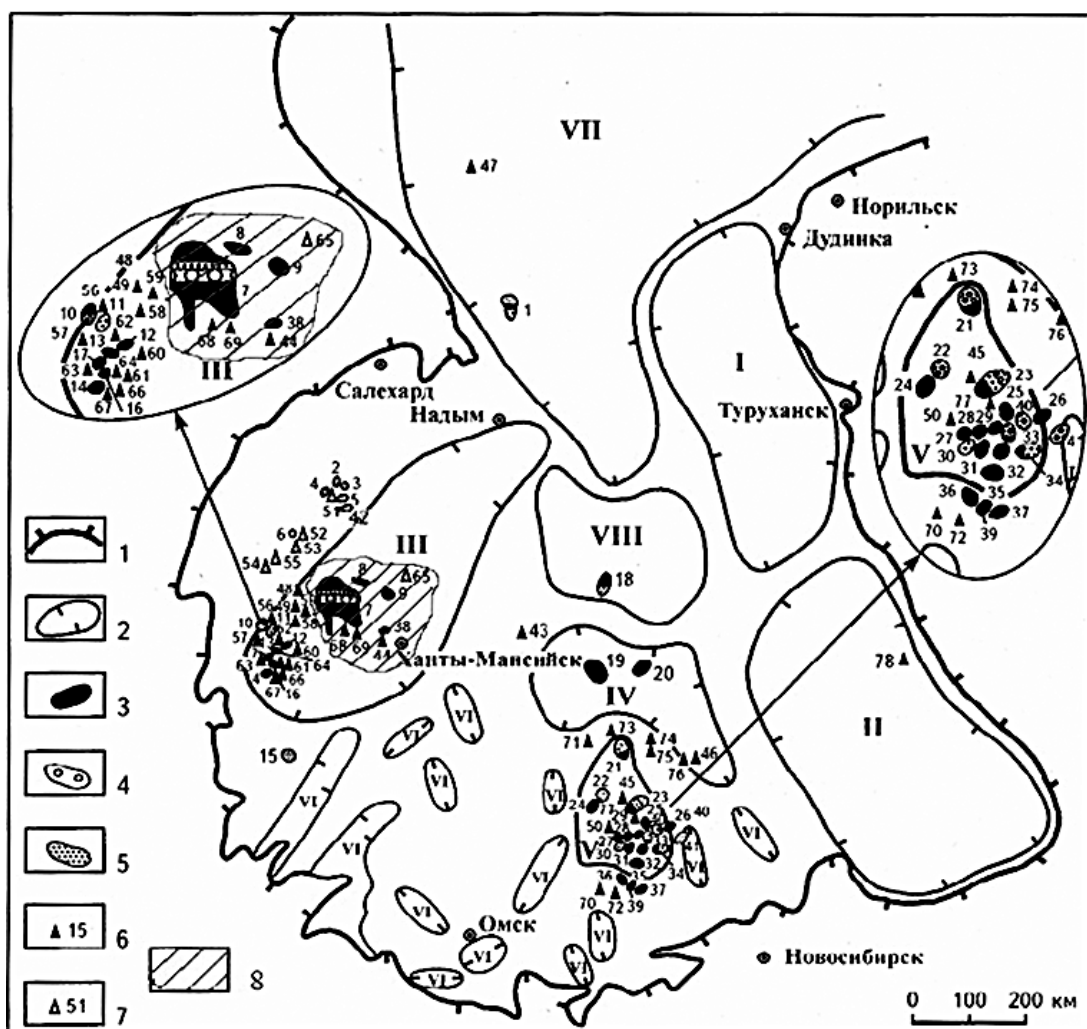
Основываясь на анализе особенностей углеводородного и микроэлементного состава нефтидов, сделан вывод о существовании двух источников генерации нефти, способных насытить образования фундамента: сингене-

тичного, связанного с ОВ палеозоя, и эпигенетического, связанного с ОВ юрских осадочных и триасовых вулканогенно-осадочных отложений.

Верхней границей нефтегазонаосного комплекса фундамента является региональный флюидоупор – юрские глинисто-аргиллитовые толщи или зональные (локальные) покрывки – плохопроницаемые, кристаллические или эффузивные породы в кровле фундамента. Нижнее ограничение залежи контролируется глубиной распространения в разрезе эффективных, как правило, трещинно-кавернозных пород-коллекторов, а также нижней границей распространения материнской осадочной толщи, примыкающей к фундаменту.

Это положение носит принципиальный характер, т.к. по существующей в Западной Сибири практике при про-

Рис. 2. Перспективные территории (бассейны) (использованы материалы: Клещев, Шейн, 2004; Затывалов, 2004; Сурков и др., 2002 и др.). 1 – граница Западно-Сибирского мегабассейна в верхнем (J-Kz) этаже нефтегазонаосности; 2 – границы нефтегазонаосных и, возможно, нефтегазонаосных бассейнов в нижнем (доюрском) этаже нефтегазонаосности; 3-5 – залежи в нижнем (доюрском) этаже: 3 – нефти, 4 – конденсата, 5 – газа, 6 – нефтепроявления; 7 – газопроявления; 8 – первоочередные объекты (по результатам оценки перспектив фундамента по 73 объектам). Римскими цифрами обозначены: возможно нефтегазонаосные бассейны, образованные в рифейско-палеозойский цикл геодинамической эволюции: I – Туруханский, II – Верхнехетский, III – Ханты-Мансийский, IV – Усть-Тымский, V – Нюрольский (Межевский), VI – серия небольших по размерам бассейнов; возможно нефтегазонаосные бассейны, образованные в позднепермско-триасовый цикл: VII – Ямальский, VIII – Южно-Тарко-



салинский. Арабскими цифрами (с 1 по 41) обозначены месторождения УВ в нижнем (доюрском) этаже с указанием типа флюида и стратиграфической приуроченности: 1 – Новопортовское, нгк, PZ; 2 – Северо-Алясовское, г, к.в.; 3 – Южно-Алясовское, г, к.в.; 4 – Березовское, г, к.в.; 5 – Чульское, г, к.в.; 6 – Сысковынинское, г, PZ+к.в.; 7 – Красноленинское, нгк, PZ+к.в.; 8 – Рогожниковское, н, PZ; 9 – Среднеазымовское, н, PZ; 10 – Иусское, нгк, PZ; 11 – Даниловское, нг, PZ+к.в.; 12 – Убинское, н, PZ; 13 – Среднемульминское, н, PZ+к.в.; 14 – Тальниковское, н, PZ+к.в.; 15 – Карабашское, г, PZ+к.в.; 16 – Мульминское, н, к.в.; 17 – Мартымя-Тетеревское, н, к.в.; 18 – Северо-Варьеганское, нг, PZ+к.в.; 19 – Советское, н, PZ+к.в.; 20 – Вахское, н, PZ; 21 – Чкаловское, нгк, PZ+к.в.; 22 – Речное, ГК, PZ+к.в.; 23 – Лугинецкое, нгк, PZ+к.в.; 24 – Фестивальное, н, PZ+к.в.; 25 – Северо-Останинское, н, PZ+к.в.; 26 – Селимхановское, н, PZ+к.в.; 27 – Урмановское, н, PZ+к.в.; 28 – Южно-Тамбаевское, нгк, PZ; 29 – Герасимовское, нгк, PZ+к.в.; 30 – Арчинское, нгк, PZ; 31 – Нижнетабаганское, н, PZ; 32 – Южно-Табанское, н, PZ; 33 – Северо-Калиновое, нгк, PZ; 34 – Калиновое, нгк, PZ; 35 – Солоновское, н, PZ; 36 – Малоичское, н, PZ; 37 – Восточное, н, PZ; 38 – Ханты-Мансийское, н, PZ; 39 – Вархтарское, н, PZ; 40 – Останинское, нгк, PZ+к.в.; 41 – Верхнекомбарское, гк, PZ+к.в. Арабскими цифрами (с 42 по 78) обозначены площади с притоками нефти, газа и конденсата из пород нижнего (доюрского) этажа: 42 – Тугиянская, 43 – Урьевская, 44 – Горелая, 45 – Западно-Лугинецкая, 46 – Медведевская, 47 – Бованенковская, 48 – Яхлинская, 49 – Ловинская, 50 – Еллей-Игайская, 51 – Деминская, 52 – Северо-Игримская, 53 – Южно-Игримская, 54 – Горная, 55 – Шухтунгорская, 56 – Верхнелемьинская, 57 – Лемьинская, 58 – Картопынская, 59 – Потананская, 60 – Семивидовская, 61 – Толумская, 62 – Филлиповская, 63 – Западно-Муртымьинская, 64 – Восточно-Тетеревская, 65 – Унлорская, 66 – Южно-Тетеревская, 67 – Трехозерная, 68 – Айторская, 69 – Каменная, 70 – Межевская, 71 – Черемшанская, 72 – Веселовская, 73 – Северо-Васюганская, 74 – Чебачья, 75 – Назинская, 76 – Усть-Тымская, 77 – Сельвейкинская, 78 – Лемок.

ведении поисковых работ в фундаменте разбуривается, как правило, только его верхняя часть (30-50 м), кора выветривания, тогда как на ряде известных крупных по запасам УВ зарубежных месторождений, открытых в фундаменте (Табл. 1), этаж нефтеносности измеряется толщиной от нескольких сот метров до 2000 м, например, на месторождении Белый Тигр Вьетнам (Шустер, 2003). В Западной Сибири основная часть разреза фундамента не опоскована.

Нами предпринята попытка дать количественную оценку перспектив нефтегазосности не вскрытой части разреза комплекса по каждому объекту, где фундамент вскрыт только в верхней части, и, опираясь на системный анализ полученных результатов, предложить очередность ввода локальных структур в поисково-разведочное бурение (в доразведку).

Для оценки выбрана центральная часть Ханты-Мансийского автономного округа, так как здесь уже открыты залежи нефти и газа в фундаменте. Кроме того, в региональном плане эта территория характеризуется благоприятным рифтогенным геодинамическим режимом, повышенным тепловым потоком, наличием пород-коллекторов в разрезе фундамента (в сверхглубоких скважинах СГ-6 и СГ-7) и благоприятной геохимической характеристикой разреза, по крайней мере, не препятствующей генерации УВ и формированию их залежей (Костырева, 2004; Дмитриевский и др., 2012).

Для решения поставленной задачи – выбора очередности ввода структур в доразведку не вскрытой части разреза фундамента – нами отобрано 73 разведочные площади, приуроченные, главным образом, к Северо-Сосьвинской антиклинали, Шаимскому и Красноленинскому сводам, Нюрольской впадине (Рис. 2). Методический подход к решению подобных задач предложен в работе (Швембергер и др., 1987). Он основан на системном анализе, позволяющем провести многокритериальную оценку выбора рациональной последовательности разбуривания структур: ранжировать по основным показателям совокупность объектов (в нашем случае 73 структуры) на группы (слои), равнозначные по степени перспективности, а затем по дополнительным показателям выявить очередность внутри групп. Для решения задачи был установлен набор основных критериев и факторов, определяющих геологические и геохимические особенности формирования скоплений нефти и газа в образованиях фундамента.

Численные и качественные значения всех показателей переведены в вероятностные оценки группой из пяти экспертов (Табл. 2). Для разделения множества объектов (73 структуры) на группы (слои), равнозначные по степени благоприятности, проведены модельные расчеты. Было использовано четыре варианта наборов с различными основными показателями (Шустер и др., 2014). Наиболее благоприятными первоочередными структурами для доразведки оказались месторождения и разведочные площади Красноленинского свода.

Полученные результаты модельных расчетов степени благоприятности перспектив нефтегазосности не вскрытой части фундамента могут быть использованы при выборе первоочередных объектов поисково-разведочных работ в Западной Сибири.

Литература

- Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2011. Т. 6. № 3. <http://www.ngtp.ru>
- Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне. *Горные ведомости*. 2007. № 10. С. 6-23.
- Дмитриевский А.Н., Киреев Ф.А., Бочко Р.А., Федорова Т.А. О новом типе коллектора в породах кристаллического фундамента. *Изв. АН СССР. Сер. Геология*. 1992. № 5. С. 163-165.
- Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пуанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазосности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов. Deutschland: Lambert Academic Publishing. 2012. 135 с.
- Завиалов Н.П. Новые данные по нефтегазосности «фундаментного» палеозоя Западной Сибири. *Мат. VII между. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа»*. М.: ГЕОС. 2004. С. 186-188.
- Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д. и др. Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа. *Газовая промышленность*. 2011. № 7. С. 66-70.
- Клещев К.А., Шеин В.С. Перспективы нефтегазосности фундамента Западной Сибири. 2004. М.: Изд-во ВНИГНИ. 214 с.
- Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков, В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири. Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазосности. СПб: ВНИГРИ. 2008. С. 68-77.
- Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. *Геология и геофизика*. 2004. Т. 45. № 7. С. 843-853.
- Кремлев А.Н., Ерохин Г.Н., Стариков Л.Е., Зверев Н.А. Прогноз коллекторов трещино-кавернового типа по рассеянным сейсмическим волнам. *Технология сейсморазведки*. 2008. № 3. С. 12-16.
- Левянт В.Б., Шустер В.Л. Проблемы поисков залежей нефти (газа) в массивных породах фундамента Западной Сибири. *Экспозиция Нефть Газ*. 2010. № 2. С. 7-9.
- Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее и будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: «ФЭН». 2014. 663 с.
- Пуанова С.А., Шустер В.Л. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазосности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2012. № 6. С. 20-26.
- Сурков В.С. Особенности формирования Урало-Сибирской молодой платформы в неогее. *Геология и геофизика. СО РАН*. 2002. Т. 43. № 8. С. 754-761.
- Швембергер Ю.Н., Шустер В.Л., Меркулова О.Н. Многокритериальность и выбор альтернативы в поисково-разведочных работах на нефть и газ. М.: ВНИИОЭНГ. 1987. №3 (10). 55 с.
- Шустер В.Л. Проблемы нефтегазосности кристаллических пород фундамента. М.: Геоинформцентр. 2003. 48 с.
- Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазосность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). М.: Изд-во «Техника. ГУМА ГРУПП» 2003. 175 с.
- Шустер В.Л., Пуанова С.А. Вероятностная оценка перспектив нефтегазосности доюрского комплекса Западной Сибири с помощью геолого-математической программы «Выбор». *Нефтяное хозяйство*. 2014. №1. С. 16-19.
- Шустер В.Л., Пуанова С.А., Самойлова А.В., Цаган-Манджиев Т.Н. Некоторые результаты количественной оценки нефтегазосности образований фундамента Западной Сибири. *Экспозиция Нефть Газ*. 2014. Вып. 1(33). С. 25-28.

Сведения об авторах

Владимир Львович Шустер – доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН, Академик РАЕН

Светлана Александровна Пуанова – кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН

119333, Москва, ул. Губкина, 3. Тел. +7 499 135-7221.

Development of Unconventional Hydrocarbon Sources in Western Siberia and Evaluation of Oil and Gas Prospects

V.L. Shuster, S.A. Punanova

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

Abstract. This paper describes various models of hydrocarbon deposits structure and formation in traps of the basement. Geochemical aspects in the oil (gas) formation of pre-Jurassic deposits of the Western Siberia are discussed. Authors select by priority objects (73 structures) in the basement for detailed exploration using multi-criteria evaluation of oil and gas prospects. Differential evaluation of oil and gas prospects in the basement is based on systematic analysis, which allows selecting areas for prospect drilling rationally and consistently. We used the program «Vybor» («Choice»). Reservoir rocks, seal rocks, traps, generation potential of parent rocks are the most important factors. Among geochemical indicators we used the value of organic carbon contained in the rock and migration intensity of liquid hydrocarbons in sedimentary parent rocks surrounding the basement, in order to assess the profitability of objects. Migration intensity value is a total calculation of different geochemical parameters of the section (catagenesis stage, bitumen generation factor, carbon contained in organic matter, thickness of oil-source rock). Each geological parameter has a probabilistic assessment. Model calculations can be used at selecting prior objects for exploration in Western Siberia. The study of geochemical aspects in pre-Jurassic deposits of Western Siberia suggests the existing oil and gas prospects, as well as the possibility to discover large hydrocarbon deposits, including in the basement.

Keywords: unconventional hydrocarbon reserves, foundation, trap, geochemical aspects, formation of oil deposits, pre-Jurassic deposits.

References

- Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. Geokhimicheskie aspekty izucheniya nizhnosredneyurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity v svyazi s otsenкой ikh UV-potentsiala [Geochemical aspects of Lower and Middle Jurassic sediments of the West-Siberian plate in view of hydrocarbon potential evaluation]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Petroleum Geology. Theory and practice]. 2011. V.6. №3. <http://www.ngtp.ru/rub/1/31-2011.pdf>.
- Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Nesterov I.I. (ml.), Nechiporuk L.A. Zakonomernosti razmeshcheniya zalezhey nefi i gaza v Zapadno-Sibirskom megabasseyne [Regularities of distribution of oil and gas fields in Western Siberia megabasin]. *Gornye vedomosti* [Mountain Gazette]. 2007. №10. Pp. 6-23.
- Dmitrievskiy A.N., Kireev F.A., Bochko R.A., Fedorova T.A. O novom tipe kollektora v porodakh kristallicheskogo fundamenta [A new type of collector in crystalline basement rocks]. *Izv. AN SSSR Ser. Geologiya* [Math. USSR Academy of Sciences. Ser. Geology]. 1992. № 5. Pp. 163-165.
- Dmitrievskiy A.N., Shuster V.L., Punanova S.A. Doyurskiy kompleks Zapadnoy Sibiri – novyy etazh neftegazonosnosti. Problemy poiska, razvedki i osvoeniya mestorozhdeniy uglevodorodov. [Pre-Jurassic complex of Western Siberia – new floor of petroleum potential. Problems of prospecting, exploration and development of hydrocarbon deposits]. Deutschland: Lambert Academic Publ. 2012. 135 p.
- Zapivalov N.P. Novye dannye po neftegazonosnosti «fundamentnogo» paleozoya Zapadnoy Sibiri [New data on the oil and gas potential of «a foundation» Palaeozoic of Western Siberia]. *Mat. VII mezhd. konf. «Novye idei v geologii i geokhimiі nefi i gaza»* [Proc.VII Int. conf. «New ideas in geology and geochemistry of oil and gas»]. 2004. Pp. 186-188.
- Kiryukhina T.A., Ul'yanov G.V., Dzyublo A.D. et.al. Geokhimicheskie aspekty gazoneftenosnosti yurskikh i doyrskikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri i privileyushego shel'fa [Geochemical aspects of oil and gas potential of the Jurassic and pre-Jurassic deposits of the north of Western Siberia and the adjacent shelf]. *Gazovaya promyshlennost'* [Gas industry]. 2011. №7. Pp. 66-70.
- Kleschev K.A., Shein V.S. Perspektivy neftegazonosnosti fundamenta Zapadnoy Sibiri [Petroleum potential of the basement of Western Siberia]. 2004. Moscow: «VNIGNI» Publ. 214 p.
- Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov, V.O., Istomin A.V. Katagenez organicheskogo veschestva mezozoykikh i paleozoykikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri [Organic matter catagenesis of Mesozoic and Paleozoic deposits of Western Siberia]. *Litologicheskie i geokhimicheskie osnovy prognoza neftegazonosnosti* [Lithological and geochemical basis of the oil and gas potential forecast]. Saint-Petersburg: «VNIGRI» Publ. 2008. Pp. 68-77.
- Kostyreva E.A. Geokhimiya i genezis paleozoykikh neftey yugovostoka Zapadnoy Sibiri [Geochemistry and genesis of Paleozoic oils of the West Siberia southeast]. *Geologiya i geofizika* [Geology and geophysics]. 2004. T. 45. № 7. Pp. 843-853.
- Kremlev A.N., Erokhin G.N., Starikov L.E., Zverev N.A. Prognoz kollektorov treschino-kavernovogo tipa po rassseyannym seymicheskim volnam [Fractured-cavern type collectors forecast by the use of the scattered seismic waves]. *Tekhnologiya seysmorazvedki* [Seismic technology]. 2008. № 3. Pp. 12-16.
- Levyant V.B., Shuster V.L. Problemy poiskov zalezhey nefi (gaza) v massivnykh porodakh fundamenta Zapadnoy Sibiri [Problems of exploration of oil (gas) in the basement massive rocks of West Siberia]. *Ekspozitsiya Neft' Gaz* [Exposition. Oil. Gas]. 2010. № 2. Pp. 7-9.
- Muslimov R.Kh. Nefteotdacha: proshloe, nastoyashee i budushee (optimizatsiya dobychi, maksimizatsiya KIN) [Oil Recovery: Past, Present and Future (production optimization, maximization EOR)]. Kazan: «Fen» Publ. 2014. 663 p.
- Punanova S.A., Shuster V.L. Geological-geochemical conditions for oil and gas content availability of Pre-Jurassic deposits located on West-Siberian platform. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. 2012. № 6. Pp. 20-26. (In russian)
- Surkov V.S. Osobennosti formirovaniya Uralo-Sibirskoy molodoy platformy v neogene [Formation features of the Ural-Siberian young platform in neogen]. *Geologiya i geofizika* [Geology and geophysics]. «SO RAN» Publ. 2002. V. 43. № 8. Pp. 754-761.
- Shvemberger Yu.N., Shuster V.L., Merkulova O.N. Mnogokriterial'nost' i vybor al'ternativy v poiskovo-razvedochnykh rabotakh na nefi' i gaz [Multicriteriality and selecting alternatives in oil and gas exploration]. Moscow: «VNIIOENG». 1987. №3 (10). 55 p.
- Shuster V.L. Problemy neftegazonosnosti kristallicheskikh porod fundamenta [Problems of oil and gas potential of crystalline basement rocks]. Moscow: «Geoinformtsentr» Publ. 2003. 48 p.
- Shuster V.L., Levyant V.B., Ellanskiy M.M. Neftegazonosnost' fundamenta (problemy poiska i razvedki mestorozhdeniy uglevodorodov) [Oil and gas potential of the crystalline basement (the problem of hydrocarbons exploration)]. Moscow: «Tekhnika. TUMA GRUPP» Publ. 2003. 175 p.
- Shuster V.L., Punanova S.A. Probabilistic estimation of oil-and-gas prospects of hydrocarbon potential of a pre-Jurassic complex of Western Siberia by means of the geological and mathematical program «Choice». *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2014. № 1. Pp. 16-19. (In russian)
- Shuster V.L., Punanova S.A., Samoylova A.V., Tsagan-Mandzhiev T.N. Some results of the quantitative estimation of oil and gas presence in West Siberia basement rocks]. *Ekspozitsiya Neft' Gaz* [Exposition. Oil. Gas]. 2014. Is. 1(33). Pp. 25-28. (In russian)

Information about authors

Vladimir Shuster – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Chief Researcher

Svetlana Punanova – Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Leading Researcher

Oil and Gas Research Institute of the RAS
119333, Russia, Moscow, Gubkina str., 3.
Tel. +7 499 135-7221.

*В.В. Черепанов¹, Ю.И. Пятницкий¹, Д.Я. Хабибуллин¹, Н.Р. Ситдииков¹,
С.А. Варягов², С.В. Нерсесов², Д.Ю. Оглодков²*

¹ОАО «Газпром», г. Москва

²ООО «Газпром добыча Надым», г. Надым, e-mail: Oglodkov.DYu@nadyam-dobycha.gazprom.ru

Разработка технологии освоения нетрадиционных коллекторов надсеноманских отложений на этапе геологоразведочных работ с целью вовлечения ресурсной базы газовых месторождений ОАО «Газпром» в Ямало-Ненецком автономном округе

Экономически эффективным и, соответственно, предпочтительным среди возможных вариантов способов «продления жизни» газовых месторождений является наращивание ресурсной базы на обустроенных площадях с развитой инфраструктурой. Поэтому одним из наиболее приоритетных направлений поиска углеводородов для ООО «Газпром добыча Надым» определено изучение промышленного потенциала надсеноманских отложений (нижнеберезовская подсвета) Медвежьего месторождения. Высокая эффективность экономической составляющей также предопределяется относительно малыми глубинами залегания продуктивных отложений (менее 1100м) и возможностью перевода эксплуатационных скважин из нижних горизонтов. Площадь надсеноманской залежи Медвежьего месторождения, оцененная по данным сейсморазведочных работ МОГТ ЗД, превышает площадь сеноманской газовой залежи и составляет более 2,5 тыс. км² (ООО «ТюменНИИГипрогаз»). Ресурсы газа на Медвежьем месторождении по предварительным оценкам составляют 890 млрд. м³ и наличие уникального по запасам газового скопления в надсеноманских отложениях Медвежьего вала не вызывает сомнений. В настоящее время с учётом новых данных выполнена актуализация проекта поисково-оценочных работ на сеноманские отложения в пределах Медвежьего лицензионного участка (ООО «Газпром геологоразведка»). По результатам выполненных работ приняты основные корректирующие решения по дальнейшим геологоразведочным работам на изучение надсеноманской залежи Медвежьего месторождения: корректировка забоев, конструкций и направлений проектных горизонтальных скважин, комплекса ГИС, параметров технологических жидкостей, применяемых при первичном вскрытии, ГРП и испытании.

Ключевые слова: Сеноманские отложения, надсеноманские отложения, нижнеберезовская подсвета, газалинская пачка, ганькинские отложения, Медвежье месторождение, нетрадиционный тип коллекторов, монтмориллонит.

В настоящее время большинство сеноманских газовых залежей Западной Сибири Группы Газпром, эксплуатируемых с 70-х годов прошлого века, находятся на поздней стадии разработки. Интенсивная добыча газа естественным образом рано или поздно приводит к падению добычи. Падение добычи, в свою очередь, вынуждает недروльзователей к поиску ресурсов для ее поддержания (введение в разработку новых месторождений, более сложных нижележащих горизонтов – неоком, ачимовская толща и т.д.).

Наиболее экономически эффективным и, соответственно, предпочтительным среди возможных вариантов способов «продления жизни» месторождений является наращивание ресурсной базы на обустроенных площадях с развитой инфраструктурой. Поэтому одним из наиболее приоритетных направлений поиска углеводородов для ООО «Газпром добыча Надым» определено изучение промышленного потенциала надсеноманских отложений (нижнеберезовская подсвета) Медвежьего месторождения.

Среди возможных источников углеводородного сырья в Западной Сибири надсеноманские отложения выделяются в особую группу. Перспективы нефтегазоносности в этом интервале разреза традиционно связываются с газалинской пачкой, но также получены признаки продуктивности и при бурении и испытании нижнеберезовских и ганькинских отложений.

Первоочередным объектом изучения в данной работе являются отложения нижнеберезовской подсветы верхнего мела. Их газоносность имеет значительные масштабы и приурочена к глинистым опокам – нетрадиционному типу коллекторов. Наличие залежей газа также подтверждено испытаниями в отложениях надсеномана Вынгапуровского, Комсомольского и Губкинского месторождений.

С целью определения основных направлений геологоразведочных работ на Медвежьем месторождении составлены программы геологоразведочных работ и опытно-промышленной эксплуатации месторождений, в которых посчитаны перспективные ресурсы и запасы; запроектированы объемы, методика и условия проведения разведочных работ; рекомендована система размещения поисково-оценочных и разведочных скважин; обоснована конструкция, технология бурения, опробования, испытания, исследования проектных скважин; предложены методы и средства обработки и интерпретации материалов разведочных работ; запланированы мероприятия по охране недр, предупреждению и уменьшению воздействия на окружающую природную среду; рассчитана продолжительность и объем проектируемых работ; определена геолого-экономическая эффективность и технико-экономические показатели геологоразведочных работ.

Газоносность надсеноманских отложений достаточно широко распространена в северных районах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Отложения турона-



Рис. 1. Обзорная схема Ямало-Ненецкого округа.

сенона газоносны на Медвежьем, Тазовском, Заполярном, Ямбургском, Харампурском, Ленском, Фестивальном, Комсомольском, Бованенковском, Ямсовейском, Юбилейном, Южно-Русском и других месторождениях (Рис. 1).

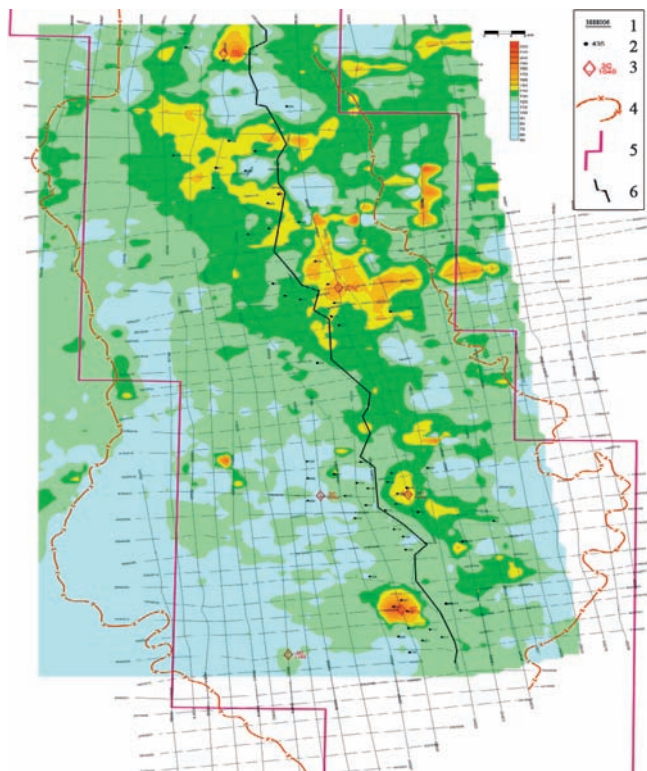


Рис. 2. Контур сенонской залежи Медвежьего НГКМ. 1 – Профили геофизических наблюдений; 2 – Пробуренные скважины; 3 – Проектные скважины, номер скважины, проектная глубина, м; 4 – Предполагаемый контур газоносности сеноманских отложений (нижнеберезовская подсвита); 5 – Границы лицензионного участка; 6 – Дорога с бетонным покрытием.

Данные отложения представляют значительный интерес как возвратный объект разработки, особенно на поздних стадиях разработки. Изучение сенонской газовой залежи на Медвежьем месторождении с целью оценки ее промышленной значимости и возможности ввода ее в разработку является актуальной задачей для ООО «Газпром добыча Надым», сеноманская залежь которого открыта в 1967 году и эксплуатируется с 1972 года.

Надсеноманские продуктивные отложения представляют значительный резерв прироста запасов газа для месторождений с падающей добычей, на которых завершается выработка запасов сеноманского газа. Ресурсы газа экспертно оцениваются в объеме 35-60 % от запасов газа в подстилающих сеноманских отложениях.

Высокая эффективность экономической составляющей также предопределяется относительно малыми глубинами залегания продуктивных отложений (менее 1100 м) и возможностью перевода эксплуатационных скважин из нижних горизонтов. При этом перевод скважин из нижних горизонтов ввиду специфичности минералогического состава отложений (монтмориллонит) требует отработки технологий вторичного вскрытия.

С 2007 по 2013 гг. на Медвежьем лицензионном участке выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 3D общей площадью 1820 км². Анализ сейсмических данных выявил, что в сводовой части и на крыльях Медвежьего вала с ОГ С₃ связана интенсивная динамическая аномалия типа «яркое пятно», которая контролируется структурным планом и по площади значительно превосходит сеноманскую газовую залежь. Основной особенностью сенонских коллекторов является высокая пористость и низкая проницаемость, в связи с чем перспективность сенонских отложений во многом связана с наличием порово-трещинных коллекторов.

Разработка таких коллекторов без проведения ГРП сопряжена со значительными трудностями, поэтому наличие природных макро- и микротрещин является основным фактором для получения промышленного притока углеводородов.

По материалам сейсморазведки МОГТ3D было выявлено наличие зон трещиноватости на срезах атрибутов сейсмического куба данных, которые учтены при проектировании разведочных работ.

Площадь надсеноманской залежи Медвежьего месторождения, оцененная по данным сейсморазведочных работ МОГТ 3D, превышает площадь сеноманской газовой залежи и составляет более 2,5 тыс. км² (ООО «ТюменНИИ-Гипрогаз»). Ресурсы газа на Медвежьем месторождении по предварительным оценкам составляют 890 млрд. м³ и наличие уникального по запасам газового скопления в надсеноманских отложениях Медвежьего вала не вызывает сомнений (Рис. 2).

Породы надсеноманских отложений имеют, по сравнению с сеноманом, весьма низкие коллекторские свойства, специфичный состав в виду наличия монтмориллонитовых глин, что отличает их от низкопроницаемых алевитистых отложений Южно-Русского месторождения и позволяет отнести их к нетрадиционным. Точно не определен тип резервуара, его коллекторские свойства и добывные возможности, не оценено влияние применяемых промывочных жидкостей и технологии первичного и вто-

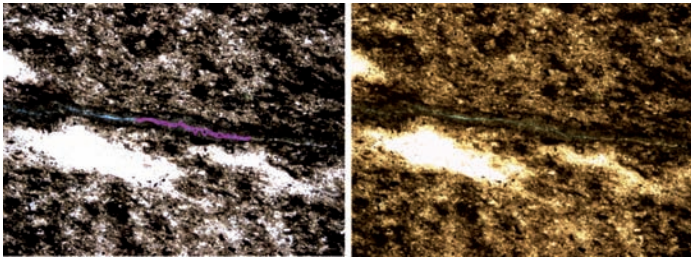


Рис. 3. Снимки микротрещины в шлифе в обычном (слева) и поляризованном (справа) свете. Глина аргиллитоподобная. Нижнеберезовская подсыта скв. № 2С Медвежье НГКМ.

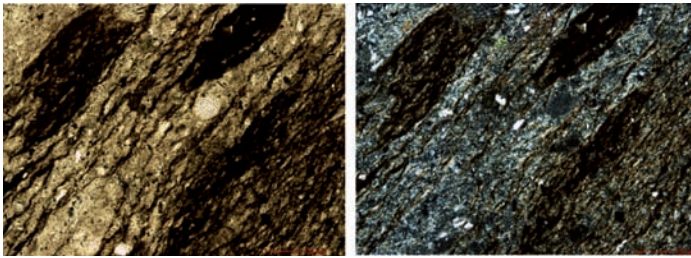


Рис. 4. Снимки шлифа в обычном (слева) и поляризованном (справа) свете. Глина аргиллитоподобная. Нижнеберезовская подсыта. Образец № 169.

ричного вскрытия продуктивных отложений сенона при бурении на сохранность фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в прискважинной зоне.

С целью определения перспектив восполнения ресурсной базы Медвежьего месторождения ООО «Газпром добыча Надым» с 2012 года начало интенсивное изучение надсеноманских отложений.

Реализация сенонского проекта на Медвежьем месторождении начата бурением и испытанием вертикальной скважины №1С, в которой первоначальный дебит притока газа составил 3-4 тыс. м³/сут., а после проведения ГРП (100 т проппанта) – до 30 тыс. м³/сут. Этой скважиной доказано наличие промышленной газоносности сенонских отложений на Медвежьем ЛУ.

На построенной в 2013 г. вертикальной поисково-оценочной скважине № 2С проведено двустадийное ГРП нижнеберезовской подсыты с применением носителя проппанта на углеводородной основе. В результате испытания первого объекта получен приток дебитом газа до 13,05 тыс. м³/сут. Второй объект – сухой.

Отсутствие коллекторов в классическом представлении обуславливает практическую невозможность определения характера насыщения по данным методов ГИС. Следует также отметить, что при отсутствии лабораторных петрофизических и гидрогеохимических данных значения удельного электрического сопротивления окажутся малоинформативными для определения характера насыщения. Но при предварительном изучении керна в полевых условиях обратили на себя внимание следующие факты: на образцах образуется тонкая (до 1 мм) фильтрационная корочка, при раскалывании видно, что образцы внутри влажные, т.е. в них проник фильтрат бурового раствора (Рис. 3).

Содержание в породе набухающих в водной среде минералов (монтмориллонит) устанавливает определенные ограничения на спектр применяемых технологий первичного и вторичного вскрытия надсеноманских отложений Медвежьего месторождения.

Сенонская газовая залежь сформирована в не совсем типичных для терригенных отложений Западной Сибири коллекторах, особенно, если сравнивать с сеноманской залежью. Это нетрадиционный тип коллектора, по данным описания керна, представляет собой в основном в различной степени кремнистые глинистые разности. Причем, породы легко разрушаются и набухают при контакте с водой.

Стандартные принципы выделения коллекторов, по данным комплекса ГИС, здесь ра-

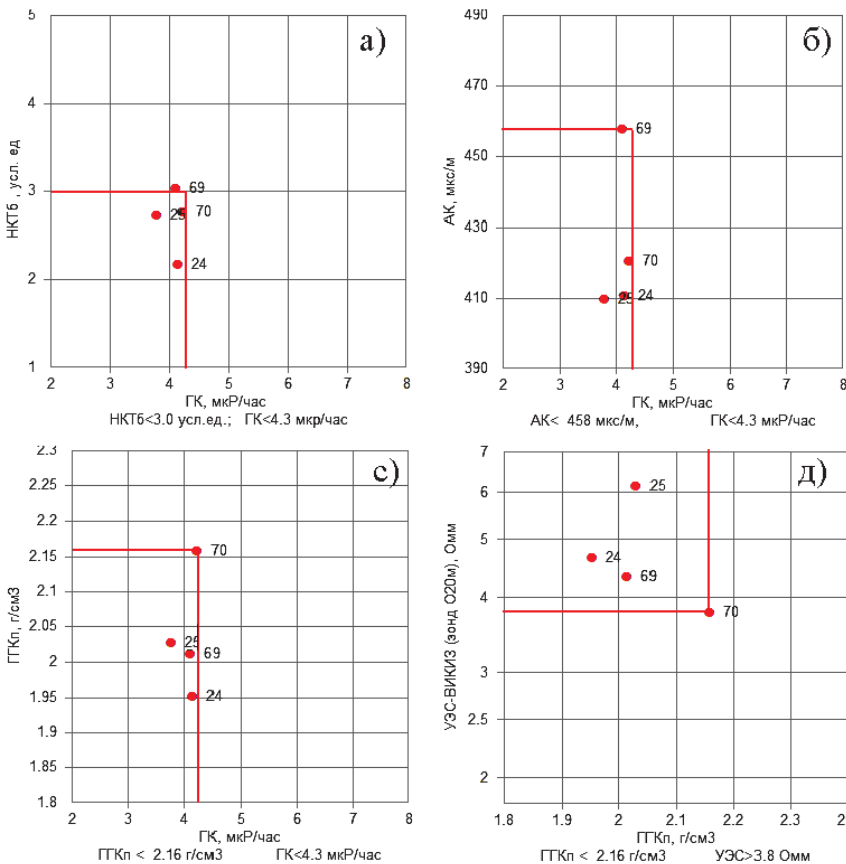


Рис. 6. Определение граничных значений НКТб (а), ГК(а), АК (б), ГГКп, (с) УЭС (д), рассчитанным по результатам испытания и профилю притока работающих газонасыщенных пластов в скважине №1С.

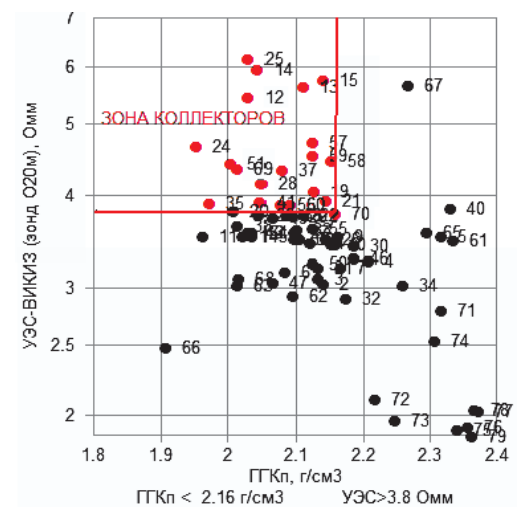


Рис. 7. К выделению коллекторов по количественным критериям в разрезе нижнеберезовской подсыты скважины №1С Медвежьего месторождения.

ботаю плохо или совсем не работают, что требует применения методов ГИС, направленных на выделение трещиноватых интервалов, минералогического состава пород, эффективного порового пространства.

При отсутствии петрофизических данных оценка по материалам комплекса ГИС емкостных и фильтрационных характеристик достаточно приближительна, но уже сейчас можно говорить о том, что получение из этих отложений дебитов газа в стандартных вертикальных скважинах, сопоставимых с сеноманскими, вряд ли следует ожидать. На примере испытания двух скважин, это первые десятки тысяч кубометров. По мере изучения этих отложений, использования различных способов и методик вскрытия и испытания коллекторов (в т.ч. и буровые растворы), дебиты могут возрасти.

При интерпретации данных ГИС и выработке рекомендаций к испытанию сеноманской залежи в скважине № 1С, при имеющемся объеме исследований и, соответственно, информации о фильтрационно-емкостных свойствах разреза, тем не менее, удалось достаточно корректно выделить проницаемые интервалы, которые позже подтвердились данными испытания (работающие интервалы по материалам ПГИ).

С учетом результатов испытания и данных ГИС-контроля, в разрезе выделены работающие газонасыщенные интервалы. На рисунке 8 приводится характеристика работающих интервалов по данным комплекса ГИС (номера пластов на рис. 8).

На основании проведенного анализа установлены следующие косвенные количественные критерии выделения коллекторов по данным РК, АК, ГГКп, УЭС:

$$\begin{aligned} \text{НКТб} &< 3,0 \text{ усл. ед.}, \text{ АК} < 458 \text{ мкс/м}, \\ \text{ГГКп} &< 2,16 \text{ г/см}^3, \text{ УЭС} > 3.8 \text{ Омм}. \end{aligned}$$

В скважине № 2С, помимо приведенных выше критериев, для выделения перспективных прослоев, использовались признаки присутствия остаточного газа по данным ГИС. Для этого сопоставлялись нормированные кривые АК(dT) и УЭС пластов по данным ВИКИЗ. В газоносных пластах газ существенно влияет на показания АК и УЭС. В то-же время для неколлекторов и водонасыщенных коллекторов имеется четкая связь – при уменьшении показаний (dT) увеличиваются значения УЭС. На рисунке 5 показано сопоставление показаний dT и УЭС для пород, которые по комплексу данных ГИС, экспресс-исследований керна и ГДК были предположительно разделены на три группы: неколлекторы, возможные коллекторы и коллекторы.

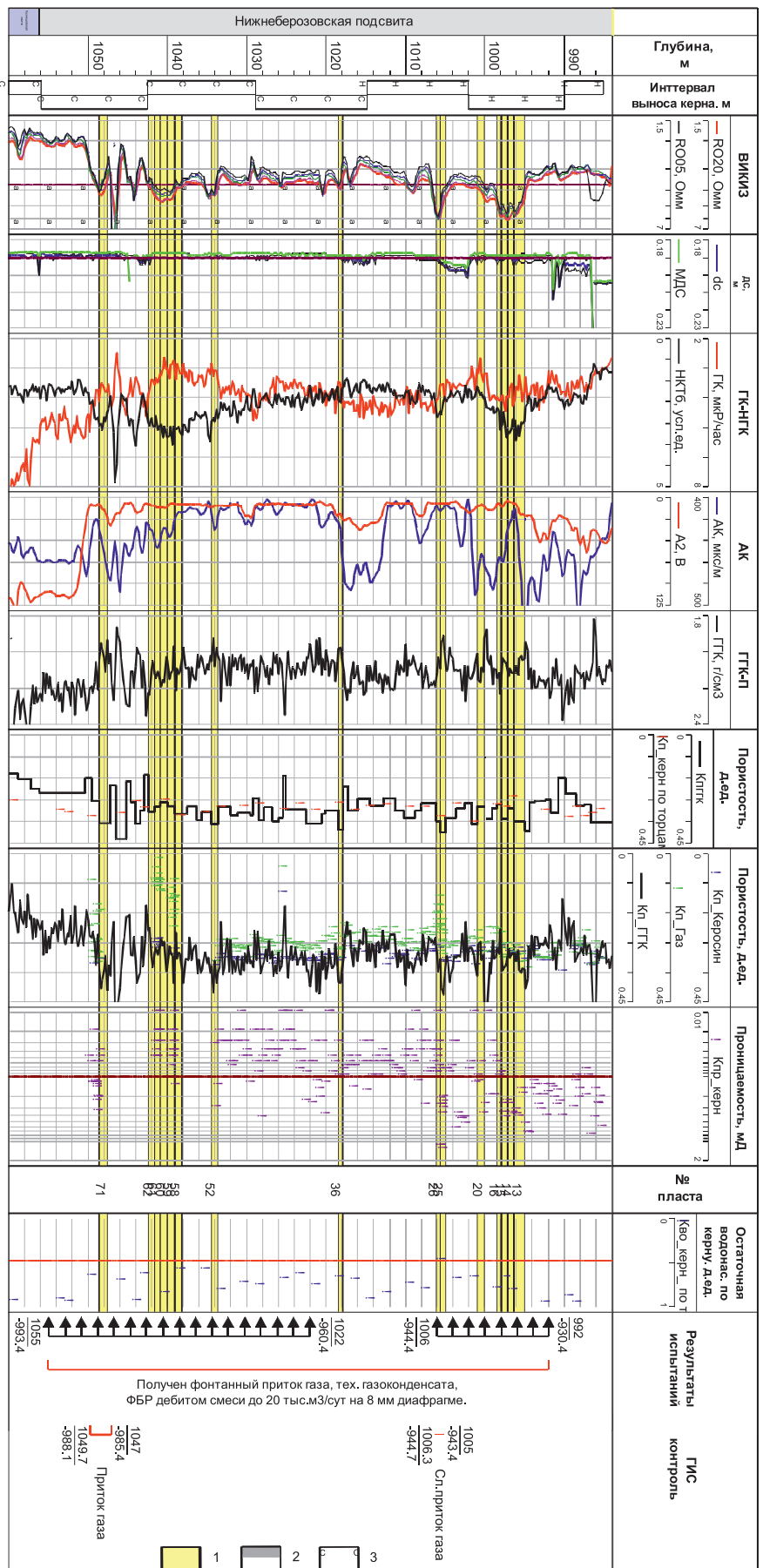


Рис. 8. Геолого-геофизическая характеристика, данные экспресс исследований керна и результаты испытаний по скв. 1С Медвежьего месторождения. 1 – Продуктивные породы по данным ГИС, 2 – Переслаивание глины аргиллитоподобной и песчано-алевритового материала, 3 – Переслаивание глины аргиллитоподобной, остатки раковин, водорослей, трещины.

По результатам данного анализа уверенно выделена зона коллекторов при $УЭС > 3.0$ Омм и $dT > 440$ мкс/м.

С целью оптимизации стоимости геологоразведочных работ и более широкого охвата исследованиями надсеноманских отложений проводится испытание сенонских отложений в старых скважинах, подлежащих ликвидации.

В 2014 году проводится испытание 2-х скважин старого геологоразведочного фонда с применением технологии ГРП. При испытании учитываются литологические особенности коллекторов надсеноманских отложений, характеризующиеся наличием водонабухающих минералов. Технологические жидкости, применяющиеся при проведении испытаний и ГРП, имеют безводный состав.

На сегодняшний день завершено испытание скважины № 60 Медвежьего НГКМ. Притока до проведения не было. В результате испытания объекта в интервале 936-1006 м после ГРП получен безводный фонтанирующий приток газа на диафрагме диаметром 2 мм дебитом 3,25 тыс. м³/сут при $P_{тр} = 5,1$ МПа, $P_{зтр} = 5,3$ МПа, $T_{уст} = +3,6$ °С, $P_{заб} = 5,34$ МПа, $T_{заб} = +3,6$ °С.

В скважине № 18 Медвежьего НГКМ при испытании 953-1012м без применения каких-либо методов интенсификации притока получен безводный фонтанный приток газа дебитом 13 тыс. м³/сут на 4 мм диафрагме при забойном давлении 11,4 МПа на глубине 1030 м. В данное время проводятся подготовительные работы к проведению ГРП.

Полученные по результатам испытаний скважин дебиты показывают высокую неоднородность коллекторских свойств, что требует дополнительного изучения. С этой целью на площади выполняются высокоточные сейсморазведочные работы, по результатам которых планируется определить наиболее перспективные участки с повышенной трещиноватостью.

В настоящее время с учётом новых данных выполнена актуализация проекта поисково-оценочных работ на сенонские отложения в пределах Медвежьего лицензионного участка (ООО «Газпром геологоразведка»). По результатам выполненных работ приняты основные корректирующие решения по дальнейшим геологоразведочным работам на изучение надсеноманской залежи Медвежьего месторождения: корректировка забоев, конструкций и направлений проектных горизонтальных скважин, комплекса ГИС, параметры технологических жидкостей, применяемых при первичном вскрытии, ГРП и испытании.

В проекте отмечено, что газовая залежь пласта «С» по типу является пластовой, сводовой и осложнена дизъюнк-

тивной тектоникой. Залежь вскрыта на а. о. – 860-1100 м. В пределах залежи испытано две скважины № 1С и № 2С, в которых получены промышленные притоки газа. Пористость в среднем равна 33 %. Условный ГВК характеризуется сложной конфигурацией в пределах Медвежьего лицензионного участка и превышает площадь распространения нижележащей сеноманской залежи. Пластовое давление в скважине № 2С на глубине 1030 м составило 104 атм., пластовая температура 26.8 °С. Положение газовой контакта залежи пласта «С» определено условно, с учётом данных интерпретации сейсморазведочных работ и варьируется в интервале а.о. – 940-1130 м, при среднем значении – 1030 м. Погружение ГВК предполагается в восточном направлении. Размеры залежи ориентировочно составляют 120x41 км, высота около 170 м.

С учётом актуальной геологической модели проектом предусматривается бурение пяти независимых и трёх зависимых скважин в надсеноманских отложениях Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения.

Во всех скважинах планируется отбор керн. Проектом предусматривается бурение еще трех резервных скважин без указания мест их заложения, которые планируются в случае успешного подтверждения прогноза газонности сенонских отложений. Их местоположение и возлагаемые на них геологические задачи должны быть скорректированы по материалам бурения и интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 3Д.

В проекте рекомендуется конструкция проектных скважин с горизонтальным окончанием в подошвенной части продуктивного пласта «С» сенонских отложений (Рис. 8). В связи с тем, что коллекторы нижеберезовской подшвыты являются коллекторами «смешанного» типа, преимущественно трещинно-порового, с целью интенсификации притоков газа проектом рекомендуется выполнение работ по гидроразрыву пласта на углеводородной основе, по технологии многостадийного ГРП.

Полученные на сегодняшний день результаты геологоразведочных работ по изучению надсеноманских отложений на Медвежьем месторождении позволяют с определенной уверенностью предполагать высокую перспективность данного направления восполнения ресурсной базы месторождений Группы Газпром в Западной Сибири за счет нетрадиционных коллекторов.

Особенность геологического строения залежей газа в нетрадиционных коллекторах надсеноманских отложений требует комплексного подхода для определения возможностей максимально эффективного извлечения. С целью более точного количества запасов газа и технологий его извлечения необходимо проведение дальнейших геологоразведочных работ в следующих основных направлениях: определение оптимальных конструкций скважин, отработка технологий первичного и вторичного вскрытия продуктивных отложений, технологии ГРП, выявление характера распространения коллекторов. Предлагаемый комплексный подход на этапе геологоразведочных работ позволит наиболее корректно подойти к выбору технологий выработки имеющихся запасов при составлении технологических документов для разработки надсеноманских отложений.

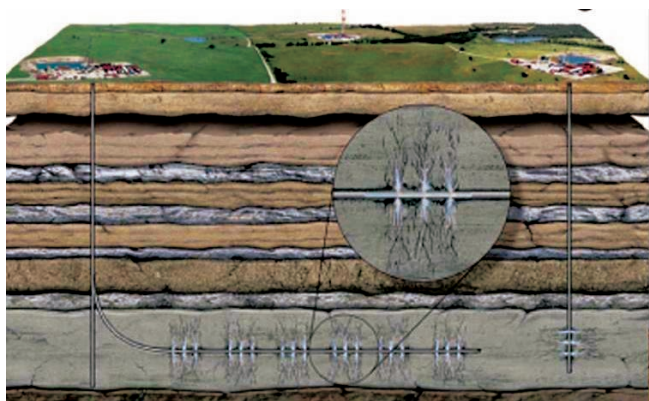


Рис. 9. Вертикальная проекция ствола поисково-оценочной скважины 4С на Медвежьей площади.

Литература

«Выполнение стандартных и специальных исследований кернового материала на лицензионных участках ООО «Газпром добыча Надым» «Комплекс петрофизических и литолого-минералогических исследований по скважине № 1С Медвежьего НГКМ» 2012, 2013 г. ООО «ТюменьНИИГипрогаз».

Дополнение к проекту поисково-оценочных работ на сенонские отложения в пределах центральной и южной частей Медвежьего лицензионного участка». 2014 г. ИТЦ ООО «Газпром геологоразведка».

Проект поисково-оценочных работ на сенонские отложения в пределах Медвежьего лицензионного участка». 2007 г. ООО «ТюменьНИИГипрогаз».

Сведения об авторах

Всеволод Владимирович Черепанов – Член правления ОАО «Газпром», начальник Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти

г. Москва, ул. Наметкина, д. 16. Тел: (495) 719-32-40.

Юрий Иванович Пятницкий – заместитель начальника *Дамир Ядитович Хабибуллин* – начальник отдела программ воспроизводства минерально-сырьевой базы

Нафис Радифович Ситдииков – главный технолог отдела программ воспроизводства минерально-сырьевой базы

Управление развития минерально-сырьевой базы Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ОАО «Газпром», г. Москва, ул. Новочеремушинская д.65.

Тел: (495) 719-68-47, (495) 719-62-29

Сергей Анатольевич Варягов – заместитель генерального директора – главный геолог ООО «Газпром добыча Надым»

Сергей Владимирович Нерсесов – начальник геологического отдела ООО «Газпром добыча Надым»

Дмитрий Юрьевич Оглодков – ведущий геолог геологического отдела ООО «Газпром добыча Надым»

г. Надым, ул. Зверева д. 1. Тел: (3499) 567-650, 567-697.

Development of Above-Cenomanian Unconventional Reservoirs during Exploration Stage. Involvement of Resource Base of Gazprom Gas Fields in Yamal-Nenets Autonomous District

V.V. Cherepanov¹, Yu.I. Pyatnitskiy¹, D.Ya. Khabibullin¹, N.R. Sitdikov¹, S.A. Varyagov², S.V. Nersesov², D.Yu. Oglodkov²

¹JSCo «Gazprom», Moscow, Russia

²LLC «Gazprom Dobycha Nadym», Nadym, Russia, e-mail: Oglodkov.DYu@nadym-dobycha.gazprom.ru

Abstract. Increment of resource base in managed areas with developed infrastructure is cost-effective, preferred option to prolong life of gas fields. Therefore, the study of industrial potential of Above-Cenomanian deposits (Lower-Berezovsky subsuite) of Medvezhy field is defined as the priority area for hydrocarbons search by LLC Gazprom Dobycha Nadym. High economic efficiency is also predetermined by relatively small depth (less than 1100 m) of productive horizons and transfer possibility of production wells from the lower horizons. Area of Above-Cenomanian deposits is assessed by 3D CDP method and is more than 2.5 thousand km², which exceeds the area of Cenomanian gas field (LLC TyumenNIIGiprogaz). Gas resources in Medvezhy field are preliminary estimated as 890 billion m³. Presence of unique reserves of gas accumulation in Above-Cenomanian sediments of Medvezhy Arch is also assured. At the moment, prospecting and evaluation works in Cenonian deposits are updated within the Medvezhy license area (LLC Gazprom Geologorazvedka). The major corrective actions are adopted based on the performed works. Further exploration of Above-Cenomanian deposits of Medvezhy field shall consist of: adjustment of bottom-holes, structure and direction of planned horizontal wells, well logging, parameters of process fluids used at the initial drilling, hydraulic fracturing.

Keywords: Cenonian deposits, Above-Cenomanian deposits, Lower-Berezovsky subsuite, Gazsalinsky assise, Gankinsky deposits, Medvezhy field, unconventional reservoir, montmorillonite.

References

«Implementation of standard and special studies of core material in the license areas of LLC Gazprom Dobycha Nadym» «Complex of

petrophysical, lithological and mineralogical studies on the well № 1С Medvezh'e». 2012, 2013. LLC TyumenNIIGiprogaz.

«Supplement to the prospecting and evaluation works project on the Senonian sediments within the central and southern parts of the Medvezh'e license area». 2014. LLC «Gazprom Geologorazvedka».

«Prospecting and evaluation works project on the Senonian sediments within the Medvezh'e license area». 2007. LLC «TyumenNIIGiprogaz».

Information about authors

Vsevolod Cherepanov – Member of the Management Committee, Head of the Gas, Gas Condensate and Oil Production Department

Russia, Moscow, Nametkina str., 16. Tel: (495) 719-32-40.

Yuriy Pyatnitskiy – Deputy Director of the Directorate for Mineral Reserves Development

Damir Khabibullin – Chief of the Reproduction Of Mineral Reserves Programms Division

Nafis Sitdikov – Chief technologist of the Reproduction Of Mineral Reserves Programms Division

Directorate for Mineral Reserves Development, Gas, Gas Condensate and Oil Production Department, JSCo «Gazprom»

Russia, Moscow, Novocheremushinskayastr., 65

Tel: (495) 719-68-47, (495) 719-62-29

Sergey Varyagov – Deputy Director General – Chief Geologist

Sergey Nersesov – Chief of the Geological Division

Dmitriy Oglodkov – Leading geologist of the Geological Division

LLC «Gazprom Dobycha Nadym»

Yamal-Nenets AO, Russia, Nadym, Zvereva str., 1

Tel: (3499) 567-650, (3499) 567-697, (3499) 567-605