ISSN 0016-7894 (print)
ISSN 2587-8263 (online)

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА

OIL AND GAS GEOLOGY

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

ISSN 0016-7894 (print) | ISSN 2587-8263 (online)
Свидетельство о регистрации средства массовой информации
ПИ № ФС77-60780 от 5 марта 2015 г.

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

СОУЧРЕДИТЕЛИ

Министерство природных ресурсов и экологии
Российской Федерации (Минприроды России)

Федеральное агентство по недропользованию — Роснедра

ПАО «Газпром»

Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт (ФГБУ «ВНИГНИ»)

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор
Варламов А.И.
Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»),
Москва, Российская Федерация
e-mail: sec@vnigni.ru

Зам. главного редактора
Петерсилье В.И.
Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: vipetersilie@mail.ru

Афанасенков А.П.
Кандидат геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: info@vnigni.ru

Будагов А.Г.
Кандидат геолого-минералогических наук,
Представительство ОАО «Дальмонефтегеофизика»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: budagov@msk.dmng.ru

Будянская О.И.
ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: info@oilandgasgeology.ru

Высоцкий В.И.
Кандидат геолого-минералогических наук,
АО «Зарубежгеология», Москва, Российская Федерация
e-mail: vlad.vysotsky@vzg.ru

Габриэлянц Г.А.
Доктор геолого-минералогических наук,
ООО «Геосервис», Москва, Российская Федерация
e-mail: gabrigeo@mail.ru

Гогоненков Г.Н.
Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: gogonenkov@vnigni.ru

Григорьев М.Н.
Кандидат геолого-минералогических наук,
Геологический консультационный центр «Гекон»,
Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: mgrigoriev@gecon.ru

Грунис Е.Б.
Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: Grunis@vnigni.ru

Дахнова М.В.
Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: dakhnova@vnigni.ru

Конторович А.Э.
Доктор геолого-минералогических наук, академик РАН,
ИНГГ СО РАН, Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: KontorovichAE@sbras.ru

Мельников П.Н.
Кандидат геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: melnikov@vnigni.ru

Милетенко Н.В.
Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
Департамент министерства природных ресурсов и экологии РФ,
Москва, Российская Федерация
e-mail: miletenko@mnr.gov.ru

Прищепа О.М.
Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
АО «ВНИГРИ», Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: ins@vnigri.ru

Сидоренко Св.А.
Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
ИПНГ РАН, Москва, Российская Федерация
e-mail: sidorenko@ipng.ru

Скоробогатов В.А.
Доктор геолого-минералогических наук,
Центр «Газовые ресурсы», ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: v_skorobogatov@vniigaz.gazprom

Ступакова А.В.
Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
МГУ им. М.В. Ломоносова, Москва, Российская Федерация
e-mail: ansto@geol.msu.ru

Фортунатова Н.К.
Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: info@vnigni.ru

Восков Д. (Нидерланды)
Доцент Делфтского технического университета,
отделение Геологических и инженерно-технических наук,
Делфт, Нидерланды
e-mail: D.V.Voskov@tudelft.nl

Ульмишек Г. (США)
Кандидат геолого-минералогических наук,
Wavetech Energy, Inc., Редмонд, США
e-mail: gulmishek@wavetechenergy.com

ISSN 0016-7894 (print) | ISSN 2587-8263 (online)
The mass media registration certificate
PI № FS77-60780, 5 March 2015

OIL AND GAS GEOLOGY

Journal was initiated by MINGEO USSR in 1957

CO-FOUNDERS

Ministry of Natural Resources and Environment
of the Russian Federation

The Federal Agency on Subsoil Use – Rosnedra

PAO "Gazprom"

Federal State Budgetary Institution
"All-Russian Research Geological Oil Institute" (VNIGNI)

EDITORAL BOARD

Editor in Chief
Aleksey Varlamov,
Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "All-Russian Research Geological Oil Institute"
(FGBU "VNIGNI"), Moscow, Russian Federation
e-mail: sec@vnigni.ru

Deputy Editor in Chief
Viktor Petersilye,
Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: vipetersilie@mail.ru

Aleksandr Afanasenkov,
Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: info@vnigni.ru

Aleksandr Budagov,
Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
OAO "Dalmorneftegeophisika" representative office,
Moscow, Russian Federation
e-mail: budagov@msk.dmng.ru

Olga Budyanskaya,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: info@oilandgasgeology.ru

Marina Dakhnova,
Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: dakhnova@vnigni.ru

Natalia Fortunatova,
Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: info@vnigni.ru

Grigoriy Gabrielyants,
Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
OOO "Geoservis", Moscow, Russian Federation,
e-mail: gabrigeo@mail.ru

Georgiy Gogonenkov,
Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: gogonenkov@vnigni.ru

Mikhail Grigoryev,
Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
Geological competence center "Gekon",
St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: mgrigoriev@gecon.ru

Evgeniy Grunis,
Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: Grunis@vnigni.ru

Aleksey Kontorovich,
Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
Member of Russian Academy of Sciences,
IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation,
e-mail: KontorovichAE@sbras.ru

Pavel Melnikov,
Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: melnikov@vnigni.ru

Nikolay Miletenko,
Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Ministry of Natural Resources and Environment
of the Russian Federation,
Moscow, Russian Federation
e-mail: miletenko@mnr.gov.ru

Oleg Prishchepa,
Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
AO "VNIGRI", St. Petersburg, Russian Federation,
e-mail: ins@vnigri.ru

Svetlana Sidorenko,
Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Senior Research Scientist of Oil and Gas Issues Institute,
Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation,
e-mail: sidorenko@ipng.ru

Viktor Skorobogatov,
Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
"Gas resources" center, OOO "Gazprom VNIIGAZ",
Moscow, Russian Federation
e-mail: v_skorobogatov@vniigaz.gazprom

Antonina Stupakova,
Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Lomonosov Moscow State University,
Moscow, Russian Federation
e-mail: ansto@geol.msu.ru

Vladimir Vysotskiy,
Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
AO "Zarubezhgeologiya", Moscow, Russian Federation
e-mail: vlad.vysotsky@vzg.ru

Denis Voskov (Netherlands),
Delft University of Technology (Technische Universiteit Delft),
Department of Geoscience & Engineering, Delft, Netherlands,
e-mail: D.V.Voskov@tudelft.nl

Gregory Ulmishek (USA)
Geological Research Wavetech Energy, Inc.,
Redmond, USA
e-mail: gulmishek@wavetechenergy.com

Уважаемые читатели!

Приветствую вас на страницах специального выпуска журнала «Геология нефти и газа», посвященного геологическому направлению исследований ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

На протяжении 70 лет ВНИИГАЗ обеспечивает научное сопровождение крупнейших, часто не имеющих аналогов в мире проектов, реализация которых позволила сформировать газовую промышленность в ее современном виде.

За прошедшие годы сотрудники Института накопили уникальные для газовой отрасли научные компетенции в области нефтегазовой геологии, прогнозирования, поисков, разведки и освоения месторождений газа и нефти, транспорта и подземного хранения газа, переработки углеводородов, освоения морских месторождений, использования газа, промышленной безопасности, космических технологий, метрологии. Огромная работа проведена сотрудниками ВНИИГАЗа по освоению уникальных и гигантских месторождений газа Западной Сибири, разработке научных основ создания и функционирования Единой системы газоснабжения, сети подземных хранилищ газа, подготовке стратегических документов развития газовой отрасли, выполнения ответственных поручений руководства страны и ПАО «Газпром».

Полученные знания позволяют Институту комплексно решать различные по сложности научные и технико-технологические задачи. Технологии, разработанные и экспериментально подтвержденные нашими учеными, позволяют ПАО «Газпром» реализовывать необходимый комплекс мероприятий по всей технологической цепочке функционирования отрасли: поиски – разведка – освоение месторождений – разработка и добыча – транспорт, подземное хранение газа и переработка.

Обеспечивая стратегические интересы ПАО «Газпром», наши геологи развивают компетенции в сфере научного обеспечения добычи и транспорта газа на арктическом шельфе и Востоке России, освоения традиционных и нетрадиционных ресурсов углеводородов, разрабатывают новые технологии переработки и очистки газа, эффективного использования содержащихся в нем компонентов.

В июне Институт отметил свой 70-летний юбилей. Нельзя не упомянуть, что именно геология стала необходимым фундаментом для его основания в далеком 1948 г. и для дальнейшего развития. Первым директором Института был назначен геолог Евгений Яковлевич Старобинец. На начальном этапе были сформированы научные основы направленных поисков газовых месторождений, проведены региональные исследования, включавшие изучение литологии и стратиграфии горных пород Северного Кавказа, Украины, Поволжья и Южного Приуралья, Средней Азии и Казахстана. Именно во ВНИИГАЗе были заложены основы региональной стратиграфии Предкавказья и Прикаспия.

В 1950-е гг. нашими учеными разрабатывались фундаментальные проблемы происхождения и миграции природного газа, формирования и размещения его месторождений, изучения пород-коллекторов, содержащих пластовые флюиды. В 1956 г. впервые проведена количественная оценка перспектив газоносности территории СССР, разработаны методы поисков, разведки и освоения газовых месторождений. Была создана методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов, оказавшая значительное влияние на повышение эффективности геолого-разведочных работ. Были созданы рациональные методы промышленной разведки и оценки запасов газовых месторождений, разработана методология геологического обоснования первых проектов разработки.

В 1960-е гг. главным геологом ВНИИГАЗа стал Григорий Аркадьевич Габриэлянц, будущий министр геологии СССР. Институту принадлежит первенство в использовании методов аэрокосмических съемок при поиске, разведке и эксплуатации газовых месторождений, разработке методических основ подсчета полезных компонентов природного газа.

В 1970-е гг. стали развиваться исследования парагенетических связей угля, газа и нефти. Основным результатом этих работ стали методология и регулярные оценки величины и структуры потенциальных ресурсов газа на территории СССР в целом и в отдельных регионах, включая шельф.

На сегодняшний день геологическое направление деятельности Института обеспечивает Центр ресурсов и запасов углеводородов. Центр осуществляет научное сопровождение восполнения и развития минерально-сырьевой базы, подготовку трехмерных региональных геологических моделей, переоценку ресурсной базы России и мира, разработку стратегических и нормативных документов.

Среди ключевых проектов Центра — программа развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром» на период до 2040 г., а также стратегия ПАО «Газпром» в области поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов за рубежом, корректировка генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2030 г. и программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР до 2035 г.

Обладая значительным научным, информационным и кадровым потенциалом, геологи Института работают не только с ПАО «Газпром» и его дочерними обществами, но и открыты к сотрудничеству с компаниями, не входящими в группу Газпром, научно-исследовательскими и проектными организациями, вузами и предприятиями малого бизнеса.

С уважением, Дмитрий Люгай,
Генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д. т. н.

ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ — 70 ЛЕТ

Уважаемые коллеги!

От имени Правления ПАО «Газпром» и от себя лично сердечно поздравляю коллектив ООО «Газпром ВНИИГАЗ» со знаменательной датой — 70-летием со дня создания Института!

Институт вносит значительный вклад в развитие отечественной газовой промышленности, формирование ее научно-технического потенциала и стратегических приоритетов.

Сегодня «Газпром ВНИИГАЗ» — головной научный центр Группы «Газпром» в области геологии, разработки месторождений, добычи, транспортировки, подземного хранения и переработки газа и газового конденсата, освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа, экологии, промышленной безопасности и подготовки кадров высшей квалификации.

В настоящее время перед Институтом стоят задачи по обеспечению координации научных исследований в рамках крупных комплексных стратегических программ развития минерально-сырьевой базы и реконструкции объектов газовой отрасли по формированию ресурсной базы газовой промышленности и составлению рекомендаций по наиболее перспективным площадкам для разведки и разработки месторождений углеводородов.

Уверен, что накопленный за семь десятилетий опыт, сформировавшиеся традиции и научный потенциал помогут вам успешно справиться с поставленными задачами и вписать в историю Института немало новых ярких страниц.

В этот торжественный день примите наши искренние пожелания новых успехов и трудовых свершений, крепкого здоровья, счастья, благополучия!

Председатель правления ПАО «Газпром» *А.Б. Миллер*

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

СОДЕРЖАНИЕ

8 **М.Я. Зыкин, А.Е. Рыжов, Н.В. Савченко, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев.** Место и роль ВНИИГАЗа в становлении и развитии нефтегазовой геологии России и СССР

17 **В.В. Черепанов, Д.В. Люгай.** Минерально-сырьевая база газодобычи России и ПАО «Газпром»: современное состояние и перспективы развития в XXI в.

31 **В.А. Скоробогатов.** Будущее российского газа и нефти

45 **Е.Е. Поляков, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов, В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин.** Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии?

59 **В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин, А.Н. Скоробогатько.** Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах

67 **Д.Я. Хабибуллин, В.А. Скоробогатов.** Новая парадигма ведения поисково-разведочных работ в России в 2021–2040 гг. для развития минерально-сырьевой базы газодобычи

73 **А.В. Толстиков, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн, М.Ю. Кабалин, Л.А. Наумова.** Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в.

87 **И.А. Зинченко, Б.И. Шарипов, А.А. Крутой, Е.В. Перлова, С.А. Леонов.** Нетрадиционные ресурсы и запасы газа в России и ПАО «Газпром»

93 **Ю.И. Пятницкий, А.Н. Рыбьяков, Е.Е. Поляков, Е.А. Федорова, К.М. Семенова, В.В. Стрекозин, А.Ю. Комаров.** Опыт подсчета запасов углеводородов уникальных месторождений России

107 **А.Е. Рыжов, Р.А. Жирнов, А.Г. Минко, А.С. Чудин, О.В. Ивченко, А.А. Контарев, О.А. Власенко.** Комплексное освоение основных объектов ресурсной базы экспортного газопровода «Сила Сибири»

113 **А.Е. Рыжов, З.П. Склярова, А.И. Крикунов, Н.Ю. Канунникова.** Подтверждение существования погребенных разломов в терригенных отложениях нижнего венда на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении

CONTENTS

8 **M.Ya. Zykin, A.E. Ryzhov, N.V. Savchenko, V.A. Skorobogatov, N.N. Solov'ev.** Formation and development of petroleum geology in Russia and USSR: place and role of VNIIGAZ

17 **V.V. Cherepanov, D.V. Luygai.** Raw material base of gas production in Russia and Gazprom: the current state and future considerations for the 21st century

31 **V.A. Skorobogatov.** Future of Russian gas and oil

45 **E.E. Polyakov, V.V. Rybal'chenko, A.E. Ryzhov, V.A. Skorobogatov, D.Ya. Khabibullin.** Northern Eurasia: where to look for new largest, giant, and unique gas fields?

59 **V.A. Skorobogatov, G.R. Pyatnitskaya, D.A. Soin, A.N. Skorobogat'ko.** Estimation of free gas potential resources in the Russian sedimentary basins and their verifiability by exploration and prospecting activities

67 **D.Ya. Khabibullin, V.A. Skorobogatov.** A new paradigm of exploration and prospecting in Russia aimed at resource base development for gas production in 2021–2040

73 **A.V. Tolstikov, D.A. Astaf'ev, Shtein Ya.I., Kabalin M.Yu., Naumova L.A.** Hydrocarbon reserves and resources, opportunities for Russian offshore subsoil studies and commercial development in 21 century

87 **I.A. Zinchenko, B.I. Sharipov, A.A. Krutoi, E.V. Perlova, S.A. Leonov.** Unconventional gas resources and reserves in Russia and Gazprom

93 **Yu.I. Pyatnitskii, A.N. Ryb'yakov, E.E. Polyakov, E.A. Fedorova, K.M. Semenova, V.V. Strekozin, A.Yu. Komarov.** Hydrocarbon reserves assessment practice in the unique Russian fields

107 **A.E. Ryzhov, R.A. Zhirnov, A.G. Minko, A.S. Chudin, O.V. Ivchenko, A.A. Kontarev, O.A. Vlasenko.** Resource base of Power of Siberia gas export line: integrated development of major objects

113 **A.E. Ryzhov, Z.P. Sklyarova, A.I. Krikunov, N.Yu. Kanunnikova.** Validation of buried faults presence in Lower Vendian terrigenous formations: Chayandinsky oil and gas condensate field

ВНИИГАЗу — 70 лет

Коллектив Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института поздравляет всех сотрудников Института со знаменательной датой – 70-летием со дня основания Всесоюзного научно-исследовательского института природных газов и газовых технологий (сегодня ООО «Газпром ВНИИГАЗ»).

ВНИИГАЗ был образован в суровые послевоенные годы, когда страна восстанавливалась из руин, а на газовую отрасль возлагались большие надежды как на источник будущего благосостояния народа. Эти надежды полностью оправдались в последующие годы, и значительная доля успеха в поиске и разработке месторождений была обеспечена именно деятельность вашего Института.

Достигнутые ВНИИГАЗом выдающиеся результаты являются итогом целеустремленной и кропотливой работы дружного и высокопрофессионального коллектива под руководством выдающихся ученых: Е.Я. Старобинца (первого директора института), А.К. Иванова, Ф.А. Требина, С.Ф. Гудкова, А.И. Гриценко и др.

Ученые Института выполняли масштабные геолого-поисковые и промысловые исследования в перспективных районах страны: Нижнем и Среднем Поволжье, на Северном Кавказе, Западной и Восточной Сибири и на континентальном шельфе. Во ВНИИГАЗе осуществлялся весь комплекс технологического проектирования и разработки месторождений природного газа, систем подготовки газа и конденсата, строительства магистральных газопроводов, в больших объемах велись работы по проектированию и созданию подземных хранилищ газа.

Геополитическое положение и роль России в мире, как в настоящее время, так и в перспективе, в значительной мере будет определяться нашим минерально-сырьевым потенциалом. Газовый сектор сегодня играет ключевую роль в обеспечении энергетической безопасности, финансовой устойчивости, экономическом развитии и социальном благополучии граждан нашей страны. Именно от вас зависит развитие научной мысли в области геологии, разработки месторождений, добычи, транспортировки, подземного хранения и переработки газа и газового конденсата, освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа, экологии, вовлечения в разработку нетрадиционных ресурсов газа, промышленной безопасности, подготовки кадров высшей квалификации.

Уверены, что высокий потенциал вашего Института, целеустремленность и профессионализм трудового коллектива позволят и впредь эффективно решать поставленные задачи и обеспечивать уверенное развитие отрасли. Будущее газовой отрасли – в ваших надежных руках!

Коллектив ВНИГНИ и редколлегия журнала «Геология нефти и газа» в день знаменательного юбилея желает всем сотрудникам ООО «Газпром ВНИИГАЗ» крепкого здоровья и больших творческих успехов, радости и счастья!

Генеральный директор ФГБУ «ВНИГНИ» *П.Н. Мельников*

Главный редактор журнала «Геология нефти и газа» *А.И. Варламов*

УДК 662.279 DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-8-16

Место и роль ВНИИГАЗа в становлении и развитии нефтегазовой геологии России и СССР

© 2018 г. | М.Я. Зыкин, А.Е. Рыжов, Н.В. Савченко, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская обл., Россия;
m_zykin@vniigaz.gazprom.ru; a_ryzhov@vniigaz.gazprom.ru; n_savchenko@vniigaz.gazprom.ru;
v_skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru; n_soloviev@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 28.06.2018 г. Принята к печати 10.07.2018 г.

Ключевые слова: ***нефтегазовая геология; свободный газ; запасы; ресурсы; сырьевая база; поиски; Газпром ВНИИГАЗ.***

В историческом аспекте прослежена деятельность геологической службы ВНИИГАЗа по созданию и развитию отечественной нефтегазовой геологии. Отмечена роль геологов-газовиков во всех направлениях изучения онтогенеза углеводородов, при обосновании направленных поисков газосодержащих месторождений и залежей, открытии газовых гигантов, в оценках объемов и структуры начальных потенциальных ресурсов свободного газа и нефти, в развитии и освоении минерально-сырьевой базы газодобычи как отдельных важнейших регионов, так и страны в целом. Научные школы и направления исследований ООО «Газпром ВНИИГАЗ» обусловили успешное развитие отечественной нефтегазовой геологии в течение последних 70 лет.

Для цитирования: Зыкин М.Я., Рыжов А.Е., Савченко Н.В., Скоробогатов В.А., Соловьев Н.Н. Место и роль ВНИИГАЗа в становлении и развитии нефтегазовой геологии России и СССР // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s. – С. 8–16.
DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-8-16.

Formation and development of petroleum geology in Russia and USSR: place and role of VNIIGAZ

© 2018 | M.Ya. Zykin, A.E. Ryzhov, N.V. Savchenko, V.A. Skorobogatov, N.N. Solov'ev

Gazprom VNIIGAZ, Moscow oblast, Russia;
m_zykin@vniigaz.gazprom.ru; a_ryzhov@vniigaz.gazprom.ru; n_savchenko@vniigaz.gazprom.ru;
v_skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru; n_soloviev@vniigaz.gazprom.ru

Received 28.06.2018 Accepted for publication 10.07.2018

Key words: ***petroleum geology; nonassociated gas; reserves; resources; raw material base; exploration and prospecting; VNIIGAZ.***

Rise of petroleum geology in Russia and USSR was in the middle and second half of the 20th century. In the 1950th and 1960th, works of I.O. Brod, N.B. Vassoevich, A.A. Kartsev, V.P. Savchenko, V.A. Sokolov, V.A. Uspensky were of great importance for petroleum geology. In the 1960th, scientific schools in a number of research institutes were created within the framework of the national petroleum geology, they were: VNIGRI, IGiRGI, VNIIGAZ, VNIIYaGG, MGU, VNIGRI, SNIIGGiMS, IGIG SO RAN, ZapSibNIGNI, etc. Many ideas, concepts, teachings on the formation, evolution and location of oil and gas accumulations, and possible hydrocarbon resources were first suggested and taken further in the works of Russian researchers and, in particular, VNIIGAZ specialists. The paper in historical perspective traces activities of VNIIGAZ Geological Survey on establishing and developing the national petroleum geology. Place and role of geologists in all the areas of hydrocarbon ontogenesis in substantiation of targeted exploration and prospecting of gas pools and fields, in discovery of gas giants, in assessment of amount and structure of initial potential in-place resources of nonassociated gas and oil, in development of resource base for gas production in certain key regions and in the country as a whole are noted. Geologists of Gazprom VNIIGAZ developed the original concepts of hydrocarbon fields and pools formation for many provinces, above all are the West Siberian (land and shelf of the Kara Sea), Amudaryinsky, Pre-Caucasian-Mangyshlaksky, Pre-Caspian, the Barents Sea, etc.; and overseas — the North Sea, Arabian-Persian provinces, a number of Chinese petroleum basins, Australia, etc. Over the past 70 years, Gazprom VNIIGAZ scientific schools and lines of research contributed greatly to successful development of the national petroleum geology.

For citation: Zykin M.Ya., Ryzhov A.E., Savchenko N.V., Skorobogatov V.A., Solov'ev N.N. Formation and development of petroleum geology in Russia and the USSR: place and role of VNIIGAZ. *Geologiya nefti I gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4s):8–16. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-8-16.

Изучение и промышленное освоение углеводородного потенциала осадочных бассейнов мира длится уже более 150 лет. Пионерами по разведке и добыче нефти и газа были США и Россия. С 1859 по 2017 г. включительно в мире открыто и разведано около 50 тыс. месторождений УВ с геологическими запасами (в пласте) от 30–35 тыс. т усл. топлива (мельчайшие) до 33–35 млрд т усл. топлива (суперу-

никальные) на всех континентах Земли, кроме Антарктиды, и в недрах большинства морей на глубине от 0,1 до 9,5 км.

Нефтегазовую геологию, как одно из самых важных направлений наук о Земле и общей геологии, всегда отличали высокий динамизм и быстрая «реакция» на требования практики поисков, разведки и освоения запасов и ресурсов УВ. Возникшая на рубеже XIX и XX вв. в США, России, Англии, она развивалась и совершенствовалась как наука по мере открытия новых нефтегазоносных территорий (седиментационных бассейнов и провинций) мегаконтинента Евразии, Северной Америки, Австралии и др.

У истоков российской нефтегазовой геологии в 1930–1940-х гг. стояли известные ученые — И.О. Брод, И.М. Губкин, А.Д. Архангельский, И.Н. Стрижов, А.Л. Козлов, В.М. Сенюков, Д.В. Наливкин, Н.Ю. Успенская и др.

Российская нефтегазовая геология более 50 лет находится на передовых рубежах развития горной науки. Многие идеи, концепции, учения о формировании, эволюции и размещении УВ-скоплений в недрах и потенциальных ресурсах нефти и газа впервые были высказаны и получили развитие в трудах российских исследователей.

Нефтегазовая геология — сложная, многоаспектная, постоянно развивающаяся («живая») наука. В 1950–1960-х гг. большое значение для нефтегазовой геологии имели работы И.О. Брода, Н.Б. Вассоевича, А.А. Карцева, А.Л. Козлова, В.П. Савченко, В.Л. Соколова, В.А. Успенского.

Подлинный расцвет нефтегазовой геологии в России и СССР пришелся на период с конца 1960-х гг. до 1993 г. Научные школы и отдельные направления нефтегазовой геологии во ВНИИГАЗе возглавляли и развивали В.Г. Васильев, В.П. Савченко, Г.И. Амурский, В.И. Ермаков, И.П. Жабрев, Б.П. Жижченко, М.Я. Зыкин, В.Н. Корценштейн, В.А. Скоробогатов, В.Л. Соколов, Н.Н. Соловьев, В.И. Старосельский, В.П. Ступаков, А.А. Ханин, М.О. Хвилевицкий ([1–6] и др.).

В нефтегазовой геологии истина проста и конкретна. Ее реализация — это открытие месторождений и залежей УВ с параметрами, предсказанными до бурения (объем запасов, фазовое состояние УВ и др.). Прогноз нефтегазоносности может быть правильным и корректным только в результате всестороннего анализа условий формирования углеводородных скоплений (УВС) и закономерностей их размещения по площади и разрезу осадочных седиментационных бассейнов (в объеме осадочного чехла/отдельных структурно-литологических комплексов).

Главное в рамках нефтегазовой геологии — изучить процессы и явления, происходящие в земных недрах и приводящие к формированию и удержанию УВС, создать собственную (авторскую) концепцию нефтегазовой геологии. Это редко кому удается сделать (в полном объеме понимания процессов и явлений, составляющих онтогенез газа и нефти).

Проблемами происхождения нефти и газа занимались многие отечественные и зарубежные исследователи-геологи и геохимики нефтегазового профиля (в рамках органической теории УВ): Г.А. Амосов, И.И. Аммосов, Н.Б. Вассоевич, А.Н. Гусева, В.И. Ермаков, Н.В. Лопатин, В.А. Скоробогатов, Б.А. Соколов, В.Л. Соколов, В.П. Ступаков, В.А. Успенский и Дай Динсин, Д. Вельте, Б. Тиссо, Дж. Хант, Х. Хедберг и многие другие ученые. Эти проблемы изучаются около 100 лет, имеется множество публикаций по всем аспектам происхождения и парагенезиса горючих ископаемых, размещения и прогнозирования месторождений угля, газа и нефти, оценкам их геологических и извлекаемых ресурсов ([1, 4, 7, 8] и др.).

Процессы угленакопления в осадочных толщах различного типа и возраста начались в среднем девоне, с «выходом» растений на сушу, и активно продолжаются до настоящего времени. Периоды максимального угленакопления — карбон, прежде всего, средний (повсеместно), пермь, средняя юра – келловей (повсеместно), неоком – апт (в ряде осадочных бассейнов), палеоген и неоген.

Безусловно, уголь и высокоуглеродистые сланцы, включая горючие — битуминозные — это самодостаточные виды горючих ископаемых: они естественно залегают там, где образовались в конце диагенеза — начале протокатагенеза из органической массы растительного и планктоногенного происхождения, фоссилизированной и захороненной в континентальной, дельтовой и реже в прибрежно-морской обстановках. Нефть и особенно газ — подвижные, способные к миграции части подземных геофлюидов, они редко залегают in situ (на месте возникновения). После первичной, собирательной и вторичной миграции они образуют скопления в разнообразных ловушках в водонасыщенной среде природных резервуаров. Поиски их «генетических корней» часто затруднены (в каких материнских толщах были генерированы УВ-газы и битумоиды. Какой путь прошли они до ловушек, с каким типом и составом генетически связано материнское ОВ?).

По числу месторождений и отдельных залежей, а также по суммарным доказанным начальным геологическим запасам в мире доминирует нефть. Это связано прежде всего с высокой миграционной способностью газа и условиями сохранности газосодержащих месторождений, часто менее благоприятными, чем для нефтесодержащих. Например, геостатистика России по состоянию на 01.01.2017 г. такова: всего открыто 3456 месторождений УВ, в том числе 2450 — нефтяных (без залежей свободного газа), 693 — смешанных, разнофазовых и 256 — газовых и газоконденсатных (без нефти), 949 — газосодержащих.

Значительная часть нефтегазоносных бассейнов и большинство газоносных бассейнов мира являются одновременно и угленосными, обладают промышленными разведанными запасами и перспективными ресурсами угля, за исключением бассейнов с додевонскими продуктивными горизонтами. Практически все угленосные бассейны (открытого и закрытого типов) являются и газоносными, а некоторые из них и углегазонефтеносные, так как в коллекторских горизонтах, сопряженных с угольными пластами, в ловушках различного типа присутствуют газовые и газоконденсатные скопления, как правило, мелкие и мельчайшие вследствие дегазации недр скопления (в открытых бассейнах), а также зафиксированы проявления и залежи высокопарафиновых нефтей «континентального облика» (бессернистых, с высоким содержанием парафина — твердых алкановых УВ) ([1, 4, 6, 9, 10] и др.).

Для прогноза нефтегазоносности недр осадочных бассейнов на качественном и количественном уровнях, а также для результативных поисков УВС первостепенное значение имеет анализ условий их формирования и эволюции, которые определяют размещение залежей свободного газа и нефти в объеме осадочного чехла бассейнов седиментации.

Различные аспекты проблемы онтогенеза УВ изучались в России и других странах мира с 1920-х гг., во ВНИИГАЗе и его филиалах — с 1958 г. (Г.И. Амурским, В.И. Ермаковым, А.Л. Козловым, В.П. Козловым, Б.С. Коротковым, В.Н. Корценштейном, Н.Н. Немченко, В.П. Савченко, Ю.Б. Силантьевым, В.Ф. Симоненко, В.А. Скоробогатовым, Н.Н. Соловьевым, Э.В. Чайковской и др.). В 1960-х гг. в сфере отечественной нефтегазовой геологии создавались научные школы ряда НИИ: московских — ВНИГНИ, ИГиРГИ, ВНИИГАЗ, ВНИИЯГГ, МГУ; ленинградских — ВНИГРИ, ВСЕГЕИ; Западной Сибири — СНИИГГиМС и ИГИГ СО РАН (Новосибирск), ЗапСибНИГНИ (Тюмень), с многочисленными филиалами в России и республиках СССР, сотрудники которых обменивались результатами научных исследований, взаимодействовали, часто конкурировали друг с другом.

Только с 1961 по 1990 г. было опубликовано около 3 тыс. монографий, не менее 10 тыс. научных статей, в том числе, 220 монографий и множество статей написано исследователями ВНИИГАЗа [9–13].

Наибольшее внимание в работах геологов-газовиков уделялось вопросам генерации органических подвижных соединений, прежде всего газа, и миграции (первичной), в том числе вторичной — струйной и водорастворенной (для газа). В последние три десятилетия во ВНИИГАЗе детально изучались вопросы аккумуляции УВ и эволюции скоплений газа и нефти на примере крупнейших бассейнов и месторождений России и Мира. При этом очевидна приоритетность исследований геологической школы ВНИИГАЗа по многим вопросам онтогенеза УВ, включая эволюцию УВС и оценку коллекторского потенциала продуктивных толщ.

Газ и нефть в современных залежах, образовавшихся в разнообразных геологических условиях разновозрастных осадочных бассейнов приповерхностной части земной коры, в большинстве из них в интервале глубин 0,5–7,5 км, и сохранившихся до настоящего времени в ходе длительной эволюции органофлюидно-минеральных мегакомплексов и после сравнительно кратковременных «революционных ситуаций» в недрах, представляют собой конечные результаты развития углеводородных систем. При этом в онтогенетической «цепи» событий и явлений: генерация – миграция – аккумуляция – консервация – эволюция⇔разрушение (межкомплексная ремиграция) фундаментальное значение принадлежит генерационному «звену» ([1, 8] и др.).

Эта последовательная цепочка сопряженных в пространстве и времени событий, процессов и явлений, приводящих к формированию, эволюции и удержанию (либо разрушению) скоплений (залежей) УВ в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста, всесторонне рассматривалась исследователями ВНИИГАЗа, специалистами, работавшими над отдельными проблемами онтогенеза УВ (рис. 1).

По мере погружения вмещающих пород, роста пластовых давлений и температур УВС в ловушках претерпевают эволюционное развитие, выражающееся в изменении физических свойств, химического состава УВ и фазового состояния их смесей, которое во многом коррелирует с катагенетической эволюцией ОВ в материнских и вмещающих залежи породах. Проблема эволюции скоплений УВ в земных недрах объединяет вопросы изменения их состояния, состава сосуществующих в ловушках фаз, объема скоплений (геологических запасов) и их добывных возможностей (теоретические и практические аспекты).

Совместно-раздельная миграция, аккумуляция и ремиграция газа и нефти, а также хронотермобарогеохимическая эволюция их скоплений приводят к тому, что в одних и тех же ловушках в различные отрезки времени присутствуют различные по типу (фазовому состоянию и составу фаз) залежи, например газовые залежи сменяются нефтегазоконденсатными и вновь газовыми (на больших глубинах), нефтяные — трансформируются в газоконденсатные и в дальнейшем в газовые и т. д.

Важнейшее значение в работах геологов ВНИИГАЗа имели исследования процессов первичной и вторичной миграции УВ, аккумуляции газа и нефти в ловушках ([3, 4, 8, 14, 15] и др.).

Эволюция свободных газовых смесей выражается в изменении содержания метана, тяжелых газов (C_2–C_4), неуглеводородных компонентов, изотопного состава метана и др., содержания конденсата ([16] и др.).

Рис. 1. Генетическая цепь формирования и эволюции УВС
Fig. 1. Genetic chain of crude hydrocarbons formation and evolution

Рис. 2. Василий Петрович САВЧЕНКО
Fig. 2. Vasily P. SAVCHENKO

Доктор геолого-минералогических наук, профессор. Крупный ученый в области формирования, поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений, один из основателей геологического направления исследований во ВНИИГАЗе

Dr. Sc. in Geology and Mineralogy, Professor. Prominent scholar in the area of oil and gas fields formation, exploration, and prospecting; the cofounder of geological investigations in VNIIGAZ

Рис. 3. Анатолий Львович КОЗЛОВ
Fig. 3. Anatoly L. KOZLOV

Доктор геолого-минералогических наук, профессор. Крупнейший ученый в области геологии, промышленной разведки и геологического обоснования проектов разработки газовых месторождений. Один из создателей научных основ направленных поисков газовых месторождений

Dr. Sc. in Geology and Mineralogy, Professor. Prominent scholar in geology, industrial exploration, and geological substantiation of gas field development plans. One of the founders of scientific foundations for oil fields targeted exploration

Рис. 4. Виктор Григорьевич ВАСИЛЬЕВ
Fig. 4. Viktor G. VASILIEV

Доктор геолого-минералогических наук. Им выработаны и научно обоснованы направления исследований по изучению газоносности недр, оценке ресурсов газа, законов изменения эффективности поисков. Под его редакцией в институте составлена первая карта газоносности СССР

Dr. Sc. in Geology and Mineralogy. He worked out and scientifically substantiated the research directions on the studies of gas-bearing capacity, assessment of gas resources, patterns of exploration effectiveness variations. The first map of gas-bearing capacity in USSR was created under his editorship

Рис. 5. Арнольд Аркадьевич ХАНИН
Fig. 5. Arnold A. KHANIN

Доктор геолого-минералогических наук, профессор. Крупнейший отечественный ученый в области физики пласта и петрофизики. Разработчик классификации пород-коллекторов, имеющей большое научное и практическое значение

Dr. Sc. in Geology and Mineralogy, Professor. Prominent Russian scholar in reservoir engineering and petrophysics. He worked out the reservoir rocks classification of great scientific and practical value

Эволюция нефтей в ловушках выражается в изменении их плотности, сернистости, содержания твердых парафинов, смол и асфальтенов, соотношения групп УВ-компонентов и др.

Главные процессы, сопровождающие геохронотермобарическую и геохимическую эволюцию концентрированных форм нахождения УВ, в частности нефти, в недрах: удаление гетероэлементов (N, O, S) в виде неуглеводородных газов и асфальтенов, которые при разложении выделяют УВ и нерастворимый остаток («мертвый углерод»), осаждающийся на минеральном субстрате; тепловое разрушение (разукрупнение) молекул с разрывом углерод-углеродных связей; диспропорциирование водорода между нафтеновыми, ароматическими и парафиновыми УВ и гидрирование за счет внешних источников водорода (главным образом в зоне апокатагенеза в жестких термоглубинных и катагенетических условиях) [8].

Нефть и свободный газ в виде скоплений сегрегированы в недрах осадочных бассейнов и сопряженных с ними провинций по площади, разрезу и литолого-стратиграфическим комплексам пород. Волго-Уральская и Тимано-Печорская провинции, Восточное Предкавказье, Среднеобская, Фроловская и Каймысовская области Западной Сибири преимущественно нефтеносны, Западное и Центральное Предкавказье, северные и арктические области Западно-Сибирской и вся южная половина Восточно-Сибирской мегапровинций, арктический и дальневосточный шельф, наоборот, преимущественно газоносны. Это предопределило географические и исторические различия в подготовке минерально-сырьевой базы газа и нефти России почти одновременно, но практически «на параллельных курсах», когда в одних областях и комплексах пород открывались преимущественно газосодержащие месторождения и залежи и подготавливались запасы свободного газа, в других — нефти. Кроме того, в послевоенные десятилетия развитие газовой отрасли в России происходило менее активно, чем в других республиках СССР — Украинской (Днепровско-Донецкая впадина) и центрально-азиатских, где для научного обеспечения поисков и разведки месторождений УВ был создан ряд региональных НИИ, но под эгидой (руководством) институтов Москвы и Ленинграда (Санкт-Петербурга). Этим обусловлена организация ряда филиалов ВНИИГАЗа: УкрНИИГАЗа, СредАзНИИГАЗа, Туркменского и др., а также СевКавНИПИГАЗа, ТюменНИИгипрогаза и др., геологические направления которых развивались под влиянием «центральной науки» и в тесном взаимодействии с геологической службой ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

До начала 1960-х гг. почти все открытия месторождений, приросты запасов газа и основная добыча происходили по периферии СССР, вне российских областей. Этим была обусловлена и концентрация усилий геологов большинства НИИ на изучение геологического строения и газонефтеносности южных областей и республик ([9, 10] и др.). Открытие новых нефтегазоносных провинций и областей в Сибири, на Дальнем Востоке и на шельфах потребовало «рассредоточения» поисково-разведочных работ и научных усилий по всей огромной территории нашей страны.

Научно-методические исследовательские школы геологических лабораторий ООО «Газпром ВНИИГАЗ» создавались и в дальнейшем функционировали по направлениям нефтегазовой геологии и по регионам исследований, по которым комплексно использовались результаты отдельных научных направлений. По направлениям нефтегазовой геологии действовали школы:

– генезиса газа (с 1976 г. и нефти) и парагенезиса горючих ископаемых (В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, В.Л. Соколов, В.П. Ступаков);

– онтогенеза УВ: изучение всего спектра процессов генерации, миграции, аккумуляции, эволюции и разрушения УВ-скоплений (В.П. Козлов и Л.В. Токарев, В.П. Савченко и А.Л. Козлов (рис. 2, 3), В.И. Ермаков и В.А. Скоробогатов, В.Л. Соколов и В.Ф. Симоненко);

– тектонодинамики (Г.И. Амурский, Я.А. Берето, Н.Н. Соловьев и др.);

– количественного прогноза газонефтеносности — подсчет и пересчет объема и структуры традиционных ресурсов УВ (В.Г. Васильев (рис. 4), В.И. Ермаков, Т.В. Гудымова, В.А. Скоробогатов, В.И. Старосельский, В.П. Ступаков, М.О. Хвилевицкий);

– оценки коллекторских свойств пород природных резервуаров (А.А. Ханин (рис. 5), К.И. Багринцева, М.И. Колоскова, З.И. Козловцева, Н.В. Савченко, А.Е. Рыжов);

– промысловой геологии (В.П. Савченко, М.Я. Зыкин, Н.Д. Кованько, Л.Г. Кузьмук, А.А. Плотников, А.В. Чичмарева);

– нефтегазовой гидрогеологии/гидрохимии и гидродинамики (В.Н. Корценштейн, Л.М. Зорькин, В.С. Гончаров, В.П. Ильченко, Э.Е. Лондон, Р.Г. Семашев, В.С. Стадник и др.);

– изучения литологической неоднородности коллекторских толщ (В.И. Ермаков, В.Б. Вельдер, Л.Г. Кузьмук, А.В. Чичмарева, С.В. Миронова, А.А. Шаля);

– геологии и нефтегазоносности шельфа (Е.В. Захаров, Ю.П. Ампилов, А.Н. Тимонин, Д.А. Астафьев, А.В. Толстиков);

– нетрадиционных ресурсов газа и нефти (Ю.Н. Макогон, В.А. Истомин, В.С. Якушев и др.).

Региональные школы (1956–1995):

– Северного Кавказа;

– Днепровско-Донецкой впадины и Донбасса;

Рис. 6. Вторая половина 1960-х гг. Западная Украина. В геологической экспедиции: зав. лабораторией ВНИИГАЗа В.Д. Малеванский (слева), гл. геолог ВНИИГАЗа Н.Д. Елин (справа). На заднем плане — газовые «грифоны». Фото из архива ВНИИГАЗа

Fig. 6. The latter half of the 1960s. Western Ukraine. Head of VNIIGAZ laboratory V.D. Malevansky (on the left), chief geologist of VNIIGAZ N.D. Elin (on the right) on the geological expedition. In the background — gas springs.Photo from the VNIIGAZ archive.

– Прикаспия;

– Западной Сибири;

– Средней Азии;

– Тимано-Печорского региона;

– Урало-Поволжья;

– Восточной Сибири и Дальнего Востока;

– морских акваторий.

Во ВНИИГАЗе были разработаны и обоснованы планы опорного (1948–1971) и параметрического (1972–2010) бурения, которые были успешно реализованы (пробурено 40 глубоких и сверхглубоких скважин в европейских регионах России и Сибири). В результате этого были открыты Западно-Сибирская и Восточно-Сибирская мегапровинции.

В 1948–2012 гг. геологами ВНИИГАЗа на основе изучения проблем генерации УВ, миграции и формирования месторождений УВ разработана общая теория формирования и эволюции газосодержащих месторождений и залежей в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста, позволяющая проводить качественный раздельный прогноз газо- и нефтеносности (В.П. Савченко, В.И. Ермаков, В.П. Ступаков, В.И. Старосельский, В.А. Скоробогатов и др.). Учеными ВНИИГАЗа впервые разработаны и обоснованы:

– научные основы направленных поисков газовых и газосодержащих месторождений (В.П. Савченко, А.Л. Козлов, В.И. Старосельский, В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Г.И. Амурский, Н.Н. Соловьев и др.) ([1, 2, 15, 17, 18] и др.);

– критерии и методы качественного прогноза и количественной оценки перспектив газонефтеносности, ряд новых методов экспертной оценки ресурсов УВ (В.Г. Васильев, Т.В. Гудымова, В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, М.О. Хвилевицкий) ([2, 9, 19] и др.);

Рис. 7. Приполярный Урал, 1970-е гг., геологическая экспедиция

Fig. 7. Nether-Polar Urals, 1970s, geological expedition

– классификация пород-коллекторов (А.А. Ханин и др.), являющаяся основой дифференциации продуктивных толщ по петрофизическим свойствам [20];

– рациональные методы промышленной разведки и оценки запасов газа (метод ОПЭ), что позволило ускорить разведку и ввод в эксплуатацию ряда базовых месторождений (В.П. Савченко, Н.Д. Елин (рис. 6), М.Я. Зыкин, А.Л. Козлов, В.А. Козлов, Л.Г. Кузьмук, Г.А. Невская, А.А. Плотников), и метод подсчета запасов УВ по падению давления (в ГКЗ утвержден как обязательный/контрольный) ([4, 21–23] и др.);

– комплекс научно-методических решений по повышению эффективности поисково-разведочных работ на газ в глубокопогруженных горизонтах (1975–1993 гг. — В.Л. Соколов, Э.В. Чайковская; 2001–2015 гг. — Б.С. Коротков и др.). Внедрение этих решений позволило скорректировать программы геологоразведочных работ Газпрома, касающиеся глубоких горизонтов, в районах размещения основных центров добычи газа ([24] и др.);

– методические основы прогнозирования, подсчета запасов и ресурсов полезных компонентов природного газа (тяжелые УВ, гелий, сероводород и др.) и подготовка ежегодных выпусков Государственного баланса запасов этана, пропана, бутанов в свободном газе (В.Г. Васильев, В.И. Старосельский, В.П. Ступаков, В.И. Ермаков, Э.Е. Лондон, Э.С. Гончаров, И.В. Истратов и др.) ([5, 9] и др.).

В 1961–1970 гг. учеными ВНИИГАЗа (В.Н. Корценштейн, Л.М. Зорькин, Э.Е. Лондон, В.П. Ильченко, В.С. Гончаров и др.) были заложены основы нефтегазовой поисковой и разведочной гидрогеологии, позволившие в дальнейшем изучить флюидальную компоненту осадочного чехла и месторождений всех регионов СССР и России (Предкавказье, Западная Сибирь, Прикаспийская впадина, Амударьинская синеклиза и др.) ([25] и др.).

В период открытия уникальных газовых и газоконденсатных месторождений на севере Западной Сибири (1965–1972) во ВНИИГАЗе была разработана и обоснована методика ускоренной разведки сеноманских залежей ограниченным числом присводовых скважин (В.П. Савченко, В.И. Ермаков, М.Я. Зыкин и др.), внедрение которой в практику геолого-разведочных работ позволило сэкономить значительный объем разведочного бурения и сократить время изучения залежей без снижения качества разведки ([21] и др.).

Изучение парагенетической связи угля, газа и нефти начиналось во ВНИИГАЗе еще в середине 1950-х — начале 1960-х гг. геологами В.Г. Васильевым, В.И. Ермаковым, А.Л. Козловым, Л.В. Токаревым для раздельного прогноза и поисков нефти и газа, однако лишь в конце 1990-х — начале 2000-х гг. сформировалось убеждение о реальности расширения МСБ газовой промышленности за счет нетрадиционных источников газа (газ угольных пластов и плотных коллекторов, сланцевых УВ, газогидратов и др.) ([26] и др.). Признанный в мире приоритет (1972) обнаружения газогидратов в донных осадках Черного моря принадлежит сотрудникам института Б.П. Жижченко и А.Г. Ефремовой. В 2008–2009 гг. состоялась уникальная научно-исследовательская экспедиция сотрудников ВНИИГАЗа на озеро Байкал для геологического изучения донных скоплений газогидратов с погружением на глубину 900 м в ГОА «Мир» (Е.В. Перлова, С.А. Леонов и др.).

В 1978–1979 гг. во ВНИИГАЗе было создано новое направление — использование материалов космических съемок для решения задач газовой промышленности, в значительной степени геологических (Г.И. Амурский, Н.Н. Соловьев, М.С. Бондарева и др.). Отработка методики дешифрирования космических снимков проводилась на нефтегазоносных объектах Поволжья, Центральной Азии, Предкавказья и др. (Г.А. Абраменок, В.А. Кузьминов, Л.В. Пименова, В.Ф. Когтев, Л.С. Салина) ([11 и др.]). В настоящее время это направление продолжает развиваться в институте (Е.В. Денисевич и др.).

В 1972–1992 гг. В.И. Ермаковым, М.О. Хвилевицким, Т.В. Гудымовой, В.А. Скоробогатовым разработан комплекс геологических, геолого-математических и экспертных методов количественной оценки объема и структуры начальных потенциальных и неоткрытых ресурсов УВ, применение которых позволило более достоверно и обоснованно пересчитать традиционные ресурсы газа, конденсата и нефти по состоянию на 01.01.1984, 1988, 1993, 2002, 2009, 2014 гг. Методические разработки ВНИИГАЗа и результаты оценки в области ресурсов УВ (качественный и количественный прогноз нефтегазоносности недр) по общему признанию находятся на мировом уровне ([19] и др.).

Во ВНИИГАЗе с 1960-х гг. разрабатывались: методические приемы оценки ресурсов газа угольных пластов (В.И. Ермаков, В.П. Ступаков, А.Г. Ефремова и др.); критерии гидратоносности пород в криолитозоне и нахождения газа в гидратном состоянии (Ю.Ф. Макогон, В.А. Истомин, В.С. Якушев, В.Г. Квон, Е.В. Перлова, С.А. Леонов и др.); оценка ресурсов газа и нефти плотных коллекторов (В.А. Скоробогатов, Л.Г. Кузьмук, В.С. Якушев, Н.Н. Соловьев, В.А. Кузьминов, Л.С. Салина и др.) ([6, 26–28] и др.).

Еще в 1970-х гг. были заложены научные основы долгосрочного прогнозирования развития газовой отрасли промышленности СССР и России, на базе которых составляются Генеральные схемы и Программы наращивания минерально-сырьевой базы газа на среднюю и дальнюю перспективы (до 2010, 2030, 2035, 2040 гг.) развития газовой промышленности России и крупных регионов (Западной Сибири, Восточной Сибири, Ямала, Дальнего Востока и др.) и направлений геолого-разведочных работ. В 1971–1985 гг. были разработаны и постоянно совершенствовались специальные методы контроля (геохимические, изотопные, гидрогеологические) разработки газовых месторождений (В.Н. Корценштейн, Е.В. Стадник, Г.И. Теплинский, Е.Я. Гаврилов, В.С. Гончаров, И.Б. Кулибакина, Н.Д. Гуляева, Е.П. Шишенина). Геологи ВНИИГАЗа вместе с геологами Газпрома принимали участие в:

– прогнозировании газонефтеносности недр крупных территорий и акваторий;

– открытии крупных и уникальных газосодержащих месторождений СССР и России (Оренбургское, Карачаганакское, Вуктыльское, Западно-Астраханское, Шатлыкское, Даулетабад-Донмезское и др.);

– разведке и создании геолого-промысловых моделей газовых гигантов (Уренгойское, Медвежье, Ямбургское, Бованенковское, Новопортовское, Астраханское ГКМ, в Центральной Азии — Шатлыкское, Даулетабад-Донмезское газоконденсатные месторождения);

– разработке и обосновании наиболее эффективных направлений геолого-разведочных работ на газ в регионах России (1988–2017);

– обосновании МСБ газа в рамках Генеральных схем развития газовой отрасли России ([2, 9, 13, 29] и др.).

Основные достижения в области нефтегазовой геологии ООО «Газпром ВНИИГАЗ» за последние пять десятилетий.

1. Разработка и обоснование общей теории формирования горючих ископаемых (парагенезиса угля и газа, битуминозных сланцев и нефти, разрушающихся в жестких термокатагенетических условиях, жидких УВ и высокотемпературного вторичного по генезису газа).

2. Полномасштабное многоаспектное изучение всех стадий онтогенеза УВ: генерации – миграции – аккумуляции – консервации – эволю-

ции – ремиграции и разрушения с обоснованием масштабов, процессов и явлений, приводящих к формированию и сохранности скоплений свободного газа и нефти в различных геологических условиях разновозрастных бассейнов и автономных генерационно-аккумуляционных комплексов пород (от рифея до плиоцена). Наибольший вклад геологи-газовики внесли в исследование и количественную оценку процессов генерации газа и битумоидов в ОВ различного типа, микрокомпонентного состава и уровня катагенетической преобразованности, а также процессов миграции (первичной и вторичной).

3. Разработка и обоснование метода расчета палеотемператур, в том числе максимальных, на любой отрезок времени; изучение количественных связей современных и максимальных температур со стадиями катагенеза органоминеральных комплексов пород, которые позволяют экспрессно оценивать катагенез по данным о современных температурах (в частности, для мезозойских и кайнозойских пород молодых плит Северной Евразии).

4. Создание теории формирования газо- и нефтесодержащих месторождений-гигантов с точными количественно-генетическими различиями в образовании и размещении уникальных и гигантских скоплений свободного газа и нефти.

5. Обоснование учения о связи геологических и генетических факторов формирования, размещения и прогнозирования УВС, их дифференцированного влияния на все стадии «цепи онтогенеза».

6. Разработка учения о генетических потенциалах газо- и нефтеносности (генерационном, миграционном и др.), а также об общем потенциале, качественной характеристикой которого служит объем начальных потенциальных ресурсов, газа и нефти.

7. Проведение всеобъемлющего анализа генезиса и оценки геологических ресурсов нетрадиционных источников газа и нефти всех видов, включая сланцевые УВ (1978–2017).

Геологи ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработали авторские концепции формирования месторождений и залежей УВ для большинства провинций Северной Евразии, прежде всего Западно-Сибирской (суша и шельф Карского моря), Амударьинской, Предкавказско-Мангышлакской, Прикаспийской, Баренцевоморской и др., из зарубежных — для Североморской, Арабо-Персидской, ряда НГБ Китая, Австралии и др. ([1, 12, 16, 30, и др].).

Геологов-газовиков, начиная с В.Г. Васильева, В.П. Савченко, А.Л. Козлова и др., всегда отличали независимость суждений, «самобытность» взглядов на все проблемы нефтегазовой геологии России и мира, собственная точка зрения на все процессы, происходящие в недрах осадочных бассейнов и в отдельных комплексах пород, будь то сеноман, неоком, ачимовская толща и юра Западной Сибири, подсолевые толщи Прикаспия, венд и рифей Сибирской платформы, кайнозойские дельтовые толщи Охотского моря и др. Именно это служило и служит основой для существования их особого мнения на оценки традиционных начальных потенциальных ресурсов УВ и нетрадиционных ресурсов газа и нефти.

Профессиональные интересы, совместное участие в полевых работах и экспедициях, крепкая дружба и взаимовыручка многие десятилетия связывали геологов ВНИИГАЗа с известными специалистами в области нефтегазовой геологии, блистательными российскими учеными: И.И. Аммосовым, О.К. Баженовой, М.Д. Белониным, Ю.К. Бурлиным, Н.Б. Вассоевичем, А.И. Варламовым, И.В. Высоцким, В.И. Высоцким, Н.А. Еременко, М.Ф. Мирчинком, И.В. Ереминым, В.П. Гавриловым, К.А. Клещевым, К.Н. Кравченко, Б.К. Прошляковым, В.Д. Наливкиным, В.Б. Олениным, С.П. Максимовым, Г.П. Сверчковым, Б.А. Соколовым, А.В. Ступаковой, Н.Ю. Успенской, В.Е. Хаиным, В.А. Чахмахчевым и многими другими.

Нефтегазовая геология — многокомпонентная наука, требующая комплексного подхода к решению большого числа проблем в рамках направлений ее развития.

После бурного роста и развития в течение XX в., особенно в период 1960–1980-х гг., в настоящее время наблюдаются элементы стагнации в развитии нефтегазовой геологии (преимущественно в фундаментальной части). Необходим «прорыв» в устоявшейся системе взглядов и представлений на поиски, в том числе нетрадиционных типов УВС в различных условиях.

Многие проблемы нефтегазовой геологии — вечные. Они были актуальны всегда: в 1940, 1960, 1980, 2000-х гг., будут актуальны и в 2020–2040-х гг. и далее. Время, условия диктуют подходы, способы и механизмы их решения, а проблемы остаются и сейчас.

Современный период развития сырьевой базы ПАО «Газпром» является переломным: истощаются введенные в разработку легкоизвлекаемые запасы сеноманского газа Западной Сибири. Для обеспечения добычи УВ требуются новые подходы к подготовке и ускоренному освоению новых запасов на суше и шельфе, значительная часть которых является удаленными или трудноизвлекаемыми, «дорогими» по освоению и «высокорискованными» по их поиску и оценке. Меняются подходы к оценке величины и структуры потенциальных ресурсов УВ, методам поисков и разведки месторождений газа и нефти ([29] и др.).

Научная истина, особенно в области нефтегазовой геологии, — категория сложная, дорогая (в достижении и постижении), трактуемая часто неоднозначно. Ее поиском, обретением, объяснением и применени-

ем для прогноза и дальнейших действий в области поисково-разведочных работ занимались и занимаются геологи ВНИИГАЗа и ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

По-настоящему «большой» газ остался только в недрах Сибири и арктических морей. Их газовый потенциал полноценно еще не изучен, полностью не оценен, в небольшой степени освоен и далеко не исчерпан. История геологического изучения недр Северной Евразии и освоения их углеводородного потенциала не закончена, она продолжается. Продолжат ее и геологи-газовики нынешних дней, которые воистину «стоят на плечах гигантов» — своих предшественников в деле служения нефтегазовой геологии России.

Литература

1. *Ермаков В.И., Скоробогатов В.А.* Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных отложениях. – М. : Недра, 1984. – 205 с.

2. *Жабрев И.П., Ермаков В.И., Берето Я.А. и др.* Зональность размещения углеводородных скоплений как основа для прогнозирования зон преимущественного газонакопления // Научно-технический обзор ВНИИЭГазпром. Серия «Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений». – М. : ВНИИЭГазпром, 1981. – № 8. – 38 с.

3. *Козлов А.Л.* О закономерностях формирования и размещения нефтяных и газовых залежей. – М. : Гостоптехиздат, 1959. – 164 с.

4. *Савченко В.П.* Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти. – М. : Недра, 1977. – 410 с.

5. *Старосельский В.И.* Этан, пропан, бутан в природных газах нефтегазоносных бассейнов. – М. : Недра, 1986. – 190 с.

6. *Ступаков В.П., Ефремова А.Г., Зимаков Б.М.* Структура ресурсов и перспективы добычи метана в угольных месторождениях СНГ // Оценка прогнозных ресурсов УВ газов в угольных бассейнах СНГ. Книга 1. – М. : ВНИИГАЗ, 1994. – С. 3–10.

7. *Жабрев И.П., Ермаков В.И., Орел В.Е. и др.* Генезис газа и прогноз газоносности // Геология нефти и газа. – 1974. – № 9. – С. 1–8.

8. *Соколов В.Л., Симоненко В.Ф., Гуляева Н.Д.* Экспериментальная оценка эволюции газообразования при углефикации // Условия образования нефти и газа в осадочных бассейнах. – М. : Наука, 1977. – С. 80–90.

9. *Васильев В.Г., Ермаков В.И. , Елин Н.Д. и др.* Перспективы поисков газовых месторождений в угленосных толщах Советского Союза // Научно-технический обзор ВНИИЭГазпром. Серия «Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений». – М. : ВНИИЭГазпром, 1971. – 58 с.

10. *Ермаков Н.С.* Закономерности размещения углеводородных скоплений Предкавказья и принципы выделения областей газо- и нефтенакопления: обзор / Под ред. Н.С. Ерофеева. – М. : ЦНИИТЭнефтегаз, 1965. – 86 с.

11. *Амурский Г.И., Абраменок Г.А., Бондарева М.С., Соловьев Н.Н.* Дистанционные методы изучения тектонической трещиноватости пород нефтегазоносных территорий. – М. : Недра, 1988. – 164 с.

12. *Васильев В.Г., Ермаков В.И., Жабрев И.П. и др.* Газовые и газоконденсатные месторождения: справочник / Под ред. И.П. Жабрева. – изд. 2-е перераб. и доп. – М. : Недра, 1983. – 375 с.

13. *Гриценко А.И., Пономарев В.А., Крылов Н.А. и др.* Сырьевая база и добыча газа в России в XXI веке. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 148 с.

14. *Мухин Ю.В.* Гидрогеологические условия первичной миграции газа и нефти // Бюллетень МОИП. Отд. геологическое. – 1974. – Т. 49. – Вып. 2. – 1974. – С. 107–124.

15. *Панченко А.С.* Раздельное прогнозирование залежей нефти и газа. – М. : Недра, 1985. – 199 с.

16. *Российская* газовая энциклопедия. – М. : БРЭ, 2004. – 527 с.

17. *Соловьев Н.Н.* Тектонодинамическая оценка условий формирования месторождений – новое направление изучения нефтегазоносных территорий // Геология нефти и газа. – 1986. – № 1. – С. 6–11.

18. *Соловьев Н.Н.* Тектонодинамический механизм дегазации подземной гидросферы при формировании залежей газа // Доклады АНСССР. – 1986. – Т. 286. – № 4. – С. 947–950.

19. *Хвилевицкий М.О., Гудымова Т.В., Ермаков В.И., Скоробогатов В.А., Хенвин Т.И.* Количественный прогноз газонефтеносности на разных этапах изучения регионов // Обзор ВНИИЭГазпром. Серия «Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений». – М. : ВНИИЭГазпром, 1983. – № 8. – 42 с.

20. *Ханин А.А.* Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М. : Недра, 1969.

21. *Ермаков В.И., Зыкин М.Я.* Совершенствование методов ускоренной разведки газовых месторождений – трудовой вклад разведчиков недр к 60-летию Октября // Научно-технический обзор ВНИИЭГазпром. Серия «Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений». – М. : ВНИИЭГазпром, 1977. – № 11. – 32 с.

22. *Зыкин М.Я., Козлов В.А., Плотников А.А.* Методика ускоренной разведки газовых месторождений. – М. : Недра, 1984. – 183 с.

23. *Козлов А.Л., Савченко В.П.* Рациональные методы промышленной разведки газовых месторождений – М. : ВНИИГАЗ, 1966. – 24 с.

24. *Чайковская Э.В., Кулибакина И.Б.* Катагенез органического вещества осадочных пород и свойства нефтей и газов // Геохимия современных и ископаемых осадков. – М. : Наука, 1973. – С. 83–87.

25. *Корценштейн В.Н.* Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. – М. : Недра, 1976. – 309 с.

26. *Скоробогатов В.А., Кузьминов В.А., Салина Л.С.* Ресурсы газа в низкопроницаемых коллекторах осадочных бассейнов России и перспективы их промышленного освоения // Газовая промышленность. Спецвыпуск: Нетрадиционные ресурсы нефти и газа. – М. : 2012. – С. 43–47.

27. *Жижченко Б.П.* Углеводородные газы. – М. : Недра, 1984. – 113 с.

28. *Плотников А.А.* Дифференциация запасов газа в неоднородных коллекторах. – М. : ООО «ВНИИГАЗ», 2003. – 290 с.

29. *Люгай Д.В., Скоробогатов В.А.* Концептуальные основы стратегии развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России и ПАО «Газпром» до 2050 г. // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М. : ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2016. – № 1 (25). – С. 4–15.

30. *Карта* газоносности СССР / Амурский Г.И., Берето Я.А., Кабанова З.В., Работнов В.Т., Скоробогатов В.А. и др.; Гл. ред.: В.И. Ермаков, И.П. Жабрев. – 1:2 500 000. - М. : ГУГК, 1983.

УДК 553.04

10.31087/0016-7894-2018-4s-17-30

Минерально-сырьевая база газодобычи России и ПАО «Газпром»: современное состояние и перспективы развития в XXI в.

© 2018 г. | В.В. Черепанов[1], Д.В. Люгай[2]

[1]ПАО «Газпром», Москва, Россия; v.tcherepanov@adm.gazprom.ru;

[2]ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия; d_lyugai@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 28.06.2018 г.

Принята к печати 10.07.2018 г.

Ключевые слова: ***минерально-сырьевая база; газ; поиски; запасы; ресурсы; добыча.***

Мегаконтинент Евразия богат углем, газом, нефтью, рудами. Важнейшие газоносные бассейны расположены в его северной и арктической частях — в Западно- и Восточно-Сибирском, Баренцевоморском, Охотоморском регионах и др. Современная структура минерально-сырьевой базы газодобычи такова: разведанные запасы составляют 50,8 трлн м^3 (категорий A + B + C_1 по данным Государственного баланса запасов), предварительные запасы — 17,7 трлн м^3 (категорий B_2 + C_2), накопленная добыча — 22,2 трлн м^3, в сумме начальных запасов — 91,8 трлн м^3. Начальные потенциальные ресурсы свободного газа оценены в 287,5 и 200 трлн м^3 (согласно официальным и корпоративным оценкам). В статье детально проанализирована структура запасов и ресурсов газа. Богатейшим регионом является Западно-Сибирский (суша и шельф южной части Карского моря). Разведанные запасы крупнейшей добывающей компании ПАО «Газпром» составили 36,8/35,4 трлн м^3 (геологические / извлекаемые) (2017–2018). В 2017 г. в России добыто 692 млрд м^3, в том числе ПАО «Газпром» — 471 млрд м^3. Рассмотрены направления, показатели и проблемы пополнения минерально-сырьевой базы газодобычи России и ПАО «Газпром» до 2040 г. Согласно стратегическим планам развития газовой отрасли, добыча газа в России к 2040 г. увеличится до 1 трлн м^3, с учетом добычи нетрадиционного газа. Текущие запасы газа России вырастут к 2051 г. до 54–55/34–35 трлн м^3 (геологические / извлекаемые). Основные объемы добычи и новые приросты будут получены в Ямало-Карском регионе Западной Сибири.

Для цитирования: Черепанов В.В., Люгай Д.В. Минерально-сырьевая база газодобычи России и ПАО «Газпром»: современное состояние и перспективы развития в XXI в. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s. – С. 17–30. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-17-30.

Raw material base of gas production in Russia and Gazprom: the current state and future considerations for the 21st century

© 2018 | V.V. Cherepanov[1], D.V. Luygai[2]

[1]Gazprom, Moscow, Russia; v.tcherepanov@adm.gazprom.ru;

[2]Gazprom VNIIGAZ, Moscow oblast, Russia; d_lyugai@vniigaz.gazprom.ru

Received 28.06.2018

Accepted for publication 10.07.2018

Key words: ***palaeozoic; raw material base; gas; prospecting; reserves; resources; production.***

Eurasia mega-continent is reach in coil, gas, oil, and ores. The most important gas-bearing basins are located in its northern and Arctic parts: West and East Siberian, Barents Sea, Okhotsk Sea sedimentary basins, megabasins, etc. The current structure of the raw material base for gas production is as follows: the explored reserves amount to 50.8 TCM (categories A + B + C_1 according to the State Balance Sheet), preliminary evaluated reserves — 17.7 TCM (categories B_2 + C_2), cumulative production — 22,2 TCM, total of the initial reserves — 91.8 TCM. According to the official and corporate estimates, ultimate potential resources of free gas make 287.5 and 200 TCM. The paper analyzes in detail the structure of gas reserves and resources. Western Siberia (onshore and shelf of the southern part of the Kara Sea) is the richest region. The explored resources of Gazprom (the major producing company) amounted to 36.8/35.4 TCM (in-place/recoverable) (2017–2018). In 2017, Russia produced 692 BCM of gas, including 471 BCM of gas produced by Gazprom. The paper discusses the focus areas, operating results, and issues of raw material base recovery owing to Russian and Gazprom production until 2040. In accordance with the Strategic Gas Industry Plan, gas production in Russia will increase to 1 TCM in this period, including unconventional gas production. The current Russian gas reserves will increase to 54–55/34–35 TCM (in-place/recoverable) until 2051. Major production volume and new incremental reserves will be obtained from the Yamal-Kara region of Western Siberia.

For citation: Cherepanov V.V., Lyugai D.V. Raw material base of gas production in Russia and Gazprom: the current state and future considerations for the 21st century. *Geologiya nefti I gaza = Oil and gas geology.* 2018;(4s):17–30. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-17-30.

Исторические аспекты и современные тенденции развития минерально-сырьевой базы и добычи газа в России

Топливно-энергетический комплекс — движущая сила, "локомотив" развития мирового материального производства и цивилизации в целом. По всем прогнозам органоминеральные первичные энергоресурсы сохранят лидирующее положение в топливно-энергетическом балансе мира практически на протяжении всего XXI в. Это связано с высокой обеспеченностью запасами и ресурсами горючих ископаемых многих стран и регионов мира и приемлемой себестоимостью их добычи и транспортировки в обозримом будущем. Безусловно, роль газа в мировом топливно-энергетическом балансе будет неуклонно расти. Это связано с рядом причин, в том числе с высокой технологичностью производства и экологичностью использования природного газа [1–3].

Минерально-сырьевая база добычи любого вида полезных ископаемых, в том числе горючих — газа, нефти, угля, — необходимая первооснова, фундамент развития добывающих отраслей промышленности стран и регионов мира, в том числе России, а также крупных компаний. Ее составляют текущие (с накопленной добычей (НД) — начальные), запасы промышленных категорий (НД + $A + B_1 + C_1$) и предварительно оцененные запасы недоизученных участков известных месторождений и залежей (категории $B_2 + C_2$) — открытая часть начальных потенциальных ресурсов и, кроме того, неоткрытые — перспективные (категорий $D_0 + D_л$) и прогнозные (категорий $D_1 + D_2$) ресурсы, в сумме — начальные потенциальные ресурсы (НПР).

Развитие МСБ газо- и нефтедобычи происходит в динамике отбор/прирост: добыча из текущих разведанных запасов эксплуатируемых месторождений и залежей УВ и прирост новых запасов за счет различных источников: в разные периоды проведения поисково-разведочных работ на собственных лицензионных участках, приобретение «готовых запасов» — активов других компаний-операторов и недровладельцев (обычно средних и мелких), обмена активами с крупными компаниями с превышением «баланса обмена», получения от государства прав на оставшиеся месторождения нераспределенного фонда с последующей их доразведкой.

Текущие разведанные запасы УВ (газа и конденсата — для преимущественно газодобывающих компаний, нефти — для вертикально интегрированных нефтяных компаний и независимых компаний-аутсайдеров) и будущие запасы, получаемые в ходе приростов в рамках поисково-разведочных работ, — самая ценная, высоколиквидная часть потенциальных ресурсов. Они обеспечивают добычу на ближнюю и среднюю перспективы, составляют основу капитализации и обеспечивают престиж (международный имидж и рейтинг) добывающих компаний.

Весь исторический период развития МСБ газодобычи России может быть разделен на четыре крупных этапа:

– подготовительный (1950–1960-е гг.), когда текущие разведанные запасы газа категорий $A + B + C_1$ медленно увеличивались (до 1,6 трлн м^3 к 1968 г.) и не могли обеспечить сколько-нибудь масштабной добычи на территории страны: подготовка запасов, их освоение и добыча были сосредоточены на окраинах «советской империи» — на Украине и в Средней (Центральной) Азии;

– стремительного роста (1969–1993), когда ежегодные приросты разведанных запасов достигали 2,2-2,8 трлн м^3/год [4] и они увеличились до 49,2 трлн м^3 (категорий $A + B + C_1$), несмотря на неуклонный рост производства природного газа (свободного (СГ) до 93–95 % общего объема, а также нефтерастворенного попутного) за счет открытия, разведки и промышленного освоения уникальных и гигантских по запасам газосодержащих месторождений Западной Сибири, Прикаспийской впадины и других регионов;

– стабилизации текущих запасов на уровне 47,5–48 трлн м^3 (1994–2001);

– медленного увеличения разведанных запасов в условиях паритета добычи/прироста, а с 2005 г. и расширенного воспроизводства МСБ газа.

Основной период создания МСБ газодобычи РФ приходится на 20-летие (1971–1990), когда были достигнуты грандиозные успехи в поисках, разведке и освоении месторождений УВ, в том числе и газосодержащих (с залежами СГ). Новый мощный импульс к развитию современной МСБ произошел в 2002–2015 гг. благодаря географическому расширению поисково-разведочных работ на газ и нефть на большинстве перспективных территорий суши и на прибрежных арктическом и охотоморском шельфе, хотя первые шельфовые месторождения, в том числе гигантские и крупнейшие, были открыты еще в 1987–1993 гг. (обнаружены, но не разведаны).

На начало 2015 г. текущие разведанные запасы России впервые превысили 50 трлн м^3 при накопленной добыче 21 трлн м^3, а к концу 2017 г. составили 51,0 трлн м^3 (НД — 22,9 трлн м^3).

Создание и поддержание в России самой крупной в мире МСБ газодобычи в 1970–1980-х гг., когда ежегодные приросты разведанных запасов газа в отдельные годы превышали 1,5 трлн м^3, было обусловлено стратегической необходимостью развития нашей страны, геополитической обстановкой в мегарегионе Евразия (были риски замены российского газа на рынке Западной Европы арабским и иранским газом) и общей конъюнктурой мирового газового рынка. Современные тенденции развития мировой газовой промышленности:

– неуклонное увеличение валовой и товарной добычи природного газа в большинстве стран, не-

смотря на все чаще повторяющиеся кризисные явления (2008–2009, 2014–2017). Добыча природного газа в мире за 2017 г. достигла 3,7 трлн м^3;

– исчерпание ресурсно-геологических возможностей рядом стран для масштабной добычи СГ в пределах национальных территорий и акваторий (Западная Европа и др.);

– конъюнктурное и «политическое» сдерживание добычи крупнейшими странами-производителями (Россия, Катар, Иран) на фоне безудержного политически ангажированного роста добычи в США;

– постепенное увеличение мировой торговли газом, все большие объемы добытого в ряде стран природного газа поставляются на мировой рынок и все более в виде сжиженного природного газа как альтернативы «трубному» газу;

– увеличение общемировых, региональных и «национальных» запасов газа, в том числе за счет включения ресурсов нетрадиционного газа (и нефти) в категорию «доказанных» (сланцевый газ США, Канады, Китая и др.);

– стремительное увеличение числа «игроков» в газовой сфере, в том числе стран — потенциальных производителей (Израиль, Египет, Мозамбик и многие другие) и потребителей: все большее число стран стремится увеличивать долю газа в топливно-энергетическом балансе за счет снижения доли угля и даже нефти!

– усиление борьбы за рынки сбыта и сферы влияния в нефтегазовом бизнесе как внутри отдельных стран, так и на мировой арене;

– после 2010 г. все более стремительная политизация процессов, происходящих в нефтегазовой сфере, повышение роли газа как инструмента политического влияния, давления, часто — главной причины межгосударственных и внутрирегиональных противоречий;

– начавшаяся конкуренция в ряде прибрежных стран между «трубным» и сжиженным природным газом.

Газовая отрасль промышленности России была едва ли не единственной, которая в 10-летие (1991–2000) сохранила свой организационный и добычной потенциал развития, благодаря созданию в 1993 г. РАО «Газпром». Немаловажными, если не первостепенными, для этого были ранее созданная национальная Единая система газоснабжения (ЕСГ) по системе магистральных трансконтинентальных газопроводов — своеобразного структурно-организационного стержня отрасли — также объективные природные предпосылки, а именно уникальная газоносность недр осадочных бассейнов Сибири, прежде всего Западной, позволившая создать в ходе поисково-разведочных работ крупнейшую в мире МСБ газодобычи, объем которой определялся подготовленными разведанными запасами свободного газа в объеме 48 трлн м^3 (геологические).

Для выработки стратегии развития МСБ газовой отрасли промышленности России и ПАО «Газпром» в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» были разработаны и приняты на Правлении общества:

– «Программа развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности до 2030 г.» (2002);

– «Программа развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности до 2035 г.» (2011);

– «Программа развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности до 2040 г.» (2015–2016).

Начиная с 2005 г. в ПАО «Газпром» приросты разведанных запасов газа постоянно превышали отборы в 1,05–1,4 раза (жидких УВ — в 1,5–2 раза). В 2017 г. коэффициент восполнения превысил 1,8 (852/471 млрд м^3; геологические / извлекаемые).

К концу первой половины XXI в. исполнится 100 лет газовой отрасли промышленности России, которая «несколько моложе» нефтяной промышленности, развивавшейся активно и масштабно с конца XIX в. в Российской империи, СССР, Российской Федерации. Оценка современного состояния и реальных перспектив развития МСБ за счет газодобычи России в целом и крупнейшей добывающей компании — ПАО «Газпром» до 2040 и 2050 гг. весьма актуальна для стратегирования развития всего топливно-энергетического комплекса страны, учитывая роль природного газа в нашей стране.

Сырьевая база газо- и нефтедобычи различных стран, регионов и отдельных компаний не вчера «началась» и не завтра «закончится», для ее создания, функционирования и развития (укрепления новыми запасами, географического и «глубинного» расширения) необходимы следующие условия: длительное время, значительные усилия, благоприятные условия (ресурсно-геологические, конъюнктурные, даже геополитические) и финансовые затраты. Исторические аспекты создания и развития МСБ газовой промышленности России, ее отдельных регионов и ПАО «Газпром» проанализированы в работах [3–5].

Современное состояние сырьевой базы газодобычи России и ПАО «Газпром»

К высоконадежным запасам на ближнюю перспективу (до 8–10 лет) относятся запасы:

– месторождений с возрастающей и постоянной добычей;

– месторождений ближнего резерва в ареале современной ЕСГ с залежами на малых и средних глубинах (до 3,0–3,3 км), с высокими добывными возможностями (с дебитами более 200–300 тыс. м^3/сут с КИГ не менее 0,8 и др.).

Все имеющиеся у какой-либо компании разведанные (доказанные) извлекаемые запасы не могут одновременно использоваться полностью для добычи.

Обычно в эксплуатации находится не более 50–60 % текущих запасов. Текущая задействованность запасов у ПАО «Газпром» составляет около 40 %.

Очевидным фактом является зависимость добычи от разведанных (доказанных) запасов, в свою очередь запасов от реальных ресурсов (газа и нефти): без ресурсов нет запасов (начальных, текущих, а без учета накопленной добычи — и будущих), без запасов нет добычи, без коммерческой добычи нет ничего остального.

На территории России и на шельфе Северной Евразии насчитывается 30 осадочных бассейнов, мегабассейнов и суббассейнов, из них 12 — очень крупных по площади и объему осадочного чехла, в том числе Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский мегабассейны и одноименные мегапровинции. Формула газового баланса России на 01.01.2017 г. была такова, трлн м³:

НД		*Запасы*			*Неоткрытые ресурсы*		*НПР*
		$A + B + C_1$		$B_2 + C_2$			
22,2	+	50,8/41,6	+	18,8/15,3	+ 195,7/162,4	=	287,5*/241,5
		геологические / извлекаемые		геологические / извлекаемые	геологические / извлекаемые		

* Официальная оценка ресурсов [6].

По данным экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (2016), начальные потенциальные традиционные ресурсы СГ страны оцениваются в 200 трлн м³ с вероятностью подтверждения начальных разведанных запасов на уровне 78–80 % (после тотальной разведки недр до глубины 7500 м). В этом случае газовый баланс составляет, трлн м³:

НД		*Запасы*			*Ресурсы*		
22,2	+	50,8/41,6	+	18,8/15,3	+ 108/84,7	=	200/163,8
		геологические / извлекаемые		геологические / извлекаемые	геологические / извлекаемые		геологические / извлекаемые

Таким образом, открытая и частично разведанная часть традиционных ресурсов СГ составляет 92/79,1 трлн м³ (геологические/извлекаемые), неоткрытая (прогнозируемая) — 108/84,7 трлн м³ — есть, что искать, открывать, разведывать и добывать еще многие десятилетия XXI в. И по объему текущих разведанных запасов, и по объему реально прогнозируемых в недрах традиционных ресурсов газа под проведение поисково-разведочных работ Россия не имеет себе равных, хотя по текущим запасам нефти (обычной, традиционной) — 18,4 млрд т (извлекаемых) — она занимает 7-е место в мире, но и по начальным официальным ресурсам нефти ее лидерство также неоспоримо (111 млрд т), хотя в России нефть значительно уступает свободному газу. Вместе с тем необходимо осознавать, что газовый потенциал уникального по мировым масштабам альб-сеноманского, преимущественно газоносного комплекса суши Западно-Сибирской мегапровинции с «идеальным» составом газа (содержание CH_4 от 97 до 99 %) в значительной степени реализован в накопленной добыче (из ресурсов и запасов 33 и 31 трлн м³ соответственно добыто 19 трлн м³, «добычные сливки» уже сняты с недр Западной Сибири [6–8]) и открытие другого такого богатейшего — великолепного по всем параметрам — продуктивного комплекса уже не предвидится не только во всей Евразии (суша и шельф), но и во всем мире: недра Африки, Америки, тем более Австралии значительно менее богаты ресурсами СГ.

К началу 2017 г. в России было открыто почти 3,5 тыс. месторождений УВ, часть из них полностью выработана, в том числе 41 месторождение открыто в 2016 г. Насчитывается 949 газосодержащих месторождений с запасами газовых шапок и СГ, начальные открытые запасы составляют 91,8 трлн м³, в том числе накопленная добыча — 22,2 трлн м³. Детальная структура запасов газа России приведена в табл. 1.

Минерально-сырьевая база газовой отрасли России рассредоточена в пределах большей части территории страны (40 субъектов федерации) и акватории (13 морей), различающихся особенностями геологического строения, масштабами нефтегазоносности, структурой УВ-систем и степенью промышленного освоения.

Объем и структура запасов и ресурсов СГ России, согласно официальным оценкам (запасы по состоянию на 01.01.2017 г. по данным Государственного баланса), показаны в табл. 2 и на рис. 1. Из 949 известных газосодержащих месторождений максимальное число расположено в Приволжском (225 месторождений) и Уральском федеральных округах (214 месторождений). К востоку от р. Енисей (Сибирский и Дальневосточный федеральные округа) открыто 180 месторождений, из них 50 мелких и мельчайших — на о-ве Сахалин. На шельфе обнаружено 44 месторождения, в том числе 14 — на шельфе Охотского моря.

Запасы категорий $A+B_1+C_1$ по состоянию на 01.01.2017 г. по разным данным составляли 50,5 и 50,8 трлн м³, категорий B_2+C_2 — 18,8 трлн м³, накопленная добыча достигла 22,2 трлн м³. Официально оцененные суммарные НПР газа составляют 287,5 трлн м³ (см. рис. 1).

В пределах суши основная часть начальных потенциальных ресурсов газа приурочена к регионам Сибири — в административном отношении — к Уральскому (104 трлн м³), Сибирскому (41 трлн м³) и Дальневосточному (15 трлн м³) федеральным округам. В геологическом отношении они тяготеют к осадочному чехлу двух крупнейших мегапровинций — Западно- и Восточно-Сибирской. На шельф российских морей приходится 107 трлн м³ свободного газа, ведущую роль здесь играет шельф Западной Арктики — Карское и Баренцево моря — 54,5 и 30,1 трлн м³ соответственно.

Табл. 1. Структура запасов свободного газа (на 01.01.2017), млрд м³
Table 1. Structure of free gas resources (as on 01.01.2017) (BCM)

Порядковый номер	Федеральный округ. Субъект Федерации	Число место-рождений	Добыча и потери с начала разработки	Запасы на 01.01.2017 г. по категориям			
				$A + B_1$	C_1	B_2	C_2
1	**Северо-Западный**	**53**	**448,5**	**217,4**	**436,5**	**27,7**	**74,6**
2	**Южный**	**186**	**778,4**	**3187,2**	**119,5**	**1110,6**	**1065,9**
3	**Северо-Кавказский**	**47**	**327,1**	**93,1**	**4,9**	**64,5**	**13,4**
4	**Приволжский**	**225**	**1502,1**	**745,8**	**128,9**	**69,5**	**29,7**
5	**Уральский**, в том числе	**214**	**18389,7**	**22068,5**	**8765,9**	**3055,6**	**4616,8**
	Ямало-Ненецкий АО	151	17846,3	21496,7	8708,2	2988,6	4597,1
6	**Сибирский**, в том числе	**87**	**157,6**	**988,3**	**2258,6**	**769,7**	**3137,8**
	Красноярский край	29	65,4	610,6	397,4	570,9	390,3
	Иркутская область	28	13,4	204,3	1817,1	169,2	2727,8
7	**Дальневосточный**, в том числе	**93**	**122,1**	**1461,3**	**696,1**	**548,5**	**459,6**
	Республика Саха (Якутия)	36	64,7	1417,5	680,5	541,0	450,8
8	**Шельф**, в том числе	**44**	**500,9**	**1619,9**	**7723,4**	**520,7**	**3138,5**
	Баренцева моря	7	0,0		4191,8		590,9
	Карского моря	10	281,7	300,5	2784,2	40,5	2427,8
	Охотского моря	14	202,3	935,3	731,8	213,2	60,5
	Японского моря	1	0,0		3,8		0,8
Всего по Российской Федерации:		**949**	**22226,4**	**30381,6**	**20133,9**	**6166,8**	**12536,2**

В распределении разведанных запасов основная доля приходится на северную часть Западно-Сибирской мегапровинции — текущие запасы в Ямало-Ненецком АО составляют 30,2 трлн м³ (60 % общероссийских запасов). Этот регион — лидирующий в РФ и по накопленной добыче (17,8 трлн м³, 80 % общероссийской). Базовые месторождения здесь разрабатываются еще с середины 1970-х гг., характеризуются высокой степенью выработанности начальных запасов УВ ведущих залежей, ухудшением в целом ресурсной базы.

На севере Западной Сибири в настоящее время наблюдается тренд смещения развития МСБ в северном направлении, связанный с падением добычи в традиционном Надым-Пур-Тазовском регионе (НПТР) и подготовкой к освоению и разработке месторождений на полуостровах Ямал и Гыданский. Данная тенденция будет усиливаться в будущем за счет опоискования слабоизученной акватории Карского моря.

Остальные регионы по объему разведанных запасов имеют подчиненное значение. Около 5,4 трлн м³ запасов категорий $A+B_1+C_1$ находится в недрах Восточно-Сибирской мегапровинции, 4,9 трлн м³ приходится на осадочные бассейны суши европейской части России. В шельфовых областях сосредоточено 9,3 трлн м³ разведанных запасов (в том числе 3,9 трлн м³ — запасы Штокмановского месторождения).

Регионы Сибири и Дальнего Востока, а также акватории шельфа в целом характеризуются низкой разведанностью НПР.

Таким образом, по степени разведанности и объему неоткрытых ресурсов газа на суше, значительным газовым потенциалом обладает азиатская часть страны. Арктический шельф по объему неоткрытых ресурсов следует отнести к основному мегарегиону долгосрочного развития МСБ страны.

В 2002 г. текущие запасы ПАО «Газпром» составляли 26,1 трлн м³ и в первое десятилетие XXI в. постепенно возрастали для укрепления МСБ ПАО «Газпром» для постепенного увеличения объемов газодобычи, экспорта газа, получения валютных поступлений и создания стратегического резерва запасов как в районах ЕСГ, так и в отдаленных областях суши (Восточная Сибирь) и шельфов Баренцева, Карского и Охотского морей. Это была государственная установка на усиление крупнейшей национальной газодобывающей компании. Обществу был передан ряд достаточно крупных

Табл. 2. Структура ресурсов газа (официальные оценки)
Table 2. Gas resources structure (official estimates)

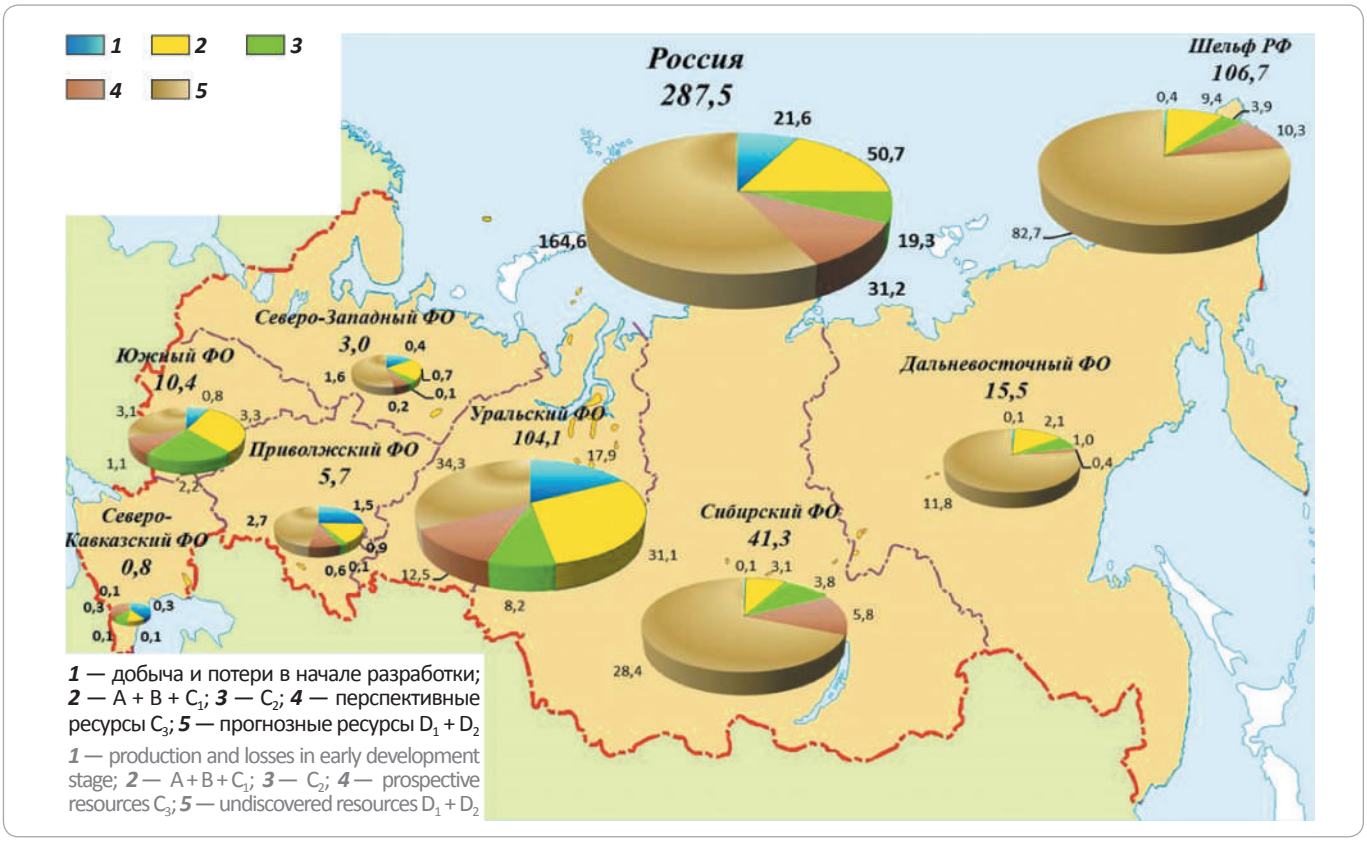
Порядковый номер	Федеральный округ. Субъект федерации	Начальные суммарные ресурсы на 01.01.2009 г.	Добыча с начала разработки	Запасы на 01.01.2017 г. по категориям		Перспективные ресурсы категории D_0	Прогнозные ресурсы категорий $D_1 + D_2$
				$A + B_1 + C_1$	$B_2 + C_2$		
1	**Северо-Западный**	**3,0**	**0,4**	**0,7**	**0,1**	**0,2**	**1,5**
2	**Южный**, в том числе	**10,4**	**0,8**	**3,3**	**2,2**	**1,7**	**2,5**
	Астраханская область	7,1	0,3	3,1	2,1	0,1	1,5
3	**Северо-Кавказский**, в том числе	**0,8**	**0,3**	**0,1**	**0,1**	**0,2**	**0,1**
	Ставропольский Край	0,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
	Республика Дагестан	0,3	0,0	0,0	0,1	0,2	-0,1
4	**Приволжский**, в том числе	**5,7**	**1,5**	**0,9**	**0,1**	**0,6**	**2,7**
	Оренбургская область	3,3	1,3	0,7	0,1	0,4	0,7
5	**Уральский**, в том числе	**104,1**	**18,4**	**30,8**	**7,7**	**12,5**	**34,7**
	Ямало-Ненецкий АО	98,8	17,8	30,2	7,6	12,4	30,8
6	**Сибирский**, в том числе	**41,3**	**0,2**	**3,2**	**3,9**	**5,8**	**28,2**
	Красноярский край	28,5	0,1	1,0	1,0	3,1	23,4
	Иркутская область	12,0	0,0	2,0	2,9	2,7	4,4
7	**Дальневосточный**, в том числе	**15,5**	**0,1**	**2,2**	**1,0**	**0,4**	**11,8**
	Республика Саха (Якутия)	13,9	0,1	2,1	1,0	0,3	10,4
8	**Шельф РФ**, в том числе	**106,7**	**0,5**	**9,3**	**3,7**	**10,3**	**82,8**
	Баренцева моря	30,1	0,0	4,2	0,6	1,2	24,1
	Карского моря	54,5	0,3	3,1	2,5	8,4	40,3
	Охотского моря	7,0	0,2	1,7	0,3	0,2	4,6
Всего по Российской Федерации:		**287,5**	**22,2**	**50,5**	**18,8**	**31,7**	**164,3**

ранее открытых месторождений из нераспределенного фонда.

Существенно изменилась обстановка в газовой сфере в последние 12 лет (2006–2017) (финансово-ценовые кризисы, ухудшение в отдельные годы конъюнктуры газового рынка, появление сланцевого газа в Северной Америке, пока маловостребованные мировые по объему запасы Катара и Ирана, в сумме — 57,8 трлн м^3, извлекаемые, новые открытия на шельфе в Восточном Средиземноморье, на шельфе Африки и Австралии и т. д.). Именно вследствие этих причин возможна некоторая тактическая корректировка общей стратегии развития МСБ газодобычи России в ближней перспективе (2018–2025) без изменения генеральной задачи ее расширенного долговременного воспроизводства до 2040 г. (тактика гибкого реагирования на быстроменяющиеся конъюнктурные условия на мировом и региональных рынках газа и нефти).

К территориям деятельности и сфере интересов развития МСБ ПАО «Газпром» относится вся Россия, включая акватории морей. С момента своего создания (в 1993 г.) Общество постоянно расширяет сферу своей производственной деятельности на суше

Рис. 1. Структура запасов и ресурсов свободного газа России на 01.01.2016 г., трлн м³
Fig. 1. Structure of free gas reserves and resources as on 01.01.2016 (TCM)



России и в окружающих ее морях. По состоянию на 01.01.2017 г. компания с дочерними обществами контролировала 36,4 трлн м³ разведанных геологических запасов свободного газа (более 70 % общероссийских).

Лицензионные участки расположены во всех основных газосодержащих осадочных бассейнах страны. На рис. 2 приведено распределение по регионам и структура запасов газа ПАО «Газпром» (без учета запасов ПАО «Газпром нефть») по основным регионам РФ. Наиболее значительная их часть приурочена к Западной Сибири (суша и Южно-Карская область, включая акватории Обской и Тазовской губ).

Несмотря на значительный суммарный объем, структура запасов неравнозначна по глубине их залегания, удаленности от районов с развитой инфраструктурой и единой системы газоснабжения, по степени сложности промышленного освоения и экологическим ограничениям.

ПАО «Газпром» — глобальная энергетическая компания мирового класса, контролирующая самые большие текущие разведанные запасы (категорий $A+B_1+C_1$) свободного газа в мире — 36,4/28,0 трлн м³ (геологические/извлекаемые). Необходимость иметь такие значительные запасы при средней добыче за последние 5 лет (500 млрд м³/год) обусловлена следующими причинами:

– преемственностью в развитии газовой отрасли России (Мингазпром = ПАО «Газпром»);

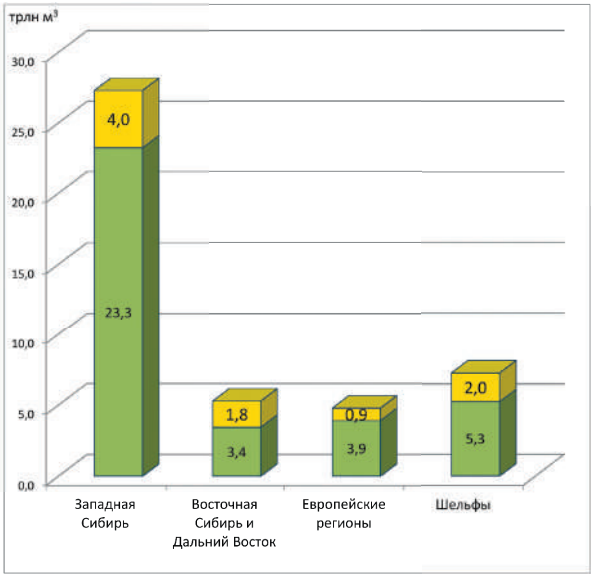
– огромной территорией страны, значительной разбросанностью газосодержащих месторождений (Западная и Восточная Сибирь, Арктика, шельфы морей — арктических и дальневосточных), суровыми условиями ведения любых работ в плане развития и освоения МСБ;

– значительным ухудшением качества и структуры текущих разведанных запасов по сравнению с 2002–2005 гг., существенным исчерпанием высокоэффективных запасов газа, прежде всего, сеноманского комплекса севера Западно-Сибирской мегапровинции;

– все усиливающейся год от года конкурентной борьбой между газопроизводящими компаниями в России: лучшие лицензионные участки на суше и шельфе под поиски и разведку УВ-скоплений и «живые» запасы месторождений нераспределенного фонда если бы не попали под контроль ПАО «Газпром», то достались бы компаниям-конкурентам, в том числе частным, преследующим собственные, не национальные, а корыстные интересы обогащения их владельцев;

– необходимостью не только поддержания, но и роста газодобычи с 470–500 млрд м³ в 2018–2020 гг. до 650–700 млрд м³ и более в период 2036–2040 гг.,

Рис. 2. Распределение и структура запасов газа ПАО «Газпром» (без учета запасов ПАО «Газпром нефть») на 01.01.2017 г.
Fig. 2. Gazprom gas resources distribution and structure (excluding PJSC Gazprom Neft) as on 01.01.2017



Категории запасов (*1*, *2*): ***1*** — $A + B_1 + C_1$, ***2*** — $B_2 + C_2$
Reserves categories (*1*, *2*): *1* — $A + B_1 + C_1$, *2* — $B_2 + C_2$

что не может быть осуществлено без дальнейшего развития МСБ: доразведки имеющихся месторождений, открытия и разведки новых месторождений и залежей УВ на суше и особенно на шельфе.

В структуре разведанных геологических запасов ПАО «Газпром» их часть, обеспечивающая стабильную добычу в ареале действующей единой системы газоснабжения, составляет 13,8 трлн м³ (в 2002 г. было 10,7 трлн м³ — отсутствовали многие месторождения, входившие в нераспределенный фонд), по месторождениям с падающей добычей — 7,1 трлн м³ (3,3 трлн м³), удаленных от зон с развитой инфраструктурой — 8,6 трлн м³ (7,8 трлн м³) и т. д. Видно, что при значительном увеличении общих запасов с 2002 по 2017 гг. (на 10 трлн м³) их структура несколько ухудшилась, «разбросанность» увеличилась.

По состоянию на 01.01.2017 г. ПАО «Газпром» и его дочерние общества контролировали 240 лицензионных участков, в том числе под подземное хранение газа — 43, на добычу и разведку — 187, 10 поисковых участков (лицензии вида НП). Геолого-разведочные работы проводились на 141 лицензионном участке. Всего под юрисдикцией Общества находится 155 месторождений преимущественно с залежами свободного газа (ГК, Г), а также типа ГКН/НГК. Кроме того, несколько чисто нефтяных месторождений (Приразломное и др.) принадлежит ПАО «Газпром нефть».

Логика и законы внутреннего развития МСБ с изменением ее структуры определяют необходимость и «реальную вынужденность» существования резервных запасов УВ, в том числе и газа. В структуре минерально-сырьевой базы Общества объем резервных запасов превышает 6 трлн м³, в том числе по Баренцеву морю — 4,2 трлн м³. Разведанные запасы в объеме 36,4/28,0 трлн м³ (геологические/извлекаемые) — это *стратегически и исторически обусловленная величина* текущего состояния МСБ газодобычи ПАО «Газпром».

Необходимо отметить специфику новейшего периода развития газовой отрасли РФ. Все ее элементы с годами все более усложняются:

– «стареет» и ухудшается по структуре МСБ газодобычи, все труднее становится искать новые месторождения и залежи УВ в большинстве областей суши, а месторождения на арктическом шельфе будет легко открывать и разведывать, но очень трудно и дорого осваивать;

– заканчивается поисково-эксплуатационная «эра сеноманского газа» в Надым-Пур-Тазовском регионе, а условия разработки залежей УВ в неокоме, особенно в ачимовской толще и юре на севере Западной Сибири на порядок сложнее и намного дороже. Очень сложны по геологическому строению и фазовому состоянию месторождения Восточной Сибири;

– ухудшается состояние трубопроводной системы ПАО «Газпром», находящейся в эксплуатации уже 40 лет и более (стандартный срок — 33 года);

– все более сложным по составу становится добываемый газ, а это требует сооружения газохимических комплексов.

Имидж и степень влияния любой добывающей компании в нефтегазовом мире определяются уровнем текущей добычи УВ и планируемой (вероятной) на ближнюю перспективу (8–10 лет), а также контролируемыми текущими разведанными (доказанными) запасами газа, конденсата и нефти, их объемом и структурой (в том числе долей активных запасов в крупнейших месторождениях на национальной территории и за рубежом). Однако в средней и дальней перспективе производство УВ определяется неоткрытыми прогнозными ресурсами (их реально оцененными объемами в недрах), подтверждение которых через поисково-разведочные работы наступает на зрелом этапе освоения УВ-потенциала недр. Современные запасы, как правило, обеспечивают добычу УВ только на ближнюю перспективу. Как и добыча газа и связанного с ним конденсата, по крайней мере, в средней перспективе не должна, а значит, не может снижаться в последующие годы развития газовой отрасли промышленности России, так и процесс прироста новых разведанных запасов за счет поисково-разведочных работ не должен останавливаться даже на короткие отрезки времени (год–два–три).

Но, создав мощную МСБ, никакая страна не имеет права ее быстро «проедать» без поддержки новыми открытиями и приростами. Другое дело, что в разные

периоды развития газодобывающей отрасли промышленности, прежде всего добычи газа и газового конденсата, в мире и по отдельным странам может корректироваться ее динамическое взаимодействие с развивающейся МСБ (больше, меньше, паритет в динамике отбор/прирост).

Общемировая практика освоения УВ-потенциала в тех или иных странах, регионах и осадочных бассейнах показывает, что период между годом открытия месторождения и началом его промышленного освоения достигает в лучшем случае 5–6 лет, обычно 8–10 лет, а часто и более (до 18–20 лет на шельфе). Только для мелких по запасам неглубокозалегающих месторождений в хорошо освоенных районах суши и прибрежного шельфа этот период может быть сокращен до 3–4 лет. Таким образом, МСБ газо- и нефтедобычи, обеспечивающая промышленное производство, например, в 2026–2030 гг. должна быть готова/подготовлена не позднее 2018–2020 гг., в 2031–2035 гг. — в период 2021–2025 гг. и т. д. И только малые по масштабам деятельности или посреднические компании, торгующие запасами, могут позволить себе «роскошь» не готовить запасы на среднее и отдаленное будущее, не заботясь о своем престиже долговременного оператора в области разведки и добычи. Дальнейшее развитие газовой отрасли промышленности России и ее ведущих добывающих компаний в области разведки и добычи определяется рядом факторов [1, 3, 5, 9]:

– величиной и структурой текущих запасов (геологических/извлекаемых), выработанностью запасов по регионам и важнейшим комплексам пород, степенью освоенности ресурсов УВ — отправными точками для оценки новых вероятных открытий, динамики доразведки залежей, добычи и дифференцированных приростов новых разведанных запасов;

– геологическими возможностями недр преимущественно газоносных осадочных бассейнов для развития МСБ и добычи газа на среднюю и дальнюю перспективы (после 2028–2030 гг.);

– технико-технологическими условиями развития сегмента «разведка и добыча» с учетом применения новейших (инновационных) технологий прогнозирования, поисков, разведки и освоения УВ-сырья;

– добычными амбициями, долговременными обязательствами и финансовыми возможностями компаний-операторов;

– требованиями энергетической геостратегии развития России.

По новой классификации запасы свободного газа России на 01.01.2018 г. составляли 49,3 трлн м^3, ПАО «Газпром» — 35,4 трлн м^3 (с учетом различных значений коэффициентов извлечения газа), т. е. по сравнению с 2017 г. они снизились незначительно (в динамике: отбор/прирост/пересчет).

Подготовка минерально-сырьевой базы, ее восполнение, укрепление и расширение — сложнейшая, многоаспектная проблема, решение которой должно быть взаимоувязано со сценариями добычи газа и жидких УВ, геологическими возможностями для успешного развития поисково-разведочных работ в малоизученных регионах, дальнейшей транспортировкой газа, вероятной (прогнозируемой) динамикой конъюнктуры внутреннего, региональных и мирового газового и нефтяного рынков, проблемами экологии и взаимоотношений с местными властями, стратегическими партнерами и конкурентами, а главное — с финансовыми возможностями добывающих компаний-операторов и их внешними обязательствами по поставкам УВ на перспективу.

Минерально-сырьевая база газо- и нефтедобычи в виде текущих разведанных запасов УВ в случае отсутствия или малых объемов пополняющих ее приростов (ежегодных и/или за какой-либо период — 3–5 лет и тем более 8–10 лет) быстро ухудшается по качеству и уменьшается, причем добыча начинает снижаться за много лет до полного исчерпания извлекаемых запасов в силу неуклонного ухудшения их структуры и качества (как и первыми вводятся в разработку, так и интенсивно разрабатываются в дальнейшем, как правило, наилучшие по добывным возможностям и геолого-экономическим характеристикам запасы крупнейших из оставшихся месторождений и залежей).

Необходимость непрерывного развития минерально-сырьевой базы газодобычи путем проведения поисково-разведочных работ обусловлена следующими причинами:

1. Полувековое «господство» газоносных отложений сеномана Надым-Пур-Тазовского региона близко к завершению, структура текущих запасов усложняется (с ухудшением отдельных элементов), освоение новых регионов подразумевает значительные затраты, особенно на шельфе, и большие геологические, экологические и экономические риски [5, 7, 9];

2. Очевидна необходимость постоянного присутствия Общества в основных регионах деятельности по развитию минерально-сырьевой базы, в том числе необходимость сохранения хотя бы минимальных мощностей по поискам и разведке, с учетом кратчайших сроков их мобилизации при необходимости на полную (необходимую!) мощность;

3. В случае изменения конъюнктуры газового и нефтяного рынков и восстановления долговременных«справедливых» мировых цен на энергоносители (на нефть 80 долл/баррель и более, на газ 270–300 долл/тыс. м^3) должен быть стратегический резерв подготовленных запасов для быстрого увеличения добычи газа (в ареале ЕСГ — фонд «быстрого реагирования»).

4. Всестороннее развитие и совершенствование отечественных технологий в области импортозамещения, прежде всего в направлении строительства и освоения глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях (Арктика, глубокий шельф).

Дальнейшее развитие минерально-сырьевой базы за счет прироста разведанных запасов УВ в ходе геолого-разведочных работ 2018–2040 гг. в России, в том числе по предприятиям ПАО «Газпром», должно обеспечить:

– восполнение (в значительной степени) отборов новыми приростами в районах современной газодобычи или тяготеющих территориально к действующей единой системе газоснабжения с учетом качества вновь приращиваемых доказанных запасов;

– организацию новых центров добычи УВ в Арктике, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, включая шельфовый ареал о-ва Сахалин, обеспечение их активными запасами;

– разработку разноуровневой целевой инвестиционной стратегии освоения перспективных и прогнозных ресурсов УВ на участках распределенного и нераспределенного фондов недр с учетом результатов комплексного риск-анализа.

Даже простое воспроизводство начальных запасов, уменьшающихся в ходе добычи газа разведанных и эксплуатируемых залежей, требует прироста новых геологических запасов с коэффициентом не менее 1,15–1,20 (извлекаемых — не менее 1,05).

Согласно оценкам Министерства энергетики России (март 2015 г.) общенациональное ежегодное производство газа в 2035 г. прогнозируется в объеме 871–926 млрд м^3 (пессимистический сценарий), нефти и конденсата — 525 млн т (оптимистический сценарий). По мнению авторов статьи, эта прогнозируемая добыча по газу (свободный газ +НПГ), вероятнее всего, занижена против реально возможной (необходимой) и завышена для жидких УВ. Таким образом, по газу необходим и реален неуклонный рост добычи, главная задача по жидким УВ — ее удержание на достигнутом уровне (но не менее 500 млн т, по крайней мере до 2030 г.).

Для развития минерально-сырьевой базы в рамках государственной подпрограммы «Воспроизводство минерально-сырьевой базы, геологическое изучение недр» (февраль 2015 г.) предусматривается увеличение приростов новых разведанных запасов газа с 1,6 трлн м^3 в 2018 г. до 1,8 трлн м^3 в 2020 г. и далее, стабильные приросты нефти — 0,8 млрд т ежегодно (несколько завышено против реальных возможностей). Достижение этих показателей будет обеспечено за счет проведения поисково-разведочных работ всеми компаниями, владеющими лицензиями на участки недр.

Согласно стратегическим планам развития газовой отрасли промышленности России, разработанным в последние годы, национальное производство газа должно увеличиться к 2040 г. до 940–1000 млрд м^3, в том числе предприятиями ПАО «Газпром» — до 700–730 млрд м^3, а в 2050 г. — до 1150 и 750 млрд м^3 соответственно, при этом морская добыча газа превысит 300 млрд м^3/год (здесь учитывается добыча только традиционного газа).

На суше России остается все меньше недостаточно опоискованных или вовсе неопоискованных областей и районов. К ним относится вся восточная половина Гыданской области, восточные районы Енисей-Хатангской области и северная половина Лено-Тунгусской НГП (в пределах древней Сибирской платформы — Восточно-Сибирский регион).

Просматривается три главных направления развития МСБ газовой отрасли промышленности России на перспективу до 2040 г.: западно-сибирское (арктические области суши одноименной мегапровинции), восточно-сибирское (Сибирская платформа, включая восточную, якутскую части) и морское (шельфовое — западно-арктический шельф, а также Охотское море). Именно стратегически обусловленное расширенное воспроизводство МСБ газодобычи предопределяет необходимость выхода с поисками в новые районы и области суши, активизацию поисков в пределах акваторий арктических и дальневосточных морей России, а также обоснование новых перспективных направлений и крупных неопоискованных объектов для повышения эффективности развития сырьевой базы газодобычи.

Главные стратегические регионы дальнейшего развития МСБ газо- и нефтедобычи ПАО «Газпром» в 2018–2040 гг.:

– северные и арктические области Западной Сибири (на суше Ямало-Ненецкого АО — Ямал, Гыдан и Южно-Карская область — на шельфе);

– южные и центральные области Восточной Сибири, в дальней перспективе (после 2025 г.) — неизученные регионы северо-запада мегапровинции (Северо- и Южно-Тунгусская провинции);

– шельф западной части Арктики (после 2030 г.).

К тактическим областям (в рамках сравнительно узких временных периодов, масштабов деятельности и их результативности) относятся:

– на суше:

• северные и юго-восточные районы Тимано-Печорской провинции;

• юго-западное и северо-восточное обрамления Прикаспийской впадины и юг Предуральского прогиба;

• Енисей-Хатангская область Западной Сибири (Усть-Портовский район — левобережье и правобережье нижнего течения р. Енисей);

• Лено-Вилюйская впадина (газ);

– на шельфе:

• Обская и Тазовская губы Карского моря (газ и конденсат);

• Присахалинский шельф (все УВ).

Тактико-стратегическая иерархия регионов, областей и центров газодобычи (настоящих и будущих) в период 2018–2040 гг. (после возможного завершения текущего производственно-ценового кризиса в нефтяной и газовой отраслях до 2019–2020 гг.) следующая:

– Надым-Пур-Тазовский регион (главный, но существенно истощенный по газу регион с падающей добычей);

– Ямал (суша) — главный стратегический регион (новый), приходит на смену Надым-Пур-Тазовский регион (после 2026–2028 гг.);

– Восточно-Сибирский — стратегический регион (доразведка и освоение месторождений-гигантов, при этом не исключена временная консервация *поисковых работ* до 2021–2022 гг. в силу их низкой эффективности на юге Сибирской платформы);

– Гыдано-Тазовский — необходимо расширение ареала поисковых работ на суше — в центральных и восточных районах Гыданской области, в Тазовской губе — поиски УВ в неокоме, доразведка открытых месторождений;

– Присахалинский (Охотоморский — шельф, суша Камчатки) — тактический;

– Приямальский (Южно-Карский) — стратегический на среднюю и дальнюю перспективу;

– Баренцевоморский (дальняя стратегия — после 2030 г.: высокая неопределенность в использовании добываемого в будущем газа, неочевидная целесообразность ведения поисково-разведочных работ в период 2019–2028 гг.);

– европейские области (малые масштабы производства — добычи и новых приростов запасов УВ).

В настоящее время и в обозримом будущем в пределах Северной Евразии будет действовать до 20 центров газодобычи, многие из них в настоящее время не обеспечены запасами УВ и требуют форсированного развития минерально-сырьевой базы уже в средней перспективе. Ведущим по запасам и ресурсам свободного газа является Ямало-Баренцево-Карский арктический мегаузел газонакопления (рис. 3).

Важнейшим для ПАО «Газпром» и газовой промышленности России в целом уже более 45 лет остается Надым-Пур-Тазовский центр газодобычи, буровая изученность которого по отдельным областям оценивается в 65–80 % (в интервале от кровли сеномана до средней юры), однако его минерально-сырьевая база находится на завершающем этапе своего развития как в плане добычи, так и новых открытий и приростов.

Развитие минерально-сырьевой базы России и ПАО «Газпром»

По оценке экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (2017), в структуре неоткрытых ресурсов газа России прогнозируется развитие 34–36 месторождений-гигантов (более 300 млрд м^3 каждое), в том числе 6–8 сверхгигантских месторождений (1–2,5 трлн м^3), из них в недрах акваторий соответственно 30–34 и 5–6 (преимущественно в Карском, а также в Баренцевом морях, в Охотском море — не более двух новых гигантов, один уже открыт и находится в разведке — Южно-Киринское газоконденсатное месторождение), при этом поиск на арктическом шельфе и тем более разведку газосодержащих месторождений с реальными геологическими запасами менее 100 млрд м^3 до 2035 г. необходимо признать нецелесообразным. В случае открытия подобных месторождений поисково-разведочные работы должны быть законсервированы до начала и планового ввода в промышленную эксплуатацию с попутной доразведкой.

Главная текущая проблема поисково-разведочных работ — отсутствие новых крупных открытий месторождений и залежей УВ на суше России. По-видимому, главные причины — значительная опоискованность недр имеющихся лицензионных участков, отсутствие поисковых заделов и реально существующих крупных по объему перспективных ресурсов УВ. В 2015–2017 гг. сократился объем поискового бурения, проводимого крупнейшими компаниями России за счет увеличения разведки и доразведки месторождений и залежей, открытых еще до 1990 г. Цель: «разведка любой ценой с приростом промышленных запасов». Очевидно, что такая же тенденция сохранится, по-видимому, и до 2020 г., когда завершится текущее двадцатилетие развития поисково-разведочных работ в России. Вместе с тем, ориентировать геолого-разведочные работы только на доразведку давно открытых залежей и опоискование невскрытых горизонтов известных месторождений, обнаруженных еще 20–30 лет назад, — значит не развивать стратегию МСБ на среднюю и дальнюю перспективы. Как правило, залежи УВ в глубоких горизонтах (3,5–5,5 км) по всем параметрам хуже, чем в средних и тем более залегающих неглубоко.

Общая стратегия развития МСБ газодобычи Общества до 2050 г. должна исходить из разумного сочетания геолого-разведочных работ на суше (в наиболее перспективных областях Сибири — Западной и Восточной и Дальнего Востока) на ближнем шельфе (активные работы в Охотском море до 2025 г.) и постепенного расширения геологоразведки на Приямальском шельфе Карского моря и на акватории Баренцева моря (2026–2050).

Общий прирост новых разведанных/доказанных запасов газа до 2035 г. на суше России и в пределах акваторий Северной Евразии всеми компаниями-операторами должен составить не менее 22–23 трлн м^3

Рис. 3. Центры газодобычи Западно-Арктических областей Северной Евразии
Fig. 3. Gas production centers in the West Arctic areas, Northern Eurasia

Месторождения УВ (***1–4***): ***1*** — газовые и газоконденсатные, ***2*** — газонефтяные, ***3*** — нефтегазовые и нефтегазоконденсатные, ***4*** — нефтяные; ***5*** — лицензионные участки группы Газпром; **центры газодобычи** (***6–8***): ***6*** — действующие: 1 — Надым-Пур-Тазовский, 2 — Ямальский, ***7*** — новые (после 2025 г.): 1 — Гыданский (+ Обская и Тазовская губы), ***8*** — перспективные (после 2025 г.): 1 — Баренцевоморский, 2 — Южно-Карский

HC fields (***1–4***): ***1*** — gas and gas condensate, ***2*** — gas-oil, ***3*** — oil-gas and oil-and-gas condensate, ***4*** — oil; ***5*** — Gazprom Group License Areas; **gas production centers** (***6–8***): ***6*** — operating: 1 — Nadym-Pur-Taz, 2 — Yamal, ***7*** — new (after 2025): 1 — Gydan (+ Ob and Taz bays), ***8*** — prospective (after 2025): 1 — Barents Sea, 2 — South Kara

(ПАО «Газпром» — 14–15 трлн м³) с коэффициентом восполнения добычи около 1,10–1,15. По сути, это простое восполнение, так как приращиваем геологические запасы в недрах, а добываем извлекаемые запасы, если считать товарную добычу газа без объемов обратной закачки на нефтяных месторождениях (однако в условиях России эта расходная статья баланса невелика).

В 2036–2050 гг., согласно расчетам экспертов Газпрома, общий прирост по России оценивается в 23–24 трлн м³ (ПАО «Газпром» — 13–14 трлн м³), при этом объемы геолого-разведочных работ должны возрасти в 1,4–1,5 раза против предыдущих 17–20 лет, что связано с неуклонным снижением эффективности и увеличением глубинности как поискового, так и разведочного бурения по всем регионам суши и отдельным морям (южным, Охотскому и др.). Общий прирост до 2050 г. оценивается в 45–47/36–37 трлн м³ (геологических/извлекаемых). Развитие минерально-сырьевой базы газа в России, в частности предприятиями ПАО «Газпром», до 2040 г. будет характеризоваться следующими условиями:

– завершением поисков на суше последних крупнейших (более 100 млрд м³), а также ряда крупных (более 30 млрд м³) газосодержащих месторождений в освоенных районах Западной и Восточной Сибири, их дифференцированной разведкой (в зависимости от крупности вновь открываемых залежей);

– выборочным опоискованием Приямальского и Присахалинского шельфов в 2021–2030 гг. и Баренцевоморского шельфа с 2031–2033 гг. на новых перспективных структурах по схеме: одна–две поисковых присводовых и одна оценочно-разведочная скважины на максимально возможную и целесообразную глубину (низы неокома — в Южно-Карской области, верхи триаса — в Баренцевом море и т. д.). Цель — открытие крупнейших и гигантских месторождений и залежей УВ, оценка их геологических запасов УВ (с соотношением категорий $C_2 > B + C_1$). При обнаружении относительно небольших месторождений (менее 30 млрд м³ типа Обского, Мынгинского и др.) — временная консервация поисково-разведочных работ с их плановым возобновлением за 5–6 лет до ввода в промышленную эксплуатацию;

– завершением массовых геолого-разведочных работ на глубокие горизонты (более 4 км) в большинстве областей суши России в связи с высокими рисками неполучения положительных результатов в виде новых открытий и приростов промышленных запасов газа и особенно нефти.

Будущие поисковые работы в центрально-восточных зонах Южно-Карской области (Приямальский

шельф) характеризуются низкими ресурсно-геологическими рисками по неоком-аптскому комплексу и высокими — по юре, тоже соответственно по нижне-среднеюрскому и триасовому комплексам Баренцева моря и др. Западная половина шельфа (Приновоземельская) имеет меньшие шансы для освоения УВ-потенциала недр в обозримом будущем из-за удаленности от Ямала (300–350 км).

Необходимо подчеркнуть, что будущее развитие минерально-сырьевой базы газовой отрасли России будет определяться именно успехами поисковых работ, хотя следующие за ними разведка и доразведка обеспечивают прирост доказанных (промышленных) запасов газа и нефти — на 80–90 % ежегодных суммарных приростов по итогам поисково-разведочных работ.

Планово-рыночное развитие минерально-сырьевой базы газа ПАО «Газпром» должно происходить в соответствии с имеющимися стратегическими государственными программами развития топливно-энергетического комплекса, нефтяной и газовой отраслей промышленности, однако не полностью находиться в «створе» планов официального их развития. Свобода маневра по всем параметрам минерально-сырьевой базы должна быть: по динамике добычи и новых приростов запасов, по показателям поисково-разведочных работ, экспортной направленности и др. Тем более, что никогда, нигде и ни в чем принятые и утвержденные планы не выполнялись. Даже расчеты по добыче газа в отдельные годы корректировались по 2–3 раза, но все равно чаще всего итоговая (результирующая) добыча газа за год им не соответствовала (больше-меньше). Прекрасный пример демонстрирует даже 2017 г. по добыче газа и Россией в целом и ПАО «Газпром», когда фактические цифры добычи существенно превысили плановые («сработала внеплановая» благоприятная конъюнктура газового рынка в Европе — провал планов поставки СПГ из США для давления на Россию).

Будущее газодобычи в России

Ресурсные возможности недр Северной Евразии (суша и шельф) позволяют довести национальную добычу природного газа до 850–900 млрд м³ и более (к 2033–2035 гг.). Так уж распорядилась матушка-природа, создав самый большой в мире газовый потенциал в осадочных бассейнах России в виде месторождений и залежей свободного газа с суммарным начальным объемом 200 трлн м³, а возможно, и несколько более — только традиционного газа с прогнозной частью до 100 трлн м³. Этот объем следует рассматривать как гарантированный минимум ресурсов свободного газа России. Огромны ресурсы нетрадиционного газа в бассейнах Северной Евразии, прежде всего в низкопроницаемых резервуарах на глубинах 3,3–4,5 км. Укрупненная формула развития МСБ ПАО «Газпром» в целом на дальнюю перспективу (до 2040 г.) такова, трлн м³, (геол.):

Текущие запасы (2017)		Накопленная добыча (по периодам и центрам газодобычи)		Приросты новых запасов (по лицензионным участкам Общества и перспективным районам)		Увеличение запасов за счет месторождений нераспределенного фонда и работы с активами других компаний		Текущие запасы к концу 2040 г.
36,4	–	12,7	+	14–15,3	+	1	=	38,7–40

Подобная простая формула развития обладает значительной внутренней сложностью (изменением структуры каждого элемента в динамике до временного рубежа — 2040 г.).

В конечном итоге геологические запасы Общества на 01.01.2040 г. составят не менее 38 трлн м³, России в целом — 53–54 трлн м³. По различным оценкам, в 2040 г. общее производство газа в России может превысить 920–950 млрд м³ (до 1 трлн м³), объемы добычи газа более 0,9–0,95 трлн м³ будут обеспечиваться, скорее всего, за счет нетрадиционного газа (более 100–150 млрд м³/год), что будет составлять менее 1 % их технологически извлекаемых объемов (без учета газогидратов). Таким образом, реально максимальный уровень национального производства природного газа России в 2041–2050 гг. оценивается в 1,1 трлн м³, а минимальный уровень будет определяться мировой конъюнктурой газового рынка по краткосрочным периодам (2–4 года).

Газовый баланс России до 2050 г.:

– накопленная добыча за 2018–2050 гг. — 27–28 трлн м³;

– прирост в 2018–2050 гг. — до 32 трлн м³ (коэффициент восполнения 1,14–1,19);

– годовая добыча в 2050 г. — 1100–1150 млрд м³, в том числе 900–950 млрд м³ — традиционный газ (ПАО «Газпром» — до 730–750 млрд м³), 150 млрд м³ — нетрадиционный газ (все компании-операторы), 50 млрд м³ — нефтяной газ;

– текущие запасы к 2051 г. — 54–55/34–35 трлн м³ (геологические/извлекаемые).

Общемировая добыча газа составит в 2050 г. (из традиционных и нетрадиционных источников) 6,0–6,5 трлн м³, в том числе России — 1050–1150 млрд м³, США — 950–1000 млрд м³ (соревновательное противостояние продолжится). Освоение и промышленное использование УВ-потенциала недр осадочных бассейнов — сырьевых регионов России — будет продолжаться до 2060–2065 гг. и, вероятно, далее за счет как традиционных ресурсов газа и нефти (обычных скоплений с хорошими и удовлетворительными — по современным критериям — добывными возможностями), так и нетрадиционных ресурсов УВ, прежде всего природного газа. К ним относятся геологические ресурсы в плотных низкопроницаемых коллекторах (природных резервуарах), углях и сланцах (угольный метан и сланцевый газ) и газогидратах.

Из всех видов нетрадиционного газа первым будет масштабно востребован газ, скопления которого залегают в низкопроницаемых горизонтах большинства гигантских газосодержащих месторождений Западно-Сибирской мегапровинции (Уренгойского, Ямбургского, Заполярного, Харасавэйского и многих других) ниже промышленно газоносного интервала (обычно глубже 3200–3500 м). По различным оценкам, геологические ресурсы подобных скоплений до глубин 6–7 км в России превышают 180 трлн м^3 и сопоставимы с начальными потенциальными ресурсами традиционного газа (по расчетам экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в 2015 г. — 188–200 трлн м^3).

Однако, добывные возможности скоплений «плотного газа», безусловно, существенно ниже, чем традиционного (по значениям КИГ — конечным — соответственно 0,35–0,50 и 0,65–0,90), но это настоящий, «живой» газ, по сравнению с угольным, сланцевым и газогидратным (связанные формы природного газа). Таким образом, сравнительное положение России в «газовом мире» в ближайшие 30–35 лет представляется как выигрышное, оно оценивается весьма оптимистично. Основополагающая роль ПАО «Газпром» в процессе развития (расширения и укрепления) и освоения минерально-сырьевой базы, обеспечения национальной добычи останется незыблемой. Сегодняшний день природного газа России определяется Сибирью, завтрашний — арктическими областями суши и особенно шельфа.

Выводы

1. Недра осадочных бассейнов мегаконтинента Евразия, в том числе его эпиконтинентальных морей, максимально обогащены горючими ископаемыми в виде традиционных и нетрадиционных ресурсов нефти и газа. Наиболее значительные потенциальные и неоткрытые традиционные ресурсы УВ предполагаются в осадочных мегабассейнах: Западно-Сибирском, Арабо-Персидском, Восточно-Сибирском, газа — в арктических шельфовых бассейнах.

2. Большинство стран и регионов мира частично или полностью обеспечены каким-либо одним из видов горючих ископаемых, редко — двумя, чрезвычайно редко — всеми видами, особенно традиционных запасов и ресурсов. К последним относится только Россия, а с учетом нетрадиционных ресурсов газа — Китай; нетрадиционных ресурсов УВ в сумме — Россия, США, Канада. Все они обладают самыми значительными территориями и богатейшим шельфом, в том числе в Арктике. Именно за счет масштабного освоения Циркумарктических бассейнов получит дальнейшее развитие, по крайней мере, газовая промышленность России, США и Канады.

3. Реальные потенциальные ресурсы свободного газа провинций России, по данным экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», оцениваются в диапазоне 189–205 трлн м^3, в том числе прогнозные (неоткрытые+неразведанные) — около 100/80–82 трлн м^3 (геологические/извлекаемые).

4. Ресурсная обеспеченность производства всех видов УВ-сырья в России оценивается как достаточная до 2060 г. и далее. По природному газу она значительно выше, чем по нефти. Это обусловит освоение нетрадиционных ресурсов газа только начиная с 2030 г., но активная разработка всех видов ресурсов нефти необходима уже с 2025–2026 гг. (прежде всего, сланцевой — в баженовской свите Западной Сибири).

5. Развитие МСБ газа России позволит добывать к 2040 г. до 1 трлн м^3, в том числе ПАО «Газпром» — 700–750 млрд м^3/год, возможно более. Главными газодобывающими регионами после 2035 г. станут Ямало-Карский (суша и шельф Южно-Карской области) и Баренцевоморская провинция.

Главное противостояние в газовом мире — между Россией и США — сохранится еще многие десятилетия, однако ресурсная «прочность» этого противостояния выше у России даже за счет только ресурсов традиционного газа, а Америка уже ввела в бой свои последние резервы — сланцевый и угольный газ.

Литература

1. *Гафаров Н.А.* Глобальный газовый бизнес в XXI веке: новые тенденции, сценарии, технологии – М. : ООО «Газпром экспо», 2011. – 318 с.

2. *Гулев В.Л., Гафаров Н.А., Высоцкий В.И. и др.* Нетрадиционные ресурсы газа и нефти – М. : ООО «Издательский дом Недра», 2014. – 284 с.

3. *Люгай Д.В., Скоробогатов В.А.* Российский газ в XXI веке (к 25-летию ПАО «Газпром») // ПАО «Газпром». Юбилейный сборник. – М., 2018. – С. 40–45.

4. *Старосельский В.И., Ступаков В.П., Пантелеев Г.Ф.* История развития сырьевой базы газовой промышленности России и стран СНГ и прогноз ее расширения. История ВНИИГАЗа – этапы развития. – М. : ВНИИГАЗ, 1998. – С. 43–50.

5. *Ремизов В.В., Пономарев В.А., Скоробогатов В.А., Старосельский В.И.* Состояние и перспективы развития сырьевой базы газовой про-мышленности России // Минеральные ресурсы России. – № 4. – 1998. – С. 11–17.

6. *Варламов А.И., Афанасенков А.П., Лоджевская М.И. и др.* Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части // Геология нефти и газа. Спецвыпуск. – 2013. – С. 4–13.

7. *Карнаухов С.М., Скоробогатов В.А., Кананыхина О.Г.* Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. : сб. науч. статей. – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25.

8. *Скоробогатов В.А., Истомин В.А., Якушев В.С.* Традиционные и нетрадиционные ресурсы природного газа России // Газовая промышленность. – 2000. – С. 29–30.

9. *Черепанов В.В., Карнаухов С.М., Скоробогатов В.А.* Российский газ в XXI веке // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – М. : РГУНГ, 2012. – № 1. – С. 20–23.

УДК 553.98(571)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-31-43

Будущее российского газа и нефти

© 2018 г. | В.А. Скоробогатов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия; v_skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 28.06.2018 г.

Принята к печати 10.07.2018 г.

Ключевые слова: ***минерально-сырьевая база; газ; нефть; поиски; запасы; ресурсы; добыча; будущее.***

Мегаконтинент Евразия богат углем, газом, нефтью, рудами. Важнейшие газоносные (газонефтеносные) бассейны расположены в северной и арктической частях — в осадочных бассейнах и мегабассейнах Западно- и Восточно-Сибирском, Баренцевоморском, Охотоморском и др. Современная структура минерально-сырьевой базы газодобычи такова: разведанные запасы — 50,8 трлн м^3 (категорий A + B_1 + C_1 — по данным Государственного баланса запасов), предварительные запасы — 18,7 трлн м^3 (категорий B_2 + C_2), накопленная добыча — 22,2 трлн м^3, сумма начальных запасов — 91,8 трлн м^3. Начальные потенциальные ресурсы свободного газа составляют 287,5 и 200 трлн м^3 (согласно официальным и корпоративным оценкам соответственно). В статье детально проанализированы объем и структура запасов и ресурсов газа и нефти. Богатейшим регионом является Западно-Сибирский (суша и шельф южной части Карского моря). Разведанные запасы крупнейшей добывающей компании ПАО «Газпром» составляют 36,8/35,4 трлн м^3 (2017–2018). В 2017 г. в России было добыто 692 млрд м^3, в том числе ПАО «Газпром» — 471 млрд м^3. Рассмотрены направления, показатели и проблемы развития минерально-сырьевой базы добычи углеводородов России и ПАО «Газпром» до 2035, 2040 и 2050 гг. Согласно стратегическим планам развития газовой отрасли, добыча газа в России увеличится к 2040 г. до 1 трлн м^3, к 2050 г. — вероятно, до 1,1–1,15 трлн м^3 с учетом добычи и нетрадиционного газа. Текущие запасы газа России вырастут к 2051 г. до 54–55/34–35 трлн м^3 (геологические/извлекаемые). Задачи нефтяной промышленности — стабилизация добычи жидких углеводородов на уровне не менее 540 млн т в ближайшие 8–10 лет и дальнейшее всемерное сдерживание темпов ее падения, в силу высокой освоенности запасов и ресурсов традиционной нефти, за счет освоения нетрадиционных видов. Основные приросты объема добычи и новых запасов газа будут получены в Ямало-Карском регионе Западной Сибири.

Для цитирования: Скоробогатов В.А. Будущее российского газа и нефти // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s. – С. 31–43. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-31-43.

Future of Russian gas and oil

© 2018. | V.A. Skorobogatov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow oblast, Russia; v_skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Received 28.06.2018

Accepted for publication 10.07.2018

Key words: ***raw material base; gas; oil; prospecting; reserves; resources; production; future.***

Eurasia mega-continent is reach in coil, gas, oil, and ores. The most important gas-bearing (gas and oil bearing) basins and mega-basins are located in the northern and Arctic parts: in Western and Eastern Siberia, Barents Sea, Okhotsk Sea, etc. The current structure of the raw material base for gas production is as follows: the explored reserves amount to 50.8 TCM (categories A + B_1 + C_1 according to the State Balance Sheet), preliminary evaluated reserves — 18.7 TCM (categories B_2 + C_2), cumulative production — 22.2 TCM, total of the initial reserves — 91.8 TCM. According to the official and corporate estimates, ultimate potential resources of free gas make 287.5 and 200 TCM, respectively. The paper analyses in detail the amount and structure of gas and oil reserves and resources. Western Siberia (onshore and offshore in the southern part of the Kara Sea) is the richest region. The explored resources of Gazprom — the major producing company — amount to 36.8 / 35.4 TCM (2017-2018). In 2017, Russia produced 692 BCM of gas, including 471 BCM of gas produced by Gazprom. The paper discusses the focus areas, indicators and issues of raw material base development in terms of hydrocarbon production in Russia and Gazprom until 2035, 2040, and 2050. In accordance with the Strategic Gas Industry Plan, gas production in Russia will increase to 1 TCM by the year 2040, and probably to 1.1–1.15 by the year 2050, including uncon-ventional gas production. The current Russian gas reserves will increase to 54–55 / 34–35 TCM (in-place / recoverable) until 2051. The problems the petroleum industry faces are stabilization of liquid hydrocarbon production at the level at least 540 MT in the nearest 8–10 years, and further utmost holding down the rate of decrease owing to the high level of traditional oil reserves and resources development and due to development of unconventional oil. Major incremental production volume and new gas reserves will be obtained from the Yamal-Kara region of Western Siberia.

For citation: Skorobogatov V.A. Future of Russian gas and oil. *Geologiya nefti I gaza = Oil and gas geology.* 2018;(4s):31–43. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-31-43.

Без прошлого нет будущего,
а настоящее лишь миг,
их соединяющий. Во всем!

Предсказание будущего — задача трудная, сложная, многоаспектная, во многом неопределенная, хотя многие «ростки» будущего проглядывают уже в настоящем. Собрать их воедино и спрогнозировать развитие какого-либо процесса или явления на среднюю или дальнюю перспективы — высший «пилотаж» в научной деятельности, в том числе и в нефтегазовой геологии.

При любых прогнозах невозможно точно предсказать цифры (значения параметров) по годам и отрезкам времени (хотя возможно и «угадать» некоторые из них в отдельные годы). Важнее предсказать тенденции развития и качественно-полуколичественные характеристики процесса развития, в том числе добычи УВ, открытие новых крупных месторождений, приросты запасов газа и нефти.

Вместе с тем любой прогноз имеет вероятностный характер, он редко подтверждается на 100 % и в срок, однако установить тенденции развития можно и нужно, чтобы влиять на будущее, хотя, как это ни странно, вероятное будущее влияет на настоящее по системе обратных связей.

Энергетика — основа развития человеческой цивилизации, прежде всего промышленности. Энергетическими доминантами развития человеческой цивилизации в разные исторические эпохи были дрова («вечный», в том числе и современный, хоть и в малых масштабах, энергоноситель), уголь, нефть, газ. В XX в. к ним добавились такие виды, как атомная энергия и возобновляемые источники энергии (ВИЭ), включая гидроэнергию, силу ветра, приливов и др., хотя гидроэнергетику обычно рассматривают вне ВИЭ. История развития нефтегазового комплекса мира в целом и России насчитывает более 150 лет (с 1850–1860-х гг.) [1, 2].

Минеральные энергоносители (МЭН) — горючие ископаемые (ГИ): уголь, нефть и газ (твердое, жидкое, газообразное состояния) служат основой энергообеспечения человеческой цивилизации уже более 200 лет (начиная с угля на рубеже XVIII–XIX вв.).

В различных странах и регионах в начале наступившего XXI в. сложилось разное соотношение между производством, потреблением и экспортом/импортом нефти, угля и природного газа (ПГ свободного — СГ и нефтяного попутного — НГ) в зависимости от запасов (начальных и текущих) и прогнозных ресурсов этих видов в недрах осадочных бассейнов в пределах национальных территорий и акваторий прилегающих морей.

По общему признанию, природный газ — наилучший вид МЭН в силу ряда причин. Страны, обладающие значительными традиционными запасами и ресурсами ПГ и добывающие газ в значительных объемах, имеют неоспоримые преимущества перед «угольными» и «нефтяными» странами. К «газовым» относятся Россия, Иран, Катар, Туркмения, Узбекистан, Австралия и ряд других стран. В структуре производства ГИ и топливно-энергетического комплекса (ТЭК) этих стран газ занимает ведущее место — от 30 до 50 и даже до 65 % [2–6].

Топливно-энергетический баланс (ТЭБ) зависит от энергетических потребностей стран, регионов и отраслей промышленности и возможностей их удовлетворения, от современного состояния развития ТЭК: национального производства или импорта тех или иных энергоносителей — нефти, газа, угля (минеральных), производства гидро- и атомной энергии и ВИЭ.

Производство (добыча) горючих ископаемых зависит прежде всего от состояния и перспектив развития минерально-сырьевой базы (МСБ) газо-, нефте- и угледобычи, в том числе накопленной добычи (Q = НД), текущих разведанных запасов и неразведанных, в том числе неоткрытых (перспективных и прогнозных) ресурсов углеводородов и угля, технико-технологических возможностей, экологических и экономических условий их производства. В 2017 г. добыча углеводородов в промышленных масштабах производилась в 102 странах мира (по В.И. Высоцкому).

Прошлое и настоящее газа и нефти России

Нефтяная отрасль промышленности России берет свое начало в 1870–1880-х гг., когда масштабная нефтедобыча началась в Бакинском регионе Закавказья и в Западном Предкавказье и по ее объему в 1913 г. страна вышла на 1-е место в мире.

Годом рождения газовой отрасли России считается 1946 г., когда был построен и стал функционировать первый магистральный газопровод «Саратов — Москва» на базе небольших по запасам газовых месторождений Среднего Поволжья. Исторические аспекты развития нефтяной и газовой отраслей промышленности страны приведены в работах [1, 2, 7].

По мере изучения и освоения углеводородного потенциала (УВП) недр осадочных бассейнов Северной Евразии (СЕА) (территории России с прилегающими морями: южными, арктическими, дальневосточными) открывалось большое число различных по объему запасов и фазовому состоянию месторождений УВ, увеличивались разведанные (промышленные) запасы, особенно значительно в конце 1980-х гг., росла добыча газа, прежде всего свободного, нефти и конденсата (жидких УВ). По мере насыщения внутреннего рынка все большие объемы УВ поступали на мировой рынок. Максимальная добыча нефти и конденсата в России была достигнута в 1987–1988 гг. (569 млн т), в 1989 г. — 552,3 млн т, газа — 643,0 млрд м^3, после 1994 г., в условиях всеобъемлющего кризиса, добыча нефти уменьшилась до 293 млн т в 1997 г. (без конденсата), газа — никог-

да не снижалась менее 570 млрд м³/год. Таким образом, уже 30 лет объем добычи газа в России превышает добычу жидких УВ (табл. 1).

Период кризиса 1992–2000 гг. отразился на угольной и нефтяной промышленности (добыча нефти + конденсата упала до 320 млн/год), но почти не затронул газовую отрасль: в 2000 г. общее производство природного газа в России составило 580 млрд м³ благодаря существованию ПАО «Газпром» и очень значительным запасам свободного газа, подготовленным еще до 1990 г. На 01.01.2001 г. разведанные запасы СГ России составляли 47,5 трлн м³ при накопленной добыче 12,5 трлн м³ и начальных разведанных запасах 60 трлн м³.

В 2016 г. мировое суммарное производство нефти и конденсата составило 4,3 млрд т, газа — 3,6 трлн м³ (около 90 % — СГ), в России — 547,5 млн т и 640,5 млрд м³ соответственно. Мировые тенденции таковы, что к 2030 г. газ не только догонит, но и перегонит нефть (в производстве).

За все годы эксплуатации открытых и разведанных месторождений УВ накопленная добыча нефти в России на 01.01.2017 г. составила 23,2 млрд т, газа — 22,2 трлн м³, разведанные извлекаемые запасы нефти промышленных категорий ($A + B_1 + C_1$) — 18,4 млрд т, свободного газа — 50,8 трлн м³ (геологических). Вместе с нефтяным газом извлекаемые запасы природного газа превышают 40 трлн м³. Это значит, что обеспеченность добычи по газу страны превышает обеспеченность по нефти (более чем в 2 раза).

Из разведанных запасов РФ — 50,8 трлн м³ — на группу ПАО «Газпром» в 2017 г. приходилось 36,4 трлн м³, в том числе 22,1 трлн м³ числится в Уральском ФО, на нефтяные и независимые компании — 12,8 трлн м³, на нераспределенный фонд — 1,6 трлн м³ (преимущественно в Ямальской области).

В 2017 г. в России было добыто 546,8 млн т жидких УВ и экспортировано 238,7 млн т нефти. Природного газа добыто 692 млрд м³, в том числе ПАО «Газпром» — 471 млрд м³. Добавим, что на плановую добычу газа в России в 2017 г. приходилось 657 млрд м³, в том числе ПАО «Газпром» — 442 млрд м³, однако фактические объемы были равны 692 и 471 млрд м³ соответственно. Этому способствовала благоприятная конъюнктура на мировом газовом рынке.

Внутреннее потребление газа в России составило в 2014 г. 458 млрд м³ и почти не изменилось в последующие годы. За 2017 г. было открыто 53 новых месторождения, в основном нефтяных, все мелкие и несколько средних по запасам. Самое крупное ГК-месторождение — Южно-Лунское — открыто на присахалинском шельфе (ожидаемые запасы СГ после разведки оцениваются в 50 млрд м³).

Согласно официальным оценкам, по состоянию на 2009 г. (приняты в 2012 г.) начальные потенциальные ресурсы (НПР) нефти недр России превышают 111 млрд т (извлекаемые), газа — 287,5 трлн м³ (геологические). Экспертами ВНИИГАЗа с высокой вероятностью НПР нефти оцениваются в 75 млрд т, газа — в 200 трлн м³ (прогнозные — более 100 трлн м³): есть что искать, разведывать, осваивать и добывать даже в отдаленном будущем!

Любая нефте- и газодобывающая страна/компания должна быть обеспечена достаточно большими, надежными и эффективными запасами углеводородов, желательно разделенных в пространстве (свободного газа, нефти в самостоятельных скоплениях), для обеспечения производства на среднюю перспективу (12–15 лет), в частности ПАО «Газпром» — до 2031–2035 гг., далее — ресурсный ориентир на будущие приросты в ходе продолжающихся поисково-разведочных работ (ПРР). Запасов не бывает много (у какой-либо добывающей компании), их может быть только мало, а если есть излишки, больше необходимых на среднюю перспективу, то их всегда можно реализовать во благо компании и ее акционеров (продать, обменять, даже заложить в банке под кредиты и т. д.). Но лучшие активы (высокоэффективные запасы) никто никогда никому не продаст, особенно конкурентам.

Лидирующее положение ПАО «Газпром» в России по газу бесспорно, однако другие компании также имеют свои газовые программы, которые нацелены на увеличение добычи газа: ПАО «НК «Роснефть» — до 100 млрд м³ в 2022 г., ПАО «НОВАТЭК» — также до 100 млрд м³. Нефтяные компании, добывая много нефти, стараются увеличить объемы добываемого газа, так как владеют рядом месторождений с крупными запасами свободного газа. Главная задача нефтяников — не допустить быстрого падения добычи после 2025 г. (менее 500–510 млн т/год), когда будут выработаны все гигантские и ряд крупнейших и крупных нефтесодержащих месторождений, что сделать будет весьма трудно. Другое положение со свободным газом. В России в запланированном или вынужденном резерве находится целый ряд месторождений с запасами более 1 трлн м³ (Штокмановское на шельфе Баренцева моря — даже 3,9 трлн м³ по официальной оценке, хотя его реальные запасы вряд ли превышают 2,8–3,0 трлн м³) и большое число месторождений с запасами 200–300 млрд м³ и более каждое, так что увеличение национальной добычи СГ реально и желательно (для поддержания имиджа России как великой газовой державы, в противовес США).

Современное положение в нефтегазовом мире

Структура добычи ГИ приведена в табл. 2. Текущие доказанные извлекаемые запасы УВ в мире составляли на 01.01.2017 г. 233,3 млрд т нефти и 203,2 трлн м³ газа (табл. 3).

Современные тенденции развития мировой газовой промышленности [6, 8, 9]:

– неуклонное увеличение валовой и товарной добычи природного газа в большинстве стран, несмотря на все чаще повторяющиеся кризисные явления (2008, 2009, 2014–2016);

– конъюнктурное и «политическое» сдерживание добычи крупнейшими странами-экспортерами (Россия, Катар, Иран);

– увеличение общемировых, региональных и «национальных» запасов газа, в том числе за счет включения ресурсов нетрадиционного газа (и нефти) в категорию «доказанных» (США, Канада, Китай и др.);

– стремительное увеличение числа «игроков» в газовой сфере, в том числе стран потенциальных производителей (Израиль, Мозамбик, Египет и многие другие) и потребителей;

– превращение ряда стран из импортеров газа в экспортеры, и наоборот (все больше газа начинают импортировать даже Нидерланды и Великобритания);

– усиление борьбы за рынки сбыта и сферы влияния в нефтегазовом бизнесе;

– все более стремительная политизация процессов, происходящих в нефтегазовой сфере, повышение геополитической роли газа как инструмента политического влияния, давления, часто — главной причины межгосударственных и внутрирегиональных противоречий. Даже современная война в Сирии — это «отголосок» стремления США не допустить катарский и иранский газ на рынок Европы.

В области нефтедобычи главная тенденция — сдерживание производства большинством стран, чтобы «не обрушить» цены на мировом рынке.

Глобальная ситуация (новая расстановка сил) в мировой газовой промышленности во втором десятилетии XXI в.:

– с 2011 г. мир вступил в эпоху газовых войн: война всех против всех?

– противостояние в газовой сфере (и в большинстве других): Россия — США;

– в газовых войнах нет союзников: будет продолжаться борьба за поставки газа (спотовые и долговременные), повышение/снижение негласных («договорных») квот по добыче и цен, сдерживание газового демпинга (Катар, Иран, Мозамбик и др.), давление США на своих союзников, чтобы они покупали больше из Нового света;

– газ стал наиболее политизированным видом из всех полезных ископаемых.

По расчетам экспертов ПАО «Газпром» реальная оценка начальных потенциальных традиционных ресурсов (ТРГ) свободного газа мира составляет 554 трлн м^3 (без НГ, «привязанного» к запасам, ресурсам и добыче нефти), в том числе накопленная добыча — 118 трлн м^3, текущие запасы — 178 трлн м^3, прогнозные (неоткрытые) ресурсы — 249 трлн м^3. Доля России в мировых запасах и ресурсах свободного газа весьма велика.Структура УВП недр России показана в табл. 4. В настоящее время газовая отрасль России и мира обладает наилучшими перспективами среди других энергообеспечивающих отраслей. Основными факторами ее развития являются:

– опережающие темпы роста объемов потребления газа на энергетических рынках мира, особенно в странах Азиатско-Тихоокеанского региона, с поставками по трансконтинентальным газопроводам («трубный» газ) и в виде СПГ;

– интеграция региональных газовых рынков в мировой экономике за счет развития газотранспортных систем и инфраструктурного обеспечения производства и поставок СПГ (заводы, терминалы, флот и т.п.);

– переход от «геополитики нефти» (в середине XX в.) к «геополитике газа»;

– рост эколого-социальной значимости газа;

– неизбежное увеличение внутреннего потребления газа в различных странах мира (в противовес углю и нефти), включая Россию, США, страны Азиатско-Тихоокеанского региона и др. В случае США такое увеличение будет препятствовать широко разрекламированной масштабной экспансии американского газа на мировом газовом рынке.

На начало 2017 г. формула газового баланса страны была такой, трлн м^3:

		Запасы			*Ресурсы*		
НД		$A + B + C_1$		C_2	$C_3 + Д_1 + Д_2$		Всего
22,2	+	50,8	+	18,8	+ 108,2/196,2	=	200/288

Таким образом, прогнозная часть — неоткрытые ресурсы страны — оцениваются в широком диапазоне — от 108,2 до 196,2 трлн м^3 (корпоративная/официальная оценки) [10], причем последняя оценка, по мнению ряда специалистов, существенно завышена [9, 11].

Россия по текущей добыче и разведанным запасам многих важнейших видов полезных ископаемых занимает 1, 2 или 3-е место в мире. То же относится и к прогнозным ресурсам, требующим проведения ПРР в средней и дальней перспективах (ближнюю обеспечивают уже имеющиеся разведанные запасы) (табл. 5).

По традиционным прогнозным ресурсам Россия занимает 1-е место в мире по газу, традиционной нефти, углю, алмазам, многим рудам. Это обеспечивает проведение ПРР и последующее производство еще на многие десятилетия текущего века. В ТЭБ России горючие ископаемые — газ, нефть и уголь — не конкурируют друг с другом, каждый из них занимает собственную нишу внутри баланса, они дополняют друг друга, поскольку их использование имеет свою специфику. Структура ТЭБ России показана в табл. 6.

Табл. 1. Годовая динамика добычи нефти и газа в России

Table 1. Oil and gas production history in Russia by year

	1950	1969	1970	1980	1990	1995	2016	2017
Нефть*, млн т/год	18	119	285	547	516	311	547,5	546,8
Газ, млрд м^3/год	2,3	18,8	66,8	207,8	617,3	580,5	640,5	692

* Вместе с конденсатом.

* Including condensate.

Табл. 2. Добыча горючих ископаемых в мире и ведущих странах

Table 2. Fossil fuels production in Russia and the leading countries

Добыча (2016 г.)	Нефть (+ конденсат), млрд т (млн т)	Природный газ (свободный + нефтяной), трлн м^3 (млрд м^3)	Уголь, млрд т
Мир в целом, в том числе:	4,4	3,7	≈ 6,0 (3,3 млрд т н. э.*)
Россия	547,5 (0,6 – сланцевая нефть)	640,5	0,4
Саудовская Аравия	585,7	110,9	–
США	543 (230 – сланцевая нефть)	800,7 (440 – сланцевый газ)	≈ 0,9
Китай	200	136,7	3,7
Накопленная добыча, в том числе:	186,7 млрд т	137,0	Нет данных
США	32,1	39,9	То же
Россия	23,3	22,2	46–48 (оценка)
Саудовская Аравия	21,3	3,1	–
Китай	6,8	1,8	Более 100 (оценка)

* Нефтяного эквивалента.

* Oil equivalent.

Табл. 3. Текущие доказанные извлекаемые запасы УВ в мире [3]

Table 3. Current global measured recoverable HC reserves [3]

Страны	Нефть, млрд т	Природный газ, трлн м^3
Саудовская Аравия	36,2	8,6**
Россия	18,2	50,8 (извл. ≈ 40)
США	6,5	Более 5,0
Китай	3,5	3,6
Иран	21,5	33,7
Катар	3,4	24,1
Венесуэла	40,9*	5,7*
Канада	30,9*	2,2**
Всего	**233,3**	**203,2**

* Нетрадиционные (тяжелая и «синтетическая» нефть).

** В значительной степени попутный газ.

* Unconventional oil reserves (heavy and synthetic oil).

** Associated gas mainly.

Россия производит достаточно много газа (почти 700 млрд м³), жидких УВ — 546-547 млн т (2016–2017), но на экспорт направляется больше сырой нефти — 258 млн т, чем газа — немного более, чем 200 млрд м³, поскольку основа ТЭБ страны — высокое внутреннее потребление именно газа (до 460 млрд м³/год). Газ необходим России, и в недрах осадочных бассейнов СЕА он присутствует в больших объемах! Нужна и нефть, но природные предпосылки для крупного нефтенакопления имеются в ограниченном числе провинций и областей. Показательно соотношение начальных разведанных запасов газа и нефти месторождений-лидеров Западно-Сибирской мегапровинции (ЗСМП) по состоянию на 01.01.2017 г. (табл. 7).

Газ для России — «больше», «выше», чем нефть (как, впрочем, и в недрах, где СГ залегает всегда выше нефти). Последние три десятилетия объем добычи газа (свободного + нефтяного) был неизменно больше производства жидких УВ в силу ряда причин, не в последнюю очередь — ресурсно-геологических.

В СССР добывалось более 700 млн т угля (в 1987 г. — максимум 751 млн т, в том числе по РФ — 410 млн т), но к концу XX в. объем производства неоправданно сократился в 2 раза — до 220 млн т в 1998 г. — в угоду западным партнерам по европейскому энергетическому рынку. Кстати, США, Китай, ЮАР не пошли по пути сокращения угледобычи. Этот путь выбрали многие страны Западной Европы, но чем это обернется в будущем? Трудно предсказать.

Россия *могла бы* сократить добычу угля до 200 млн т/год и менее, но делать этого не следует по ряду причин. Прежде всего, российский уголь хорошо продается в странах Азии (многие дефицитные сорта) и даже Европы, включая Украину.

Россия *хотела бы* увеличить *нефтедобычу* до 570–580 млн т/год, но этому мешает ряд обстоятельств:

– ограничение роста нефтедобычи по соглашению с ОПЕК (2017–2018);

– общее состояние традиционных запасов нефти в стране: значительный объем составляют трудноизвлекаемые запасы с первичными дебитами менее 5 т/сут, большинство крупнейших, крупных и даже средних по запасам месторождений эксплуатируется на пределе их реальных (природных) возможностей, все уникальные и гигантские месторождения выработаны на 80–90 %, в структуре прогнозных ресурсов превалируют мелкие по запасам месторождения;

– низкие мировые цены на нефть, не позволяющие развивать добычу нетрадиционной нефти (сланцевой, «плотной» и др.), с их медленным восстановлением после минимума в 2014–2015 гг. (до 72–78 долл. в середине 2018 г.).

Россия, в лице ее ведущих газо- и нефтедобывающих компаний, *хочет*, *может* и *должна* увеличивать добычу природного газа (свободного — из фазообособленных свободных скоплений (СГ) и нефтяного, попутного (НГ), при этом увеличение добычи возможно только за счет СГ, попутный/нефтяной газ связан с добычей нефти (не конденсата, а именно сырой нефти!). Ежегодно в РФ даже при добыче нефти более 500 млн т/год объем добываемого НГ составляет около 65–75 млрд м³, при этом часть его сжигается в факелах (технологические потери на нефтяных промыслах), небольшая часть вновь загоняется в нефтяные пласты для повышения нефтеотдачи.

Совсем недавно ПАО «Газпром» добывало газа 530 млрд м³/год и более, но в 2016 г. — уже 419,1 млрд м³/год, т. е. добыча ведущей компании снизилась на 110–130 млрд м³ (по конъюнктурным и геополитическими причинам), однако нефтяные компании быстро заняли долю Газпрома в общероссийской добыче (ПАО «НОВАТЭК», ПАО «НК «Роснефть» и др.). По словам руководителя ПАО «Газпром» А. Миллера, компания легко могла бы восстановить добычу СГ из газовых месторождений к 2020 г. до 550–570 и даже 600 млрд м³/год: система действующих газопроводов и текущие запасы позволяют сделать это, только из Надым-Пур-Тазовского региона на севере Западной Сибири протягиваются 22 нитки трансконтинентальных газопроводов потенциальной производительностью 660 млрд м³/год (по 30–32 млрд м³ на один газопровод), а они прокачивают около 550 млрд м³/год, т. е. недозагружены на 160–170 млрд м³. С п-ова Ямал проведено 2 газопровода с Бованенковского месторождения. Потребуется строительство еще не менее 2 ниток газопроводов «Ямал – Европа» для транспортировки всей потенциальной добычи на полуострове (часть общей добычи, вероятно, пойдет на заводы СПГ).

При потенциальной добыче газа нефтяными компаниями 270-300 млрд м³ (100 + 100 млрд м³ — ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «НОВАТЭК», 70–100 млрд м³ — прочие компании) Россия без особых усилий может достигнуть валовой добычи газа 820–870 млрд м³/год, в том числе товарного газа — 760–810 млрд м³/год (США в 2016 г. произвели товарного газа около 800 млрд м³, однако сланцевый газ — это не свободный газ обычных скоплений, в этом у России огромное преимущество) (табл. 8).

Будущее российских газа и нефти

Комплекс проблем, поставленных в настоящей статье, обсуждается в последние годы рядом исследователей [3–5, 10, 12]. Согласно перспективным планам развития газовой отрасли РФ, добыча газа вырастет до 930–950 млрд м³ в 2035 г. при увеличении товарной добычи до 850–870 млрд м³ (минимальная оценка), при этом на экспорт может быть направлено до 290–300 млрд м³ газа (а скорее всего, несколько больше) (табл. 9). Оптимально сбалансированные («идеальные»), но реально достижимые объемы и структура производства ГИ в России в динамике до 2050 г. приведены в табл. 10.

Основной рост добычи газа и угля предполагается в 2031–2050 гг. Как на самом деле будет развиваться динамика их производства в России по годам и десятилетиям, будет зависеть от большого числа факторов и условий, но не от санкций США и их западных союзников, а, прежде всего, от возможностей и необходимости развивать производство и торговлю с другими странами, в первую очередь с КНР, Индией, странами Юго-Восточной Азии, Дальнего Востока и др., от непредсказуемой даже на ближайшее будущее конъюнктуры мирового и региональных нефтяного и газового рынков.

Осадочные бассейны СЕА (показаны на рис. 1) максимально обогащены всеми видами природного газа в концентрированном и рассеянном видах. Будущее развитие МСБ газодобычи обеспечено прогнозными традиционными и потенциальными нетрадиционными ресурсами (НТР) газа, в том числе:

– сланцевого газа — 10–12 трлн м^3 (извлекаемые);

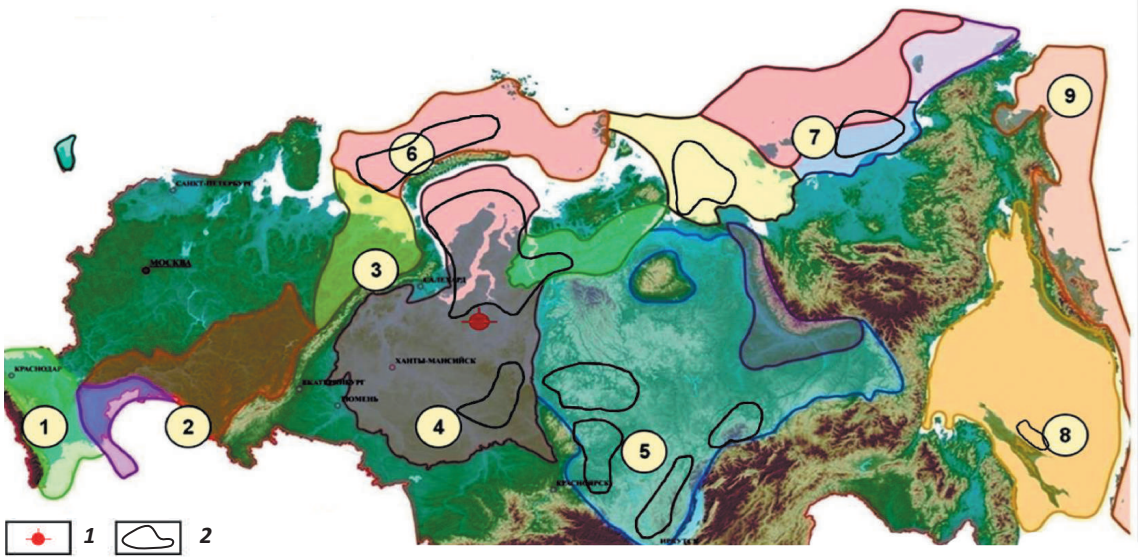
– угольного газа — до 50/14–16 трлн м^3 (геологические/извлекаемые);

– газа плотных низкопроницаемых формаций — 190–200/80–90 трлн м^3 (геологические / извлекаемые).

Таким образом, реальные *извлекаемые* начальные ресурсы газа нетрадиционных источников оцениваются геологами-газовиками в 104–118 трлн м^3. Их объемы несколько превышают объемы извлекаемых прогнозных традиционных ресурсов (87–92 трлн м^3, по расчетам автора). Эти ресурсы позволяют добывать нетрадиционный газ в объеме не менее 300 млрд м^3/год, но после 2050 г. (с 2041 г. — 200–250, вряд ли более). В 2035–2036 гг. добыча нетрадиционного газа в России оценивается в 100–150 млрд м^3/год (без учета геологических ресурсов газогидратов (ГГ) северных областей суши, Охотского и арктических морей, которые громадны, но их «очередь» на разработку наступит не скоро, по крайней мере до 2040 г. не планируется разрабатывать даже морские газогидраты).

В настоящее время идет *маломасштабная* добыча угольного метана в Кемеровском угленосном бассейне, но она не превышает 0,1 млрд м^3/год и даже к 2030 г. в целом по России не достигнет 3 млрд м^3/год. Проблематична добыча и сланцевого газа, ресурсы которого невелики по отношению к традиционным ресурсам газа, более того, по мнению автора, эфемерны (по отношению к «нормальному газу»). Первым видом нетрадиционного газа для промышленной добычи станет «плотный» газ, т. е. залегающий в низкопроницаемых плотных коллекторах на глубине 3–6 км и более. Ресурсы такого газа очень значительны (по расчетам геологов ПАО «Газпром»), а их добыча «удобна», поскольку они находятся в ареале уже открытых и эксплуатируемых месторождений и залежей, но глубже на 200–500 м. Когда «закончится» газ из залежей с хорошими и удовлетворительными добывными возможностями, начнется добыча «плот-

Рис. 1. Нефтегазогеологическое районирование Российской Федерации
Fig. 1. Geopetroleum zoning of Russian Federation



1 — эпицентр газоносности России; ***2*** — важнейшие регионы проведения геолого-разведочных работ на газ и нефть.
Нефтегазоносные мегапровинции, провинции и области: 1 — Северо-Кавказская, 2 — Волго-Уральская + Прикаспийская, 3 — Тимано-Печорская, 4 — Западно-Сибирская, 5 — Восточно-Сибирская, 6 — Баренцевоморская, 7 — Восточно-Арктическая; 8 — Охотоморская, 9 — Тихоокеанская
1 — epicentre of Russian gas bearing capacity; ***2*** — key regions of exploration for gas and oil.
Petroleum mega-provinces, provinces and regions: 1 — Northern Caucasus, 2 — Volga-Urals + Pre-Caspian, 3 — Timan-Pechora, 4 — West Siberian, 5 — East Siberian, 6 — Barents Sea, 7 — East Arctic; 8 — Sea of Okhotsk, 9 — Pacific Ocean

Табл. 4. Добыча, запасы и ресурсы (по официальным оценкам 2016 г.) УВ осадочных бассейнов России (суша и шельф)

Table 4. HC production, reserves and resources (according to official estimates, 2016) in the Russian sedimentary basins (onshore and offshore)

Показатели	Нефть + конденсат	Природный газ
Добыча, млн т, млрд м³, в том числе:	547,5/512,8 (нефть без конденсата)	640,2/595,4 (свободный газ)
Уральский ФО/ЗСМП*	277,7/310,4	516,0
Шельф, в том числе:	19,9	29,9 (Охотское море)
ПАО «Газпром»	> 50	419,1
ОАО «Роснефть»	199,5	67,0
Разведанные запасы, млрд т, трлн м³	18,2/18,4* (C_2 – 11,2)	50,8 (C_2 – 18,8)
НПР (начальные ресурсы), в том числе	110,4–111,4*	287,5
ЗСМП	59,0	164,8

* По разным данным.
* According to different data.

Табл. 5. Место России в мировых запасах и добыче важнейших видов полезных ископаемых

Table 5. Place of Russia in world reserves exploration and production of the major types of mineral resources

Добыча (Россия)	Разведанные запасы
1-е место Нефть (в 2015–2016 гг. разделяла с Саудовской Аравией)	Газ, золото, алмазы, никель, олово, цинк
2-е место Газ, золото, алмазы, платина, вольфрам	Уголь, уран, алюминий, титан, вольфрам, платина, калийные соли
3-е место Никель, калийные соли	Медь, серебро, свинец

Табл. 6. Добыча и производство различных видов энергоносителей в России, 2016 г.

Table 6. Recovery and production of different energy carriers in Russia, 2016

Виды топлива и энергии	В натуральном измерении	Млн т н. э.	В процентах
Газ, млрд м³	640,5	739,4	38,7
Нефть + конденсат, млн т	547,5	780,2	40,9
Уголь, млн т	386,3	256,5	13,4
Гидроэнергия, млрд кВт/ч	186,6	64,0	3,4
Атомная энергия	196,6	67,5	3,5
Торф, млн т	1,2	0,4	0,1
ВИЭ	1,1	0,4	
Всего		**1908,4**	**100**

Табл. 7. Начальные разведанные запасы свободного газа и нефти месторождений-лидеров Западно-Сибирской мега-провинции на 01.01.2017 г.

Table 7. Explored initial in-place reserves of free gas and oil in the leading fields of the West Siberian mega-province (as of 01.01.2017)

Начальные разведанные запасы	Месторождения	
	Уренгой (север)	Самотлор (центр мегапровинции)
Свободный газ, трлн м³ (геологические)	11,5	0,1
Нефть, млрд т	0,7	3,3
Всего УВ*	**12,2**	**3,4**

* Без конденсата и нефтяного газа.
* Except for condensate and associated gas

Табл. 8. Стартовые позиции стран — мировых лидеров по производству природного газа, 2018 г.
Table 8. Initial levels of the countries — world leaders in natural gas production, 2018

Страны	Показатели			
	накопленная добыча, трлн м³/ за 2017 г., млрд м³	текущие разведанные запасы, трлн м³	прогнозные традиционные ресурсы, трлн м³ [3]	экспорт / импорт, млрд м³ (2016 г.)
Россия	22,9 / 692	50,8	218,2	208,6 (14,5 — СПГ)
США	39,9 / 800,7 / 440 — сланцевый газ	9,2 (сланцевый газ > 5)	40,3 (с учетом сланцевого газа)	65,5 (5,3 — СПГ) (газовый обмен с Канадой и поставки в Мексику)
Иран	4,0/226,9*	33,7	0,8	8,6/≈ 7,5 (из Туркменистана)
Катар	2,0/182,8	24,1	1,4	124,5 (104,4)
Канада	7,5/155,3	2,2	10,5	84,2
Китай	1,8/136,6*	3,6	7,1	–
Норвегия	3,1/120,2	2,4	0,7	116,1 (6,3)
Саудовская Аравия	3,1/110,9*	8,6	8,1	–

* Преимущественно внутреннее потребление.
* Domestic consumption mainly.

Табл. 9. Оценка величины и структуры добычи газа в России в 2040 г. (вариант расчета, 2018 г.)
Table 9. Evaluation and structure of natural gas production in Russia in 2040 (estimation scenario, 2018)

Регионы	Диапазон добычи, млрд м³/год	Особенности развития добычи
Западная Сибирь (суша)	520–550	Стабилизация добычи по региону за счет Ямала
Восточная Сибирь и Дальний Восток (суша)	110–120 (почти весь газ экспортный)	Значительный рост добычи в 2026–2035 гг.
Европейские регионы (суша и шельф)	30–35	Некоторое увеличение добычи (за счет Астраханского месторождения и шельфа)
Арктический шельф	Более 250*	Главный драйвер общероссийской добычи
Охотское море	40–45 (35–40 на экспорт)	Достижение максимальной добычи
Всего	950–1000*	

* Минимальная оценка.
* Minimum estimate.

Табл. 10. Оптимальные объемы и структура баланса производства горючих ископаемых в России до 2050 г. (вариант расчета, 2018 г.).
Table 10. Optimal amount and structure of fossil fuel production balance in Russia by the year 2050 (variant of calculations, 2018).

Годы	Природный газ*, млрд м³	Жидкие УВ* (нефть + конденсат), млн т	Уголь, млн т	Суммарное (млн усл. т)
2016	640 (только традиционый газ — ТГ)	547,5	382,5	1570
2017	692 (ТГ)	546,8	406	1654,8
2018 г. (прогноз)	680–700 (до 720) (в зависимости от конъюнктуры)	530–540 (до 550) (в зависимости от договоренности ОПЕК+)	410–415	1620–1655
2030 г. (прогноз)	900–930*	480–500*	440–460	1820–1870
2040 г. (стратегический прогноз)	950-1000*	460–470*	480–500	1910–1970
2050 г. (стратегический прогноз)	1050–1070* (до 1150)*	430-440* (не менее 400)	520–540 (не менее 500)	2000–2050

* Газ и нефть с учетом нетрадиционных источников добычи (ресурсов УВ).
* Gas and oil, including unconventional sources (HC resources).

ного» газа (на Уренгойском, Ямбургском, Заполярном и других месторождениях).

Газовый баланс России до 2050 г. (табл. 11):

– накопленная добыча за 2018–2050 гг. — 27–28 трлн м³;

– необходимый прирост разведанных запасов «нормального» газа в 2018–2050 гг. — до 32 трлн м³ (всеми компаниями-операторами);

– годовая добыча в 2050 г. — 1100–1150 (1200) млрд м³, в том числе 850–900 (до 950) млрд м³ — традиционного газа, 200 (250) млрд м³ — нетрадиционного газа (без ГГ), 50 млрд м³ — нефтяного газа;

– текущие запасы к 2051 г. — 54–55/34–35 трлн м³ (геологические/извлекаемые). Эти преимущественно «новые» запасы позволят поддерживать добычу газа в объеме до 1 трлн м³ еще как минимум 20–25 лет (до 2070 г. и далее).

Общемировая добыча (из традиционных и нетрадиционных источников): 6,0–6,5 трлн м³, в том числе России — 1050–1150 млрд м³, США — 950–1000 млрд м³ (соревновательное противостояние будет продолжаться).

Крупные объемы добычи ожидаются в регионах Центрально-Азиатском и Арабо-Персидского залива, на шельфах Африки, возможно, на шельфе Австралии. Наибольшая добыча на шельфе будет постепенно увеличиваться (с 2035 г.) в Баренцевом и Карском морях до 300–350 млрд м³ к 2050 г. Объем мировой торговли прогнозируется на уровне 1,8–2,0 трлн м³, в том числе России — до 500–550 млрд м³, США — 100–150 млрд м³ (вряд ли более, очень значительны внутренние потребности в газе).

Положение с запасами и ресурсами традиционной и нетрадиционной нефти в России несколько хуже, чем со *свободным* газом.

Текущие разведанные запасы обычной нефти осадочных бассейнов России составляют 18,4 млрд т, при этом запасы нефти на шельфе — менее 2 млрд т (извлекаемые).

Формула нефтяного баланса такова (официальные оценки по состоянию на 01.01.2018 г.), млрд т:

НД		*Разведанные запасы* ($A + B_1 + C_1$)		*Неразведанные запасы* ($B_2 + C_2$)		*Прогнозные ресурсы*		*НПР нефти*
23,7	-	18,4	+	16,2	+	53,1	=	111,4

Необходимо подчеркнуть, что в структуре текущих запасов 80 % — это запасы истощенных крупных и неразрабатываемых средних и мелких месторождений (менее 30 млн т), при этом 111 млрд т — это официальная оценка начальных потенциальных ресурсов нефти, которая существенно завышена. По мнению экспертов ПАО «Газпром», НПР нефти оцениваются не более чем в 73–77 млн т (извлекаемые), в среднем — около 75,0, в том числе прогнозные — 27 млрд т. К ним необходимо добавить извлекаемые ресурсы конденсата — до 10 млрд т (даже в России они невелики).

В настоящее время средний дебит нефти в одной эксплуатационной скважине составляет в России 9–10 т/сут (немного более 3000 т/ год), а в США — 2,5 т/сут, большое число скважин и залежей обводнены (в продукции скважин вода занимает 80–90 %, нефть — 10–20 %). Из 18,4 млрд т запасов не менее 8 млрд т — это трудноизвлекаемые запасы на глубине 2,5–4,5 км с дебитами 3–5 т/сут, разрабатывать которые трудно, дорого, долго. Время нефтяных гигантов с начальными запасами более 100 и даже более 300 млн т и дебитами 300–500 т/сут безвозвратно прошло (1971–1990). С 2001 по 2017 г. в России было открыто всего 3 месторождения с разведанными запасами нефти более 100 млн т, 50 крупных (30–100 млн т) и 480 средних, мелких и мельчайших с единичными запасами менее 30 млн т каждое, но большинство — менее 10 млн т. В последние годы запасы среднего открываемого месторождения в России не превышают 3 млн т (извлекаемые) традиционной нефти (по газу — 10–12 млрд м³). Есть ряд месторождений, которые открывают и консервируют («до лучших времен») в связи с их малыми запасами и низкой рентабельностью для разработки.

В этой связи реально предположить, что прогнозные ресурсы обычной нефти России — 27 млрд т (по оценке ПАО «Газпром») — будут находиться в редких крупных, но в основном средних и мелких по запасам месторождениях общим числом до 4500 (сейчас известно почти 3500 месторождений УВ), в том числе чисто нефтяных (без газа — СГ) — 2550, газосодержащих — 949. Самое крупное нефтяное месторождение России — Самотлор (в Западной Сибири) — имело начальные разведанные геологические запасы 7,3 млрд т и до настоящего времени из него добывают около 20 млн т/год. Помимо традиционных запасов и ресурсов, недра России содержат и значительные нетрадиционные ресурсы нефти, однако они намного уступают НТР газа.

Ресурсы нефти в плотных коллекторах (с дебитами 0,5–2 м/сут на скважину) составляют в России по разным оценкам до 20–24 млрд т (геологические) и 6–10 млрд т (извлекаемые). Ресурсы сланцевой нефти (СН) (баженовская свита Западной Сибири и др.) по оценке ПАО «Газпром» составляют 12–20 млрд т (извлекаемые!), но они залегают нма глубине 2,6–3,4 км, необходимые технологии их разработки (отечественные с учетом действия западных санкций) только создаются российскими компаниями без использования западных технологий (готовность — ближайшие 6–7 лет). Сланцевая нефть в малых объемах добывается в Сургутском, Салымском и Красноленинском районах Западной Сибири. Потенциальная добыча СН, по мнению ряда специалистов, достигнет к 2030 г. 30–40 млн т, к 2040 г. — 70–75 млн т, что со-

Табл. 11. Авторский вариант расчета* добычи природного газа в России (из традиционных источников), млрд м³/год
Table 11. The author's variant of estimation* of natural gas production in Russia (conventional sources), BCM/year

Год	РФ	ПАО «Газпром»	ПАО «НК «Роснефть»	ПАО «НОВАТЭК»	Прочие (ПАО «ЛУКОЙЛ» и др.)
2016	640,5*	419,1	67	67	87,4
2020	720	470	100 (декларировано)	75	85
2030	870**	650	100	80 (до 100, декларировано)	70
2040	940 (250–300 шельф)	700*** (шельф > 200)	90	90	60***
2050	950 (300–350 шельф)	730*** (шельф > 250)	80	80	60***

* С учетом НПГ. ** Начало активной добычи на шельфах. *** Вероятно, минимальные оценки.
* Including APG. ** Start of active production of shelf. *** Apparently, minimum estimates.

Табл. 12. Извлекаемые запасы сланцевых УВ стран и регионов мира (EJA/ARJ, 2013 г., с дополнениями автора)
Table 12. Recoverable resources of shale HC in the countries and regions all over the world (EJA/ARJ, 2013, complemented by the author)

Страна	Сланцевая нефть, млрд т	Сланцевый газ, трлн м³
США	10,6	17,6
Россия*	10,2 (до 33–35*)	8,1 (10–11*)
Китай	3,6	31,6
Аргентина	3,6	22,7
Алжир	0,8	20,0
Мексика	1,8	15,4
Австралия	2,4	12,4
Мир в целом	**57,2**	**215,0**

* С учетом НПГ. ** Начало активной добычи на шельфах. *** Вероятно, минимальные оценки.
* Including APG. ** Start of active production of shelf. *** Apparently, minimum estimates.

ставит 10–15 % общенациональной добычи, т. е. она не решит проблему поддержания производства нефти в стране. К примеру, добыча нефти из плотных, но обычных коллекторов в России может достичь 90–100 млн т (в 2036–2040 гг. преимущественно из юрских отложений и ачимовской толщи ЗСМП с проницаемостью менее 0,5 мД).

Текущие разведанные традиционные запасы природного газа в мире при ежегодном увеличении добычи от 4 до 6 трлн м³ (2021–2050) и приростах новых запасов 5–8 трлн м³/год (в том числе по России 0,8–1,5 трлн м³/год) будут постепенно увеличиваться (с 203 трлн м³ в 2017 г.) и достигнут «потолка» 260–270 трлн м³ в 2048–2050 гг. Дальнейшая динамика изменения МСБ газа характеризуется полной неопределенностью.

Текущие запасы извлекаемой нефти в мире также будут расти за счет новых открытий, увеличения КИН и перевода части запасов и ресурсов из категории «нетрадиционные» в промышленные. В России текущие запасы традиционной нефти никогда не превысят 20 млрд т (извлекаемые).

Во всем мире нетрадиционных ресурсов природного газа больше, чем ресурсов нефти (табл. 12) по следующим причинам:

– больший спектр видов ресурсов («угольной» и «гидратной» нефти не существует);

– более широкий генетический и термоглубинный диапазон формирования сланцевого газа, чем нефти;

– сланцевый газ добывать значительно легче, чем нефть (этим и объясняется «рывок» США по сланцевому газу).

В России сланцевое «направление» производства ПГ всегда будет иметь ограниченные масштабы в силу ресурсно-генетических причин.

Выводы

1. Текущие традиционные и нетрадиционные запасы и прогнозные ресурсы нефти в мире обеспечат дальнейшее развитие мировой цивилизации (за счет производства и взаимопоставок) по крайней мере до 2055–2060 гг., запасы и ресурсы газа — на весь XXI в., в конце которого возможен «угольный ренессанс» и/или смена энергетической составляющей — доминанты и в целом парадигмы развития (термоядерная энергия).

2. Во всех сценариях развития мировой энергетики на ближайшие 40–50 лет главенствующая роль в производстве и поставках отводится России и США,

прежде всего их природному газу. Жесткая конкуренция этих стран (как и во всех сферах) продолжится еще многие десятилетия. К 2030 г. значительно увеличатся производство и экспорт газа из региона Арабо-Персидского залива.

3. Роль российского газа (традиционного + нетрадиционного) в газовом балансе мира (запасы + прогнозные ресурсы — 1-е место, добыча — 1, 2-е места) до 2070 г. останется ведущей. Его значение в развитии МСБ и газодобычи в мире будет только расти благодаря уникальным природным обстоятельствам — наличию в Северной Евразии газоносных и газонефтеносных бассейнов и мегабассейнов с громадными ресурсами природного, преимущественно свободного газа во всех видах и формах нахождения в земных недрах до глубин 8–10 км. Безусловно, добыча российского газа не решит проблему развития газового мира в XXI в., не сможет резко увеличить долю газа в объеме мирового ТЭК, но будет ощутимо влиять на его развитие всю первую половину столетия, а в ряде регионов — первостепенно.

4. Новая парадигма развития мировой энергетики в 2021–2040 гг. такова: «многополярность» — многокомпонентность структуры мирового и региональных ТЭК и ТЭБ при ведущей (но не определяющей целиком, физически) роли газа — природного и «искусственного» (из угля, нефти, органики и др.). Газ, по-видимому, никогда не станет единственным доминантным энергоносителем (более 40–45 % мирового баланса потребляемой энергии, едва ли даже 35–38 %), но сама его роль станет, вероятно, после 2030 г. определяющей в ТЭК большинства стран и регионов, кроме редких постоянно (вынужденно) «угольных» стран (Китай, ЮАР, Польша, Украина). В XXI в. всегда будет действовать формула: чем больше газа, тем лучше всегда и во всем (в производстве, потреблении, поставках и др.)!

5. В России, да и во всем мире начальные и текущие (без накопленной добычи) извлекаемые ресурсы природного газа (традиционные и нетрадиционные) значительно превышают извлекаемые ресурсы нефти. Это и определяет доминантную роль газа в развитии мирового ТЭК в 2021–2070 гг. В частности, в России начальные извлекаемые ресурсы важнейших видов природного газа — традиционного и «плотного» (без ГГ) — оцениваются в 230 трлн м^3 (нефти — 111 млрд т по официальной оценке, 75 млрд т — корпоративной, более реальной оценке, которую будем считать «оценкой снизу»).

6. Реальные и даже очень желательные ежегодные объемы производства ГИ в России в десятилетие 2041–2050 гг., по мнению автора, таковы:

– газа — 1 трлн м^3;

– нефти (+ конденсата) — 430–440 млн т;

– угля — 500 млн т (открытым способом не менее 300 млн т).

В таком случае на экспорт могут быть поставлены:

– до 450 (500) млрд м^3 газа;

– до 200 млн т нефти (конденсат лучше использовать внутри страны);

– до 300 млн т угля.

По объему экспорта (до 1 млрд усл. т) Россия, безусловно, будет занимать 1-е место в мире, далеко обогнав всех конкурентов. Статус энергетической сверхдержавы будет сохраняться за Россией ближайшие десятилетия XXI в.

7. Большинство стран и регионов мира обеспечено частично или полностью каким-либо одним видом ГИ, редко — двумя, очень редко — всеми видами, особенно традиционных запасов и ресурсов. К последним относится только Россия, а с учетом НТР газа и нефти, также США, Канада, возможно, Австралия. Все они обладают самыми значительными территориями и богатейшими шельфом, в том числе в Арктике. Именно за счет масштабного освоения Циркумарктического пояса бассейнов получит дальнейшее развитие по крайней мере газовая промышленность России, США и Канады.

8. Евразийское геопространство энергетически самодостаточно и самообеспечено на многие десятилетия XXI в.: страны и регионы, потребляющие минеральные энергоресурсы (с минимальным, недостаточным собственным производством — Европа, Индия и др.), географически сопряжены с регионами, производящими нефть, газ и уголь в объемах, значительно превосходящих их внутренние потребности (Северная Евразия — Россия, Центральная Азия, регион Арабо-Персидского залива). Предполагается, что поставки энергоносителей извне будут значительно меньше внутренних взаимопоставок.

9. Традиционный газовый потенциал в большинстве регионов мира, кроме СЕА, к 2051 г. будет в значительной степени исчерпан, начнется эра повсеместного активного освоения всех видов НТР газа, которая продолжится до 2080 г. Дальнейший прогноз характеризуется как неопределенный. После 2050 г. остаточный газовый потенциал недр России (суша и шельф) позволит поддерживать (расширять?) добычу природного газа в объеме 1,0–1,05 трлн м^3/год еще не менее 25–30 лет. Даже минимально реальная оценка начального традиционного газового потенциала СЕА 190–200 трлн м^3 позволяет делать этот оптимистический вывод, однако доля газа, добываемого из плотных коллекторов с больших глубин (3,7–5,5 км), превысит к 2050 г. 30 %, а к 2060 г. достигнет 40–45 %.

Таким образом, ресурсную обеспеченность добычи газа в России в обозримом будущем (до 2050 г.) следует оценить как достаточную, исходя из достоверных оценок прогнозных ресурсов, современных и будущих запасов традиционного газа, ресурсов же нетрадиционного газа для их промышленного освое-

ния хватит на многие десятилетия второй половины XXI в. Высокая освоенность и общая ограниченность нефтяных традиционных ресурсов России обусловят активное и масштабное освоение НТР нефти уже в 2026–2035 гг. и далее.

10. Безусловно, российский газ ожидает отличное будущее, российская нефть сохранит устойчивое положение, российский уголь также имеет хорошие условия развития (ресурсы значительные: запасы угля — 270 млрд т, ресурсы только в Сибири — 3,7 трлн т). Эти условия и будут определять развитие ТЭК России до 2050 г. и далее, а также влияние российского газа на развитие мировой газовой отрасли в первой половине XXI в.

Литература

1. *Крылов Н.А.* Главные вехи истории нефтедобычи в России // Газовая геология России. Вчера, сегодня, завтра : сб. научн. тр. ВНИИГАЗа. – М. : Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 12–17.

2. *Старосельский В.И., Ступаков В.П., Пантелеев Г.Ф.* История развития сырьевой базы газовой промышленности России и стран СНГ и прогноз ее расширения // История ВНИИГАЗа – этапы развития. – М. : Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 1998. – С. 43–50.

3. *Высоцкий В.И.* Нефтегазовая промышленность мира // Информационно-аналитический обзор. – М. : ОАО «ВНИИзарубежгеология», 2017. – 59 с.

4. *Гриценко А.И., Пономарев В.А., Крылов Н.А. и др.* Сырьевая база и добыча газа в России в XXI веке. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 148 с.

5. *Карнаухов С.М., Скоробогатов В.А., Кананыхина О.Г.* Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. : сб. науч. статей. – М. : Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25.

6. *Люгай Д.В., Скоробогатов В.А.* Российский газ в XXI веке (к 25-летию ПАО «Газпром») // ПАО «Газпром». Юбилейный сборник. – М., 2018. – С. 40–45.

7. *Ремизов В.В., Пономарев В.А., Скоробогатов В.А., Старосельский В.И.* Состояние и перспективы развития сырьевой базы газовой промышленности России // Минеральные ресурсы России. – 1998. – № 4. – С. 11–17.

8. *Черепанов В.В., Карнаухов С.М., Скоробогатов В.А.* Российский газ в XXI веке // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – М. : РГУНГ, 2012. – № 1. – С. 20–23.

9. *Рыбальченко В.В., Пятницкий Ю.И., Скоробогатов В.А.* Запасы и ресурсы свободного газа осадочных бассейнов Северной Евразии как основа развития газодобывающей отрасли России до 2050 г. // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии освоения. Тезисы докладов IV Межд. науч.-практ. конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии освоения» (WGRR-2017). – М. : Изд-во ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2017. – С. 10–12.

10. *Варламов А.И., Афанасенков А.П., Лоджевская М.И. и др.* Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части // Геология нефти и газа. Спецвыпуск. – 2013. – С. 4–13.

11. *Скоробогатов В.А., Силантьев Ю.Б.* Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий. – М. : Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.

12. *Гулев В.Л., Гафаров Н.А., Высоцкий В.И. и др.* Нетрадиционные ресурсы газа и нефти. – М. : ООО «Издательский дом Недра», 2014. – 284 с.

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ и ГАЗА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)
имени И.М. ГУБКИНА

Уважаемые коллеги!

Ректорат и Ученый совет Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина сердечно поздравляют вас с 70-летним юбилеем Общества с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ» ПАО «Газпром»! Нынешний юбилей — это праздник не только вашего коллектива, но и всех инженерно-технических и научных работников, занимающихся проблемами развития газовой промышленности.

Ваш Институт, созданный в 1948 г. для решения фундаментальных и технологических проблем молодой бурно развивающейся газовой отрасли, принимал активное участие в создании и реализации проектов разработки практически всех крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений страны — Северо-Ставропольского, Газлинского, Советабатского, Шебелинского, Вуктыльского, Оренбургского, Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского.

В настоящее время общепризнано, что ООО «Газпром ВНИИГАЗ» — крупнейший в России и в мире научно-технический центр разработки и освоения газовых и газоконденсатных месторождений.

Вся история развития газовой промышленности свидетельствует о взаимосвязи и взаимодействии наших научно-производственных коллективов. Выпускники РГУ нефти и газа им. Губкина всегда составляли ядро научного коллектива ВНИИГАЗа. Существенный вклад в его развитие внесли «губкинцы»: профессора Ф.А. Требин и А.И. Гриценко, многие годы возглавляющие институт, заместители директора и руководители научных подразделений Ю.П. Коротаев, О.Ф. Андреев, С.Н. Бузинов, Г.А. Зотов, О.Ф. Худяков, В.И. Мурин, А.М. Карасевич, Е.В. Леонтьев, И.С. Требин, Г.Э. Одишария, З.Т. Галиуллин, Н.Е. Легезин, В.А. Скоробогатов, Н.Г. Степанов.

По многим направлениям газовой науки ученые ВНИИГАЗа и Губкинского университета работают как единые творческие коллективы. Совместно выполненные работы отмечались Государственными премиями Правительства России, докладывались на авторитетных научных форумах, представлены в монографиях, статьях и публикациях.

С целью повышения качества учебного процесса, за счет привлечения к преподаванию специалистов-практиков и ученых ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина при факультете разработки нефтяных и газовых месторождений созданы и успешно функционируют две базовые кафедры «Исследование нефтегазоносных пластовых систем» и «Газовые технологии и подземное хранение газа».

Надеемся на дальнейшее плодотворное содружество и взаимодействие наших научных коллективов, что, несомненно, будет способствовать развитию газовой промышленности России.

В этот торжественный день от всей души желаем ООО «Газпром ВНИИГАЗ» процветания, творческих и научных успехов, здоровья руководству и сотрудникам Института!

УДК 553.981.2

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-45-57

Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии?

© 2018 г. | Е.Е. Поляков[1], В.В. Рыбальченко[2], А.Е. Рыжов[1], В.А. Скоробогатов[1], Д.Я. Хабибуллин[2]

[1]ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия; e_polyakov@vniigaz.gazprom.ru; a_ryzhov@vniigaz.gazprom.ru; v_skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru;

[2]ПАО «Газпром», Москва, Россия; v.rybalchenko@adm.gazprom.ru; d.khabibullin@adm.gazprom.ru

Поступила 28.06.2018 г. Принята к печати 10.07.2018 г.

Ключевые слова: ***крупнейшие и гигантские месторождения; запасы газа; Арктика; прогноз; открытия.***

Статья посвящена анализу размещения и перспективам поисков крупнейших (100–300 млрд м^3), гигантских (0,3–300 трлн м^3) и уникальных (более 0,3 трлн м^3) месторождений газа. Проанализированы условия, благоприятные для крупномасштабному газонакоплению в различных геолого-генетических условиях разновозрастных осадочных бассейнов России и мира. Выполнен геостатистический анализ открытия, размещения и запасов крупнейших, гигантских и уникальных газосодержащих месторождений в осадочных бассейнах России. Дан вероятностный прогноз новых открытий значительных по запасам месторождений. Например, в арктических областях Западной Сибири (суша) уже не прогнозируется открытие гигантских газосодержащих месторождений, но можно ожидать 5–7 крупнейших (100–250 млрд м^3 каждое). В Восточной Сибири прогнозируется открытие 2–3 сверхгигантских (более 1 трлн м^3) и до 12 крупнейших и гигантских месторождений. Наибольшее число (76) и самые значительные по запасам месторождения предполагаются в недрах западно-арктического сектора морей (от 0,1 до 2,2–2,50 трлн м^3 каждое).

Для цитирования: Поляков Е.Е., Рыбальченко В.В., Рыжов А.Е., Скоробогатов В.А., Хабибуллин Д.Я. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s. – С. 45–57. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-45-57.

Northern Eurasia: where to look for new largest, giant, and unique gas fields?

© 2018 | E.E. Polyakov[1], V.V. Rybal'chenko[2], A.E. Ryzhov[1], V.A. Skorobogatov[1], D.Ya. Khabibullin[2]

[1]Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow oblast, Russia; e_polyakov@vniigaz.gazprom.ru; a_ryzhov@vniigaz.gazprom.ru; v_skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru;

[2]Gazprom, Moscow, Russia; v.rybalchenko@adm.gazprom.ru; d.khabibullin@adm.gazprom.ru

Received 28.06.2018 Accepted for publication 10.07.2018

Key words: ***largest and giant fields; gas reserves; Arctic; prediction; discoveries.***

The paper focuses on position analysis and outlook of largest (100 to 300 BCM), giant (0.3 to 300 TCM), and unique (exceeding 0.3 TCM) fields prospecting. In Eurasia (Russian land, and Arctic and Far East sea shelf), there are total of 3.5 thousand hydrocarbon fields are discovered and partially explored, among them are 990 gas bearing fields. The discovered fields include: 6 unique (4 of them are in the West Siberian mega-province); 47 are giant and supergiant; 36 are largest; altogether, there are 89 fields with initial total in-place resources of 65.9 TCM (while initial in-place resources in Russia as a whole make 91.8 TCM). The conditions favourable for large-scale gas accumulation in different geological and genetic conditions are analysed for heterochronous basins in Russia and all over the world. Geostatistical analysis of discovery, position, and reserves is carried out for the largest, giant, and unique gas bearing fields in the Russian sedimentary basins. Probabilistic forecast for discovery of new fields with considerable reserves is presented. For instance, discovery of new giant gas fields is no longer predicted in the West Siberian Arctic areas (land), but we can expect 5 to 7 largest fields (each in the range of 100 to 250 BCM, hardly more). Discovery of 2–3 supergiant fields (exceeding 1 TCM) and up to 12 largest and giant fields is predicted in Eastern Siberia. The largest number of fields (76) and those with the largest reserves are assumed to occur in the West Arctic marine sector (ranging from 0.1 to 2.2–2.50 TCM each).

For citation: Polyakov E.E., Rybal'chenko V.V., Ryzhov A.E., Skorobogatov V.A., Khabibullin D.Ya. Northern Eurasia: where to look for new largest, giant, and unique gas fields? *Geologiya nefti I gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4s):45–57. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-45-57.

В 1970–1980-х гг. ведущие геологи мира уделяли большое внимание анализу условий формирования уникальных, гигантских и крупнейших (Кр) месторождений УВ, закономерностям их размещения в осадочных бассейнах, прогнозированию их открытия в различных геологических условиях земных недр [1–5]. К тому времени в мире было открыто несколько подобных месторождений на суше и единицы — на шельфе. Этот интерес не иссякал и в последующие десятилетия, вплоть до наших дней [1, 2, 6, 7].

Геологи-газовики традиционно выделяют следующие градации крупности газосодержащих месторождений *свободного газа*, трлн м³:

1) суперуникальные >10;
2) уникальные 3–10;
3) супергигантские 1–3;
4) гигантские 0,3–1,0;
5) крупнейшие 0,1–0,3 и т. д.

Действительно, месторождений с начальными запасами более 3 трлн м³ в мире крайне мало — они уникальны по всем своим параметрам, а гигантских и сверхгигантских насчитывается много десятков. В следующей двоичной градации заключен глубокий генетический смысл:

1) уникальные + суперуникальные;
2) гигантские + супергигантские;
3) крупные (более 30 млрд м³), крупнейшие и т. д.

Геостатистика газовых гигантов в мире по состоянию на середину 1980-х гг. отражена в работах [1, 3]. За все годы целенаправленных поисковых работ на нефть и газ во всем мире на 01.01.2018 г. по разным данным обнаружено от 45 до 50 тыс. месторождений УВ различного типа (по фазовому состоянию: Г, ГК, ГКН, НГК, Н) и различного объема геологических/извлекаемых запасов (от 0,03–0,1 до 30–35 млрд т усл. топлива). Численно преобладают нефтяные месторождения. Общего числа открытых единичных скоплений (залежей) нефти и свободного газа не знает никто, но по сугубо экспертной оценке их число достигает 200 тыс. (очень большое число однозалежных месторождений). В России обнаружено около 3500 месторождений (на 01.01.2018 г.), в том числе с залежами свободного газа — 990. Начальные запасы природного газа в мире составляют 335 трлн м³ (извлекаемые — по всем странам с учетом запасов России, где до последнего времени традиционно учитывались геологические запасы свободного газа + + извлекаемые запасы нефтяного попутного газа).

Начальные разведанные (доказанные) запасы свободного газа в России составляют 73,2 трлн м³, из них на накопленную добычу приходится 22,9 трлн м³. Суммарные *открытые* запасы газа превысили 90 трлн м³ (с учетом предварительных оцененных запасов категорий $B_2 + C_2$), при их полномасштабной доразведке начальные разведанные запасы составят 82–83 трлн м³ (с учетом неполной подтверждаемости запасов категорий $B_2 + C_2$ при их переводе в разведанные запасы — обычно от 30 до 70 %, а иногда и их практически полного списания при подтверждаемости 0–10 %).

Наибольшую ценность и значимость для промышленной разработки имеют гигантские, сверхгигантские и уникальные по запасам месторождения, независимо от числа залежей в разрезе (от 1 в однозалежных до 30–40 и более в многозалежных), хотя и крупнейшие газосодержащие месторождения также необходимы в любой стране/регионе при поисково-разведочных работах, так как добыча на каждом из них может составлять от 3–5 до 10 млрд м³/год — в масштабах отдельных регионов, областей и небольших стран весьма значительный показатель.

Во всем мире известно только два суперуникальных месторождения — Северный Купол — Южный Парс в Арабо-Персидском заливе (28,3 трлн м³ извлекаемых запасов) и Уренгойское (12,3 трлн м³ геологических), при этом первое — лидер по газонакоплению в карбонатах, второе — мировой лидер по газоносности терригенных толщ преимущественно не морского генезиса, в том числе угленосных [2, 4, 8].

В мире известно 8 уникальных месторождений свободного газа, из которых 5 — в Северной Евразии (России), сверхгигантских — 24 (в России — 8), гигантских — 69 (в России — 25) — всего 101 (в России — 38) [8]. Как видно, значительная часть гигантских и уникальных газосодержащих месторождений газа обнаружена в пределах осадочных бассейнов России и окружающих ее морей.

В последнее десятилетие в мире были открыты сверхгигантские и гигантские месторождения, преимущественно в шельфовых областях, однако на суше с высокой и очень высокой изученностью осадочных бассейнов до глубины 4,0–4,5 км открывают только крупные, средние и мелкие по запасам месторождения. В России последнее уникальное по запасам свободного газа месторождение — Штокмановское — было обнаружено в 1989 г., сверхгигантское — в 1987 г., однако даже с реальными разведанными (подтверждаемыми) запасами 0,1–1,0 трлн м³ было открыто всего 43 месторождения (все до 2003 г.), а средние запасы газа вновь открываемых месторождений составили 12 млрд м³ (нефти — менее 3 млн т извлекаемых, 10 млн т геологических). Это общемировая тенденция, наблюдаемая в XXI в.: открытие мелких и отдельных средних по запасам месторождений УВ.

Во многих регионах и областях газо- и нефтенакопления открыто и разведано большое число крупнейших месторождений свободного газа с единичными запасами 100–300 млрд м³, которые со временем приходят на смену гигантским и уникальным газосодержащим месторождениям как объекты поисков и дальнейшего освоения. Во всем мире подобных месторождений обнаружено не менее 200, в том числе в России — 36. Есть ряд регионов, в которых изначально не сложились условия для формирования месторождений крупнее 250–300 млрд м³. Например, в Предкавказье месторождение-лидер — Северо-Ставропольско-Пелагидинское с начальными запасами 220 млрд м³, остальные — менее 100 млрд м³. В центральных районах Западно-Сибирской мега-

провинции известно всего четыре крупнейших месторождения с залежами свободного газа в виде газовых шапок — Федоровское, Лянторское, Верхне-Коликъеганское, Варьеганское (ни одного гиганта) и т. д.

За последние 5 лет (2013–2017 гг.) в мире было открыто еще 3 гигантских и уникальных газосодержащих месторождения, в том числе такие крупные, как Зохр в дельте р. Нил (Египет, 0,8 трлн м^3), одно на арктическом побережье Аляски (США), однако в России было выявлено только одно гигантское месторождение на шельфе — Южно-Киринское (0,7 трлн м^3). В целом в мире ощущается дефицит открытий новых, особенно крупных месторождений УВ [7, 9, 10].

По данным В.И. Высоцкого, в 2013–2016 гг. в мире открывалось ограниченное число гигантских (Г) и крупнейших (Кр) газосодержащих месторождений [11]: 2013 — 2 Кр; 2014 — 1 Кр (Победа, реальные, но не доказанные запасы); 2015 —5 Г, 3 Кр; 2016 — 2 Кр.

Всего за 4 года было обнаружено 13 месторождений с запасами более 100 млн т усл. топлива при общем числе новых месторождений 700–750. По нефти картина открытий оказалась существенно хуже: за 4 года открыто всего 2 крупнейших нефтесодержащих месторождения (100–272 млн т извлекаемых запасов), 9 крупных (К) и всего 7 средних (10–30 млн т извлекаемых запасов), и ни одного нефтяного гиганта (более 300 млн т извлекаемых запасов), при этом 2/3 всех новых месторождений УВ приурочено к шельфовым областям. Из 40 вновь открытых месторождений с запасами более 20 млн т или млрд м^3 газа 22 расположено в шельфовом ареале Африки, 6 — в Северной Америке, 7 — в зарубежной Азии, 4 — в России (2 открыты, но не подтверждены как промышленные), 2 — в Западной Европе.

Из подобного краткого анализа видно, что главный мировой тренд проведения поисково-разведочных работ с целевым назначением на открытие значительных по запасам месторождений УВ — шельфовый. Глубины морей, омывающих Северную Евразию, не превышают 400–600 м, но арктические условия, льды, морозы и прочие неблагоприятные факторы затрудняют проведение поисковых работ. В мире же проводят поиски месторождений УВ и при глубине дна 1–2 км и более (в тропических областях).

Общемировой опыт показывает, что открытия новых крупнейших и даже гигантских месторождений УВ возможны только с выходом поисково-разведочных работ в новые высокоперспективные регионы и области на суше и особенно на шельфе: фонд неоткрытых гигантов на суше России исчерпан, крупнейших — ограничен.

Газовая отрасль России, которая находится на севере мегаконтинента Евразии, начала активно развиваться в конце 1940-х гг., по мере открытия, разведки и освоения первых газосодержащих месторождений в Поволжье, Предкавказье, Тимано-Печорской провинции, а с 1953–1956 гг. — в Западно- и Восточно-Сибирской мегапровинциях и на шельфе арктических и дальневосточных морей (с середины 1980-х гг.) [1]. С 1948 по 2017 г. было открыто 988 газосодержащих месторождений, в том числе гигантских и уникальных газосодержащих месторождений — 39, крупнейших — 36. Геостатистические данные по этим месторождениям приведены в работе [8] и табл. 1–4.

Структура начальных разведанных запасов свободного газа открытой части начальных потенциальных ресурсов зависит от реальной величины и структуры ресурсов и степени структурно-буровой изученности газоносных регионов и областей, а также от результативности проведенных поисково-разведочных работ [7, 8, 10]. Наиболее крупные по запасам месторождения нефти и газа (лидеры) в тех или иных областях при относительно равномерном разбуривании перспективных объектов открываются в числе первых 5, реже — 8–10 месторождений. Суперуникальное Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение было обнаружено в 1966 г. третьим по счету в Надым-Пур-Тазовском регионе (после Тазовского и Заполярного), Бованенковское месторождение на Ямале — четвертым (после Новопортовского и др.). Крупнейшее по запасам Пеляткинское газоконденсатное месторождение (221 млрд м^3) было открыто первым в Енисей-Хатангской области, Утреннее на Гыдане — третьим и т. д. Это объясняется избирательностью поискового процесса (действием так называемого поискового «фильтра», по В.И. Шпильману), когда в качестве первоочередных — целевых для поиска — рассматриваются самые крупные из возможных месторождения УВ на самых крупных структурах, которые и открываются в числе первых. Размещение гигантских и уникальных газосодержащих месторождений на севере Западной Сибири приведено на рис. 1.

В последнее десятилетие, в связи с малыми относительными и абсолютными объемами поискового бурения, особенно в Западной Сибири, число вновь открываемых месторождений уменьшается с каждым годом. В частности, в 2017 г. в России было открыто всего 40 месторождений УВ (из них 4 — ПАО «Газпром»), в том числе одно крупное — Южно-Лунское — 48,9 млрд м^3. В таких еще сравнительно малоизученных областях, как Ямальская и Гыданская, после 1993 г. не было открыто ни одного месторождения.

Авторами статьи ранее была замечена закономерность, согласно которой, чем проще геологическое строение и история развития осадочных бассейнов (автономных комплексов пород), тем выше степень концентрации ресурсов и запасов в небольшом числе уникальных и гигантских месторождений [6, 8, 12, 13, 14]. Яркий пример — Западно-Сибирская мегапровинция,

Табл. 1. Начальные разведанные запасы свободного газа уникальных* газосодержащих месторождений Северной Евразии (на 01.01.2017 г.)

Table 1. Explored initial in-place reserves of free gas in the unique* gas bearing fields of Northern Eurasia (as of 01.01.2017)

Порядковый номер	Месторождение	Субъект Федерации	Тип месторождения	Залежи СВ/ГШ		Накопленная добыча и запасы, трлн м^3		
				год открытия	год ввода в разработку	накопленная добыча	$A + B_1 + C_1$	сумма начальных разведанных запасов
1	Большой Уренгой (в том числе Песцовое и Ен-Яхинское)	Ямало-Ненецкий АО	НГК	1966	1978	6,58	5,69	12,27
2	Ямбургское	То же	"	1969	1986	3,95	3,00	6,95
3	Бованенковское	"	"	1971	2012	0,22	4,18	4,40
4	Штокмановское	Шельф Баренцева моря	ГК	1988		0,00	3,94	3,94
5	Заполярное	Ямало-Ненецкий АО	НГК	1965	2001	1,39	2,21	3,60
6	Астраханское	Астраханская область	ГК	1976	1986	0,27	3,06	3,33
	Итого					12,41	22,08	34,48

* Классификация месторождений по крупности НРЗ (по В.А. Скоробогатову): > 3,0 трлн м^3 — уникальные; 1,0–3,0 трлн м^3 — сверхгигантские; 0,3–1,0 трлн м^3 — гигантские. СВ — свободный газ, ГШ — газовая шапка.

* Fields classification according to explored initial in-place reserves (after V.A. Skorobogatov): > 3.0 TCM — unique; 1.0–3.0 TCM — supergiant; 0.3–1.0 TCM — giant. СВ — free gas, ГШ — gas cap.

Табл. 2. Начальные разведанные запасы свободного газа сверхгигантских* газосодержащих месторождений Северной Евразии (на 01.01.2017 г.)

Table 2. Explored initial in-place reserves of free gas in the supergiant* gas bearing fields of Northern Eurasia (as of 01.01.2017)

Порядковый номер	Месторождение	Субъект Федерации	Тип месторождения	Залежи СВ/ГШ		Накопленная добыча и запасы, трлн м^3		
				год открытия	год ввода в разработку	накопленная добыча	$A + B_1 + C_1$	сумма начальных разведанных запасов
1	Медвежье (с Ныдинским участком)	Ямало-Ненецкий АО	НГК	1967	1972	1,92	0,56	2,48
2	Оренбургское	Оренбургская область	"	1966	1971	1,29	0,63	1,92
3	Ковыктинское	Иркутская область	ГК	1987		0,00	1,70	1,70
4	Харасавэйское	Ямало-Ненецкий АО, шельф Карского моря	"	1974	1985	0,00	1,42	1,42
5	Крузенштернское	То же	"	1976		0,00	1,35	1,35
6	Южно-Русское	Ямало-Ненецкий АО	НГК	1969		0,22	0,82	1,04
7	Чаяндинское	Республика Саха (Якутия)	"	1983		0,00	1,00	1,00
	Итого					3,42	7,48	10,91

* Классификация месторождений по крупности НРЗ (по В.А. Скоробогатову): > 1 трлн м^3 каждое.

* Fields classification according to explored initial in-place reserves (after V.A. Skorobogatov): > 1 TCM each.

Табл. 3. Начальные разведанные запасы свободного газа гигантских* газосодержащих месторождений Северной Евразии (на 01.01.2017 г.)

Table 3. Explored initial in-place reserves of free gas in the giant* gas bearing fields of Northern Eurasia (as of 01.01.2017)

Порядковый номер	Месторождение	Субъект Федерации	Тип месторождения	Залежи СВ/ГШ		Накопленная добыча и запасы на 01.01.2017 г., трлн м^3		
				год открытия	год ввода в разработку	накопленная добыча	$A + B_1 + C_1$	сумма начальных разведанных запасов
1	Южно-Тамбейское	Ямало-Ненецкий АО	ГК	1973		0,00	0,95	0,95
2	Северо-Уренгойское	То же	НГК	1970		0,42	0,48	0,90
3	Северо-Тамбейское	"	ГК	1982		0,00	0,86	0,86
4	Комсомольское	"	НГК	1966		0,60	0,22	0,82
5	Харампурское	"	"	1979		0,00	0,82	0,82
6	Южно-Киринское	Шельф Охотского моря	"	2010		0,00	0,68	0,68
7	Салмановское (Утреннее)	Ямало-Ненецкий АО	"	1979		0,00	0,67	0,67
8	Юбилейное	То же	"	1969	1992	0,36	0,24	0,60
9	Ямсовейское	"	"	1970		0,38	0,22	0,60
10	Юрхаровское	Шельф Карского моря	"	1970	2003	0,28	0,30	0,58
11	Каменно-мысское-море	То же	Г	2003		0,00	0,55	0,55
12	Тасийское	Ямало-Ненецкий АО	ГК	1988		0,00	0,50	0,50
13	Береговое	То же	НГК	1982	2007	0,09	0,41	0,50
14	Лунское	Шельф Охотского моря	"	1984	2009	0,12	0,35	0,47
15	Вуктыльское	Республика Коми	"	1964	1968	0,39	0,07	0,46
16	Губкинское	Ямало-Ненецкий АО	"	1965	1999	0,26	0,19	0,44
17	Малыгинское	То же	ГК	1986		0,00	0,44	0,44
18	Восточно-Таркосалинское	"	НГК	1971	1976	0,19	0,23	0,42
19	Северо-Каменномысское	Шельф Карского моря	ГК	2000		0,00	0,40	0,40
20	Вынгапуровское	Ямало-Ненецкий АО	НГК	1968	1978	0,34	0,05	0,38
21	Западно-Таркосалинское	То же	"	1972	1996	0,25	0,13	0,38
22	Семаковское	Шельф Карского моря, Ямало-Ненецкий АО	Г	1971		0,00	0,37	0,37
23	Чайво	Шельф Охотского моря	НГК	1979	2005	0,07	0,25	0,32
24	Еты-Пуровское	Ямало-Ненецкий АО	"	1971	2003	0,17	0,15	0,32
	Итого					3,92	9,54	13,46

* Классификация месторождений по крупности НРЗ (по В.А. Скоробогатову): 0,3–1,0 трлн м^3 каждое.

* Fields classification according to explored initial in-place reserves (after V.A. Skorobogatov): 0,3–1 TCM each.

Табл. 4. Начальные разведанные запасы свободного газа крупнейших* газосодержащих месторождений Северной Евразии (на 01.01.2017 г.)

Table 4. Explored initial in-place reserves of free gas in the largest* gas bearing fields of Northern Eurasia (as of 01.01.2017)

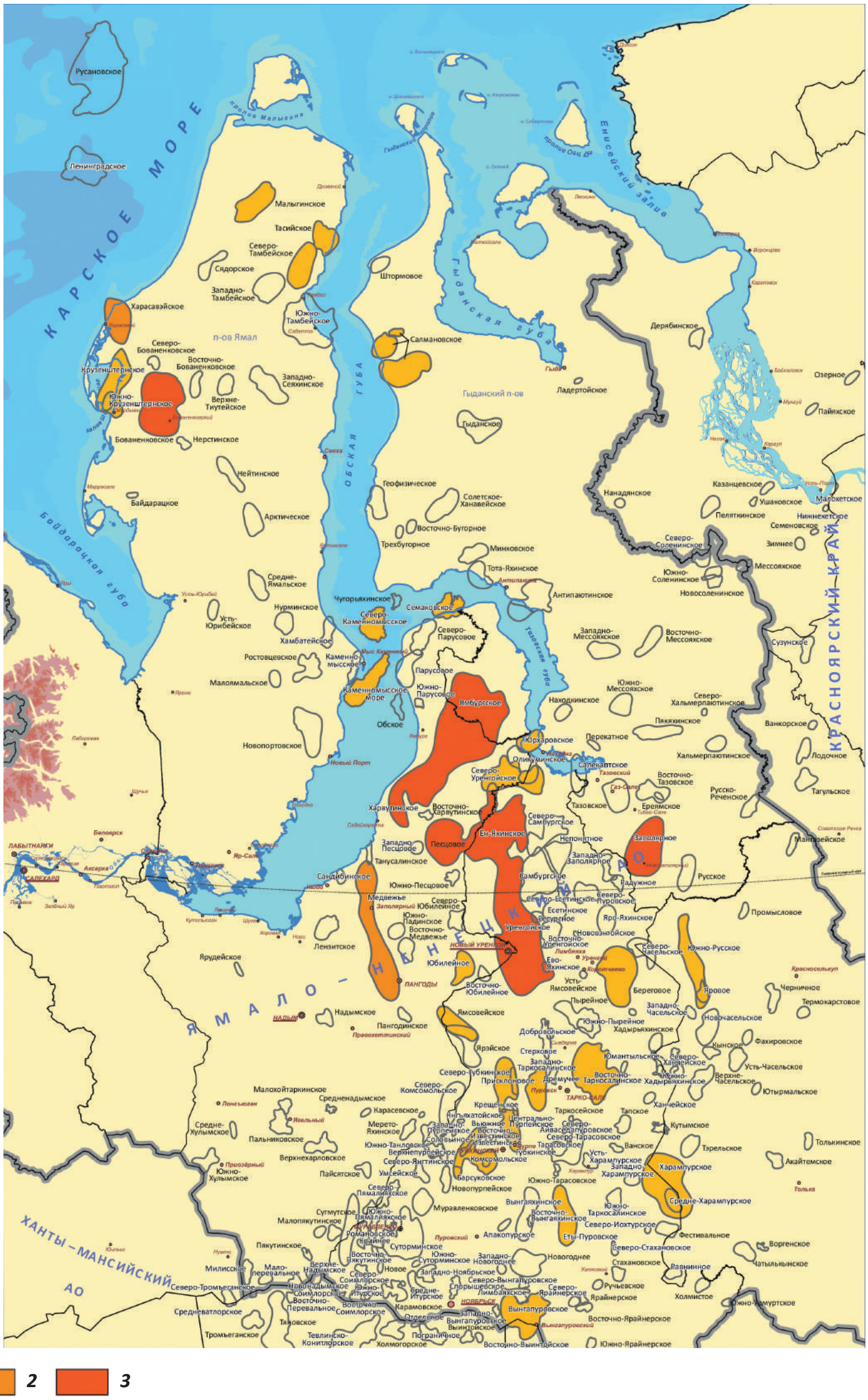
Порядковый номер	Месторождение	Субъект Федерации	Тип месторождения	Залежи СВ/ГШ		Накопленная добыча и запасы на 01.01.2017 г., трлн м^3		
				год открытия	год ввода в разработку	накопленная добыча	$A + B_1 + C_1$	сумма начальных разведанных запасов
1	Арктическое	Ямало-Ненецкий АО	НГК	1968		0,01	276,25	276,26
2	Новопортовское	То же	"	1964		0,85	267,91	268,76
3	Федоровское	Ханты-Мансийский АО	"	1971	1976	146,45	114,20	260,64
4	Хальмерпаютинское	Ямало-Ненецкий АО	ГК	1989		0,00	242,71	242,71
5	Русановское	Шельф Карского моря	"	1979		0,00	240,37	240,37
6	Находкинское	Ямало-Ненецкий АО	НГ	1974		87,31	150,22	237,53
7	Восточно-Уренгойское + Северо-Есетинское	То же	НГК	1978		9,04	215,53	224,56
8	Антипаютинское	Ямало-Ненецкий АО, шельф Карского моря	Г	1978		0,02	214,70	214,72
9	Пеляткинское	Красноярский край	ГК	1969	2003	20,87	190,42	211,30
10	Яро-Яхинское	То же	НГК	1985		15,84	189,98	205,82
11	Лянторское	Ханты-Мансийский АО	"	1966		140,51	62,16	202,67
12	Средневилюйское	Республика Саха (Якутия)	ГК	1965		37,69	163,51	201,20
13	Пякяхинское	Ямало-Ненецкий АО	НГК	1989		0,35	189,56	189,91
14	Нурминское	То же	"	1970		0,06	178,40	178,46
15	Среднеботуобинское	Республика Саха (Якутия)	"	1970	1990	8,03	169,82	177,85
16	Самотлорское	Ханты-Мансийский АО	"	1965	1969	110,17	67,68	177,84
17	Хвалынское	Шельф Каспийского моря	"	2001		0,00	166,89	166,89
18	Киринское	Шельф Охотского моря	ГК	1992	2014	1,40	161,10	162,50
19	Юрубчено-Тохомское	Красноярский край	НГК	1991		0,00	161,15	161,15
20	Среднетюнгское	Республика Саха (Якутия)	ГК	1976		0,31	156,13	156,44
21	Геофизическое	Ямало-Ненецкий АО	НГК	1975		0,10	154,37	154,47
22	Северо-Комсомольское	То же	"	1969	1993	6,98	143,77	150,75
23	Тота-Яхинское	Шельф Карского моря, Ямало-Ненецкий АО	Г	1984		0,08	143,77	143,85

24	Собинское	Красноярский край	НГК	1973		0,00	140,33	140,33
25	Верхне-вилючанское	Республика Саха (Якутия)	"	1970		0,07	139,62	139,69
26	Южно-Мессояхское	Ямало-Ненецкий АО	ГК	1982		0,02	138,65	138,67
27	Лаявожское	То же	НГК	1966		0,65	137,92	138,57
28	Тазовское	"	"	1979		2,65	135,80	138,45
29	Самбургское	"	"	2010		22,98	111,53	134,50
30	Западно-Тамбейское	"	"	1979		0,00	124,37	124,37
31	Ванкорское	Красноярский край	"	1969	1992	32,23	91,55	123,78
32	Вынгаяхинское	Ямало-Ненецкий АО	"	1970		67,11	55,72	122,83
33	Северо-Соленинское	То же	ГК	1970	2003	79,56	43,01	122,57
34	Северо-Часельское	"	НГК	2003		0,01	115,63	115,64
35	Мало-Ямальское	"	ГК	1988		0,03	114,71	114,75
36	Южно-Соленинское	"	"	1982	2007	59,44	54,01	113,45
37	Верхнетиутейское	"	Г	1984		0,02	110,74	110,76
38	Ханчейское	"	НГК	1964		43,25	62,26	105,51
39	Ван-Еганское	Ханты-Мансийский АО	"	1965	1999	16,13	89,15	105,28
40	Верхнеколик-Еганское	То же	"	1986		5,97	96,83	102,80
41	Тас-Юряхское	Республика Саха (Якутия)	"	1971	1976	0,05	102,73	102,79
42	Ново-Часельское	Ямало-Ненец-кий АО	"	2000		0,52	101,77	102,29
43	Кумжинское	То же	ГК	1968		0,08	101,54	101,62
	Итого					916,84	6088,43	7005,27

* Классификация месторождений по крупности НРЗ (по В.А. Скоробогатову): 100–300 млрд м^3 каждое.

* Fields classification according to explored initial in-place reserves (after V.A. Skorobogatov): 100–300 BCM each.

Рис. 1. Схема размещения газовых месторождений-гигантов на севере Западно-Сибирской НГП
Fig. 1. Location map of giant gas fields on the north of West Siberian Petroleum Province



Газовые месторождения-гиганты, начальные запасы, млрд м³ (*1–3*): *1* — 300–1000, *2* — 1000–3000, *3* — 3000–12000
Giant gas fields, initial in-place reserves, BCM (*1–3*): *1* — 300–1000, *2* — 1000–3000, *3* — 3000–12000

Табл. 5. Экспертная оценка изученности основных газоносных регионов России (суша и шельф)
Table 5. Expert review of exploration maturity of the major Russian gas bearing regions (land and shelf)

Регионы и области	Средние и максимальные глубины поисковых и разведочных скважин (диапазон, км)	Структурно-буровая изученность (разбуренность крупных положительных структур I, II и III порядков, %)
Суша		
Европейские регионы	3,5–5,0	75–85
Западная Сибирь (до средней юры, горизонты $Ю_2$–$Ю_4$)		
Надым-Пуртазовский регион	3,3–4,0	60–70
Ямал	2,7–3,5	55–65
Гыдан	2,5–3,3	30–40
Енисей-Хатангская область	2,4–3,2	50–55
Восточная Сибирь (до низов венда)		
южные области	2,2–3,0	45–65
северо-западные платформы	–	От 0–5 до 10
Лено-Вилюйская область	2,5–3,2	40–55
Шельф		
Баренцево море	2,7–3,1	30–35
Южно-Карская область	2,0–2,2	< 5
Присахалинский шельф	2,2–2,7	40–60
Восточно-Арктическая	–	0

где в недрах 4 уникальных месторождений сосредоточено 27,0 трлн м^3 начальных разведанных запасов свободного газа (см. табл. 1), в 4 сверхгигантских — 6,4 трлн м^3 (см. табл. 2), в 20 гигантских — 11,3 трлн м^3 (см. табл. 3), в сумме — 40,1 трлн м^3 (более 70 % начальных запасов Западно-Сибирской мегапровинции).

По мнению авторов статьи, чем выше абсолютная и относительная величина прогнозных/начальных ресурсов свободного газа, тем выше шансы открытия достаточно крупных по запасам месторождений для данного перспективного объекта, однако выявление еще не открытых гигантов зависит от степени буровой изученности объектов опоискования. Оценка текущей изученности различных областей Северной Евразии приведена в табл. 5.

При повышенной (более 40 %) и высокой (более 60 %) разбуренности неопоискованными остаются преимущественно зоны впадин, прогибов, моноклиналей, тектонических седловин — не самые выигрышные объекты для успешных поисково-разведочных работ на газ.

Как показали результаты исследований В.И. Ермакова, В.А. Скоробогатова и В.П. Ступакова в 1970–1980-х гг. [1, 8], в большинстве нефтегазоносных бассейнов мира (НГБ) крупность месторождения-лидера определяется величиной начальных потенциальных ресурсов газа при вероятном отношении 1:10 (в диапазоне 1:(8–12) — точно установленный эмпирический факт), тогда по системе «обратных связей», в случае если есть уверенность, что самое крупное по запасам месторождение уже обнаружено и разведано с соотношением запасов категорий $(B_1 + C_1):(B_2 + C_2)=(70–80):(30–20)$, то возможна оценка начальных потенциальных ресурсов всего бассейна (мегабассейна). Например, общие начальные подтверждаемые запасы свободного газа месторождений Большого Уренгоя (по всем залежам в сеномане, нижнем мелу и юре) составляют 12,3 трлн м^3 (крупнее не будет обнаружено не только в Западно-Сибирской мегапровинции, но и в России — уникальной стране по запасам и ресурсам свободного газа), тогда отношение должно быть меньше чем 1:10, однако необходимо снижение отношения в связи с уникальностью. Примем его как 1:8–1:9. В этом случае начальные потенциальные ресурсы газа составят 98–111 трлн м^3, что близко к их реальной величине, поскольку ресурсы газа Западно-Сибирской мегапровинции оценивались в разные годы в интервале 99–105 трлн м^2. И наоборот, по величине начальных потенциальных ресурсов можно оценивать («предсказывать») величину запасов еще не открытого месторождения-лидера, если конечно есть уверенность, что величина ресурсов доверительна и достоверна, а не завышена. Последняя официальная оценка (на 01.01.2009 г.) по всей мегапровинции составила 164 трлн м^3, в том

числе по шельфу — 54 трлн м^3, она безусловно завышенная, особенно для Карского моря [7].

При повышенной изученности недр (основных продуктивных комплексов) — на уровне 55–65 % — по сути, исключено открытие новых крупнейших месторождений свободного газа, при 35–50 %-й изученности маловероятно обнаружение гигантских, при 25–30 %-й — сверхгигантских месторождений. При малой изученности (0–20 %) возможно открытие всего спектра месторождений по крупности, даже уникальных, но это зависит уже от величины и структуры *реальных* начальных потенциальных ресурсов газа в недрах. Для существования уникального месторождения свободного газа (> 3 трлн м^3) его начальные ресурсы должны быть не менее 24–30 трлн м^3, а среди всех мировых бассейнов к подобным (уникальным газоносным) относится немного (менее 20 из 240 известных в мире НГБ и все они уже в той или иной степени разбурены).

Условия формирования первичных месторождений-гигантов свободного газа, от которых зависит их размещение, проанализированы в работах [1, 2, 4, 11, 15]. В терригенных песчано-глинистых толщах преимущественно не морского генезиса — это гумусовый и смешанный тип газоматеринской органики, в том числе углей, невысокий и средний уровень углефикации катагеназа ($ПК_3$–$МК_1$, бурые, длиннопламенные угли в разрезе), повышенная песчанистость, наличие значительных по размерам положительных структур (валов, куполовидных поднятий и др.). Благоприятные условия формирования гигантских и уникальных газосодержащих месторождений в карбонатных толщах иные. Для них необходимы жесткие геотермокатагенетические условия в первично битумогенерирующих — вторично газоносных материнских формациях морского генезиса с сапропелевым рассеянным ОВ, когда и битумоиды, и первичная нефть в залежах разрушаются и дают начало вторичному газу, который чаще всего скапливается также в карбонатных природных резервуарах (месторождения Северное – Южный Парс, Астраханское, Оренбургское и др.). В данном случае определяющий фактор — уровень катагенеза (интегрального прогрева) материнского ОВ — не менее 1,10–1,25 % (R_o, $МК_3^2$–$МК_4^1$, жирные и коксовые угли в разрезе вплоть до апокатагенеза — $АК_1$, тощие угли) [1, 2, 8].

В предыдущих работах авторов статьи приведены результаты анализа онтогенеза УВ во всех крупных осадочных бассейнах, провинциях и мегапровинциях России (суша) и ближнего шельфа (Карского, Присахалинского, Печорского и др.) по аналогии с изученными бурением областями суши (Тимано-Печорской провинции, Ямальской и др.). Настоящей «терра инкогнита» остается вся северная половина Сибирской платформы, а также восточно-арктический сектор морей. Каким же может быть ответ на поставленный в настоящей статье вопрос? Рассмотрим ситуацию с прогнозированием новых крупных месторождений УВ в ходе дальнейших поисково-разведочных работ.

Европейские области и районы

В Предкавказье, на юге Волго-Уральской и на севере Тимано-Печорской провинций, открытие средних и большого числа мелких по запасам газосодержащих месторождений в будущем станет редким. Открытия крупнейших и тем более гигантских месторождений невозможны по генетическим и статистико-ресурсным «условиям». Что касается новых открытий в российской газоносной части Прикаспийской впадины (провинции), то может быть обнаружено 2–3 гиганта (более 300 млрд м^3), однако открытие сверхгигантских месторождений в подсолевых карбонатах маловероятно. Возможны открытия и нескольких крупнейших месторождений свободного газа (на уровне 100–200 млрд м^3, вряд ли более).

Западная Сибирь

Исходя из достигнутого высокого и очень высокого уровня изученности недр Среднеобской и других центральных областей Западно-Сибирской мегапровинции (в диапазоне сеноман — средняя юра), здесь также прогнозируется открытие только средних и малых по запасам месторождений, хотя вероятность обнаружения «среднекрупных» месторождений (30–50 млрд м^3) не равна нулю.

В Надым-Пур-Тазовском регионе последние из числа открытых месторождений газа относились также к категории средних и малых, здесь вряд ли стоит ожидать открытия месторождений с запасами более 50–70 млрд м^3. Недавно открытое Падинское газоконденсатное месторождение (запасы категории C_1 — 8,2 млрд м^3, категории C_2 — 185,4 млрд м^3), вероятнее всего, окажется крупным (но не крупнейшим), так как при доразведке его «конечные» разведанные запасы не превысят 100 млрд м^3 (у местных геологов при открытии месторождения были надежды на величину вероятных запасов 400 и даже 700 млрд м^3 в залежах ачимовской тощи, однако эти цифры следует отнести к «невероятным» в силу ряда негативных генетических условий: впадина, малоблагоприятная характеристика коллекторов ачимовской толщи на глубине 3850–3920 м, жесткие термокатагенетические условия и др.).

На Ямале (суша) новых крупнейших месторождений может быть открыто 1–2 (с запасами не более 150–200 млрд м^3 каждое), в Обь-Енисейском арктическом междуречье — не более 4–5, да и то в самой неизученной восточной части Гыдана и западной части Енисей-Хатангской области/левобережье р. Енисей, из них одно — Гыданское (58,4 + 57,7 млрд м^3) — уже открыто, и при доразведке его выявленных залежей и опоисковании невскрытых горизонтов (неоком, средняя юра) оно может «вырасти» по запасам до

крупнейшего (более 100 млрд м^3, во всяком случае не менее 78–90 млрд м^3).

Восточно-Сибирская мегапровинция

В южных областях Восточно-Сибирской мегапровинции уже открыто 2 сверхгигантских газосодержащих месторождения, ни одного гиганта и 7 крупнейших, в том числе 5 — в Якутии (учитываются только разведанные запасы категорий $B_1 + C_1$). В относительно изученных и разбуренных южных областях обнаружение газовых гигантов маловероятно, но несколько месторождений крупнее 100 млрд м^3 вполне возможны. Не стоит серьезно относиться к спекулятивным запасам газа таких месторождений, как Ангаро-Ленское (категория C_1 — 1,5 млрд м^3, категория C_2 — 1220 млрд м^3), — они, безусловно, не подтвердятся при разведке.

В недрах Сибирской платформы прогнозируется 2–3 сверхгигантских месторождения газа (со средней вероятностью подтверждения) и до 12 (возможно, больше) гигантских и крупнейших, однако зоны и конкретные объекты их локализации остаются загадкой. Прогноз сделан исходя из объема неоткрытых (прогнозных) ресурсов газа — 18–22 трлн м^3 («гарантированный» минимум, исходя из расчетов экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2015–2016 гг.), так как прогнозные ресурсы не могут распределяться только по средним и мелким месторождениям. Несколько тысяч подобных месторождений не могут быть распределены на неопоискованной площади мегапровинции, хотя в Западной Сибири 909 месторождений УВ находится на площади 2 млн км^2, но там совершенно другие условия локализации углеводородных скоплений (несравненно более благоприятные для концентрации УВ [12, 13, 15]; при подобном размещении уже нет места для гигантов, занимающих значительные площади (в среднем не менее 3 тыс. км^2), а с ареалом их аккумуляционного влияния (водоносный внешний ареал) — до 4,5–6,0 тыс. км^2. В настоящее время адресная привязка прогнозируемых месторождений в диапазоне крупности 0,3–1,5 трлн м^3 отсутствует, а более крупные — с высокой вероятностью не будут открыты.

Арктический шельф

Ни у кого и никогда не возникало сомнений в том, что будущее российского газа в XXI в. связано с освоением недр шельфовых и арктических бассейнов Северной Евразии; причины этому следующие:

- большие размеры, значительная мощность и объем мезозойского осадочного чехла;

- невысокая изученность недр западно-арктических морей — Баренцева и Карского — в сочетании с очень высокими официальными оценками ресурсов газа и умеренно высокими корпоративными оценками;

- уже установленная преимущественная газоносность отложений мела, юры и триаса;

- хорошая сохранность газосодержащих скоплений благодаря развитию малонарушенных разломами мощных региональных покрышек;

- высокая плотность размещения крупных по площади и амплитуде положительных локальных структур, особенно в центральной и восточной (Приямальской) частях Карского моря;

- уже состоявшиеся открытия крупнейших и уникальных по запасам газа месторождений (начало этапа крупных открытий при освоении газового потенциала).

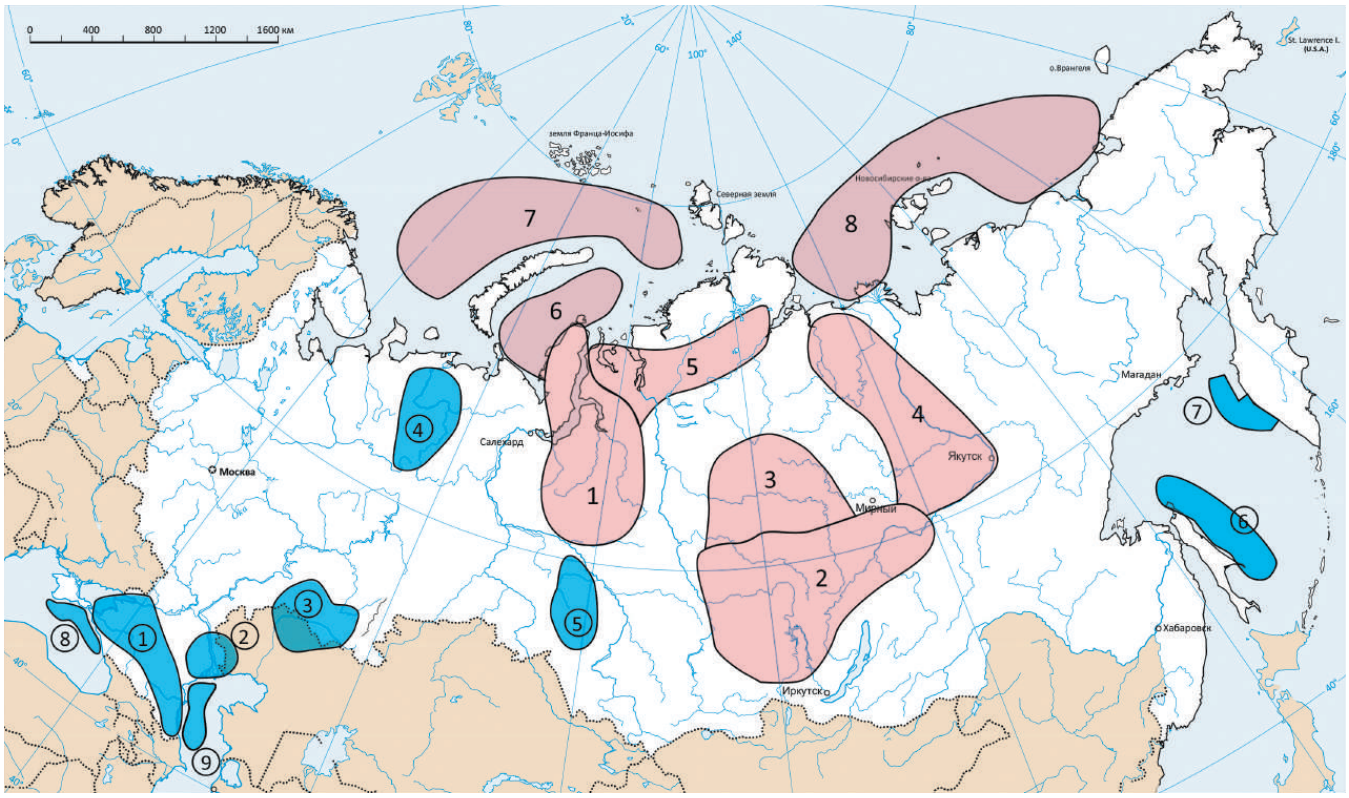
Безусловно, что при доразведке открытых залежей и опоисковании невскрытых горизонтов два известных месторождения на шельфе Карского моря будут отнесены к категории сверхгигантов, однако их запасы не превысят 2,2–2,5 трлн м^3 на каждом, поскольку в среднеюрской толще предполагается развитие плотных газонасыщенных коллекторов, за исключением окраинных зон Южно-Карской области [6, 10, 14]. Согласно корпоративной оценке газовых ресурсов Южно-Карской области, полученной авторами статьи в 2015 г., объем начальных потенциальных ресурсов газа составляет 16,6 трлн м^3, а с ресурсами Обской губы — до 20 трлн м^3. Это значит, что месторождение-лидер в Южно-Карской области будет иметь запасы от 1,8 до 2,0 трлн м^3, при этом на роль реального лидера претендует только Ленинградское газоконденсатное месторождение, другие сверхгигантские месторождения будут иметь запасы свободного газа, по-видимому, меньше 1,5 трлн м^3 (от 1,0 до 1,4 трлн м^3).

Основные неоткрытые ресурсы газа сосредоточены в отложениях апта, неокома и средней юры (горизонт $Ю_{2-3}$) арктических областей мегапровинций, включая Карское море. Среди газосодержащих прогнозируется открытие 3–4 сверхгигантских (более 1 трлн м^3, открытый шельф), 22–25 крупнейших и гигантских (0,1–1,0 трлн м^3), 70–80 крупных (30–100 трлн м^3) и многих сотен средних и мелких месторождений (одно- и многозалежных).

Восточно-Арктический сектор морей

Сейсмическая изученность моря Лаптевых и других морей достаточно высокая при полном отсутствии пробуренных на шельфе скважин. Согласно официальным оценкам, признанным и экспертами ПАО «Газпром», ресурсы свободного газа недр всех трех морей составляют 7,1 трлн м^3 при относительно невысокой плотности газовых ресурсов, минимальной из всех морей Северной Евразии. Согласно экспертному мнению авторов, открытие месторождений с запасами более 1 трлн м^3 не предполагается, гигантских может быть открыто от 4–5 до 7 (по 300–500 млрд м^3 каждое), крупнейших, вероятно, до 10–12 (крупных несколько десятков). На такую структуру начальных потен-

Рис. 2. Важнейшие первоочередные и перспективные регионы развития минерально-сырьевой базы газонефтедобычи России
Fig. 2. Most important priority and promising regions of raw materials base development for gas and oil production in Russia



4 *1* ⑥ *2*

Регионы (***1***, ***2***): ***1*** — стратегические: 1 — Западно-Сибирский (суша), 2 — Южно-Сибирский, 3 — Тунгусский, 4 — Лено-Вилюйский, 5 — Гыдано-Енисейский, 6 — Южно-Карский, 7 — Баренцево-Карский, 8 — Восточно-Арктический; ***2*** — тактические: 1 — Предкавказский, 2 — Астраханский, 3 — Оренбургский, 4 — Тимано-Печорский, 5 — Центрально-Томский, 6 — Присахалинский, 7 — Западно-Камчатский, 8 — Черноморский, 9 — Каспийский

Regions (***1***, ***2***): ***1*** — Strategical: 1 — West Siberian (land), 2 — South Siberian, 3 — Tungussky, 4 — Lena-Vilyuisky, 5 — Gydano-Yeniseisky, 6 — South Karsky, 7 — Barentsevo-Karsky, 8 — Eastern Arctic; ***2*** — tactical: 1 — Predkavkazsky, 2 — Astrakhansky, 3 — Orenburgsky, 4 — Timano-Pechorsky, 5 — Central Tomsky, 6 — Prisakhalinsky, 7 — West Kamchatsky, 8 — Chernomorsky, 9 — Kaspiisky

Таблица 6. Вероятности открытия новых гигантских* и сверхгигантских** газосодержащих месторождений на арктическом шельфе
Table 6. Probability of discovery of new giant* and supergiant** gas bearing fields on the Arctic shelf

Число предполагаемых гигантских месторождений		Вероятность открытия
Западно-Арктический сектор (включая губы и заливы)	4 сверхгигантских и уникальных (от 1,0 до 2,5 трлн м^3)	Средняя
	12 — гигантских (300–1000 млрд м^3)	Высокая
Восточно-Арктический сектор	7 — гигантских (300–500 млрд м^3)	Высокая/средняя
Охотское море	3 — гигантских (300–700 млрд м^3)	Высокая

Классификация месторождений по крупности НРЗ (по В.А. Скоробогатову):
* > 300 млрд м^3;
** 1,0–3,0 трлнм^3.

Fields classification according to explored initial in-place reserves (after V.A. Skorobogatov):
* > 300 BCM;
** 1.0–3.0 TCM.

циальных ресурсов газа и следует рассчитывать в будущем компаниям-операторам при поисковых работах на востоке Арктики.

Охотское море

На Присахалинском шельфе уже открыто два газовых гиганта (Лунское и Южно-Киринское) и два крупнейших месторождения. Общие разведанные запасы газа здесь достигли 1,5 трлн м^3. Месторождение-лидер уже выявлено — Южно-Киринское (0,7 трлн м^3 разведанных запасов) при оценке ресурсов моря в диапазоне 6,5–7,6 трлн м^3 (оценки «снизу»/«сверху»). Открытие месторождений с запасами более 300 млрд м^3 уже не предвидится (маловероятно). Ожидаются новые открытия крупнейших месторождений газа (100–250 млрд м^3), однако их число вряд ли превысит 4–5, и только в западной части моря, в ареале палеодельты р. Амур, т. е. почти вся газоносность будет сосредоточена в субмеридиональной зоне к востоку от о-ва Сахалин (в плане прогнозной газонефтеносности и открытия достаточно крупных месторождений УВ). Две трети (три четверти) площади акватории рассматриваются как мало- и бесперспективные на газ, и особенно на нефть. Размещение стратегических регионов и тактических областей дальнейшего проведения поисково-разведочных работ в России показано на рис. 2.

Необходимо отметить, что на морской арктической части Северной Евразии к настоящему времени сложилась обстановка, которая наблюдалась на суше в начале – середине 1960-х гг., т. е. 50 лет назад. Для полномасштабного освоения углеводородного потенциала материковых бассейнов России понадобилось три десятилетия, а разведка еще не завершилась (по глубоким горизонтам ряда областей). То же будет наблюдаться, вероятнее всего, и на арктическом шельфе, но первыми будут открыты, без сомнения, сначала гигантские и сверхгигантские, а в дальнейшем — и крупнейшие газосодержащие месторождения, запасы которых и составят основу добычного потенциала Карского, Баренцева и других морей. Всего в пределах шельфовых областей Северной Евразии ожидается открытие до 26 гигантских (табл. 6) и не менее 50 крупнейших газосодержащих месторождений. Таким образом, основные перспективы открытия месторождений свободного газа крупнее 100 млрд м^3 связаны с Арктикой (суша и море).

Литература

1. *Васильев В.Г., Ермаков В.И., Жабрев И.П. и др.* Газовые и газоконденсатные месторождения // Справочник под ред. И.П. Жабрева: 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1983. – 375 с.

2. *Кравченко К.Н.* Размещение уникальных скоплений нафтидов в генерационно-аккумуляционных элементах богатейших бассейнов мира // Геология нефти и газа. – 1999. – № 7–8. – С. 46–55.

3. *Перродон А.* История крупных открытий нефти и газа: пер. с франц. – М. : Мир, 1994. – 256 с.

4. *Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти: перевод с англ. – М. : Мир, 1981. – 501 с.

5. *Хант Дж.* Геохимия и геология нефти и газа: пер. с англ. – М. : Мир, 1982. – 703 с.

6. *Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д.* Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с.

7. *Варламов А.И., Афанасенков А.П., Лоджевская М.И. и др.* Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части // Геология нефти и газа. Спецвыпуск. – 2013. – С. 4–13.

8. *Скоробогатов В.А., Силантьев Ю.Б.* Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий. – М. : Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.

9. *Орлов В.П.* О дефиците открытий в нефтегазовой геологии // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 18–25.

10. *Рыбальченко В.В., Пятницкий Ю.И., Скоробогатов В.А.* Запасы и ресурсы свободного газа осадочных бассейнов Северной Евразии как основа развития газодобывающей отрасли России до 2050 г. // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии освоения: тез. докл. IV Межд. науч.-практ. конф. «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии освоения» (WGRR-2017). – М. : Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 10–12.

11. *Высоцкий В.И.* Нефтегазовая промышленность мира. Информационно-аналитический обзор. – М. : Изд-во ВНИИзарубежгеология, 2017. – 59 с.

12. *Давыдова Е.С., Пятницкая Г.Р., Люгай Д.В., Скоробогатов В.А., Кананыхина О.Г.* Современное состояние и перспективы освоения газового потенциала недр Западно-Сибирской мегапровинции // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – М. : Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31). – С. 4–11.

13. *Карнаухов С.М., Скоробогатов В.А.* Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский осадочные мегабассейны: сравнительная характеристика геологического строения, онтогенеза углеводородов, запасов и ресурсов газа и нефти // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса. IX Всеросс. науч.-техн. конференция. Тезисы докладов. Ч. I. Секции 1–4. – М. : РГУНГ, 2012. – С. 8–10.

14. *Карнаухов С.М., Скоробогатов В.А., Кананыхина О.Г.* Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. статей. – М. : Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25.

15. *Ефимов А.С., Зайцева Ю.Л., Масленников М.А., Смирнов Е.В.* Состояние и перспективы развития сырьевой базы // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 3. – С. 19–40.

Уважаемые коллеги!

Сотрудники Института нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука сердечно поздравляют коллектив ООО «Газпром ВНИИГАЗ» с 70-летием со дня основания Института.

Уже в первое десятилетие своего существования ВНИИГАЗ стал головным научно-исследовательским центром газовой промышленности СССР. В Институте осуществлялся весь комплекс технологического проектирования и разработки месторождений природного газа, систем подготовки газа и конденсата, магистральных газопроводов, широко велись работы по проектированию и созданию подземных хранилищ газа.

Учеными Института выполнялись масштабные геолого-поисковые и промысловые исследования в перспективных районах страны: Нижнем и Среднем Поволжье, на Северном Кавказе, в Украине и Средней Азии.

Коллективу ВНИИГАЗ принадлежит ведущая роль в разработке крупнейших месторождений в европейской части России — Оренбургского и Вуктыльского. Запуск в эксплуатацию Оренбургского газохимического комплекса во многом заслуга сотрудников Института.

Трудно переоценить вклад, который ВНИИГАЗ внес в формирование газотранспортной системы страны. Учеными Института было доказано, что наиболее технически и экономически обоснованным является транспортировка газа по трубопроводам диаметром 1420 мм с рабочим давлением до 7,5 МПа. В итоге подобные газопроводы стали основой формирования единой газотранспортной системы СССР, а затем России и стран ближнего зарубежья. Одним из главных научных достижений в этой области стало создание схем развития газовой промышленности страны на перспективу 20 и более лет.

При активном участии геологов Института открыты крупнейшие шельфовые месторождения России (Штокмановское и Приразломное), разработаны методы оценки шельфовых запасов нефти и газа, созданы геолого-геофизические модели ряда месторождений.

В настоящее время ваш Институт — головной научный центр, осуществляющий комплексные научные исследования, направленные на научное сопровождение проектов, реализуемых ПАО «Газпром». Коллектив обладает огромным научным потенциалом и успешно решает задачи развития ресурсной базы газовой отрасли страны, разработки сухопутных и морских месторождений, транспорта и подземного хранения газа, переработки углеводородов, использования газа, промышленной безопасности, стандартизации и метрологии.

Дорогие коллеги! Желаем вашему уникальному коллективу новых свершений, научных открытий, творческих достижений, благополучия и процветания!

Коллектив ИНГГ СО РАН

УДК 553.98(571) DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-59-65

Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах

© 2018 г. | В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин, А.Н. Скоробогатько

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия; v_skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru; g_pyatnitskaya@vniigaz.gazprom.ru; d_soin@vniigaz.gazprom.ru; a_skorobogatko@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 28.06.2018 г. Принята к печати 10.07.2018 г.

Ключевые слова: ***потенциальные ресурсы; углеводороды; свободный газ; поисково-разведочные работы; методы; оценка.***

Дан критический анализ официальных оценок начальных потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России. Приведены результаты расчета ресурсов свободного газа по суше и шельфам всех регионов РФ, полученные с применением оригинальных методов и подходов к ресурсным исследованиям. Полученные значения начальных потенциальных ресурсов газа следует рассматривать как оценку «снизу» газового потенциала недр Северной Евразии, реальное подтверждение будущих запасов оценивается как высокое.

Для цитирования: Скоробогатов В.А., Пятницкая Г.Р., Соин Д.А., Скоробогатько А.Н. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s. – С. 59–65. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-59-65.

Estimation of free gas potential resources in the Russian sedimentary basins and their verifiability by exploration and prospecting activities

© 2018 | V.A. Skorobogatov, G.R. Pyatnitskaya, D.A. Soin, A.N. Skorobogat'ko

Gazprom VNIIGAZ, Moscow oblast, Russia; v_skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru; g_pyatnitskaya@vniigaz.gazprom.ru; d_soin@vniigaz.gazprom.ru; a_skorobogatko@vniigaz.gazprom.ru

Received 28.06.2018 Accepted for publication 10.07.2018

Key words: ***potential resources; hydrocarbons; free (non-associated) gas; exploration and prospecting; methods; assessment.***

Critical overview of the official estimates of free gas initial potential resources in the Russian sedimentary basins is presented. The results of free gas resources assessment over all onshore and shelf regions are discussed; the mentioned estimates were obtained using the original methods and approaches to resources investigations. The obtained amounts of initial potential gas resources should be considered as a pessimistic estimate of North Eurasia gas potential; practical validation of this estimate in terms of future reserves is estimated as high.

For citation: Skorobogatov V.A., Pyatnitskaya G.R., Soin D.A., Skorobogat'ko A.N. Estimation of free gas potential resources in the Russian sedimentary basins and their verifiability by exploration and prospecting activities. *Geologiya nefti I gaza = Oil and gas geology.* 2018;(4s):59–65. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-59-65.

Значение и структура начальных потенциальных ресурсов (НПР) углеводородов — наиболее важные параметры, необходимые для планирования развития всех элементов нефтегазовой промышленности на среднюю и дальнюю перспективу. Основные этапы поиска, разведки, освоения, разработки и эксплуатации месторождений, а также хранения и транспортировки их ресурсов невозможно планировать и осуществлять без понимания количественных ресурсных возможностей каждого отдельного региона и страны в целом. Большой вклад в развитие отечественных методов и способов количественной оценки ресурсов внесли специалисты ФГБУ «ВНИГНИ», ФГБУ «ВНИГРИ», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ЗапСибНИГНИ, ИГГ СО АН СССР, ОАО «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ», ОАО «ИГиРГИ», ФГУП «СНИИГГиМС».

Опыт российских экспертов в области ресурсов обобщен в ряде работ, в том числе в Методических рекомендациях и указаниях — по сути официальных документах, касающихся методического обеспечения количественной оценки НПР УВ, которые с 1978 г. периодически совершенствовались и переиздавались (1983, 1988, 2002). Текущий вариант «Методических указаний» подготовлен специалистами ведущих НИИ России [1]. В силу ряда причин разработанные официальные методические указания мало применяются при практических ресурсов, часто используются оригинальные (авторские) методы количественной оценки.

Начальные потенциальные ресурсы УВ в понимании авторов — это совокупность разведанных запасов (с накопленной добычей), предварительно оцененных запасов, перспективных и прогнозных ресурсов газа и нефти. Главные параметры и характеристики — объем, структура, достоверность, надежность оценок и подтверждаемость в ходе поисково-разведочных работ.

По мере освоения УВ-потенциала основных НГП в России, начиная с конца 1960-х гг., проводятся оценки НПР УВ. Периодичность оценок до 1993 г. традиционно составляла примерно 5 лет. Переоценка ресурсов рассматривалась как важнейшая общегосударственная задача.

В целом результаты количественных оценок ресурсов УВ характеризовались постоянным ростом. Это происходило на фоне интенсивных геолого-разведочных работ, получения новой геологической информации о перспективных на нефть и газ осадочных бассейнах и открытия месторождений УВ в пределах всех нефтегазоносных провинций страны. Так продолжалось на протяжении всего советского периода — вплоть до начала 1990-х гг., когда произошло резкое сокращение объемов геолого-разведочных работ (после 1993 г.). По сути, последняя корректная и всеобъемлющая оценка НПР УВ, ознаменовавшая завершение советского периода «большой разведки» нефтегазоперспективных территорий, была проведена в 1989 г., последующая — по состоянию на 01.01.1993 г. — во многом совпадала с этой оценкой (в условиях начавшегося кризиса). По последним официальным оценкам советского периода (1988–1993), ресурсы перспективных земель (суша + шельф) Российской Федерации оценивались в 212–236 трлн м^3.

Новейший этап характеризуется увеличением газового потенциала до 249–288 трлн м^3 (по оценкам 2002–2012 гг.). Наибольшее увеличение произошло по неоткрытым ресурсам (категорий $С_3$+Д) — в сумме на 34,7 трлн м^3, при этом наибольший рост характерен для прогнозных ресурсов категории $Д_2$ — наименее достоверной части ресурсов.

Главные изменения связаны со значительной переоценкой в сторону увеличения ресурсов свободного газа основных газоносных регионов — континентального шельфа, севера Западно-Сибирской и в целом Восточно-Сибирской мегапровинций [2].

По оценкам до 2002–2005 гг. включительно, НПР свободного газа Западно-Сибирской мегапровинции составляли 134,6 трлн м^3, в том числе суши — 105,4 трлн м^3 и шельфа — 29,2 трлн м^3. По результатам последней оценки (2009–2012) ресурсы были существенно увеличены — в данный момент по всей мегапровинции они превышают 160 трлн м^3, в том числе на шельфе оцениваются в 48,5 трлн м^3.

Начальные открытые запасы газа всей мегапровинции в настоящий момент составляют около 64 трлн м^3. Таким образом, с учетом накопленных запасов перспективные и прогнозные ресурсы свободного газа должны составлять около 100 трлн м^3, в том числе по суше — 60 трлн м^3. Авторы статьи считают, что открытие на суше месторождений, сопоставимых по запасам с уже имеющимися (гигантскими и уникальными), вряд ли возможно.

Верхняя часть осадочного чехла Западно-Сибирской мегапровинции (вплоть до средних горизонтов неокома) в основных нефтегазоносных областях (НГО) севера отличается относительно высокой степенью структурно-буровой изученности: все наиболее крупные положительные структуры II и III порядков выявлены и опоискованы. По мере погружения от сеномана к юре влияние структурного фактора на нефтегазоносность несколько снижается, буровая изученность низов неокома, ачимовской толщи, особенно юрского комплекса, в целом оценивается значительно ниже, чем вышележащих отложений. Однако, несмотря на относительно низкую степень изученности, нижние горизонты осадочного чехла, согласно оценкам, обладают меньшими перспективами по сравнению с вышележащими меловыми толщами, по крайней мере, это касается традиционных ресурсов УВ [3, 4].

Рассмотрим отдельно оценку ресурсов акватории Карского моря (южной части — Южно-Карской НГО, Предновоземельской и Свердрупской ПНГО), которая по официальным данным (35 трлн м^3) сопоставима с лидирующей по начальным запасам Надым-Пурской НГО (42 трлн м^3). Буровая изученность акватории Карского моря пока весьма мала, и высокие перспективы ее газоносности не вызывают сомнения, однако имеющиеся геолого-геофизические материалы не позволяют так высоко оценивать ее газовый потенциал. В первую очередь это связано с относительно меньшей структурной выраженностью разновозрастных поверхностей в акватории (по основным региональным сейсмическим отражающим горизонтам). В Карском море нет таких крупных структур, к которым в Надым-Пурской НГО приурочены уникальные месторождения свободного газа — Уренгойское, Ямбургское и Медвежье, в которых сосредоточены основные начальные запасы газа [5].

Потенциальные ресурсы свободного газа Восточно-Сибирской мегапровинции оцениваются с конца 1950-х гг. К концу 1970-х гг., по мере опоисковывания основных нефтегазоносных комплексов (НГК) и открытия месторождений, потенциальные ресурсы газа этой мегапровинции увеличились с 0,3 до 28,8 трлн м^3, и в последующие годы официальные оценки оставались на уровне 29-32 трлн м^3. Последние оценки (2002 и 2009)

характеризуются увеличением НПР газа за счет Лено-Тунгусской НГП — до 35,8 трлн м^3 и далее до 39,5 трлн м^3, т. е. произошло увеличение на 6,8 и 3,7 трлн м^3 соответственно.

В структуре запасов и ресурсов свободного газа Лено-Тунгусской НГП, по официальной оценке 2009–2012 гг., основной объем НПР приходится на Ангаро-Ленскую и Непско-Ботуобинскую НГО, однако начальные запасы здесь не превышают и половины общего объема официальных ресурсов, даже с учетом запасов категории C_2, которые, скорее всего, являются резко завышенными на многих месторождениях. По Байкитской, Катангской, Предпатомской НГО разведанность НПР еще ниже.

В итоге текущая разведанность Лено-Тунгусской НГП по газу, согласно официальным данным, составляет около 7 %, а по нефти — существенно меньше. При этом здесь расположены крупнейшие месторождения провинции — Ковыктинское, Чаяндинское, Юрубчено-Тохомское, а основные перспективные районы южной части платформы характеризуются относительно высокой степенью опоискованности основных НГК. Так, по авторским оценкам, структурно-буровая изученность отдельных южных районов Восточно-Сибирской мегапровинции достигает 50–60 % и более. При доразведке всех открытых месторождений общие разведанные запасы свободного газа в Лено-Тунгусской НГП составят не более 5–6 трлн м^3.

Наименее изученные перспективные части провинции (в первую очередь на севере — Северо- и Южно-Тунгусская НГО) вряд ли смогут обеспечить существенные приросты, особенно с учетом сокращения мощности кембрийского регионального солевого флюидоупора в этих районах. Как следствие, приращение более чем 30 трлн м^3 новых запасов свободного газа в Лено-Тунгусской НГП маловероятно. Таким образом, существенное завышение ресурсов свободного газа очевидно практически по всем НГО в Западной и Восточной Сибири.

К сожалению, практика завышения оценок потенциальных ресурсов нередка в последнее время, так как часто оценки проводятся предприятиями и НИИ, по разным причинам заинтересованными в высоких оценках УВ, а контроль за результатами носит формальный характер, по крайней мере объективный анализ результатов оценок ресурсов отсутствует. Таким образом, можно утверждать, что после 1994 г. снизились достоверность и доверительность получаемых официальных оценок. В связи с этим распространяется практика проведения корпоративных оценок, которые выполняются силами самих недропользователей по интересующим их областям и районам. Эти оценки существовали всегда, но при принятии решений относительно объемов ресурсов в 1985–1989 гг. удавалось достигать разумного компромисса между представителями Мингео СССР и добывающих министерств — Миннефтепрома и Мингазпрома. В частности, результирующая интегральная оценка НПР свободного газа Западной Сибири (107 трлн м^3) вполне устраивала экспертов всех трех заинтересованных министерств.

Конечно, можно опираться на официальные данные НПР УВ, как на наиболее оптимистический вариант («оценку сверху»). Однако часто именно на официальных оценках ресурсов основываются различные документы стратегического планирования и программы развития. Очевидно, что низкая достоверность потенциальных ресурсов повлечет за собой существенные риски их неподтверждения в ходе поисково-разведочных работ. Поэтому полезно использовать несколько вариантов оценок потенциальных ресурсов УВ как по отдельным нефтегазоносным провинциям и их частям, так и в целом по стране, в том числе дополнять официальные данные независимыми оценками.

Собственные (корпоративные) оценки потенциальных ресурсов УВ различных осадочных бассейнов страны проводятся ООО «Газпром ВНИИГАЗ» начиная с середины 1980-х гг. Большой вклад в развитие газовой ресурсной школы был внесен В.Г. Васильевым, В.И. Ермаковым, Т.В. Гудымовой, В.А. Скоробогатовым, В.П. Ступаковым, В.И. Старосельским, М.О. Хвилевицким.

Как правило, для количественной оценки ресурсов нефтегазоносных объектов применяется комплекс различных методов. Использование того или иного метода прогноза соответствует степени структурно-буровой изученности территории и требует наличия достоверных аналогов, при этом в расчетах широко применяется группа экспертных методов (как и во всем мире).

В последние годы был проведен ряд оценок потенциальных ресурсов УВ в целом по РФ, включая все нефтегазоперспективные территории и акватории, последняя оценка была проведена экспертами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2015–2016 гг. по состоянию на 01.01.2014 г. Согласно проведенной оценке, потенциальные ресурсы свободного газа Западно-Сибирской мегапровинции составляют 99 трлн м^3. Подавляющая часть ресурсов относится к северной части провинции — территории Ямало-Ненецкого АО и ее арктическому продолжению на море, разведанность запасов газа на суше относительно высокая и превышает 50 % (за исключением территории Енисей-Хатангского мегапрогиба Красноярского края), разведанность шельфа крайне низкая — не более 15 % (с учетом Обской и Тазовской губ).

Основная часть неоткрытых ресурсов свободного газа приходится на Ямало-Ненецкий АО (15,8 трлн м^3) и шельф Карского моря (15,7 трлн м^3,

включая Обскую и Тазовскую губы), в меньшей степени — на Красноярский край (3,0 трлн м³ северо-восток Енисей-Хатангской мегапровинции) (табл. 1). Однако необходимо отметить, что при относительном равенстве величин неоткрытой доли ресурсов сухопутной и акваториальной частей мегапровинции, их структура и «качество» на суше будет существенно хуже, чем в неизученной акватории (в связи с большими глубинами залегания, меньшим размером прогнозируемых залежей и пониженными добычными характеристиками). Карское море рассматривается как основной объект будущего прироста запасов, прежде всего свободного газа. В целом НПР газа Карского моря оценивается авторами статьи в 21,1 трлн м³, в том числе на акваторию Обской и Тазовской губ приходится 4,8 трлн м³, собственно на шельф Карского моря — 16,3 трлн м³.

На рис. 1–2 приведено распределение НПР свободного газа по НГК на суше и шельфе. В сухопутной части лидирующим по объему НПР является альб-сеноманский НГК, однако его ресурсы уже практически полностью переведены в начальные открытые запасы. По величине неоткрытых ресурсов лидируют неокомские, ачимовские и юрские отложения. На шельфе по объему НПР основными будут аптские и неокомские отложения, в меньшей степени — среднеюрские. Ряд негативных моментов заставляет с осторожностью относиться к официальным оценкам НПР УВ Восточно-Сибирской мегапровинции, прежде всего к их прогнозируемой части (неоткрытым ресурсам УВ).

Наиболее распространенный метод геологических аналогий может быть использован при оценке ресурсов только южной части провинции. В то же время применимость данного метода весьма условна в связи со слабой разведанностью большинства месторождений. Так, по последней авторской оценке подсолевого комплекса Лено-Тунгусской НГП, разведанность выделенных эталонных участков по газу составляет не более 40 % (высокая доля запасов категории C_2 и ресурсов категории C_3 ($Д_0$).

Оценка неизученных северных частей провинции еще более затруднена. Применение метода геологических аналогий возможно лишь с использованием эталонов, которые расположены в южной части провинции на большом расстоянии (по сути — внешних), естественно, такие оценки наименее достоверны. Кроме того, в связи с отсутствием промышленных скоплений «традиционной» нефти и газа в надсолевых отложениях, метод геологических аналогий для оценки палеозойского комплекса также малоприменим.

Таким образом, в целом количественные оценки областей Восточно-Сибирской мегапровинции, особенно севера, малодостоверны, однако, необходимо делать ориентировочные количественные прогнозы, ведущую роль здесь играют различные экспертные методы.

Согласно проведенной оценке, величина НПР газа Восточной Сибири оценивается в 26,4 трлн м³ свободного газа, в том числе Лено-Тунгусской НГП — 24,1 трлн м³, Лено-Вилюйской — 2,3 трлн м³. Неоткрытая часть ресурсов (категорий C_3+Д) по мегапровинции составляет 18,0 трлн м³ по свободному газу, из них большая часть приходится на территорию Якутии (8,0 трлн м³) и восточно-сибирской части Красноярского края (6,6 трлн м³), в меньшей степени — Иркутской области (3,4 трлн м³), разведанность ресурсов газа невысокая и в зависимости от субъекта варьирует в пределах 5–23 % (табл. 2).

На рис. 3 представлено распределение НПР газа по основным НГО, большинство из которых характеризуется ресурсами менее 2 трлн м³, отдельно выделяются Ангаро-Ленская и Непско-Ботуобинская НГО с НПР свободного газа около 4 и 6 трлн м³ соответственно. Таким образом, по объемам ресурсов свободного газа лидируют Ангаро-Ленская и Непско-Ботуобинская НГО, в меньшей степени — Байкитская и Вилюйская, Катангская и Сюгджерская НГО. Среди слабоизученных областей провинции наиболее перспективными представляются Южно-Тунгусская и Северо-Тунгусская НГО.

Величины ресурсов свободного газа Восточно-Сибирской мегапровинции не внушают оптимизма. История освоения данного региона насчитывает уже более 60 лет, но за это время разведано около 4,0 трлн м³ запасов промышленных категорий $Q + A + B + C_1$ и 4,5 трлн м³ предварительно оцененных запасов категории C_2, при этом открыто всего 70 газосодержащих месторождений (для сравнения, в Западно-Сибирской мегапровинции — 909 месторождений при начальных разведанных запасах 52,5 и 11,1 трлн м³ категории C_2) **[6]**.

Таким образом, вполне вероятно, что полученные авторами статьи оценки ресурсов свободного газа Восточно-Сибирской мегапровинции могут оказаться близкими к природным реалиям. В целом по России величина НПР свободного газа, по оценке авторов статьи, составляет 188,5 трлн м³, в том числе по суше — 124,8 трлн м³, по шельфу — 63,8 трлн м³ (напомним, что в качестве официальной оценки по шельфу еще в 2002 г. фигурировало значение 74,4 трлн м³, которое устраивало всех экспертов в области ресурсов УВ). По сравнению с текущими официальными авторские оценки в сумме на 99 трлн м³ меньше (34 %).

По объему потенциальных ресурсов лидирует Западно-Сибирская НГП, Восточно-Сибирская НГП содержит около 14 % свободного газа, среди других нефтегазоносных провинций страны наиболее сущес-

Табл. 1. Структура запасов и ресурсов свободного газа Западной Сибири по субъектам РФ (оценка ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Table 1. The structure of the reserves and free gas resources of West Siberia by subjects of the Russian Federation (estimate obtained in Gazprom VNIIGAZ)

Субъект РФ / НГП	Q	$A + B_1 + C_1$	$B_2 + C_2$	$D_0 + D_1 + D_2$	НПР	Разведанность, %
Ямало-Ненецкий АО	17,8	30,2	7,6	15,9	71,5	67,2
Шельф (губы+Карское море)	0,3	3,1	2,5	15,2	21,1	16,0
Красноярский край	0,1	0,6	0,3	2,9	3,9	17,1
Ханты-Мансийский АО	0,5	0,6	0,1	0,7	1,9	61,2
Южные субъекты ЗСМП	0,1	0,2	0,0	0,3	0,6	46,4
Всего (Западная Сибирь)	**18,8**	**34,7**	**10,5**	**35,0**	**99,0**	**53,0**

Рис. 1. Распределение НПР газа Западно-Сибирской мегапровинции (суша) по нефтегазоносным комплексам и подкомплексам (оценка ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Fig. 1. Distribution of initial potential gas resources of the West Siberian mega-province (land) between plays and subcomplexes (estimate obtained in Gazprom VNIIGAZ)

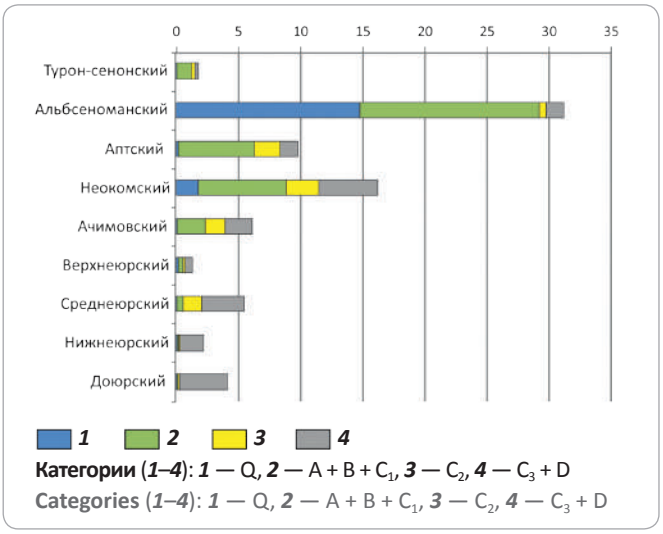
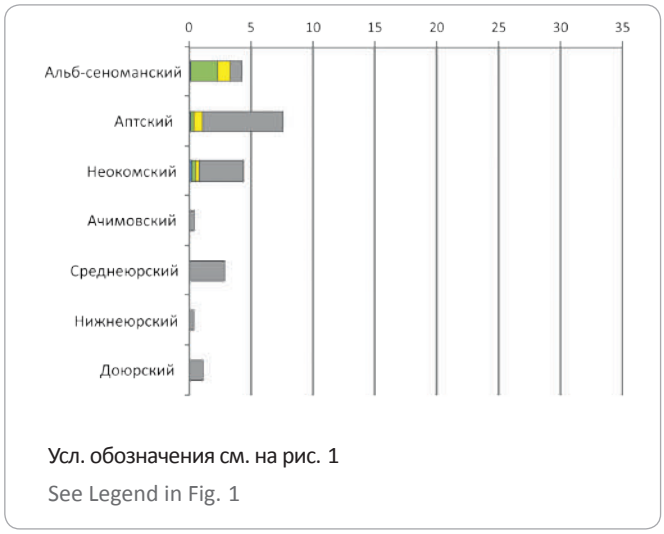


Рис. 2. Распределение НПР газа Западно-Сибирской мегапровинции (шельф) по нефтегазоносным комплексам и подкомплексам (оценка ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Fig. 2. Distribution of initial potential gas resources of the West Siberian mega-province (shelf) between plays and subcomplexes (estimate obtained in Gazprom VNIIGAZ)



Усл. обозначения см. на рис. 1

See Legend in Fig. 1

твенный объем потенциальных ресурсов приходится на шельф Баренцева моря, Прикаспийскую и Охотскую НГП (рис. 4). Остальные регионы страны обладают существенно меньшим ресурсным потенциалом. На рис. 5 представлено распределение ресурсов свободного газа по основным НГП страны. Несмотря на достаточно пессимистичную (реалистическую?) авторскую оценку ресурсного потенциала свободного газа (по сравнению с официальной), Россия, без сомнения, обладает существенным резервом наращивания минерально-сырьевой базы за счет газодобычи еще на многие десятилетия. По объему традиционных ресурсов и запасов свободного газа Россия занимает лидирующее положение в мире.

Кроме того, необходимо отметить, что приведенные в статье количественные оценки газового потенциала России относятся только к «традиционным» ресурсам УВ. Потенциал «нетрадиционных» ресурсов УВ в нашей стране также огромен, особенно по газу. Однако в настоящее время, в силу ряда причин, этот источник УВ практически не востребован. Кроме того в должной мере не отработаны методы оценки этих ресурсов, которые в большей степени носят экспертный характер. Имеющиеся оценки ресурсов различных видов нетрадиционных УВ, как правило, характеризуются невысокой достоверностью.

По различным оценкам, потенциальные ресурсы всех «нетрадиционных» источников газа России в целом сопоставимы с традиционными ресурсами и составляют около 220–260 трлн м^3 (геологические без газогидратов) **[7, 8]**. Среди них наиболее широко распространены ресурсы в плотных низкопроницаемых коллекторах (терригенных и карбонатных) — 180–200 трлн м^3, в первую очередь такие ресурсы предполагаются в терригенных толщах севера Западной Сибири (начальные потенциальные трудноизвлекаемые ресурсы: Ямал, Гыдан, шельф Карского моря — низы неокома, юра, доюрские породы), юга и востока Восточной Сибири (венд – кембрий повсеместно, пермские породы

Табл. 2. Структура НПР свободного газа Восточно-Сибирской мегапровинции, трлн м³ (оценка ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Table 2. The structure of the initial potential free gas resources of the East Siberian mega-province, TCM (according to Gazprom VNIIGAZ)

Субъект РФ / НГП	Q	$A + B_1 + C_1$	$B_2 + C_2$	$D_0 + D_1 + D_2$	НПР	Разведанность, %
Лено-Тунгусская НГП, в том числе	0,0	4,0	4,4	15,8	24,1	16,6
Красноярский край	0,0	0,4	0,6	6,6	7,6	5,3
Иркутская область	0,0	2,0	2,9	3,0	7,9	25,6
Республика Саха (Якутия)	0,0	1,6	0,9	6,2	8,6	18,4
Лено-Вилюйская НГП, в том числе	0,1	0,5	0,1	1,6	2,3	24,7
Республика Саха (Якутия)	0,1	0,5	0,1	1,6	2,3	24,7
Восточно-Сибирская мегапровинция, в том числе	0,1	4,5	4,5	17,4	26,4	17,3
Красноярский край	0,0	0,4	0,6	6,6	7,6	5,3
Иркутская область	0,0	2,0	2,9	3,0	7,9	25,6
Республика Саха (Якутия)	0,1	2,1	1,0	7,8	10,9	19,7

Рис. 3. Распределение НПР свободного газа Восточно-Сибирской мегапровинции по основным нефтегазоносным областям (оценка ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Fig. 3. Distribution of initial potential free gas resources of the East Siberian mega-province between the major oil and gas bearing areas (estimate obtained in Gazprom VNIIGAZ)

Рис. 4. Распределение НПР свободного газа по основным провинциям страны (оценка ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Fig. 4. Distribution of initial potential free gas resources between the major Russian provinces (estimate obtained in Gazprom VNIIGAZ)

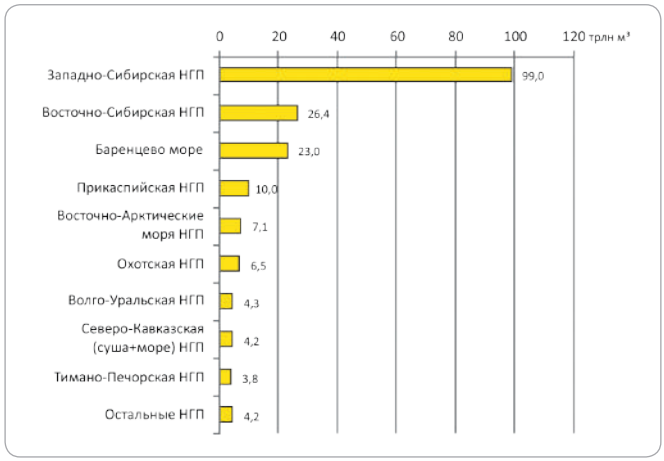
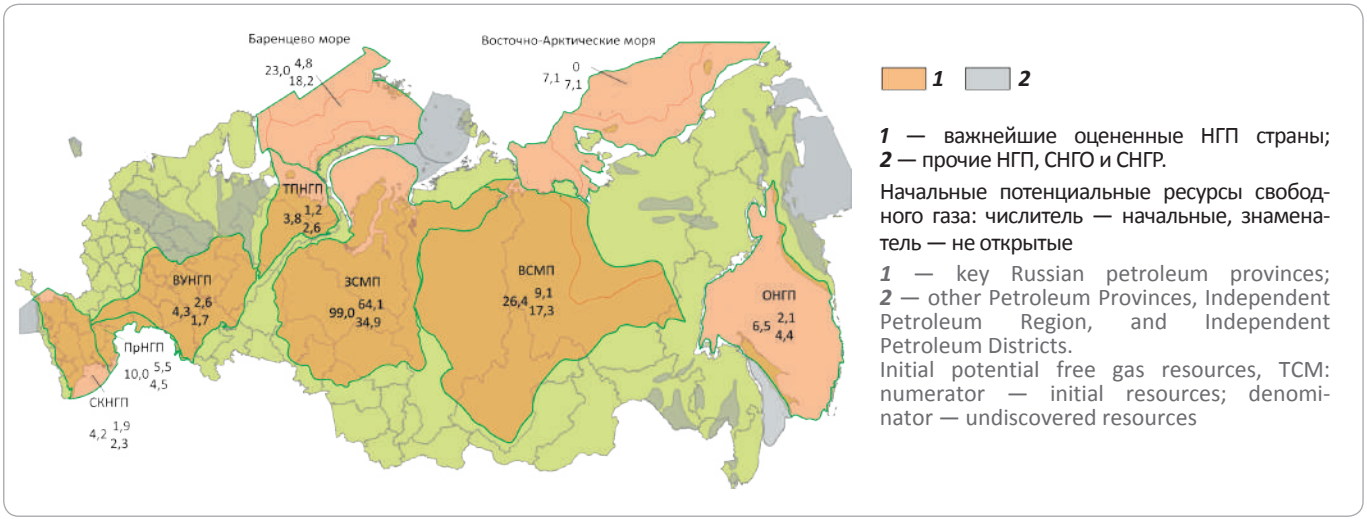


Рис. 5. Результаты оценки НПР свободного газа основных регионов РФ (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Fig. 5. The results of initial potential free gas resources assessment for the major RF regions (estimate obtained in Gazprom VNIIGAZ)



Вилюйской впадины), в карбонатных толщах рифея и верхнего палеозоя (Восточно-Сибирская мегапровинция, Прикаспийская впадина). Таким образом, ресурсное обеспечение газовой отрасли промышленности России представляется надежным, по крайней мере, до 2060–2070 гг.

Литература

1. *Методические* указания по количественной и геолого-экономической оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. – М. : ВНИГНИ, 2000. – 214 с.

2. *Варламов А.И., Афанасенков А.П., Лоджевская М.И., Соловьев Б.А., Мкртчян О.М., Ларкин В.Н.* Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части // Геология нефти и газа. Спецвыпуск. – 2013. – С. 4–13.

3. *Соин Д.А., Скоробогатов В.А.* Катагенетический контроль формирования и размещения залежей углеводородов в ачимовских отложениях северных районов Западной Сибири // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19). – С. 62–69.

4. *Соин Д.А., Скоробогатов В.А., Ковалева Е.Д.* Особенности оценки потенциальных ресурсов углеводородов ачимовских и нижнесреднеюрских отложений северных районов Западной Сибири // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М. : Газпром ВНИИГАЗ 2016. – № 1 (25). – С. 16–22.

5. *Люгай Д.В., Скоробогатько А.Н., Соин Д.А.* Особенности нефтегазоносности полуострова Ямал в связи с оценкой перспектив южной части Карского моря // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М. : Газпром ВНИИГАЗ 2017. – № 3 (31). – С. 29–35.

6. *Скоробогатов В.А., Давыдова Е.С.* Сравнительная нефтегазовая геостатистика Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской мегапровинций // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19). – С. 33–43.

7. *Гулев В.Л., Гафаров Н.А., Высоцкий В.И., Журило А.А., Истомин В.А., Карнаухов С.М., Скоробогатов В.А.* Нетрадиционные ресурсы газа и нефти. – М. : ООО «Издательский дом Недра», 2014. – 284 с.

8. *Скоробогатов В.А., Карнаухов С.М.* Газовый потенциал недр осадочных бассейнов Северной и Восточной Евразии: стратегия освоения // Газовая промышленность. – 2007. – № 3. – С. 16–21.

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Уважаемые ученые и инженеры,
сотрудники ООО «Газпром ВНИИГАЗ»!

От имени Министерства энергетики Российской Федерации поздравляю вас с 70-летием со дня основания ООО «Газпром ВНИИГАЗ»!

Топливно-энергетический комплекс — сложная межотраслевая система, от которой во многом зависят темпы, масштабы и экономические показатели общественного производства. Развитие отраслевых технологий определяет общий уровень научно-технического прогресса в стране и позволяет обеспечивать необходимый уровень энергетической безопасности.

Несмотря на объективно сложные внешнеэкономические условия, отечественный нефтегазовый комплекс сегодня стабильно работает и эффективно отвечает на новые вызовы. Немалая заслуга в этом принадлежит ООО «Газпром ВНИИГАЗ», который является головным научным центром ПАО «Газпром». Институт — признанный лидер в таких важнейших направлениях научных работ, как моделирование, освоение и обустройство газовых месторождений, повышение эффективности добычи углеводородного сырья, разработка методов очистки природного газа от серы и квалифицированное ее использование, развитие трубопроводного транспорта газа.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» является соисполнителем ряда крупных интернациональных проектов и постоянным участником мировых форумов по проблемам изучения и освоения недр, создания инфраструктуры газовой промышленности.

В этот торжественный день хочу пожелать ООО «Газпром ВНИИГАЗ» держать заданную высокую планку, не останавливаться на достигнутом, всегда идти только вперед! Всему коллективу Института желаю крепкого здоровья, личного счастья каждому и достижения намеченных целей!

Министр энергетики Российской Федерации *А.В. Новак*

УДК 550.8:662.279

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-67-72

Новая парадигма ведения поисково-разведочных работ в России в 2021–2040 гг. для развития минерально-сырьевой базы газодобычи

© 2018 г. | Д.Я. Хабибуллин[1], В.А. Скоробогатов[2]

[1]ПАО «Газпром», Москва, Россия; d.khabibullin@adm.gazprom.ru;

[2]ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия; v_skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 28.06.2018 г.

Принята к печати 10.07.2018 г.

Ключевые слова: ***парадигма; прогнозирование; поиски; разведка; углеводороды; гигантские и уникальные месторождения; приросты запасов; периоды работ.***

Рассмотрена периодизация поисково-разведочных работ на газ и нефть, проводившихся в России в новейший период развития нефтегазовой отрасли страны, и руководящие парадигмы, которые были положены в основу развития минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи. Парадигма, в общем понимании, это сложившаяся на данный момент система взглядов и концепций, применяемых для управления любым процессом в целях его успешного развития и получения в итоге положительных результатов. Парадигма по сути — это всеобъемлющая руководящая концепция стратегии современного развития сложных процессов, в том числе и минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи путем проведения поисково-разведочных работ. Периодическая смена очередной парадигмы ведения поисково-разведочных работ (примерно каждые 18–20 лет) обусловлена изменяющимися условиями функционирования минерально-сырьевой базы. В данный момент время требует смены ныне господствующей разведочной парадигмы на поисков-разведочную, суть которой заключается в усилении поисковой компоненты поисково-разведочных работ в предстоящие 20 лет, с выходом в отдаленные области суши и на арктический шельф («ренессанс» морских поисков в российской Арктике).

Для цитирования: Хабибуллин Д.Я., Скоробогатов В.А. Новая парадигма ведения поисково-разведочных работ в России в 2021–2040 гг. для развития минерально-сырьевой базы газодобычи // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s. – С. 67–72. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-67-72.

A new paradigm of exploration and prospecting in Russia aimed at resource base development for gas production in 2021–2040

© 2018 | D.Ya. Khabibullin[1], V.A. Skorobogatov[2]

[1]Gazprom, Moscow, Russia; d.khabibullin@adm.gazprom.ru

[2]Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow oblast, Russia; v_skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Received 28.06.2018

Accepted for publication 10.07.2018

Key words: ***palaeozoic; paradigm; prediction; exploration; prospecting; giant and unique fields; reserves growth; working periods.***

Dating back the periods of exploration and prospecting for gas and oil in Russia is discussed; these activities during the contemporary history of the petroleum industry in the country together with the guiding principles made a foundation for mineral resources base development for the benefit of gas and oil production. In general terms, paradigm is the current system of views and concepts used to manage any process with a view to its successful development and eventual positive results. In essence, paradigm is a comprehensive concept of a strategy for modern development of complex processes, including the development of mineral resource base for gas and oil production through exploration and prospecting activities. Periodical shift of current exploration and prospecting paradigm (approximately, every 18–20 years) responds to the changing conditions of mineral recourse base functioning. At the moment, the times demand for shift of the current exploration paradigm for exploration-and-prospecting, the essence of which involves strengthening the prospecting component of exploration and prospecting works in the future 20 years; this includes access to the remote lands and the Arctic shelf ("revival" of offshore exploration and prospecting in the Russian Arctic).

For citation: Khabibullin D.Ya., Skorobogatov V.A. A new paradigm of exploration and prospecting in Russia aimed at resource base development for gas production in 2021–2040. *Geologiya nefti I gaza = Oil and gas geology.* 2018;(4s):67–72. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-67-72.

Минерально-сырьевая база (МСБ) добычи полезных ископаемых, в том числе горючих, — первооснова, фундамент деятельности и развития всех добывающих (горно-рудных) отраслей промышленности стран и регионов мира, в том числе и крупных компаний-операторов (недровладельцев), к которым относится и ПАО «Газпром». Сырьевую базу любой добывающей отрасли составляют те-

кущие разведанные (=доказанные) и предварительно оцененные геологические и извлекаемые запасы, а также прогнозные (неоткрытые) ресурсы углеводородов, реально существующие в недрах. Важную компоненту МСБ составляет и накопленная добыча из ранее открытых и длительно эксплуатируемых месторождений. Первоосновой развития МСБ являются геолого-разведочные/поисково-разведочные работы на газ (и нефть) (ГРР/ПРР) [1–4].

В последнее время стало «модно» применять термин «парадигма», в том числе и в области нефтегазовой геологии (НГГ), но ряд исследователей не приводят авторской трактовки (понятия) этого термина [5].

Поэтому термин «парадигма» понимается по-разному. По мнению авторов, парадигма — это комплекс сложившихся или выработанных специально руководящих принципов и подходов к решению проблем развития какого-либо процесса (системы) [6]. Как только действующая (современная) парадигма становится тормозом для дальнейшего развития, перестает отвечать изменившимся условиям, ее меняют на более совершенную, соответствующую новым условиям функционирования той или иной системы.

Парадигмы ведения ПРР и развития МСБ в целом на различные виды полезных ископаемых существенно различаются в силу ряда причин: исторических, геологических и др. Это касается и газа с нефтью, несмотря на то, что в недрах они как «родные брат и сестра», тем не менее давно замечено, что благоприятно для нефти, обычно неблагоприятно для газа, и наоборот [3]; к тому же и области, и районы локализации их скоплений (преимущественно нефтеносные/газоносные) чаще всего не совпадают в пространстве и существенно различаются по многим параметрам (геологическому строению, термобарогеохимическим условиям в продуктивных толщах, методам поисков и разведки, даже исторически обусловленной степенью изученности и разбуренности, более высокой для нефтеносных районов (для сравнения, в Западной Сибири по нефти — Ханты-Мансийский автономный округ и Томская область, по газу — ЯНАО).

Парадигма — категория инерционная. Она не может (и не должна) меняться каждые 3–5 лет и даже 8–10 лет. Вероятно, оптимальный период действия любой парадигмы — 15–20 лет, по крайней мере в таком направлении, как поиски и разведка скоплений УВ.

В нефтегазовой геологии исторически первой парадигмой ведения поисков скоплений нефти в XIX – начале XX в. (позже — и газа) была «поверхностная» — по нефте- и газопроявлениям — выходам (высачиванию) УВ на поверхность земли, вблизи которых и бурились неглубокие поисковые и добывающие скважины. Однако в этот период геологи просто не знали, что эти проявления чаще всего сопровождают разрушение углеводородных скоплений (асфальтовые озера, газовые струи по разломам и др.).

Сверхпарадигмой в НГГ всегда была, остается и останется еще надолго «антиклинальная» (гравитационно-флюидальная), а именно: прогнозирование и оконтуривание замкнутых локальных поднятий и их опоискование. До 70 % всех месторождений и более 85 % запасов связано именно с замкнутыми поднятиями в объеме литолого-стратиграфических комплексов осадочного чехла — перспективными структурами, где газ и нефть скапливаются, «отделяясь» от пластовой воды, вытесняя ее из ловушек согласно гравитационному разделению геофлюидов в недрах. Руководящий характер этой парадигмы очевиден для большинства случаев ведения поисков скоплений нефти и газа.

Путем постановки поисковых и разведочных работ в разные периоды развития МСБ газонефтедобычи могут применяться разные глобальные, региональные, корпоративные и прочие парадигмы к действующим и меняющимся условиям, в пределах конкретных регионов и для различных компаний-операторов. Главное, чтобы текущая парадигма была сформулирована и выбрана правильно и соответствовала современным условиям, а действия компаний ей не противоречили.

Всегда, во все времена, все компании искали и ищут наиболее крупные и простые по строению месторождения и залежи УВ, но часто открывали средние и даже мелкие и этим довольствовались. Это всегда являлось «сверхзадачей» поисков и дальнейшей разведки УВ-сырья — по сути, вечный элемент любой парадигмы в области развития МСБ (поиск гигантов).

Весь длительный период ведения масштабных ПРР на газ в России (конец 1940-х гг. — второе десятилетие XXI в.) можно разбить на 20-летние периоды: I — 1951–1970 гг., II — 1971–1990 гг., III — 2001–2020 гг. с разделяющим их кризисным десятилетием поисково-разведочной «неопределенности» (1991–2000 гг., в силу известных причин), при этом 1991–1993 и 2001–2002 гг. были переходными. Каждый из выделенных периодов отличается своими подходами к планированию и проведению работ на всей территории России и на прилегающем шельфе в рамках развития МСБ газо- и нефтедобычи. В каждом из периодов действовала «своя» руководящая парадигма ГРР.

До 1950 г. в России отсутствовала как таковая ясная и четкая парадигма развития МСБ газо- и нефтедобычи и ведения ПРР, поскольку неизвестны, малопонятны были сами условия и закономерности формирования и размещения углеводородных скоплений в недрах осадочных бассейнов Северной Евразии (СЕА: России и сопредельных стран), особенности их локализации в конкретных осадочных толщах, которые позволили бы проводить целенаправленный поиск.

В **первый период** создания и развития МСБ — *рекогносцировочно-подготовительный* (поисково-оценочный) — повсеместно открывались сначала малые, реже — средние по запасам газосодержащие месторождения, за исключением Северного Кавказа, где сразу были обнаружены крупнейшее Северо-Ставропольско-Пелагиадинское газовое (1950) и крупные Анастасиево-Троицкое нефтегазоконденсатное (1953), Мирненское, Майкопское и Ленинградское газоконденсатные месторождения; однако в Волго-Уральской провинции и Азербайджане в первой половине XX в. и в 1960-е гг. открывались крупные и даже гигантские нефтяные месторождения [4, 7]. В первое десятилетие этого периода к востоку от Урала были открыты первые малые по запасам газовые месторождения — Березовское в Западной Сибири и Усть-Вилюйское в Якутии.

Второе десятилетие (1961–1970 гг.) ознаменовалось «взрывным» характером развития МСБ, обусловленным открытием гигантских и уникальных газосодержащих месторождений в европейских регионах России (Оренбургского, Вуктыльского и др.) и в Западно-Сибирской мегапровинции (ЗСМП: Уренгойского, Заполярного, Медвежьего и др.). В их прогнозировании, разведке, подсчете запасов и освоении участвовали и геологи «Газпрома», хотя ответственными за ПРР и приросты запасов УВ были предприятия Мингео СССР. Как правило, полномасштабная разведка открытых месторождений не проводилась.

К 1971 г. в России был создан мощный поисково-разведочный задел для дальнейшего развития МСБ газодобычи. Основой парадигмы ГРР первого периода был целенаправленный поиск как можно более крупных по запасам месторождений и залежей свободного газа [4, 8].

Второй период — *поисково-разведочный* (1971–1990 гг.) — характеризовался расширением поисков на всей перспективной территории осадочных бассейнов России, включая Восточную Сибирь и арктические области суши, а также шельф. Этот период по праву может быть назван периодом поисков и открытия наиболее крупных месторождений (в Сибири) и разведки открытых в 1964–1980 гг. гигантов (во всех регионах) с их быстрым освоением и ростом добычи УВ.

К концу периода были достигнуты максимальные результаты по приростам разведанных запасов газа (1,8–2,2 трлн м^3/год и более), новым открытиям месторождений УВ (60–70 ежегодно), добыче газа (616 млрд м^3/год свободного газа, без НПГ). Период «большой разведки» в России завершился в 1991–1992 гг.

В **переходный период** развития МСБ газодобычи наблюдалась стагнация процесса ПРР во всех регионах России и практически по всем компаниям-операторам. Только в ограниченных объемах ПРР проводились предприятиями ОАО «Газпром» (с 1994 г.).

С наступлением нового XXI в. начался современный — **третий период** развития МСБ газодобычи в России (2001–2020 гг., при этом два первых и два последних года данного периода по сути — переходные, кратковременные периоды смены поисково-разведочной парадигмы). Безусловно, главная цель поисковых работ, которые проводят компании, контролирующие лицензионные участки недр (ЛУ), — обнаружение в первую очередь наиболее крупных месторождений и залежей УВ: чем крупнее, тем лучше, т. к. запасы — высоколиквидная часть капитализации нефтегазовых компаний, их всегда можно реализовать, обменять, частично даже продать.

Основой поисково-разведочной парадигмы 1951–1970 гг. было прогнозирование и открытие новых нефтегазоносных провинций и областей (НГП, НГО) в Сибири и на Дальнем Востоке, поиск гигантских и уникальных по запасам месторождений УВ, установление условий крупного газо- и нефтенакопления в земных недрах, закономерностей размещения и прогнозирования крупных зон и отдельных месторождений, разработка критериев их поиска. Акцент был сделан на поиски новых крупных объектов [4, 7]. Именно в этот период были открыты все мегапровинции (НГП) и провинции (НГП), а также большинство областей на суше Северной Евразии — Западно-Сибирская (ЗСМП, 1953), Восточно-Сибирская (ВСМП, 1956), Енисей-Хатангская область — ЕХО (1961) и др. Детальная разведка даже гигантских месторождений УВ не проводилась; для большинства из них разведочный этап растянулся на многие десятилетия, для некоторых продолжается и до сих пор (ачимовская толща и юрский комплекс большинства северных и арктических областей ЗСМП).

Парадигма 20-летия (1971–1990 гг.) исходила из требований быстрой и масштабной доразведки уже открытых и вновь открываемых на суше гигантских и уникальных месторождений УВ со значительным приростом разведанных запасов (категорий $B + C_1$) и их освоением для обеспечения все возрастающей добычи газа и нефти. Активные поиски УВ-скоплений продолжались повсеместно на суше (и начались на шельфе в середине 1980-х гг.), но в 1986–1991 гг. акцент был сделан уже на разведку и доразведку (в начальный этап эксплуатации месторождений и залежей).

Кризисное десятилетие (1991–2000 гг.) привело не только к резкому снижению нефтедобычи (до минимума — 293 млн т/год), но и почти к полному развалу поисково-разведочной компоненты развития МСБ углеводородов России: ежегодные приросты запасов газа и нефти снизились до минимальных объемов, но разведка гигантских и уникальных газосодержа-

щих месторождений по средним горизонтам (неоком, верхняя и средняя юра в ЗСМП) продолжалась.

Началом современного этапа развития ПРР в России можно считать 2001–2002 гг., когда активность работ на нефть и газ вновь стала возрастать по всем компаниям, в том числе ВИНК и ПАО «Газпром». В 2005 г. приросты новых разведанных запасов газа превысили годовую добычу — началось так называемое расширенное воспроизводство (восполнение) запасов, которое продолжается и до настоящего времени (2018).

Главными задачами первого десятилетия XXI в. («нулевых» годов) было быстрое восстановление ПРР в основных регионах суши, активизация работ на шельфе и увеличение приростов запасов, компенсирующих отборы УВ из недр. Большинству нефтегазодобывающих компаний это удалось сделать к 2006–2010 гг.

Основой господствующей ныне поисково-разведочной парадигмы стали преимущественно разведка и доразведка, как правило, давно открытых месторождений и залежей УВ при малых объемах поисковых работ и минимальных новых открытиях [2]. Активные поиски проводили вновь созданные средние и малые по своим возможностям частные компании. Кстати, главная цель некоторых малых компаний — открыть месторождение и без его разведки быстро продать добывающим компаниям, к которым переходят все разведочные риски.

Большинство крупных и средних компаний-операторов после 2010 г. сделали ставку именно на разведку и доразведку крупных контролируемых месторождений с приростом разведанных запасов путем перевода запасов категории C_2 в категории $B_1 + C_1$, а не на поиск новых месторождений и залежей. Динамика новых открытий: 3–4 месторождения УВ за 2–3 года работ (на одну компанию), причем, как правило, средних и часто даже небольших по запасам (менее 30 млрд м^3 по газу и менее 10 млн т по нефти каждое).

У нефтяников массовый поиск мелких и мельчайших месторождений и залежей нефти (менее 3 и 1 млн т усл. топлива соответственно) после 2010 г. — это даже не парадигма («руководство к действию»), а вынужденная мера, основанная на исчерпании прогнозных (неоткрытых) эффективных ресурсов нефти в преимущественно нефтеносных областях, районах и комплексах пород. Были бы «в неопоискованном остатке» крупные и средние месторождения, безусловно, искали и открывали бы их, а не «гонялись» за мелкими.

За два предстоящих года (2019–2020 гг.) практически завершится доразведка основных газосодержащих залежей ведущих по запасам месторождений и опоискование их глубоких горизонтов; часть из них будет включена в процесс эксплуатации (Чаяндинское, Ковыктинское и др. на юге Восточной Сибири, многие месторождения Ямала по нижнемеловым залежам и др.), часть запасов и месторождений составит стратегический резерв, востребованность которого наступит после 2030 г.

Возобновился рекогносцировочно-поисковый этап ГРР на арктическом шельфе СЕА, в начале которого (в первые 12–15 лет) должны быть открыты и оценены все гигантские и сверхгигантские (300–1000 млрд м^3 и более) и крупнейшие (100–300 млрд м^3) газосодержащие месторождения в Карском и, по возможности, в Баренцевом море (в недрах последнего по генетическим причинам может и не оказаться месторождений крупнее 300 млрд м^3 каждое). Этот этап продлится до 2033–2040 г.

Основу новой парадигмы ведения ПРР в России (на 2021–2040 гг.) предприятиями ПАО «Газпром» должны составить следующие направления (элементы развития МСБ) с их реализацией в ближней и средней перспективе.

1. Прогнозирование и поиски газовых гигантов на арктическом шельфе (традиционный газ малых и средних глубин — до 2,8–3,2 км).

2. Поиски и разведка оставшихся неоткрытыми крупных, преимущественно средних и — менее желательно — малых по запасам традиционных газовых и нефтяных месторождений во всех бассейнах суши СЕА и на всех глубинах (до 4,8–5,0 км).

3. Изучение и масштабное промышленное освоение ресурсов нетрадиционного — «плотного» газа на суше — «нетрадиционных гигантов» под гигантскими скоплениями традиционного газа во всех регионах суши (в плотных низкопроницаемых коллекторах).

Суть новой парадигмы проведения ПРР (с началом ее действия в 2021–2022 гг.) состоит в значительном усилении поисковой компоненты в структуре работ без масштабной детальной разведки вновь открываемых месторождений, поиске газовых гигантов на арктическом шельфе (300–1000 млрд м^3 и более), крупных и средних по запасам месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе и на юге Восточной Сибири, малых — повсеместно на суше, в выходе с поисками в северо-западные области Сибирской платформы (Красноярский край). Подчеркнем, что в рамках новой парадигмы ПРР главные критерии проведения масштабной разведки вновь открываемых месторождений и залежей УВ — их крупность и планируемый срок ввода запасов в разработку. Таким образом, основные «слагаемые» предлагаемой авторами парадигмы ПРР в России — поиск гигантов на шельфе, выборочная разведка крупнейших и отдельных крупных газосодержащих месторождений на суше, временная консервация поисков в малоперспективных глубокопогруженных горизонтах, минимизация ресурсно-геологических рисков, начало

масштабного освоения нетрадиционных ресурсов газа в Ямало-Ненецком автономном округе и нефти в Ханты-Мансийском автономном округе, прежде всего, в плотных низкопроницаемых коллекторах.

В отдаленной перспективе (десятилетие 2041–2050 гг. и, вероятно, далее) в качестве стратегических останутся направления доосвоения недр Баренцева моря (до низов триаса) и восточно-арктических морей. Крупных, даже тактических направлений эффективных ПРР на газ на суше России после 2040 г. с высокой вероятностью не останется, а глубины 6,5–8,0 км в осадочных бассейнах СЕА так и останутся «терра инкогнита» для практической НГГ. Новые условия потребуют разработки и новой парадигмы «образца» 2041–2042 гг. (на 20-летие до 2060 г.).

Выводы

В старых районах газодобычи, исчерпавших возможности для открытия крупных месторождений свободного газа (СГ) (более 30 млрд м^3) и исчерпывающих таковые даже по средним (10–15 млрд м^3), в частности в Надым-Пур-Тазовском регионе (НПТР), целесообразно и выгодно открытие месторождений и залежей СГ объемом даже в 8–12 млрд м^3 (на средних глубинах — до 2,2–2,5 км и даже в 3–7 млрд м^3 — на малых глубинах).

Неуклонное снижение ежегодных уровней добычи из гигантских сеноманских и многих крупных неокомских газосодержащих залежей к 2031–2032 гг. приведет к огромному дефициту газа по всем месторождениям ПАО «Газпром» крупнее 100 млрд м^3 при созданной и функционирующей в регионе инфраструктуре, однако вводимые в разработку многочисленные месторождения с запасами в неокоме на уровне десятков миллиардов кубических метров, а также добыча газа из ачимовской толщи (с ее потенциальным объемом в сумме до 45–50 млрд м^3 к 2040 г.) и средней юры не спасут ситуацию.

Уже в ближайшей перспективе необходимо подойти вплотную к решению проблемы изучения и промышленного освоения громадных геологических ресурсов СГ в низкопроницаемых юрских горизонтах (десятки триллионов кубических метров) с современными, фактически установленными в ряде поисковых скважин, дебитами на уровне 5–20 тыс. м^3/сут [3, 6].

Безусловно, новые технологии и технические средства позволят, начиная с 2033–2035 гг., превратить нетрадиционные ресурсы СГ (по современным критериям) в традиционные для освоения. В понимании авторов, новейшая парадигма ведения ПРР на газ в России основывается на следующих постулатах.

1. Возможности для прироста промышленных запасов газа за счет разведки ранее открытых углеводородных скоплений на суше небезграничны, они близятся к исчерпанию по большинству сколько-нибудь крупных газосодержащих месторождений, как и процесс разведки и доразведки большинства средних по запасам (10–30 млрд м^3) месторождений, а доразведку мелких месторождений целесообразно относить на первые годы их эксплуатации, без особого геолого-экономического риска неполного подтверждения запасов категории C_2.

2. Большая стратегия развития МСБ газодобычи России и ПАО «Газпром» всегда основывалась на поисках, разведке, освоении и промышленной эксплуатации гигантских и уникальных (в Европейских областях — крупнейших и крупных — более 30 и 100 млрд м^3 соответственно) газосодержащих месторождений, а десятки средних и сотни мелких месторождений СГ ее попросту «не вытянут». В большинстве регионов суши неоткрытых значительных по вероятным запасам газа месторождений практически не осталось. Тогда возможно одно решение проблемы: поиск и разведка газовых гигантов в арктических бассейнах СЕА.

В основных регионах Сибири и Дальнего Востока (НПТР, юг ВСМП) вновь открываемые месторождения и отдельные залежи СГ (категорий $B_1 + C_1 + C_2$) с запасами 10 млрд м^3 и менее не должны детально разведываться, их по возможности целесообразно вводить сразу в разработку малым числом скважин, и первые 3–4 года форсированной эксплуатации (отборов УВ) покажут истинные запасы (плюс/минус).

3. Совершенно неопоискованных территорий (областей, районов) в платформенной части СЕА осталось менее 15 % общей перспективной площади — Северо-Тунгусская область, центральная часть Гыдано-Енисейского субрегиона и восток Енисей-Хатангской области. Мало поисковых скважин пробурено на северо-востоке Сибирской платформы, в Коротаихинской впадине Предуральского прогиба и на севере Предверхоянского прогиба (все они непродуктивные, только с признаками нефти и газа). Подчеркнем, что эти территории характеризуются средними перспективами газонефтеносности и нефти здесь будет, по-видимому, меньше, чем газа (по запасам, в итоге полномасштабных ПРР).

При обосновании новой современной поисково-разведочной парадигмы авторы исходили из общегосударственных и корпоративных интересов по дальнейшему развитию сырьевой базы долговременной добычи газа в России в объемах, значительно превышающих современные (до 850-980 млрд м^3/год только традиционного газа). В предстоящие два десятилетия ожидаются очень значительные приросты новых запасов газа на шельфе и значительно меньшие — на суше.

Литература

1. *Варламов А.И., Афанасенков А.П., Лоджевская М.И. и др.* Состояние сырьевой базы углеводородов Российской Федерации и предложения по обеспечению минерально-сырьевой безопасности // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 2.

2. *Орлов В.П.* О дефиците открытий в нефтегазовой геологии // Минерально-сырьевые ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 18–25.

3. *Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю., Саприна О.А* Уточнение положения границы между нижнебюкской и верхнебюкской подсвитами Чаяндинского НГКМ с привлечением литологических, промыслово-геофизических и сейсмических критериев / Под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 161–173.

4. *Старосельский В.И., Пантелеев Г.Ф., Ступаков В.П. и др.* История развития и современное состояние сырьевой базы газовой промышленности России / Под ред. А.Д. Седых. – М. : ООО ИРЦ Газпром, 2000. – 117 с.

5. *Конторович А.Э., Эдер Л.В.* Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минерально-сырьевые ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 8–17.

6. *Скоробогатов В.А., Рыбальченко В.В., Хабибуллин Д.Я. и др.* Новая парадигма ведения поисково-разведочных работ на газ с целью развития минерально-сырьевой базы газодобычи в России в 2021–2040 гг. // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения: Тез. докл. IV Межд. науч.-практ. конф. (8–10 ноября 2017 г., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»). – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 24–25.

7. *Васильев В.Г., Елин Н.Д., Ерофеев Н.С. и др.* Ресурсы, добыча природного газа и поисково-разведочное бурение на газ в СССР. – М. : ЦНИИТЭнефтегаз, 1964. – 170 с.

8. *Гриценко А.И., Пономарев В.А., Крылов Н.А. и др.* Сырьевая база и добыча газа в России в XXI веке. – М. : Недра – Бизнесцентр, 2000. – 148 с.

Глубокоуважаемый Дмитрий Владимирович!

Примите, пожалуйста, самые теплые поздравления с 70-летием ООО «Газпром ВНИИГАЗ» от всего геологического факультета и кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова.

Сегодня ООО «Газпром ВНИИГАЗ» является ведущим и уникальным Институтом, который всесторонне изучает природный газ. На протяжении 70 лет ООО «Газпром ВНИИГАЗ» создает научные основы для решения важнейших проблем газовой промышленности и определяет стратегию развития газовой отрасли России. Освоение месторождений-гигантов и трудноизвлекаемых ресурсов баженовской свиты Западной Сибири, открытие уникальных газовых месторождений на арктическом шельфе и Дальнем Востоке, создание сети подземных хранилищ газа, решение задачи транспортировки природного газа в условиях Крайнего Севера — все это было бы невозможно без многолетнего труда и научных изыскании коллектива ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Мы выражаем Вам большую признательность и благодарность за Ваш вклад в науку, в нефтегазовую индустрию, которая и по сей день помогает нашему государству развиваться и быть сильным.

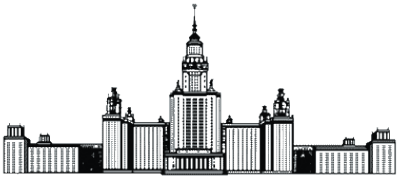
ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и геологический факультет Московского университета связывает многолетняя дружба и сотрудничество в области изучения нефтегазоносности Западной Сибири, нефтегазоматеринских толщ и термобарических условий формирования углеводородов.

Желаем Вам и всему коллективу ООО «Газпром ВНИИГАЗ» дальнейших успехов в таком важном деле, как обеспечение минерально-сырьевой базы страны, творческого энтузиазма и новых идей!

От имени коллектива геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова

Декан геологического факультета — *Д.Ю. Пущаровский*

Заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых — *А.В. Ступакова*



УДК 553.98(268.45)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-73-85

Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в.

© 2018 г. | А.В. Толстиков, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн, М.Ю. Кабалин, Л.А. Наумова

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия; a_tolstikov@vniigaz.gazprom.ru; d_astafiev@vniigaz.gazprom.ru; yanshteyn@gmail.com; m_kabalin@vniigaz.gazprom.ru; l_naumova@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 28.06.2018 г.

Принята к печати 10.07.2018 г.

Ключевые слова: ***углеводородные газы; нефть; ресурсы; запасы; газодобыча; шельф; лицензионные участки; кластеры; поисково-разведочные работы.***

Показано текущее состояние ресурсов и запасов углеводородов на шельфе морей России. Обоснованы перспективы и тенденции их освоения, возможности создания крупных многофункциональных центров газо- и нефтедобычи, а в их границах – своеобразных кластеров, в рамках которых будут продолжены как поисково-разведочные работы, так и увеличение объемов нефтегазоперерабатывающих мощностей, направленных на сокращение сроков ввода в разработку разведанных запасов газа и жидких углеводородов.

Для цитирования: Толстиков А.В., Астафьев Д.А., Штейн Я.И., Кабалин М.Ю., Наумова Л.А. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s. – С. 73–85. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-73-85.

Hydrocarbon reserves and resources, opportunities for Russian offshore subsoil studies and commercial development in 21 century

© 2018 | A.V. Tolstikov, D.A. Astaf'ev, Shtein Ya.I., Kabalin M.Yu., Naumova L.A.

Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow oblast, Russia; a_tolstikov@vniigaz.gazprom.ru; d_astafiev@vniigaz.gazprom.ru; yanshteyn@gmail.com; m_kabalin@vniigaz.gazprom.ru; l_naumova@vniigaz.gazprom.ru

Received 28.06.2018

Accepted for publication 10.07.2018

Key words: ***hydrocarbon gases; oil; resources; reserves; gas production; shelf; license areas; clusters; exploration and prospecting activities.***

Current situation with hydrocarbon reserves and resources on the shelf of Russian seas is presented. The prospects and trends of their development are substantiated as well as the potential for large oil and gas production multipurpose centers creation including some sort of clusters within them, where E&P activities will continue together with oil and gas treatment facilities construction. Such an approach is aimed at reduction of time for bringing the explored gas and liquid HC reserves into development.

For citation: Tolstikov A.V., Astaf'ev D.A., Shtein Ya.I., Kabalin M.Yu., Naumova L.A. Hydrocarbon reserves and resources, opportunities for Russian offshore subsoil studies and commercial development in 21 century. *Geologiya nefti I gaza = Oil and gas geology.* 2018;(4s):73–85. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-73-85.

Заканчивающееся второе десятилетие XXI в. свидетельствует о росте в мире потребности в углеводородном (УВ) сырье и это при ускоряющемся развитии технологий использования многих альтернативных источников энергоносителей. В этой связи остается актуальной задача восполнения традиционных запасов УВ промышленных категорий и даже расширенного их восполнения с учетом растущего спроса как на газ, так и жидкие УВ [1, 2]. В России это возможно в течение следующих 2–4 десятилетий (2020–2060) [3], но только за счет эффективного освоения ресурсов УВ как на суше, так и на шельфе, прежде всего в наиболее перспективных арктических и дальневосточных морях [4, 5].

На протяжении 7 десятилетий в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» осуществлялся ежегодный мониторинг результатов и состояния поисково-разведочных работ (ПРР), а также последующего освоения месторождений, содержащих преимущественно газовые, газоконденсатные и газоконденсатонефтяные залежи, выполнялись работы по уточнению количественной оценки ресурсов УВ. Институт является ответственным разработчиком и участником корпоративных и государственных постоянно действующих периодически обновляемых программ развития сырьевой базы газо- и нефтедобычи, в том числе программы освоения ресурсов УВ на шельфе РФ и программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Актуализация

этих программ требует практически ежегодного обновления данных о результатах ПРР, состоянии запасов и ресурсов УВ в каждом нефтегазоносном бассейне (НГБ), районе, на лицензионном участке, разведываемых месторождениях.

По результатам завершившегося уточнения количественной оценки ресурсов УВ в 2012 г. установлено, что на шельфах морей России сосредоточены значительные ресурсы природного газа, конденсата, нефти и растворенного газа в объеме более 122 млрд т усл. топлива (извлекаемые) (табл. 1).

В ресурсах УВ морских акваторий, за исключением Балтийского и, возможно, Черного морей, преобладает газ. В настоящее время морские лицензионные участки группы ПАО «Газпром» имеются на шельфах Баренцева (включая Печорский шельф), Карского (в том числе в акваториях Обской и Тазовской губ), Охотского, Восточно-Сибирского, Каспийского и Азовского морей. По состоянию на 01.09.2017 г. группе ПАО «Газпром» принадлежат лицензии на 41 участок. В их число входят:

– 26 участков, оформленных непосредственно на ПАО «Газпром», в том числе 7 участков в Баренцевом море, 13 — в Карском, 2 — в Тазовской губе и 4 — на шельфе Сахалина в Охотском море;

– 6 участков оформлены на дочерние (100 %) общества ПАО «Газпром», в том числе 5 участков в Обской и Тазовской губах: Северо-Каменномысский, Каменномысское-море, Чугорьяхинский, Обский, Семаковский[1] (ООО «Газпром добыча Ямбург»), а также Бейсугский участок — в Азовском море (ООО «Газпром добыча Краснодар»);

– 6 участков принадлежат ПАО «Газпром нефть», в том числе в Баренцевом море — Хейсовский (ООО «Газпромнефть-Сахалин»), на Печорском шельфе — Северо-Западный, а также Долгинское и Приразломное месторождения, в Охотском море на шельфе Сахалина — Аяшский и в Восточно-Сибирском море — Северо-Врангелевский (ООО «Газпромнефть-Сахалин»);

– 3 участка совместных предприятий с участием ПАО «Газпром» — Центральный в Каспийском море, а также Пильтун-Астохский и Лунский, входящие в проект Сахалин-2.

В связи с активным в последние годы лицензированием шельфа России, к концу второго десятилетия XXI в. ускорился процесс подготовки к освоению лицензионных участков распределенного фонда. В последующие годы продолжится создание крупных многофункциональных центров газо- и нефтедобычи, а в их границах — своеобразных кластеров с морской и наземной инфраструктурой.

Формирующимися новыми центрами газонефтедобычи в Западно-Арктическом регионе можно считать шельфы Баренцева, Печорского, Карского морей (без акваторий губ), а также в акватории Обской и Тазовской губ. На Дальнем Востоке продолжает формироваться со значительным расширением ресурсной базы уже действующий центр газо- и нефтедобычи на шельфе о-ва Сахалин в Охотском море.

В регионе Восточной Арктики началось создание нового центра газо- и нефтедобычи на шельфе Восточно-Сибирского и Чукотского морей.

В южных морях России — Азовском и Каспийском актуально развитие одноименных центров на базе уже открытых месторождений, соответственно Бейсугском и Центральном.

С учетом расположения открытых месторождений УВ и новых выявленных газонефтеперспективных структур, специфики создания морской и наземной инфраструктуры для освоения УВ-потенциала формирующихся морских центров газонефтедобычи в XXI в. целесообразно сгруппировать лицензионные участки, расположенные в их пределах месторождения УВ и газонефтеперспективные структуры в определенные кластеры, в рамках которых будут продолжены не только ПРР для обеспечения будущей добычи УВ, но и созданы нефтегазоперерабатывающие мощности, направленные на сокращение сроков подготовки месторождений к вводу в разработку разведанных запасов газа и жидких УВ. Также очевидно, что такие кластеры в жестких природно-климатических условиях Арктики улучшат социально-демографическую ситуацию, обеспечат экологическую безопасность и охрану окружающей среды в режиме реального времени, позволят диверсифицировать экономику региона и дадут мультипликативный эффект для развития экономики Арктических и Дальневосточных регионов [6]. Примерами создания подобных кластеров являются Норильский и Сахалинский. При этом можно рассчитывать на снижение капитальных и эксплуатационных затрат на 10–15 % и увеличение конечной нефтеотдачи на 5–10 % [7].

Кроме того, на заседании Госкомиссии по развитию Арктики вице-премьер Д. Рогозин обосновал предложение о необходимости координации инвестиционных проектов в Арктике, направленное на повышение эффективности расходования средств и достижение мультипликативного эффекта [8].

Регион Баренцева моря

По состоянию на 01.07.2018 г. ПАО «Газпром» на шельфе Баренцева моря владеет лицензиями на 11 лицензионных участков (рис. 1), включая 3 на шельфе Печорского моря. На шельфе Баренцева моря на ресурсной базе Штокмановского, Лудловского и Ледового месторождений формируется кластер, включающий еще и ряд прогнозируемых месторождений

[1] В настоящее время собственником является ООО «РусГазАльянс».

Табл. 1. Ресурсная база недр морей России* (газа сухого и растворенного, млрд м³; нефти и конденсата, млн т)
Table 1. Resource base of Russian seas subsurface* (dry and solution gas, BCM; oil and condensate, mln tons)

Порядковый номер	Море	Ожидаемые соотношения фазового состава (газ:жидк.)	**Запасы газа** запасы нефти и конденсата (извлекаемые)		**НСР газа** НСР нефти и конденсата (извлекаемые)	Разведанность НСР, %
			$Q + A + B + C_1$	$B_2 + C_2$		
1	Карское с губами	8:1	**3118,036** 24,717	**2496,123** 165,805	**54914,5** 7483,1	**5,6** 0,3
2	Баренцево с Печорским шельфом	7:1	**4196,105** 184,507	**612,655** 323,006	**33441,7** 5023,9	**12,5** 3,6
3	Лаптевых	3:2	**0** 0	**0** 0	**2383** 1738	**0,0** 0,0
4	Восточно-Сибирское	3:2	**0** 0	**0** 0	**3519** 2064	**0** 0
5	Чукотское	3:2	**0** 0	**0** 0	**2123** 1212	**0** 0
6	Охотское	3:1	**1733,465** 466,858	**294,929** 107,324	**7243,5** 2075,7	**24,0** 22,5
7	Берингово	7:3	**0** 0	**0** 0	**633** 285	**0,0** 0,0
8	Японское	7:3	**3,76** 0	**0,786** 0	**348,6** 152,7	**1,1** 0,0
9	Каспийское	7:3	**410,418** 242,251	**335,416** 160,355	**2921,5** 1276,1	**14,0** 18,9
10	Черное	3:7	**0** 0	**0** 0	**415** 895	**0,0** 0,0
11	Азовское	7:3	**13,991** 0,67	**10,551** 1,715	**338,1** 159,4	**4,1** 0,4
12	Балтийское	1:10	**0,526** 16,779	**0,43** 15,269	**9,4** 56,6	**5,3** 29,7

* Без Тихого океана.
* Except for the Pacific ocean.

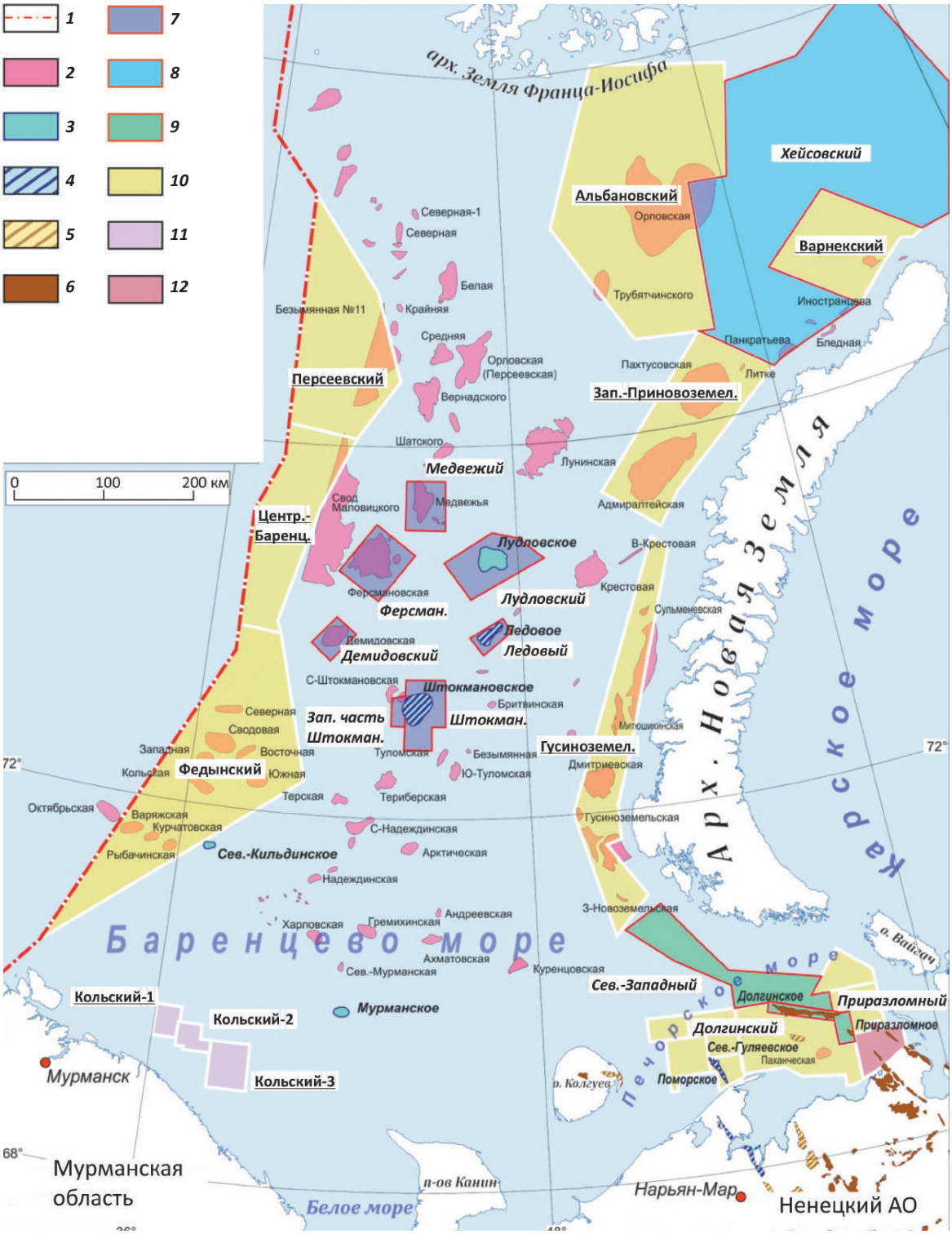
преимущественно газа в пределах расположенных в 130–140 км западнее Штокмановско-Лудловской зоны лицензионных участков — Демидовского, Ферсмановского и Медвежьего.

Запасы газа по категориям $C_1 + C_2$ этого кластера составляют 4,9 трлн м³, конденсата — 70,3/62,4 млн т (геологические/извлекаемые), при этом более 3,9 трлн м³ газа (81 %) и 62,9/56,1 млн т (геологические/извлекаемые) конденсата содержится в залежах Штокмановского месторождения. Ресурсы газа в Лудловском, включая Западно-Лудловскую, Восточно-Лудловскую структуры, и Ледовом месторождениях составляют 659,8 млрд м³. Ресурсы конденсата в объеме 5,9/5,0 млн т (геологические/извлекаемые) содержатся только в Ледовом месторождении. Перспективные и локализованные ресурсы газа Демидовского, Ферсмановского и Медвежьего прогнозируемых месторождений оцениваются в 3,2 трлн м³, конденсата — 44,1/37,7 млн т (геологические/извлекаемые). Но следует отметить, что после детализации сейсморазведкой локализованные ресурсы УВ могут существенно измениться в связи с уточнением размеров, амплитуды и морфологии локальных структур.

Другой кластер может быть сформирован на основе группы прогнозируемых месторождений в пределах Хейсовского лицензионного участка, расположенного вблизи северного окончания о-ва Новая Земля. Геологические ресурсы по пяти наиболее крупным газонефтеперспективным структурам (Тегетгофская-1, Тегетгофская-2, Желанинская-1, Тегетгофская-2/1 и Северо-Желанинская-1) могут составить до 1,3 млрд т усл. топлива.

На шельфе Печорского моря формируется также единый кластер на основе ресурсной базы уже разрабатываемого Приразломного нефтяного месторождения, накопленная добыча по которому в настоящее время составляет 1,145 млн т нефти, запасы категорий $C_1 + C_2$ (геологические/извлекаемые) — 288,2/80,4 млн т, ресурсы D_0 (геологические/извлекаемые) — 151,1/42,3 млн т, находящегося в разведке Долгинского нефтяного месторождения (запасы $C_1 + C_2$ геологические/извлекаемые 274,7/82,4 млн т, ресурсы категории D_0 (геологические/извлекаемые) —

Рис. 1. Обзорная карта размещения лицензионных участков группы ПАО «Газпром» в пределах Баренцева и Печорского морей
Fig. 1. Location map of Gazprom license areas within the Barents and Pechora seas



1 — линия разграничения морских пространств между РФ и Норвегией; ***2*** — структуры; **месторождения** (***3–6***): 3 — газовые, ***4*** — газоконденсатные, ***5*** — нефтегазовые, нефтегазоконденсатные, ***6*** — нефтяные; **лицензионные участки**: компания-недропользователь ПАО «Газпром» (***7–9***): ***7*** — ПАО «Газпром», ***8*** — ООО «Газпромнефть-Сахалин», ***9*** — ООО «Газпром нефть шельф»; **прочие** (***10–12***): ***10*** — ПАО «НК «Роснефть», ***11*** — ОАО «Севернефтегаз», ***12*** — ЗАО «Арктикшельфнефтегаз»
1 — red line between RF and Norway; ***2*** — structures; **fields** (***3–6***): ***3*** — gas, ***4*** — gas condensate, ***5*** — oil-gas, oil-and-gas condensate, ***6*** — oil; **license areas**: subsoil user Gazprom (***7–9***): Medvezhy: ***7*** — Gazprom, ***8*** — OOO Gazpromneft-Sakhalin, ***9*** — OOO Gazprom Neft Shelf; **other**: Perseevsky (***10–12***): ***10*** — Rosneft, ***11*** — OJSC Severneftegaz, ***12*** — ZAO Arcticshelfneftegaz

51,9/15,6 млн т) и прогнозируемых месторождений УВ, связанных с нефтегазоперспективными структурами — Междушарской, Костиношарской, Папанинской и Рахмановской в пределах Северо-Западного лицензионного участка. Геологические ресурсы категории $D_л$ по указанным структурам оцениваются в 815,9 млн т нефти, извлекаемые — 244,8 млн т.

Регион Карского моря

По состоянию на 01.01.2018 г. ПАО «Газпром» на шельфе Карского моря (в том числе и в акватории Обской и Тазовской губ) владеет лицензиями на 22 участка недр (рис. 2, 3), из них 15 лицензионных участков с нефтегазоперспективными структурами и месторождениями УВ охватывают всю приямальскую часть шельфа Карского моря, от о-ва Белый на севере почти до Байдарацкой губы на юге. Здесь в транзитных зонах суша – море завершается разведка уникальных по запасам газоконденсатных месторождений УВ — Харасавэйского и Крузенштернского, а на суше Ямала разрабатывается уникальное Бованенковское газоконденсатнонефтяное месторождение.

В акватории Карского моря, в 120 км от берега, еще в конце 1980-х гг. было открыто два предположительно уникальных по запасам УВ месторождения – Ленинградское и Русановское. В 2017 г. пробуренной разведочной скважиной уточнено строение Ленинградского газоконденсатного месторождения, оказавшегося, по всей видимости, значительно крупнее, чем прогнозировалось ранее. Важно и то, что все уникальные по запасам месторождения — Бованенковское, Крузенштернское, Харасавэйское, Ленинградское и Русановское — приурочены к единой линейно вытянутой на 350 км зоне, в тектоническом отношении представляющей сочленение крупнейших мегавалов — северо-западной части Нурминского и Ленинградско-Русановского. Общая протяженность этих почти сочлененных зон газонефтенакопления от Новопортовского месторождения до Русановского превышает 700 км.

Еще далее на северо-запад Ленинградско-Русановская зона газонефтенакопления кулисообразно сочленяется с Университетско-Власьевской зоной газонефтенакопления, в пределах которой в 2015 г. обнаружено нефтегазоконденсатное месторождение Победа (НК «Роснефть»).

Учитывая особенности расположения уже открытых уникальных по запасам УВ месторождений на шельфе Карского моря и на прилегающей суше Ямала, а также создающиеся здесь объекты береговой инфраструктуры, включая трубопроводы, железную дорогу, населенные пункты и т. д., первоочередной шельфовый кластер газонефтедобычи (назовем его Ленинградско-Русановским) будет включать Крузенштернское, Харасавэйское (море), Ленинградское и Русановское месторождения УВ и близко расположенные к ним прогнозируемые месторождения на Северо-Харасавэйской, Северо-Ленинградской, Западно-Ленинградской, Спортивной, Невской, Западно-Невской, Морской, Северо-Шараповской и Южно-Крузенштернской структурах.

Запасы газа по категориям $C_1 + C_2$ этого кластера составляют 5,2 трлн м^3, конденсата — 64,7/26,6 млн т (геологические/извлекаемые), при этом 4,8 трлн м^3 газа (91,9 %) и 43,8/40,3 млн т (геологические/извлекаемые) конденсата содержится в залежах Крузенштернского, Ленинградского и Русановского месторождений.

Ресурсы газа по категориям $D_о$ и $D_л$ в открытых и прогнозируемых месторождениях этого кластера оцениваются соответственно в 4,2 и 0,8 трлн м^3 (всего 5,0 трлн м^3). Максимальные ресурсы газа связаны Русановским и Ленинградским месторождениями — 1,9 и 1,0 трлн м^3 соответственно.

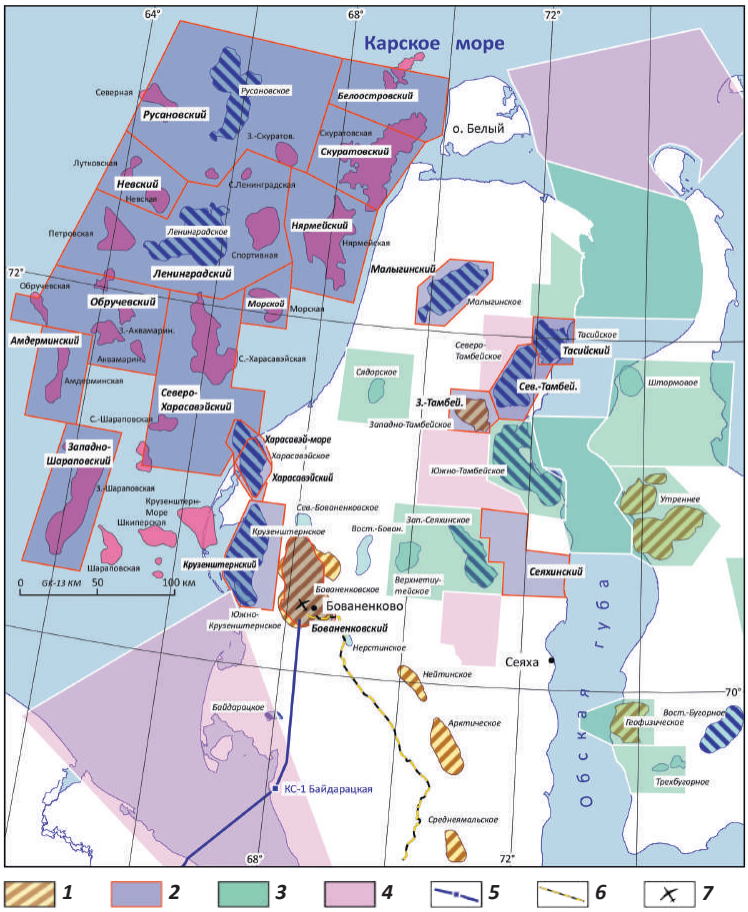
Ресурсы конденсата по категориям $D_о$ и $D_л$ в открытых и прогнозируемых месторождениях этого кластера составляют соответственно 307,6/217,1 и 88,0/61,9 млн т (геологические/извлекаемые), всего 395,6/279,0 млн т (геологические/извлекаемые).

Кластером газонефтедобычи второй очереди (Нярмейско-Скуратовский) по аналогичным принципам организации может быть группа прогнозируемых, крупных газонефтеконденсатных месторождений, приуроченных к структурам Нярмейская, Скуратовская, Северо-Скуратовская, расположенных вблизи береговой линии северо-западной части Ямала, а также находящаяся вблизи Западно-Скуратовская структура. Эта группа шельфовых месторождений будет связана с освоением на суше ресурсов УВ также крупного Малыгинского газоконденсатного месторождения и с прогнозируемой группой месторождений в береговой зоне — Западно-Малыгинским, Северо-Малыгинским и др.

Ресурсы газа по категориям $D_о$ и $D_л$ в прогнозируемых месторождениях этого кластера оцениваются соответственно в 2,2 и 0,8 трлн м^3 (всего 3,0 трлн м^3). Максимальные ресурсы газа связаны со Скуратовской и Нярмейской структурами, соответственно 1,8 и 1,4 трлн м^3. Ресурсы конденсата по категориям $D_о$ и $D_л$ в прогнозируемых месторождениях этого кластера составляют соответственно 156,9/131,9 и 144,9/101,6 млн т (геологические/извлекаемые), всего — 301,8/233,5 млн т (геологические/извлекаемые).

Кластером газонефтедобычи третьей очереди (с учетом меньшего ресурсного потенциала, отдаленности от берега и сроков освоения) будет группа прогнозируемых месторождений Обручевского, Амдерминского и Западно-Шараповского валов с прилегающими менее крупными по запасам прогнозируемыми месторождениями на Аквамариновской и Западно-Аквамариновской структурах.

Рис. 2. Обзорная карта размещения лицензионных участков группы ПАО «Газпром» в пределах Карского моря
Fig. 2. Location map of Gazprom license areas within the Kara Sea



1 — нефтегазоконденсатные месторождения; **лицензионные участки** (***2–4***): ***2*** — ПАО «Газпром», ***3*** — ПАО «Новатэк», ***4*** — прочие; ***5*** — газопровод + КС; ***6*** — железная дорога; ***7*** — аэропорт.
Остальные усл. обозначения см. на рис. 1
1 — oil-and-gas condensate fields; **license Areas, subsoil user company** (***2–4***): ***2*** — Gazprom, ***3*** — PAO NOVATEK, ***4*** — other; ***5*** — gas main + GCS; ***6*** — railroad; ***7*** — airport.
For other legend items see Fig. 1

Ресурсы газа по категориям D_0 и $D_л$ в открытых и прогнозируемых месторождениях этого кластера равны соответственно 405,0 и 504,5 млрд м^3 (всего 909,5 млрд м^3). Максимальные ресурсы газа связаны Западно-Шараповской структурой и составляют 347,5 и 1029,2 млрд м^3 соответственно. Ресурсы конденсата по категориям D_0 и $D_л$ в прогнозируемых месторождениях этого кластера составляют соответственно 8,2/5,8 и 21,1/13,8 млн т (геологические/извлекаемые), всего — 29,3/20,6 млн т (геологические/извлекаемые), на Западно-Шараповской структуре — 7,7/5,3 млн т (геологические/извлекаемые).

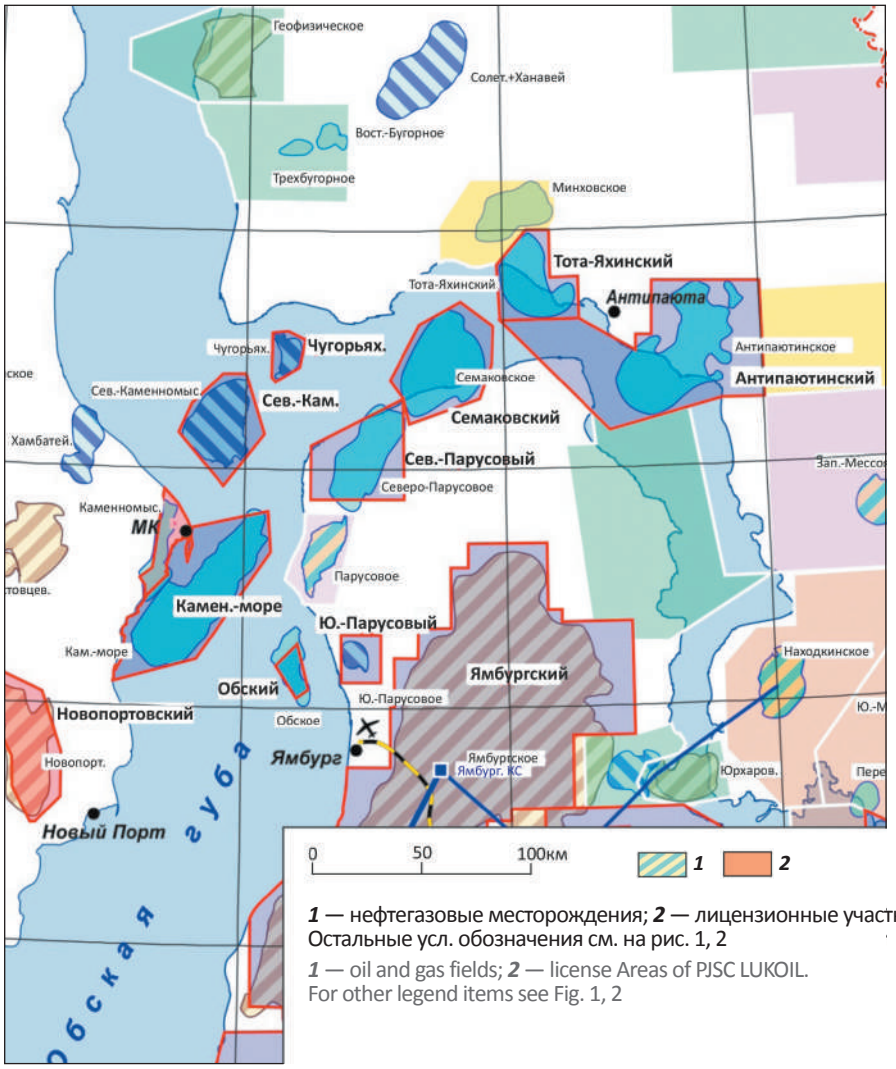
Вместе с освоением приямальского шельфа ПАО «Газпром» в северо-западной части Карского моря в настоящее время НК «Роснефть» ведет подготовку к освоению ресурсов УВ Приновоземельского шельфа, где открыто нефтегазоконденсатное месторождение Победа, далее предстоят работы регионального и поискового этапов в Северо-Карской впадине.

Обская и Тазовская губы

В акваториях Обской и Тазовской губ объективно намечается два кластера газонефтедобычи. Первоочередной кластер включает подготовленные к разработке месторождения Каменномысское (море), Северо-Каменномысское, Обское, Чугорьяхинское, Семаковское, Тота-Яхинское, Антипаютинское и Северо-Парусовое, охваченных единой транспортной системой сбора УВ (см. рис. 3). Последнее расположено в пределах лицензионного участка, большую часть которого находится на суше.

Запасы газа по категориям $C_1 + C_2$ этого кластера составляют 1,9 трлн м^3, конденсата — 8,4/5,6 млн т (геологические/извлекаемые), при этом основные запасы газа приходятся на месторождения Каменномысское (море) — 544,7 млрд м^3, Северо-

Рис. 3. Обзорная карта размещения лицензионных участков группы ПАО «Газпром» в пределах акватории Обской и Тазовской губ
Fig. 3. Location map of PJSC Gazprom license areas within the waters of Ob and Taz bays



1 — нефтегазовые месторождения; ***2*** — лицензионные участки ПАО «ЛУКОЙЛ». Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 2

1 — oil and gas fields; ***2*** — license Areas of PJSC LUKOIL. For other legend items see Fig. 1, 2

Каменномысское — 431,9 млрд м^3, Антипаютинское — 43,8/40,3 млн т и Семаковское — 320,5 млрд м^3. Конденсат содержится только в неокомских залежах Северо-Каменномысского и Чугорьяхинского месторождений. Ресурсы газа и конденсата числятся только в пределах Антипаютинского и Тота-Яхинского участков. По Антипаютинскому участку ресурсы газа по подсеноманским отложениям совместно по категориям D_o и $D_л$ оцениваются в 0,8 трлн м^3, по конденсату — 87/60,9 млн т (геологические/извлекаемые). По Тота-Яхинскому участку ресурсы газа по категориям D_o и $D_л$ составляют 250,9 млрд м^3, по конденсату — 27,8/19,5 млн т (геологические/извлекаемые).

В северной части Обской губы имеется лицензионный участок Тасийский, большая часть которого расположена на суше с находящимся в его границах одноименным газоконденсатным месторождением. Этот лицензионный участок может войти в состав кластера, образованного Тамбейской группой месторождений с включением газонефтеперспективных структур Преображенской и Корпачевской, расположенных в северной части Обской губы.

Моря Восточной Арктики

Геологическое строение и УВ-потенциал морей Восточной Арктики пока остаются наименее изученными. Глубокое бурение в акваториях морей Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского пока не проводилось. Ресурсы УВ оценены по категории D_2, в сумме они составляют 22,4 млрд т усл. топлива геологических и 13,0 млрд т усл. топлива извлекаемых, в том числе свободного газа — 8,0 трлн м^3 (57,5 % извлекаемых). Наибольшие ресурсы УВ предполагаются в недрах Восточно-Сибирского моря – 9,3/5,6 млрд т усл. топлива, в том числе свободного газа — 3,3 трлн м^3 (60,0 % извлекаемых).

К настоящему времени на шельфе морей Восточной Арктики действует 13 лицензий на право поль-

зования недрами, из которых 8 лицензий на геологическое изучение и добычу УВ-сырья на условиях предпринимательского риска, их действие предусмотрено до 2043 г., в том числе 7 лицензионных участков принадлежит НК «Роснефть» и 1 участок — ПАО «Газпром»; 5 лицензий, действующие до 2014 и 2015 г., являлись поисковыми. Один лицензионный участок — Притаймырский — планируется к изучению НК «Роснефть».

В результате проведенных геофизических работ в акватории морей Восточной Арктики выявлено более 100 локальных газонефтеперспективных структур: 18 — в Северо-Чукотском секторе, 20 — в Восточно-Сибирском море и 59 — в море Лаптевых. По ранее выполненной оценке ООО «Газпром ВНИИГАЗ», на наиболее крупных структурах возможны открытия месторождений с запасами до 150–250 млн т усл. топлива. Здесь на крупных поднятиях возможны также так называемые поглощающие ловушки, включающие группы ловушек, приуроченных к одному и тому же своду или мегавалу, типа Мининского или Трофимовского в море Лаптевых [9].

Северо-Врангелевский участок недр федерального значения, принадлежащий ПАО «Газпром», включает выявленные газонефтеперспективные структуры: Безымянную, Северо-Шелагскую, Шелагскую, Восточно-Шелагскую, Дремхедскую-1, Дремхедскую-2, Дремхедскую-3, Западно-Врангелевскую-1, Западно-Врангелевскую-2. Прогнозируемые месторождения, связанные с указанными структурами, в перспективе могут быть объединены в газонефтедобывающий кластер, способный в совокупности с другими кластерами месторождений УВ обеспечивать работу завода по сжижению природного газа мощностью до 15 млн т, строительство которого возможно в г. Певек.

В пределах изученной сейсморазведкой 2D южной и восточной частей участка (северная, западная и центральные части пока не изучены) выявлено 22 газонефтеперспективных структуры, на 9 наиболее крупных из которых оценены ресурсы по категории D_2 в объеме 102,3 млрд м³ газа и 238,8/71,6 млн т (геологические/извлекаемые) нефти. На остальные 13 структур лицензионных участков приходится около 67 млрд м³ газа и 46 млн т (извлекаемые) нефти. Наиболее крупные ресурсы УВ по категории D_2 оценены на структурах Безымянной — около 31,0 млрд м³ газа и 21,7 млн т нефти (извлекаемой), Северо-Шелагинской — 22,6 млрд м³ газа и 15,8 млн т нефти (извлекаемой) и Дремхедской-2 — 15,8 млрд м³ газа и 11,2 млн т нефти (извлекаемой). Необходимо отметить, что опоискование прогнозируемых небольших месторождений целесообразно отнести за 2035 г.

Регион Охотского моря

В Дальневосточном регионе России в ближайшие десятилетия предусматривается освоение высокоперспективного Присахалинского шельфа Охотского моря. Здесь ПАО «Газпром» контролирует 7 лицензионных участков, из них 6 находится на северо-восточном шельфе о-ва Сахалин (рис. 4) и 1 — на шельфе Западной Камчатки. Два лицензионных участка — Лунский и Пильтун-Астохский — осваиваются ПАО «Газпром» совместно с другими компаниями. В пределах Киринского лицензионного участка разведано и введено в разработку Киринское газоконденсатное месторождение, накопленная добыча УВ по которому пока составляет 0,7 млрд м³ газа и 0,1 млн т газового конденсата. Практически завершена разведка гигантского Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения. Киринское, Южно-Киринское, Южно-Лунское и Мынгинское месторождения, включая Лунское нефтегазоконденсатное месторождение, образуют единый кластер газодобычи, сопряженный с береговой инфраструктурой подготовки и транспортировки газа и жидких УВ потребителям. Добыча нефти в малых масштабах из сложнопостроенных «блочных» нефтяных оторочек начнется не ранее 2030 г.

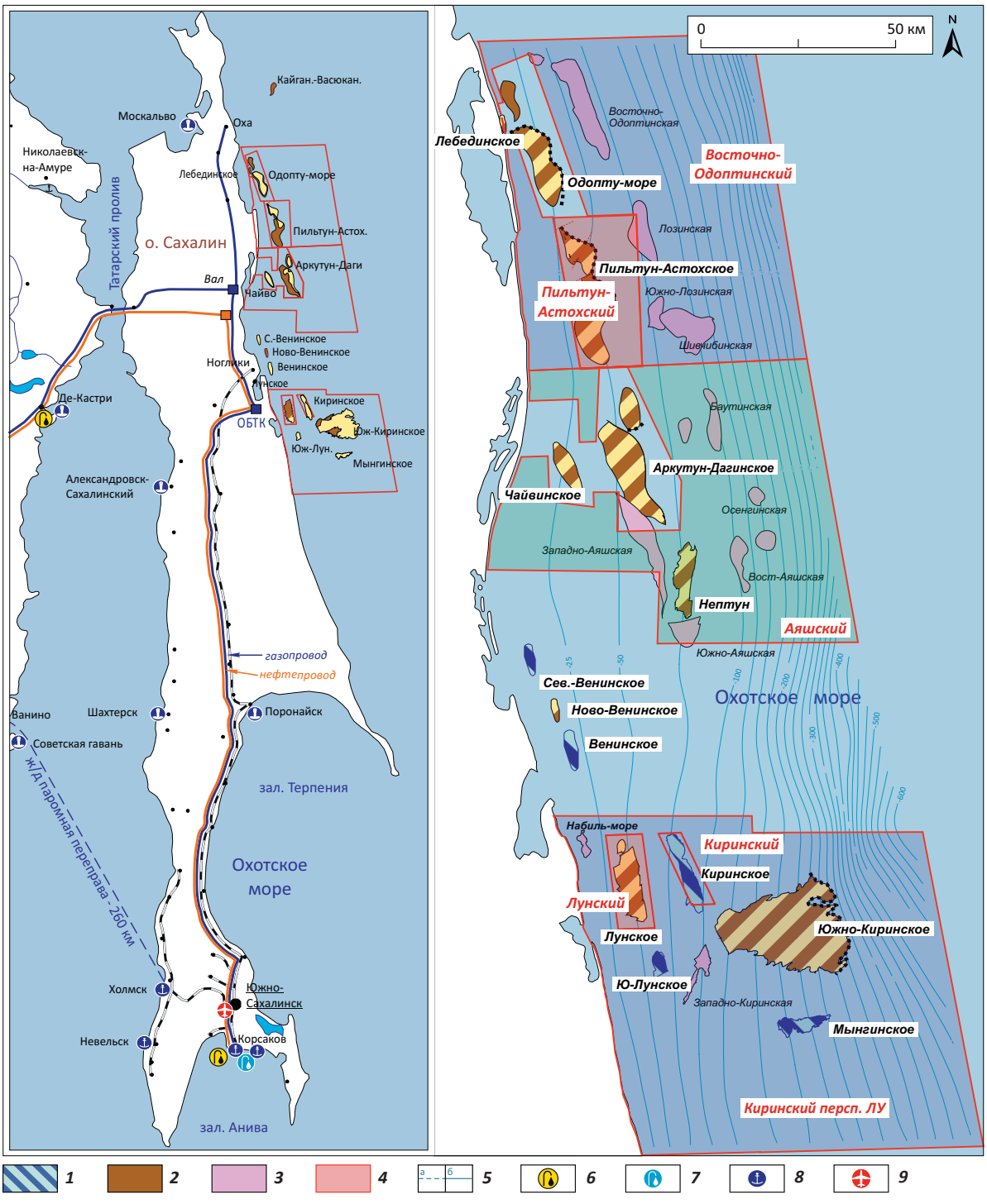
Накопленная добыча газа на гигантском Лунском месторождении превысила 102 млрд м³ (более 99 % общей добычи на шельфе с учетом добычи на Киринском месторождении), конденсата — 10,5 млн т. Запасы газа по категориям $B + C_1 + C_2$ для Лунского и Киринского месторождений составляют соответственно 404,7 и 161,8 млрд м³, конденсата — 48,1/27,8 и 26,5/19,0 млн т (геологические/извлекаемые).

Южно-Киринское НГК является, как и Лунское, гигантским по запасам газа, ресурсы которого составляют по категориям $C_1 + C_2$ — 913,1 млрд м³, конденсата — 223,5/145,4 млн т (геологические/извлекаемые). Запасы нефти — 46,7/4,7 млн т (геологические/извлекаемые), растворенного газа — 10,0 млрд м³ (геологические). По Киринскому кластеру запасы указанных месторождений совместно с Южно-Лунским ГК и Мынгинским НГК месторождениями составляют: газа — 1,5 трлн м³, конденсата — 313,0/202,4 млн т (геологические/извлекаемые), нефти — 46,7/4,7 млн т (геологические/извлекаемые), растворенного газа — 10,2 млрд м³ (геологические).

Кроме того, на двух структурах — Восточной и Набильской-морской — имеются перспективные ресурсы газа по категории D_0 — 34,9 млрд м³ и конденсата — 5,3/3,6 млн т.

Второй кластер образуют прогнозируемые месторождения Аяшского и Восточно-Одоптинского лицензионных участков, освоение которых, вероятно, будет совмещено с освоением Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, введенного в разработку. На последнем накопленная добыча газа составила 4,7 млрд м³, конденсата — 0,26 млн т, нефти — 42,2 млн т, растворенного газа — 6,3 млн т; текущие (остаточные) запасы газа по категориям C_1+C_2 оцениваются в 131,5 млрд м³, конденсата — 15,1/10,4 млн т, нефти — 405/85,6 млн т.

Рис. 4. Обзорная карта размещения лицензионных участков группы ПАО «Газпром» на шельфе острова Сахалин (Охотское море)
Fig. 4. Location map of PJSC Gazprom license areas on the Sakhalin Island shelf (Sea of Okhotsk)



Месторождения (***1***, ***2***): ***1*** — газовые и газоконденсатные, ***2*** — нефтяные; ***3*** — перспективные структуры; **лицензионные участки, компания-недропользователь** (***4***, ***5***): ***4*** — НГК «Сахалин Энерджи»; ***5*** — газопровод: ***а*** — действующий, ***б*** — проектируемый; ***6*** — терминал отгрузки нефти; ***7*** — завод СПГ; ***8*** — морской порт; ***9*** — аэропорт.
Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 2

Fields (***1***, ***2***): ***1*** — gas and gas condensate, ***2*** — oil; ***3*** — promising structures; **License Areas, subsoil user company** (***4***, ***5***): ***4*** — Sakhalin Energy Investment Company Ltd.; ***5*** — gas main: ***а*** — operating, ***б*** — planned; ***6*** — Oil Export Terminal; ***7*** — LNG plant; ***8*** — seaport; ***9*** — airport.
For other legend items see Fig. 1, 2

Ресурсы УВ по категории D_0 Восточно-Одоптинского (структуры Восточно-Одоптинская и Лозинская) и Аяшского (структуры Аяшская и Баутинская) лицензионных участков составляют соответственно: газа — 101,4 и 36,2 млрд м³, конденсата — 5,4/4,7 млн т (геологические/извлекаемые) и 3,9 млн т (геологические), нефти — 617,0/96,3 млн т (геологические/извлекаемые) и 412,3 млн т (геологические), растворенного газа — 64,1/11,1 млрд м³ (геологические/извлекаемые) и 62,1 млрд м³ (геологические).

Регион Каспийского моря

Начальные суммарные ресурсы углеводородов российского шельфа Каспийского моря, по официальной оценке, составляют 6,6/4,2 млрд т усл. топлива (геологические/извлекаемые). Начальные суммарные ресурсы свободного газа оцениваются в 2,8 трлн м³, конденсата — 384,8/260,9 млн т (геологические/извлекаемые), нефти — 3,2/1,0 млрд т (геологические/извлекаемые), растворенного газа — 185,2/72,5 млрд м³ (геологические/извлекаемые).

В Государственном балансе полезных ископаемых Российской Федерации в пределах российского сектора акватории Каспийского моря учтены 11 месторождений УВ: запасы свободного газа числятся на 9 месторождениях, запасы нефти — на 11 месторождениях (рис. 5). В целом среди выявленных месторождений имеется 2 нефтяных (Западно-Ракушечное и Морское) и 9 нефтегазоконденсатных (Избербаш, Инчхе-море, Хвалынское, «170 км», им. Ю. Корчагина, Сарматское, им. В. Филановского, Центральное, Ракушечное). Среди всех месторождений российского сектора акватории Каспийского моря лишь одно находится в разработке (им. Ю. Корчагина). Накопленная добыча газа с начала разработки (с 2010 г.) составила 1,8 млрд м³, нефти — 2,2 млн т, конденсата — 0,064 млн т, растворенного газа — 0,164 млрд м³. Остальные месторождения разведываются.

По запасам газа 3 месторождения относятся к средним (3–30 млрд м³), 5 — к крупным (30–500 млрд м³). По запасам нефти 1 месторождение относится к мелким (извлекаемые запасы нефти менее 1 млн т), 6 — к средним (3–30 млн т) и 2 — к крупным (30–300 млн т) (табл. 2). Запасы УВ связаны с широким стратиграфическим диапазоном — от среднего миоцена (чокрак) до средней юры. С палеогеном и миоценом связаны лишь незначительные запасы свободного газа — 18,2 млрд м³.

Первоочередным объектом для постановки поисковых работ на шельфе Каспийского моря обоснована зона нефтегазонакопления крупного Центрального свода с уже открытым одноименным нефтегазоконденсатным месторождением. Она считается ключевой в рамках формирования стратегии геолого-разведочных работ в регионе и требует доразведки. В 2016 г. право пользования недрами лицензионного участка Центральный получено компанией ООО «НГКЦ» для геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья (ПАО «Газпромнефть» владеет 25 %).

По месторождению запасы составляют: нефти (геологические/извлекаемые): C_1 — 21,3/6,4 млн т, C_2 — 281,7/84,5 млн т; конденсата (геологические/извлекаемые): C_1 — 0,7/4,0 млн т, C_2 — 3,8/2,1 млн т; растворенного газа (геологические/извлекаемые): C_1 — 3,1/0,9 млрд м³, C_2 — 41,5/12,5 млрд м³, газа газовой шапки: C_1 — 6,9 млрд м³, C_2 — 34,8 млрд м³. Ресурсы нефти по 10 прогнозируемым залежам (альбские, неокомские и юрские отложения) категории D_0 (геологические/извлекаемые) составляют 510,2/127,2 млн т, растворенного газа (геологические/извлекаемые) — 50,9/13 млрд м³.

Акватория Черного моря

В ближайшие годы поисково-разведочные работы будут продолжены в российском секторе Черного моря. Здесь возможны открытия крупных и средних по запасам месторождений УВ в отложениях мелового и юрского возраста. После бурения 2018 г. НК «Роснефть» скважины на валу Шатского, не подтвердившей нефтегазоносность структуры Мария, предусматривается уточнение количественной оценки ресурсов УВ и требуется конкретизация направлений ПРР на структурах Туапсинского прогиба.

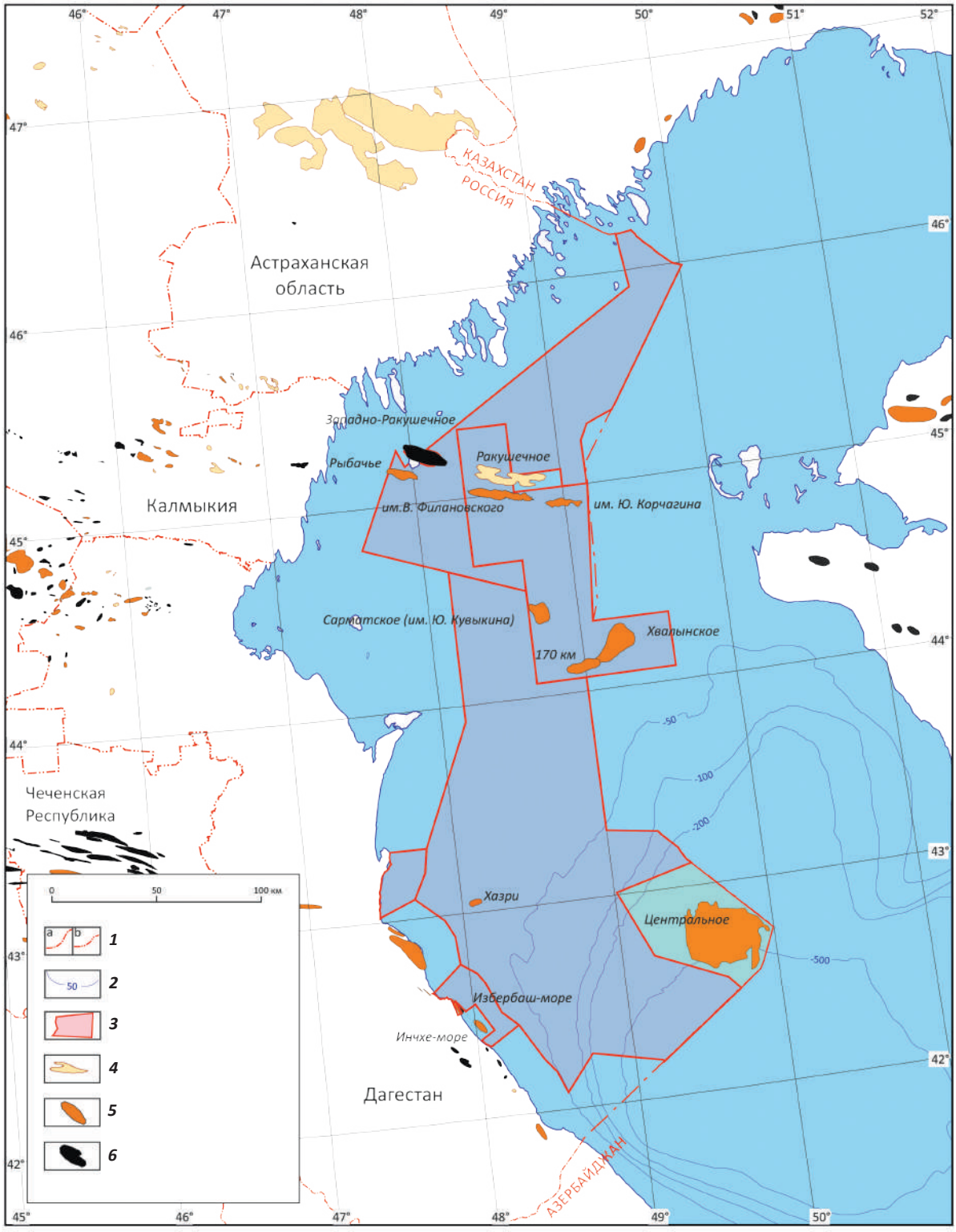
Азовское море

Действующий в российском секторе Азовского моря центр газодобычи имеет небольшое значение, однако его оценка НСР также требует уточнения. Здесь разработку Бейсугского газового месторождения осуществляет ООО «Газпром добыча Краснодар». Согласно Государственному балансу запасов полезных ископаемых, накопленная добыча газа на Бейсугском месторождении равна 9,7 млрд м³, на оставшиеся запасы газа по категории C_1 приходится 8,0 млрд м³.

Приоритетными для дальнейшего освоения ресурсов УВ могут являться зоны нефтегазонакопления на акваториальных продолжениях Северо-Азовского, Южно-Азовской ступени и Западно-Кубанского прогибов (рис. 6). Открытия новых месторождений здесь следует ожидать в отложениях нижнего мела и среднего миоцена – плиоцена. Значительно менее привлекательными направлениями являются верхнеюрские и верхнемел-эоценовые комплексы тех же структурных элементов. В пределах остальных тектонических элементов региона ресурсы газа по стратиграфическим комплексам менее значительны.

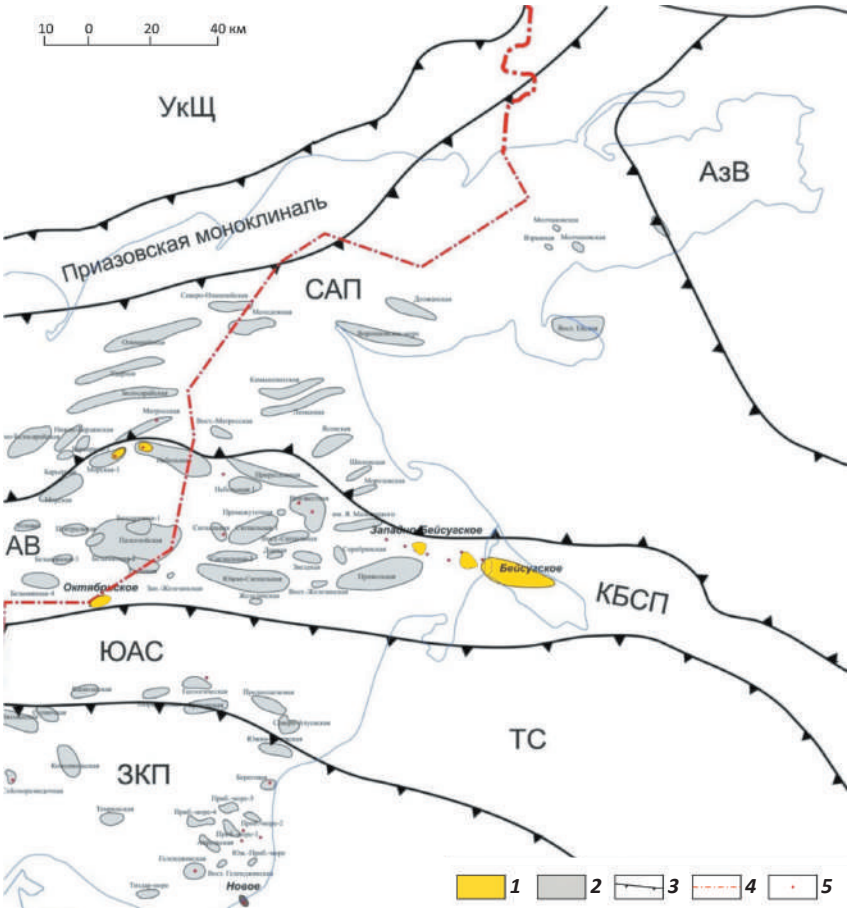
Новыми зонами нефтегазонакопления, способными поддержать и даже увеличить объем газодобычи, здесь могут быть открытое Октябрьское и два-три прогнозируемых месторождения в пре-

Рис. 5. Обзорная схема расположения лицензионных участков на шельфе Каспийского моря
Fig. 5. Location map of license areas on the Caspian Sea shelf



1 — границы: ***a*** — государственная, ***b*** — субъектов РФ; ***2*** — изобаты, м; ***3*** — лицензионные участки; **месторождения** (***4–6***): ***4*** — газовые, газоконденсатные, ***5*** — нефтегазоконденсатные, нефтегазовые, ***6*** — нефтяные
1 — borders: ***a*** — state, ***b*** — RF constituent entities; ***2*** — isobath, m; ***3*** — license areas; **fields** (***4–6***): ***4*** — gas, gas condensate, ***5*** — oil and gas condensate, oil and gas, ***6*** — oil

Рис. 6. Схема месторождений и локальных поднятий российского сектора
Fig. 6. Scheme of fields and local highs in the Russian sector



1 — нефтяные месторождения; ***2*** — локальные поднятия; **границы** (***3***, ***4***): ***3*** — тектонических элементов; ***4*** — административные; ***5*** — скважины.
Тектонические элементы: УкЩ — Украинский щит, АзВ — Азовский выступ, САП — Северо-Азовский прогиб, АВ — Азовский вал, КБСП — Каневско-Березанская система поднятий, ЮАС — Южно-Азовская ступень, ТС — Тимашевская ступень, ЗКП — Западно-Кубанский прогиб

1 — fields; ***2*** — local highs; **borders** (***3***, ***4***): ***3*** — tectonic elements; ***4*** — administrative; ***5*** — wells
Tectonic elements: УкЩ — Ukranian Shield, АзВ — Azov Uplift, САП — North Azov Trough, АВ — Azov Swell, КБСП — Kanevsky-Berezansky system of highs, ЮАС — South Azov Flat, ТС — Timashevsky Flat, ЗКП — West Kuban Trough

Табл. 2. Структура запасов и ресурсов недр шельфа Каспийского моря (геологические/извлекаемые)
Table 2. Structure of the Caspian Sea reserves and resources (in-place/recoverable)

Тип УВ	Накопленная добыча	Запасы категорий		Ресурсы категорий				НСР
		$A + B + C_1$	$B_2 + C_2$	C_3	D_1	D_2	$C_3 + D$	
Нефть, млн т	2,204	629,7	583,9	321,0	1501,0	229,0	2051,0	3192,6
		222	144,7	129,0	450,0	69,0	648,0	1015,2
Растворенный газ, млрд м^3	0,161				74,0	5,0	79,0	185,2
		26,2	19,8		22,0	2,0	24,0	72,5
Свободный газ, млрд м^3	1,779	382,3	315,6	69,0	925,0	1087,0	2081,0	2849,0
Конденсат, млн т	0,064	39,5	35,9	6,0	31,0	290,0	327,0	384,8
		18,0	15,7	3,0	22,0	203,0	228,0	260,9
Итого	**4,208**	**1077,7**	**955,2**	**396,0**	**2531,0**	**1611,0**	**4538,0**	**6611,6**
		648,5	**495,8**	**201,0**	**1419,0**	**1361,0**	**2981,0**	**4197,6**

делах Западно-Ейского лицензионного участка. На Октябрьском месторождении газоносны отложения мэотиса и сармата. Основные запасы газа связаны с отложениями мэотиса — 87 %. На Западно-Бейсугском месторождении газоносны отложения майкопа и мэотиса. Основные запасы связаны с отложениями майкопа — 74 %.

На шельфе Азовского моря выделяются две перспективные зоны нефтегазонакопления: Октябрьская и Лиманная. Ожидаемые запасы по Октябрьской зоне нефтегазонакопления составляют 9,3 млн т усл. топлива, по Лиманной — 15,0 млн т усл. топлива. При необходимости ресурсный потенциал газодобычи Азовского центра может быть увеличен за счет многочисленных газоперспективных структур, в том числе находящихся на нелицензированных площадях в Таганрогском заливе, Азовского вала, Южно-Азовской ступени и Западно-Кубанского прогиба.

Таким образом, имеющиеся запасы и перспективные ресурсы газа, конденсата и нефти на шельфе морей России достаточны для поддержания необходимых уровней прироста запасов и добычи для энергообеспечения страны и экспортных потребностей в первой половине XXI в. Главнейшими газонефтеносными регионами, способными поддержать расширенное восполнение запасов и необходимые уровни газодобычи в России в XXI в., будут являться Южно-Карский и Баренцевский НГБ, совместный текущий потенциал газовых ресурсов которых составляет около 80 трлн м^3.

На Дальнем Востоке России главным районом газо- и нефтедобычи с возможностью продолжения расширенного восполнения запасов УВ остается Сахалинский шельф Охотского моря с последующим вовлечением в освоение ресурсов газа Японского, Берингова и восточно-арктических (Чукотского, Восточно-Сибирского) морей и моря Лаптевых.

В южных регионах России расширенное восполнение ресурсной базы газонефтедобычи в ближайшие десятилетия способны обеспечить шельфы Каспийского, Азовского и отдельные районы Черного морей.

Литература

1. *Ахметсафин С.К., Рыбальченко В.В., Хабибуллин Д.Я.* О ключевых задачах развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром» // IV Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» («WGRR-2017»): тез. докл., 8–10 ноября 2017, ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – С. 4–5.

2. *Люгай Д.В.* Научное обоснование и сопровождение развития минерально-сырьевой базы газодобычи России и ПАО «Газпром» // IV Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» («WGRR-2017»): тез. докл., 8–10 ноября 2017, ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – С. 6.

3. *Скоробогатов В.А., Сивков С.Н., Данилевский С.А.* Проблемы ресурсного обеспечения добычи природного газа в России до 2050 года // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М. : Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 70–78.

4. *Варламов А.И., Афанасенков А.П., Прищепа О.М. и др.* Газовое будущее России: Арктика // IV Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» «WGRR-2017»: тез. докл., 8–10 ноября 2017, ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – С. 9–10.

5. *Скоробогатов В.А.* Крупнейшие и уникальные газонефтеносные бассейны Земли и их роль в развитии мировой газовой промышленности // IV Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» («WGRR-2017»): тез. докл., 8–10 ноября 2017, ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – С. 21.

6. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А.* Перспективы создания технохаба – Норильский кластер // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности. Труды ИПНГ РАН . Серия «Конференции». Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной тридцатилетию ИПНГ РАН. – М., 2017. – С. 55–56.

7. *Еремин Н.А., Сарданашвили О.Н.* Инновационный потенциал «Умных» нефтегазовых технологий // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Труды ИПНГ РАН. Серия «Конференции». Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной тридцатилетию ИПНГ РАН. – М., 2017. – С. 61–62.

8. *Предложение* вице-премьера Д. Рогозина на заседании Госкомиссии по развитию Арктики – ИТАР-ТАСС, 14.06.2017 г.

9. *Астафьев Д.А., Каплунов В.Г., Шеин В.А., Черников А.Г.* Обоснование первоочередных для проведения поисково-разведочных работ зон нефтегазонакопления на шельфе морей Восточной Арктики // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. — М. : Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2013. — № 3 (14). — С. 70–78.

Уважаемые коллеги!

Искренне поздравляю коллектив Научно-исследовательского института природных газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ с 70-летием со дня основания головного научного центра ПАО «Газпром»!

Знаменательная дата неизбежно обращает наш взор на историю развития газовой промышленности страны. Благодаря масштабным геолого-поисковым и промысловым исследованиям деятельность по формированию и расширению сырьевой базы газовой отрасли получила научное обоснование.

К настоящему времени возможности Института хорошо известны в России и за рубежом. На протяжении 70 лет Газпром ВНИИГАЗ обеспечивает научное сопровождение крупнейших, часто не имеющих аналогов в мире проектов, реализация которых позволила сформировать газовую промышленность.

За прошедшие годы Институт накопил уникальный опыт в области транспорта и подземного хранения газа, переработки углеводородов, освоения морских месторождений, промышленной безопасности и метрологии. Полученные знания позволяют Институту комплексно решать различные по сложности научные и технико-технологические задачи.

Мне особенно приятно поздравить сотрудников Института, поскольку по личному опыту знаю, что преданное отношение к работе и степень личной ответственности за общий результат являются для всего коллектива нормой профессиональной культуры. С 1963 г. трудовая деятельность моего отца, Юрия Николаевича Васильева, была нацелена на совершенствование проектирования разработки крупнейших газовых месторождений страны и эффективного управления их разработкой. За это он, доктор технических наук, профессор, в 2014 г. был удостоен именной Благодарности Президента Российской Федерации В.В. Путина. Стены Института являлись для него вторым домом. Поэтому праздничную дату учреждения воспринимаю как настоящий семейный праздник.

В этот торжественный день примите мои искренние пожелания дальнейших успехов в разработке комплексных программ развития газовой отрасли страны и трудовых свершений, крепкого здоровья, счастья, благополучия!

Министр просвещения Российской Федерации *О.Ю. Васильева*

УДК 622.276 DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-87-92

Нетрадиционные ресурсы и запасы газа в России и ПАО «Газпром»

© 2018 г. | И.А. Зинченко[1], Б.И. Шарипов[1], А.А. Крутой[1], Е.В. Перлова[2], С.А. Леонов[2]

[1]ПАО «Газпром», Москва, Россия; i.zinchenko@adm.gazprom.ru; b.sharipov@adm.gazprom.ru; a.krutoy@adm.gazprom.ru;

[2]ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия; e_perlova@vniigaz.gazprom.ru; s_leonov@vniigaz.gazprom.ru;

Поступила 28.06.2018 г. Принята к печати 10.07.2018 г.

Ключевые слова: ***газ; нетрадиционные ресурсы; угольный метан; сланцевый газ; природные газогидраты.***

Расширение ресурсной базы месторождений, вступивших в стадию падающей добычи природного газа, и регионов с низким потенциалом традиционного газа может быть достигнуто за счет нетрадиционных газовых ресурсов. В статье рассмотрены перспективы восполнения минерально-сырьевой базы России и ПАО «Газпром» за счет нетрадиционных ресурсов газа — метана угольных пластов, сланцевого газа и газогидратов. Выделены перспективные объекты и рассмотрены предпосылки, обусловливающие их вовлечение в разработку. Учитывая значительные запасы традиционного газа, перспективы вовлечения в промышленную разработку того или иного вида нетрадиционных газовых скоплений в РФ будут определяться их конкурентоспособностью относительно традиционного газа и наличием потребительского спроса. Очередность вовлечения в разработку разных видов нетрадиционных ресурсов газа в России определяется в первую очередь рентабельностью их добычи. Одним из первоочередных по срокам вовлечения в разработку в России является метан угольных пластов, пилотные проекты добычи которого осуществляются в Кузбассе. Возможным объектом освоения ресурсов сланцевого газа может быть территория Южного центра газодобычи, где уже возникла проблема воспроизводства минерально-сырьевой базы и имеется устойчивый спрос на газ. Природные газогидраты — это стратегический энергетический ресурс России, освоение которого пока сдерживается отсутствием технологий его извлечения в промышленном масштабе.

Для цитирования: Зинченко И.А., Шарипов Б.И., Крутой А.А., Перлова Е.В., Леонов С.А. Нетрадиционные ресурсы и запасы газа в России и ПАО «Газпром» // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s. – С. 87–92. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-87-92.

Unconventional gas resources and reserves in Russia and Gazprom

© 2018. | I.A. Zinchenko[1], B.I. Sharipov[1], A.A. Krutoi[1], E.V. Perlova[2], S.A. Leonov[2]

[1]Gazprom, Moscow, Russia; i.zinchenko@adm.gazprom.ru; b.sharipov@adm.gazprom.ru; a.krutoy@adm.gazprom.ru;

[2]Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow oblast, Russia; e_perlova@vniigaz.gazprom.ru; s_leonov@vniigaz.gazprom.ru;

Received 28.06.2018 Accepted for publication 10.07.2018

Key words: ***gas; unconventional resources; coalbed methane; shale gas; natural gas hydrates.***

Enhancement of resource base of the fields reaching the stage of declining natural gas production, and of the regions with low conventional gas potential can be attained owing to the unconventional gas resources. The paper discusses the prospects of the Material Resources Base replacement in Russia and PJSC Gazprom owing to the unconventional gas resources, namely: coalbed methane, shale gas, and gas hydrates. The authors identify exploration targets and discuss pre-conditions contributing to drawing them into development. Taking into account the considerable resources of the traditional gas, the prospects of drawing one or another type of unconventional gas accumulations into commercial development will be determined in RF by their competitive capacity compared to traditional gas and consumer demand. In Russia, priority of drawing the different types of unconventional gas resources into development is primarily determined by cost effectiveness of their production. In terms of timing of drawing into development in Russia, coal bed methane is one of the first-priority resources; pilot projects on coal bed methane production are being implemented in Kuzbass. Territory of the Southern Gas Production Centre can be the possible object of shale gas developments; the problem of Material Resources Base replacement already exists in this region together with the persistent demand for gas. Natural gas hydrates are Russia's strategic energy resource; development of these resources is currently restrained by lack of technology to produce it on an industrial scale.

For citation: Zinchenko I.A., Sharipov B.I., Krutoi A.A., Perlova E.V., Leonov S.A. Unconventional gas resources and reserves in Russia and Gazprom. *Geologiya nefti I gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4s):87–92. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-87-92.

Актуальность изучения нетрадиционных газовых ресурсов обусловлена несколькими основными причинами. Нетрадиционные источники газа широко распространены в природе, а также имеется огромный ресурсный потенциал, существенно превышающий таковой для традиционного газа (рис. 1). Их конкурентоспособность в перспективе приблизится к традиционным газовым месторождениям вследствие истощения запасов и ухудшения структуры последних, поскольку в разработку будут вовлечены все более мелкие месторождения, удаленные от единой системы газоснабжения объекты и др.

Из нетрадиционных источников газа (газ находится преимущественно не в свободной (газообразной) форме, а в иных формах — сорбированной, водорастворенной) наибольшим потенциалом обладают сланцевый газ, метан угольных пластов и газогидраты.

Изучение нетрадиционных источников газа важно при планировании внешнеэкономической деятельности, поскольку это позволяет своевременно и адекватно реагировать на изменения мирового экспортно-импортного газового баланса. В настоящий момент в США более 50 % собственной добычи газа приходится на нетрадиционные источники и эта доля продолжает увеличиваться. Объемы добычи газа из нетрадиционных источников в мире в 2015 г. составили 598 млрд м^3, в том числе сланцевого газа — 397,7 млрд м^3, метана угольных пластов — 47,2 млрд м^3 [1, 2]. Влияние добычи нетрадиционного газа на мировой рынок газа постепенно растет. Многие страны, являющиеся традиционными рынками сбыта для российского газа (страны Западной Европы, Китай и др.), проявляют большую заинтересованность в использовании американского опыта для разработки собственных нетрадиционных газовых ресурсов.

ПАО «Газпром» в России располагает существенными запасами традиционных газовых ресурсов, промышленное освоение и эксплуатация которых обеспечивает долговременное эффективное развитие газовой отрасли. Однако в регионах с развитой инфраструктурой газодобычи многие базовые месторождения вступили в стадию падающей добычи (Надым-Пур-Тазовский регион и др.). При этом в регионах с невысокими запасами традиционных УВ, но с существующим рынком локального потребления освоение ресурсов нетрадиционных УВ может являться решающим фактором газоснабжения.

Угольный метан рассматривается в качестве важного компонента топливно-энергетической базы. Прогнозные ресурсы метана угольных месторождений России достигают 84 трлн м^3 (рис. 2, см. рис. 1). Основная их часть (около 96 %) сосредоточена в азиатской части РФ.

По геолого-промысловым характеристикам угольные бассейны России существенно различаются по перспективам освоения метана угольных пластов как самостоятельного ресурса. Главными критериями оценки перспективных бассейнов для самостоятельной добычи метана являются: наличие значительной ресурсной базы, благоприятные геологические предпосылки и наличие крупных потребителей газа вблизи предполагаемой добычи. К перспективным для добычи газа угленосным бассейнам отнесены Кузнецкий, Печорский, Южно-Якутский и Буреинский.

ПАО «Газпром» с 2008 г. уже реализует проект по добыче метана угольных пластов в Кемеровской области, в пределах Южно-Кузбасской группы угольных месторождений.

В результате геолого-разведочных работ были открыты Талдинское и Нарыкско-Осташкинское метаноугольные месторождения, на которых построены газовые промыслы и в текущее время осуществляется опытно-промышленная эксплуатация и проводится отработка инновационных технологий по добыче и использованию метана угольных пластов.

Основные сдерживающие факторы освоения ресурсов угольного метана — экономические и технологические. Они связаны с высокими удельными затратами на добычу по сравнению с традиционным газом, обусловленными дополнительными затратами на интенсификацию притока газа к забоям скважин при низких дебитах и снижением производительности скважин с первых лет эксплуатации. На фоне наличия рядом крупных запасов дешевого угля уровень газификации (а соответственно, и спроса на газ) в перспективных регионах остается низким. Решением проблемы может стать диверсификация использования газа (например, его переработка) в комплексе с получением преференций (в том числе налоговых), направленных на обеспечение рентабельного освоения нетрадиционных ресурсов газа.

В настоящее время **сланцевый газ** — один из перспективных видов энергетических ресурсов. Влияние этого нетрадиционного источника газа на структуру мирового газового рынка очевидно уже сейчас, несмотря на то, что себестоимость его добычи выше, чем при разработке большинства традиционных газовых месторождений. Ряд стран рассматривает сланцевый газ как альтернативу поставкам традиционного газа, в том числе из нашей страны.

В России на сегодняшний день отсутствуют опыт добычи и нормативно-методическая база, регламентирующая оценку перспективности, последовательность и этапность работ по подготовке к освоению ресурсов сланцевого газа. Для оценки их перспективности используются критерии, основывающиеся на зарубежном (преимущественно американском) опыте добычи сланцевого газа.

Рис. 1. Мировые (A) и российские (B) ресурсы нетрадиционного и трудноизвлекаемого газа [3–8]
Fig. 1. Global (A) and Russian (B) resources of unconventional and difficult-to-recover gas [3–8]

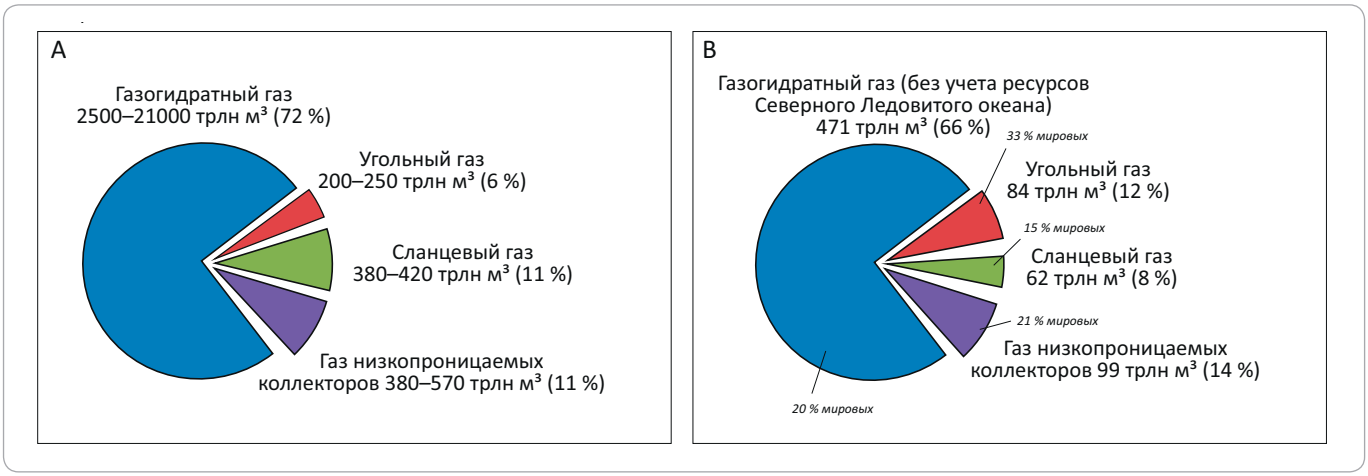


Рис. 2. Прогнозные ресурсы метана основных метаноугольных бассейнов и месторождений России
Fig. 2. Undiscovered methane resources of the major Russian coalbed methane basins and fields

Бассейн, месторождение	Западно-Сибирский	Тунгусский	Кузнецкий	Ленский	Таймырский	Печорский	Южно-Якутский	Буреинский	Камский	Зырянский	Апсатское	Улугхемский	Канско-Ачинский	Угловский	Прочие	Всего
Прогнозные ресурсы, трлн м³	33,0	20,0	12,8	7,0	4,0	1,9	0,6	0,1	0,1	0,1	0,04	0,04	0,005	0,001	0,4	83,9

1 — угольные бассейны; ***2*** — границы федеральных округов
1 — coal basins; *2* — borders of federal districts

Рис. 3. Прогнозные ресурсы сланцевого газа газосланцевых отложений в России (по [9] с дополнениями)
Fig. 3. Undiscovered shale gas resources of Russian shale gas formations (after [9], complemented)

Объект	Харотская свита	Доманиковая свита	Силурийские отложения	Егоршинская свита	Среднекаменноугольные отложения	Анакитская свита	Палеозойские отложения Сев. Кавказа	Хадумская свита	Баженовская свита	Малгинская, шунтарская, аянская свиты	Куонамская свита	Граптолитовые сланцы	Даехуриинская, уйминская, вивентекская, кулувинская свиты	Всего
Прогнозные ресурсы, трлн м^3	5,8	1,8	6,3	0,04	1,5	4,0	0,7	13,7	24,4	0,5	1,4	1,1	1,0	62,2

1 — области распространения газосланцевых отложений.
Остальные усл. обозначения см. на рис. 2
1 — areas of shale gas formations occurrence.
See also Legend in Fig. 2

Оценка перспектив газосланцевых толщ для добычи газа в России находится на стадии регионального этапа, хотя изученность некоторых объектов позволяет проектировать поисково-оценочные работы. В связи с этим оценка перспективности сланцевых толщ выполнялась по объектам-аналогам (разрабатываемые газосланцевые плеи США), сходным по геолого-промысловым характеристикам с оцениваемыми объектами в России.

Прогнозные ресурсы сланцевого газа в РФ не настолько велики, как в ряде стран (США, Китай и др.), но тем не менее значительны (более 62 трлн м^3) и широко распространены (рис. 3, см. рис. 1).

Для формирования промышленных залежей сланцевого газа перспективны глинисто-кремнистые сланцы (парасланцы) с содержанием органического вещества более 2 %, соответствующей термической зрелостью ОВ (R_o от 1,3–1,5 до 2,8 %) и пористостью не менее 5 %. При оценке перспективности освоения сланцевых толщ к приоритетным относились толщи, имеющие значительную мощность и устойчивое распространение.

Наиболее перспективными для освоения можно считать ресурсы нижнемайкопской подсерии Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции (НГП). Хорошие перспективы для освоения имеют баженовская свита в Западно-Сибирской НГП и харотская — в Тимано-Печорской НГП.

Для России освоение ресурсов сланцевого газа осложнено следующими факторами:

– слабой геолого-геофизической изученностью;

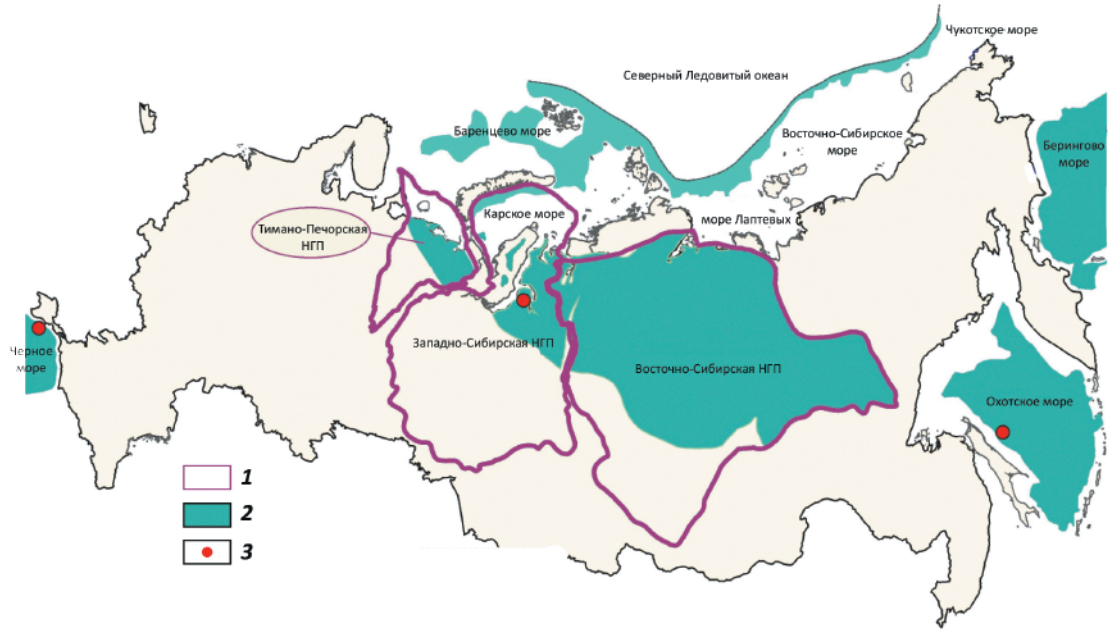
– отсутствием конкурентоспособных (в экономическом отношении) технологий;

– отсутствием необходимых экономических стимулов (налоговых преференций);

– низкой буровой обеспеченностью.

Скопления природных **газогидратов** обладают наиболее высоким ресурсным потенциалом по сравнению с другими видами нетрадиционных

Рис. 4. Прогнозные ресурсы газогидратов в зонах возможного гидратообразования в России
Fig. 4. Undiscovered gas hydrate resources in the zones of potential hydrate formation in Russia



Объект	Тимано-Печорская НГП	Западно-Сибирская НГП	Восточно-Сибирская НГП	Баренцево море	Карское море	Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское моря	Беринговo море	Охотское море	Черное море	Итого
Прогнозые ресурсы, трлн м³	13	30	282	5,5	9,5	2	64	17	49	472

1 — НГП; ***2*** — зоны возможного гидратообразования; ***3*** — граница Северного Ледовитого океана; ***4*** — первоочередные объекты освоения
1 — petroleum province; ***2*** — zones of potential hydrate formation; ***3*** — the Arctic Ocean boundary; ***4*** — priority development objects

источников газа, что обусловлено их широким распространением в природе — в областях развития многолетнемерзлых пород, под дном морей и океанов.

Территория России, внушительная часть которой находится в зоне вечной мерзлоты и обладающая гигантским по площади морским шельфом, характеризуется благоприятными условиями для формирования и сохранения значительных ресурсов газогидратов.

Суммарные ресурсы газогидратов в России (без учета потенциальных ресурсов континентального склона Северного Ледовитого океана) могут достигать около 472 трлн м³ (рис. 4, см. рис. 1), из которых 70 % связано с нефтегазоносными провинциями, расположенными в областях распространения многолетнемерзлых пород [7].

Анализ и оценка перспективности проведены для трех нефтегазоносных провинций на суше: Тимано-Печорской, Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской; в субаквальных условиях — для арктического и дальневосточного шельфов, шельфа Черного моря [10].

В континентальных условиях наиболее перспективные объекты расположены в пределах Западно-Сибирской НГП, на территориях месторождений с падающей добычей и развитой инфраструктурой. Первоочередными объектами геолого-разведочных работ являются ареалы месторождений севера Надым-Пур-Тазовского региона, где общие ресурсы газогидратов оцениваются в 30 трлн м³ (см. рис. 4).

Для постановки поисково-разведочных работ на субаквальные газогидраты наиболее перспективны шельф Черного моря (в частности, глубоководный прогиб Сорокина) и континентальная окраина северной части Сахалина (глубоководная впадина Дерюгина).

Основным сдерживающим фактором промышленного освоения ресурсов газогидратов в России (как и в мире) в настоящее время является высокая себестоимость добычи, которая значительно превышает аналогичный показатель добычи газа из традиционных газовых месторождений.

Выводы

Таким образом, с учетом геолого-экономических реалий, временная очередность вовлечения в разработку нетрадиционных ресурсов газа в России (как и в мире) определяется в первую очередь рентабельностью добычи того или иного газового ресурса.

Учитывая значительные запасы традиционного газа, перспективы вовлечения в промышленную разработку того или иного вида нетрадиционных газовых скоплений в РФ будут определяться их конкурентоспособностью относительно традиционного газа и наличием потребителя этого ресурса.

Следовательно, одним из первых по срокам вовлечения в разработку среди рассмотренных источников нетрадиционного газа для России является метан угольных пластов. Наиболее перспективным на сегодняшний день для организации широкомасштабной добычи метана является Кузнецкий бассейн.

Первоочередным объектом освоения ресурсов сланцевого газа является территория Южного центра газодобычи, где уже возникла проблема воспроизводства минерально-сырьевой базы и имеется устойчивый спрос на газ.

И наконец, природные газогидраты — это стратегический энергетический ресурс. Россия, благодаря геолого-климатической специфике, будет лидировать в добыче этого нетрадиционного газового ресурса в будущем. Однако начало промышленного освоения газогидратов как у нас, так и за рубежом пока сдерживается отсутствием кондиционных методов его извлечения. В перспективе, по мере развития наукоемких инновационных технологий, газогидраты могут составить конкуренцию традиционному газу.

Литература

1. *International* Energy Outlook 2016: With Projections to 2040. U.S. Energy Information Administration, 2016. P. 276.

2. *Annual* Energy Outlook 2016: With Projections to 2040. U.S. Energy Information Administration, 2016.

3. *Kuuskraa V.A.* Decade of Progress in Unconventional Gas Unconventional gas. *OJG Unconventional gas article.* 2007;(1):1–10.

4. *Johnson A.H.* Global resource potential of gas hydrate – a new calculation. *Hydrate Energy International. Natural Gas & Oil.* 2011;304:285–4541.

5. *EIA/ARI* World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. U.S. Energy Information Administration. 2013.

6. *Перлова Е.В.* Коммерчески значимые нетрадиционные источники газа – мировой опыт освоения и перспективы для России // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 11. – С. 14–19.

7. *Перлова Е.В., Леонов С.А., Хабибуллин Д.Я.* Приоритетные направления освоения газогидратных залежей России // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М. : ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2017. – № 3 (31). – С. 224–229.

8. *Дмитриевский А.Н., Высоцкий В.И.* Сланцевый газ – новый вектор развития мирового рынка углеводородного сырья // Газовая промышленность. – 2010. – № 8. – С. 44–47.

9. *Жарков А.М.* Оценка потенциала сланцевых углеводородов России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011. – № 3. – С. 16–21.

10. *Василев А., Димитров Л.* Оценка пространственного распространения и запасов газогидратов в Черном море // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43. – № 7. – С. 672–684

11. *Программа* освоения нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов газа. – С-Пб., ПАО «Газпром», 2017.

УДК 553.98(268.45) DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-93-106

Опыт подсчета запасов углеводородов уникальных месторождений России

© 2018 г. | Ю.И. Пятницкий[1], А.Н. Рыбьяков[1], Е.Е. Поляков[2], Е.А. Федорова[2], К.М. Семенова[2], В.В. Стрекозин[2], А.Ю. Комаров[3]

[1]ПАО «Газпром», Москва, Россия; i.piatnitskiy@adm.gazprom.ru; a.rybiakov@adm.gazprom.ru;

[2]ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия; e_polyakov@vniigaz.gazprom.ru; e_fedorova@vniigaz.gazprom.ru; k_semenova@vniigaz.gazprom.ru; v_strekozin@vniigaz.gazprom.ru;

[3]ООО «Газпром добыча Астрахань», Астрахань, Россия; adm@astrakhan-dobycha.gazprom.ru

Поступила 28.06.2018 г. Принята к печати 10.07.2018 г.

Ключевые слова: ***газ; уникальные месторождения; ресурсный потенциал; подсчет запасов.***

За последние годы сотрудниками Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» были выполнены работы по подсчету запасов углеводородов уникальных месторождений (Астраханское ГКМ, Чаяндинское НГКМ и др.), расположенных в различных регионах России. В рамках данных работ были предложены научные подходы для решения разноплановых задач по изучению геологического и структурно-тектонического строения месторождений, обоснованию подсчетных параметров запасов и содержания компонентов углеводородов, уровня и положения газожидкостных контактов. На основе выполненных исследований были построены цифровые трехмерные геологические модели изученных месторождений и пересчитаны запасы углеводородов. На базе уточненных представлений о геологическом строении и запасах Чаяндинского НГКМ, входящего в зону первоочередного освоения в районе действующего нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» и проектируемого газопровода «Сила Сибири», была запроектирована разработка месторождения. Выполненный пересчет и значимый объем прироста прироста промышленных запасов свободного газа, конденсата, серы и сопутствующих компонентов башкирских отложений левобережной части Астраханского ГКМ (превышение запасов, числящихся на Государственном балансе РФ, на 20 %), несомненно, актуальны для обеспечения развития минерально-сырьевой базы Астраханского газохимического комплекса на юге России.

Для цитирования: Пятницкий Ю.И., Рыбьяков А.Н., Поляков Е.Е., Федорова Е.А., Семенова К.М., Стрекозин В.В., Комаров А.Ю. Опыт подсчета запасов углеводородов уникальных месторождений России // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s. – С. 93–106.
DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-93-106.

Hydrocarbon reserves assessment practice in the unique Russian fields

© 2018 | Yu.I. Pyatnitskii[1], A.N. Ryb'yakov[1], E.E. Polyakov[2], E.A. Fedorova[2], K.M. Semenova[2], V.V. Strekozin[2], A.Yu. Komarov[3]

[1]Gazprom, Moscow, Russia; i.piatnitskiy@adm.gazprom.ru; a.rybiakov@adm.gazprom.ru;

[2]Gazprom VNIIGAZ, Moscow oblast, Russia; e_polyakov@vniigaz.gazprom.ru; e_fedorova@vniigaz.gazprom.ru; k_semenova@vniigaz.gazprom.ru; v_strekozin@vniigaz.gazprom.ru;

[3]Gazprom dobycha Astrakhan', Astrakhan', Russia; adm@astrakhan-dobycha.gazprom.ru

Received 28.06.2018 Accepted for publication 10.07.2018

Key words: ***gas; unique fields; resource potential; reserves assessment.***

In the past years, specialists of the Centre for Hydrocarbon Resources and Reserves (Gazprom VNIIGAZ) have completed hydrocarbon reserves assessment for the unique fields (Astrakhansky gas condensate field, Chayandinsky oil and gas condensate field, etc.) situated in different regions of Russia. Within the framework of this work, they suggested the scientific approaches to solve the diverse problems related to the studies of field geological and structural-and-tectonic architecture; substantiation of variables used to estimate reserves and hydrocarbon components content; level and position of gas-liquid interfaces. On the basis of the researches completed, 3D digital geological models of the studied fields were created, and hydrocarbon reserves were re-assessed. Proceeding from the updated knowledge of geological structure and reserves of the Chayandinsky oil and gas condensate field included in the zone of priority development within the Eastern Siberia - Pacific Ocean Oil Line and scheduled Power of Siberia Gas Main operation areas, the reservoir engineering was carried out. The completed re-assessment and significant amount of incremental commercial reserves of free gas, condensate, sulphur and associated components within the Bashkirian formations in the left-bank part of the Astrakhansky gas condensate field (exceedance of reserves booked on the RF State Reserves Register by 20 %), are certainly of current importance for raw materials base development to supply the Astrakhansky Gas Chemical Facility in the south of Russia.

For citation: Tolstikov A.V., Astaf'ev D.A., Shtein Ya.I., Kabalin M.Yu., Naumova L.A. Hydrocarbon reserves and resources, opportunities for Russian offshore subsoil studies and commercial development in 21 century. *Geologiya nefti I gaza = Oil and gas geology.* 2018;(4s):93–106.
DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-93-106.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено на территории Ленского и Мирнинского улусов (районов) в юго-западной части Республики Саха (Якутия) (рис. 1) и входит в зону первоочередного освоения в районе действующего нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий Океан» и проектируемого газопровода «Сила Сибири».

Месторождение открыто в 1980 г. В нефтегазоносном отношении месторождение расположено в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, в тектоническом отношении — в северо- восточной части Непско-Пеледуйского свода Непско-Ботуобинской антеклизы. Месторождение многопластовое, нефтегазоносны терригенные отложения венда, залежи — пластовые, тектонически и литологически экранированные, нефтегазоконденсатные.

Месторождение уникально по многим показателям: объему запасов углеводородов, геологическим условиям (аномально низкие пластовые давления, низкие пластовые температуры, разломная тектоника, расположение в криолитозоне, наличие галита в качестве цементирующего материала пород, высокая минерализация пластовых вод, большая площадь распространения нефтяных оторочек при небольшой толщине), составу пластового газа (содержание азота в пластовом газе 7–10 %об., гелия — 0,44–0,57 %об.).

Предыдущий подсчет запасов УВ месторождения, не считая оперативных, выполнен большим коллективом авторов (В.Д. Матвеев и др.) АО Национальная нефтегазовая компания «Саханефтегаз» и представлен в ГКЗ РФ в 2000 г. В рамках указанной работы было установлено, что открытые ранее (до 1988 г.) месторождения Озерное, Нижнехамакинское и Восточно-Талаканское являются частями единого крупного месторождения, названного впоследствии Чаяндинским.

Начиная с 2008 г., после получения лицензии, ПАО «Газпром» в пределах Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения выполнен большой объем геолого-геофизических работ: проведены сейсморазведочные работы 2D и 3D и пробурены новые разведочные скважины (50), в ходе которых получена новая геолого-геофизическая и промысловая информация о строении и газоносности Чаяндинского месторождения, послужившая основанием для пересчета запасов, выполненного ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2014–2015 гг.

Авторы статьи непосредственно в ходе работ при выполнении окончательного подсчета запасов УВ Чаяндинского НГКМ решали возникающие научные проблемы и успешно защитили построенную геологическую модель и результаты подсчета в ФБУ «ГКЗ» (2015).

Так, по результатам геолого-разведочных работ, в частности обработки и интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ-3D, выполненных на всей площади Чаяндинского лицензионного участка, существенно усложнилось **тектоническое строение месторождения** относительно принятого при подсчете запасов 2000 г. (рис. 2). В 2015 г. было обосновано преимущественно блоковое строение месторождения и выделено 19 тектонических блоков (при подсчете запасов 2000 г. — 4 блока): Северный (2 блока: Северо-Западный, Северный основной); Западный (2 блока: Западный-1, Западный-2); Южный-I (4 блока: Южный-I-1, Южный-I-2, Южный-I-3, Южный-I-4); Южный-II (4 блока: Южный-II-1, Южный-II-2, Южный-II-3, Южный-II-4); Саманчакитский (6 блоков: Саманчакитский-0, Саманчакитский-1, Саманчакитский-2-северный, Саманчакитский-2-южный, Саманчакитский-3, Саманчакитский-4); Восточно-Талаканский.

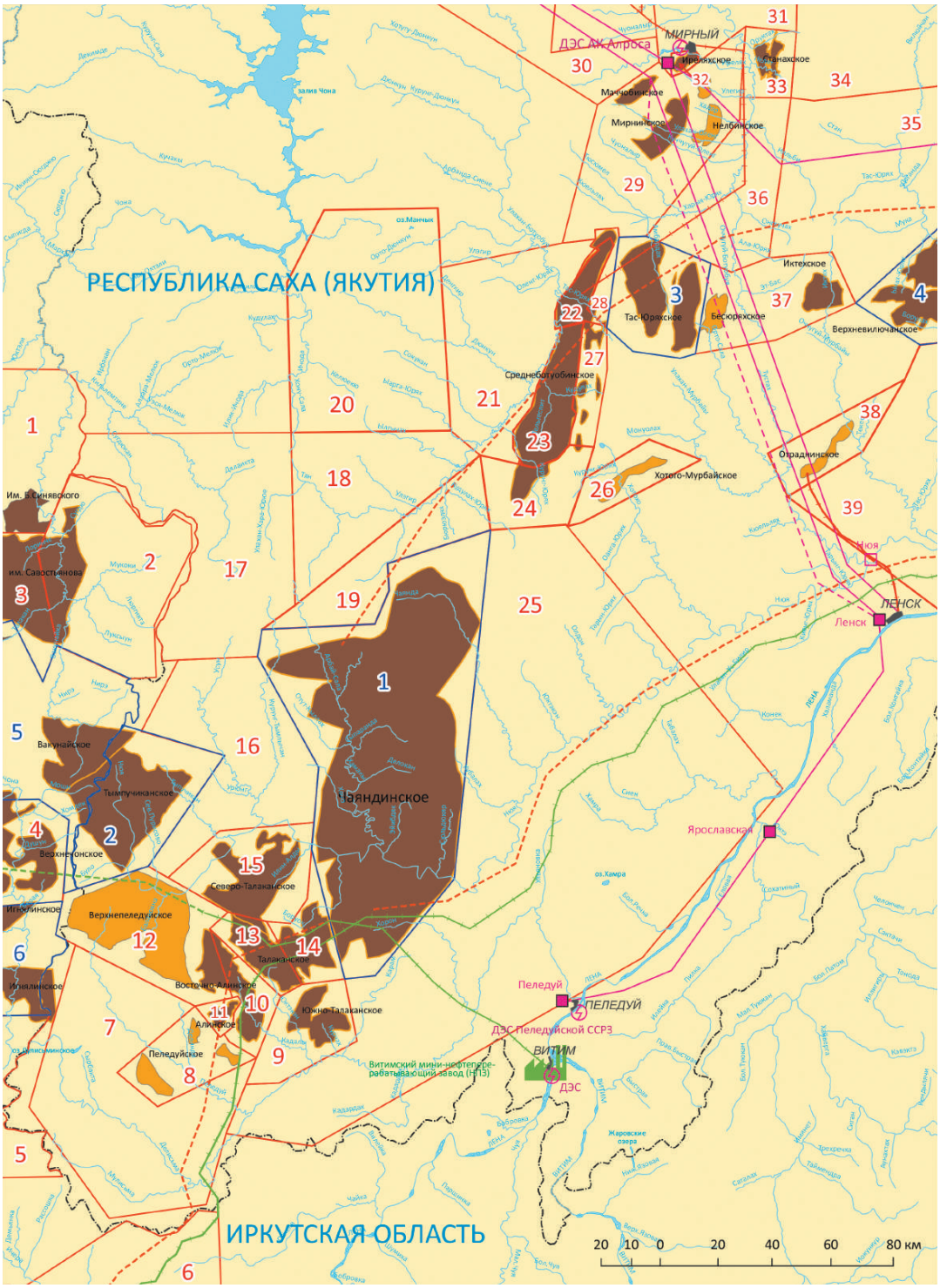
Существенным критерием, использованным при определении границ блоков и коррекции результатов сейсмической интерпретации при подсчете запасов 2015 г., являлся анализ положения газожидкостных контактов. Так, существенное изменение положения ГНК/ГВК однозначно свидетельствует о наличии гидродинамического барьера. В условиях Чаяндинского месторождения таковыми являются тектонические нарушения.

В настоящее время существенная раздробленность месторождения тектоническими нарушениями подтверждена и данными эксплуатационного бурения — впервые были выявлены дополнительные обособленные блоки со своими уровнями газожидкостных контактов.

Также впервые при выполнении подсчета запасов на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении (в 2013 г. — в пределах ботуобинского горизонта, в 2015 г. — для всех продуктивных горизонтов — хамакинского и талахского) **коэффициент пористости** ($K_п$) определялся по акустическому импедансу, тесно связанному с пористостью, определенной по керну. Это было установлено по результатам исследований керна в лабораториях Института и позволило повысить точность оценок пористости коллекторов по сравнению с методиками, применяемыми до этого (по данным нейтронного и электрического каротажа и т. п.). Данные электрического каротажа для определения пористости не использовались вследствие невозможности достаточно точного учета нефте- и газонасыщенности ближней зоны. По этой же причине и из-за недостаточной стандартизованности метода не применялись и данные нейтронного каротажа.

Комплексирование акустического (АК) и плотностного (ГГКП) методов основано на использовании зависимостей акустического импеданса (G), определяемого как произведение скорости распро-

Рис. 1. Обзорная карта района работ Чаяндинского НГКМ
Fig. 1. Location map of study area showing the Chayandinsky oil and gas condensate field



Лицензионные участки (***1***, ***2***): ***1*** — группы ПАО «Газпром», ***2*** — прочих компаний; ***3*** — административные границы; **месторождения углеводородов** (***4–6***): ***4*** — газовые и газоконденсатные, ***5*** — нефтяные, ***6*** — нефтегазовые и нефтегазоконденсатные; ***7*** — нефтеперерабатывающий завод; **нефтепроводы** (***8***, ***9***): ***8*** — действующие, ***9*** — строящиеся и проектируемые; **газопроводы** (***10***, ***11***): ***10*** — действующие, ***11*** — строящиеся и проектируемые; ***12*** — дизельные и газодизельные электростанции; **линии электропередач переменного тока** (***13***, ***14***): ***13*** — действующие, ***14*** — строящиеся и проектируемые; ***подстанции*** (***15***, ***16***): ***15*** — действующие, ***16*** — строящиеся и проектируемые

License areas (***1***, ***2***): ***1*** — PJSC Gazprom group, ***2*** — other companies; ***3*** — administrative borders; hydrocarbon fields (***4–6***): ***4*** — gas and gas condensate, ***5*** — oil, ***6*** — oil and gas, and oil and gas condensate; ***7*** — oil producing facility; **oil lines** (***8***, ***9***): ***8*** — active, ***9*** — under construction and scheduled; **gas lines** (***10***, ***11***): ***10*** — active, ***11*** — under construction and scheduled; ***12*** — diesel and gas-diesel power plants; **AC transmission lines** (***13***, ***14***): ***13*** — active, ***14*** — under construction and scheduled; **substations** (***15***, ***16***): ***15*** — active, ***16*** — under construction and scheduled

Лицензионные участки предприятий группы Газпром		
Порядковый номер	Название ЛУ	Компания-недропользователь
1	Чаяндинский	ПАО «Газпром»
2	Тымпучиканский	ООО «Газпромнефть-Ангара»
3	Участок недр федерального значения, включающий Тас-Юряхское месторождение	ПАО «Газпром»
4	Участок недр федерального значения, включающий Верхневилючанское месторождение	ПАО «Газпром»
5	Вакунайский	ООО «Газпромнефть-Ангара»
6	Игнялинский	ООО «Газпромнефть-Ангара»
Лицензионные участки прочих компаний		
1	Северо-Могдинский	АО «ИНК-Север»
2	Восточно-Сугдинский	ПАО НК «Роснефть»
3	Могдинский	То же
4	Верхнечонское месторождение	АО «Верхнечонскнефтегаз»
5	Верхнеичерский	ООО «Восток-Энерджи»
6	Рассохинский	ПАО «Сургутнефтегаз»
7	Пеледуйский	То же
8	Пеледуйское месторождение	"
9	Южно-Талаканское месторождение	"
10	Восточно-Алинское месторождение	"
11	Алинский	"
12	Верхнепелейдуйское месторождение	"
13	Талаканское, Центральный блок	"
14	Восточно-Талаканский	"
15	Северо-Талаканское месторождение	"
16	Кедровый	"
17	Гиллябкинский	"
18	Курунгский	ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»
19	Бюкский	ООО «Иркутская нефтяная компания» (ИНК)
20	Верхнеджункунский	То же
21	Джункунский	ПАО «Сургутнефтегаз»
22	Среднеботуобинское месторождение	АО «АЛРОСА-Газ»
23	Среднеботуобинское месторождение (Центральный блок)	ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»
24	Южно-Джункунский	ООО «Иркутская нефтяная компания» (ИНК)
25	Хоронохский	ПАО «Сургутнефтегаз»
26	Хотого-Мурбайский	АО «Сибирская нефтегазовая компания»
27	Восточные блоки Среднеботуобинского НГКМ	АО «Роснефтегаз»
28	Тектюйский	АО «АЛРОСА-Газ»
29	Мирнинский	ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания» (ЯТЭК)
30	Южно-Сюльдюкарский	ООО «Сюльдюкарнефтегаз»
31	Бахчинский	ПАО «Сургутнефтегаз»
32	Иреляхское месторождение	ЗАО «Иреляхнефть»
33	Станахский	ПАО «Сургутнефтегаз»
34	Багдынский	То же
35	Юряхский	"
36	Средневилючанский	"
37	Иктехский	ОАО «Ленанефтегаз»
38	Отраднинский	ООО «ГДК Ленск-Газ»
39	Бетинчинский	ООО «ГеоГлобАлл»

странения продольной волны по породе на объемную плотность этой породы, от пористости. Так, на основе вновь полученной информации по данным ГИС и исследованиям керна получены новые зависимости акустического импеданса от коэффициента пористости для ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов (рис. 3).

Зависимости $K_п$(G) для ботуобинского горизонта дифференцированы для газонасыщенных, нефте- и водонасыщенных пород, для хамакинского и талахского горизонтов приняты едиными из-за слабого влияния остаточной газонасыщенности в зоне проникновения на показания методов АК и ГГКП.

На Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении также впервые было изучено *влияние засолонения пород* при сопоставлении эффективной и динамической пористости с коэффициентами пористости и абсолютной проницаемости: граничные значения пористости для засолоненных образцов — низкие, для незасолоненных — более высокие; проницаемость засолоненных образцов сохраняет высокие значения при низкой эффективной и динамической пористости.

При сопоставлении коэффициентов пористости с относительной проницаемостью индикационные точки засолоненных образцов закономерно располагаются в области низкой пористости. При сопоставлении коэффициентов проницаемости с относительной проницаемостью индикационные точки засолоненных и незасолоненных образцов не дифференцируются.

Такое влияние засолонения на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород объясняется особенностями заполнения солью порового пространства: при засолонении тупиковых и боковых пор, где фильтрация пластового флюида не происходит либо замедляется, остаются свободными каналы активной фильтрации.

Таким образом, в результате анализа полученных результатов для практического применения для выделения коллекторов были рекомендованы граничные значения коэффициентов пористости и проницаемости, определенные по сопоставлениям с динамической пористостью:

– ботуобинский горизонт:

• незасолоненные породы: $K_{п.гр}$ = 0,039 доли ед., $K_{пр.гр}$ = 0,8 мД;

• засолоненные породы: $K_{п.гр}$ = 0,013 доли ед., $K_{пр.гр}$ = 0,8 мД;

• хамакинский горизонт:

• незасолоненные породы: $K_{п.гр}$ = 0,04 доли ед., $K_{пр.гр}$ = 0,5 мД;

• засолоненные породы: $K_{п.гр}$ = 0,02 доли ед., $K_{пр.гр}$ = 0,5 мД;

– талахский горизонт:

• незасолоненные породы: $K_{п.гр}$ = 0,065 доли ед., $K_{пр.гр}$ = 0,7 мД;

• засолоненные породы: $K_{п.гр}$ = 0,045 доли ед., $K_{пр.гр}$ = 0,7 мД.

На начальном этапе **моделирования** структурные поверхности, полученные на основе данных комплексной интерпретации сейсморазведок МОГТ-3D, 2D, бурения, были использованы для построения структурного каркаса, в пределах которого строилась 3D геологическая модель. Для этого, кроме структурных поверхностей по стратиграфическим границам, использовались стратиграфические разбивки в скважинах отражающих горизонтов, линии тектонических нарушений по данным сейсморазведки 3D и полигоны зон глинизации.

Для корректных гидродинамических расчетов при создании геологической модели поверхности контактов по результатам опробования и в соответствии с данными интерпретации ГИС приняты горизонтальными.

На следующем этапе построения геологической модели, по данным интерпретации сейсморазведки 3D, создана модель разрывных нарушений всех продуктивных горизонтов.

Для этого из срединных линий разломов созданы вертикальные fault sticks, составившие разломный каркас модели. Все тектонические нарушения приняты вертикальными и экранирующими. Откорректированы точки пересечения/соединения всех разломов, в результате чего было выделено 19 изолированных сегментов (тектонических блоков).

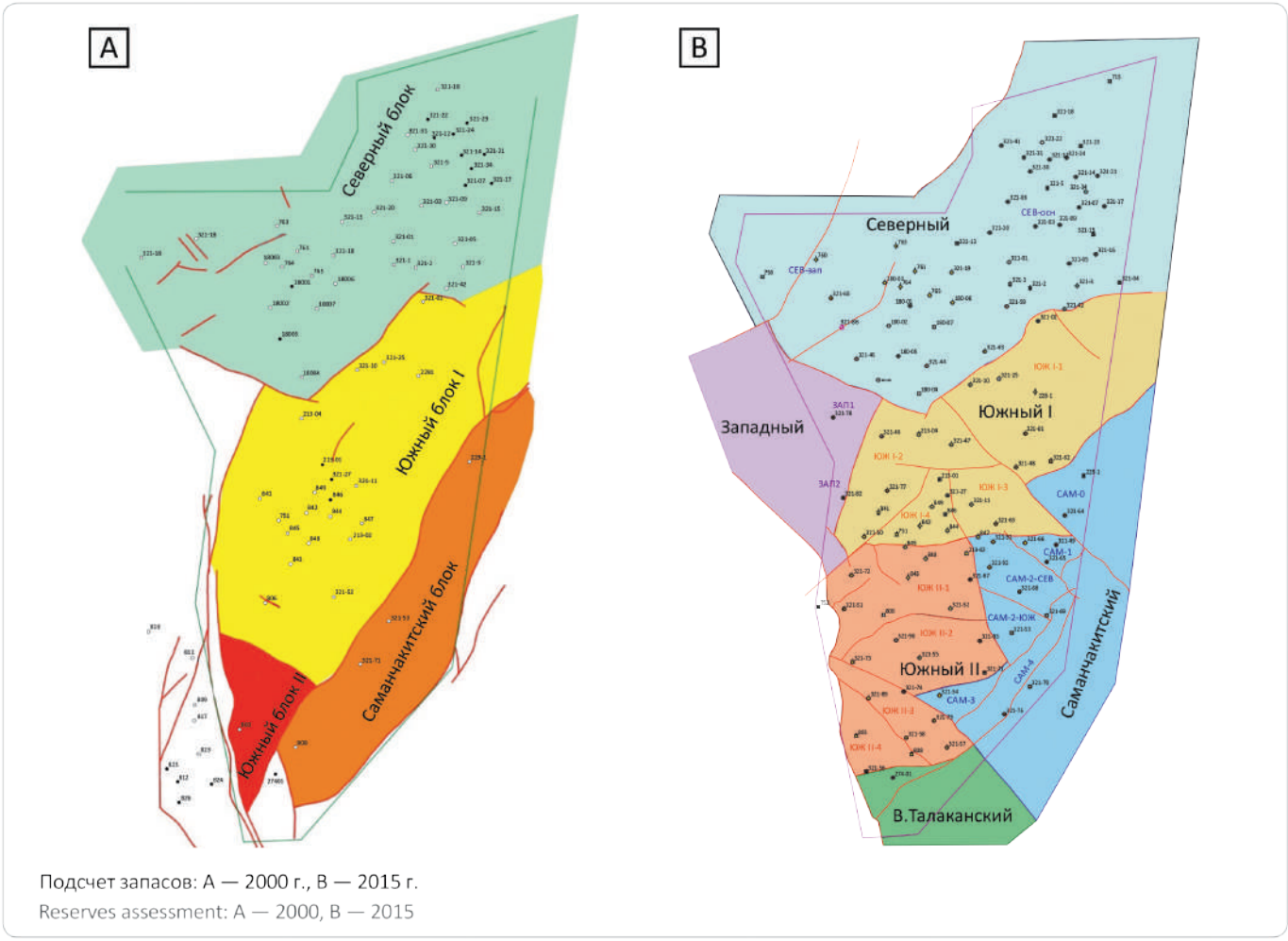
С учетом 3D-модели разломов все структурные поверхности продуктивных горизонтов откорректированы. Выполнен анализ амплитуды каждого разлома и заново проверена согласованность залегания поверхностей с оценкой корректности этих построений по скважинным данным.

Методом схождения построены поверхности кровли/подошвы коллектора, во всех блоках отмечены собственные контуры газожидкостных контактов (ГНК, ГВК и ВНК). Геологический разрез месторождения представлен на рис. 4.

На заключительном этапе построения 3D геологической модели проводился как подсчет эффективного, порового и нефте(газо)насыщенного объемов коллекторов, так и расчет средневзвешенных значений подсчетных параметров ($H_{эф}$, $K_п$, $K_н$, $K_г$).

По сравнению с суммарными утвержденными запасами, в целом по Чаяндинскому нефтегазоконденсатному месторождению в пределах лицензионного участка подсчитанные суммарные запасы сухого газа относительно запасов, стоящих на Госбалансе на 01.01.2015 г., изменились следующим образом:

Рис. 2. Изменение тектонического строения Чаяндинского НГКМ по результатам проведения геолого-разведочных работ 2008–2015 гг.
Fig. 2. Updating the tectonic structure of the Chayandinsky oil and gas condensate field on the results of exploration activities of the years 2008 to 2015



Подсчет запасов: А — 2000 г., В — 2015 г.
Reserves assessment: A — 2000, B — 2015

– **в категории C_1** — прирост запасов сухого газа на 10,5 %, конденсата — на 9,4 %;

– **в категории C_2** — уменьшение запасов сухого газа на 17 %, конденсата — на 20 %.

В абсолютных цифрах суммарные запасы газа выросли на 17 506 млн м^3, конденсата — практически не изменились. Подведем итоги по результатам выполненных исследований на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении.

1. Существенно уточнено тектоническое строение месторождения — обосновано выделение 19 изолированных тектонических блоков (ранее было выделено 4 основных блока).

2. К настоящему времени накоплен большой объем лабораторных исследований керна. Впервые при выполнении подсчета запасов на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении коэффициент пористости определялся по акустическому импедансу.

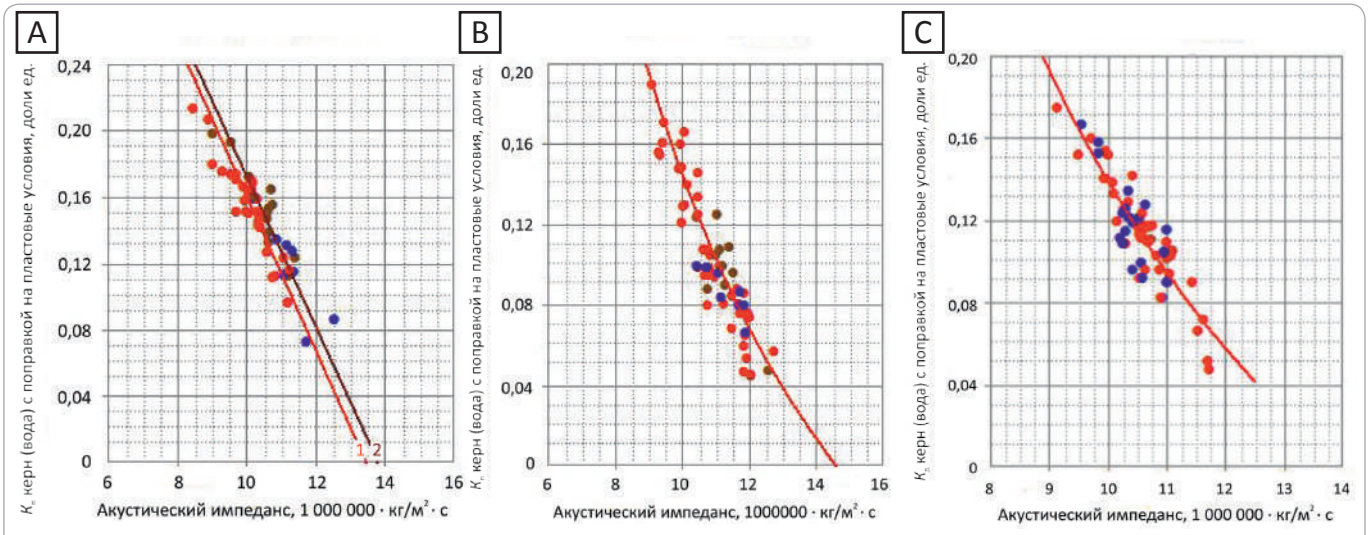
3. С учетом новых данных изучения керна и информации о степени засолоненности пород проведено районирование территории и уточнены граничные значения коэффициентов пористости и проницаемости продуктивных горизонтов месторождения.

Астраханское газоконденсатное месторождение расположено в 60 км к северу от Астрахани, на территории Наримановского, Красноярского, Харабалинского и Енотаевского районов области. В тектоническом отношении месторождение находится на территории юго-западной прибортовой зоны Прикаспийской впадины и приурочено к субширотно ориентированному Аксарайскому валу в центральной части Астраханского свода (рис. 5). В нефтегазоносном отношении месторождение расположено в пределах юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции и относится к подсолевому мегакомплексу осадочного чехла. Открытое в 1976 г. месторождение введено в опытно-промышленную эксплуатацию в 1986 г., а с 1994 г. находится в промышленной эксплуатации. Промышленно продуктивны карбонатные отложения башкирского яруса среднего карбона.

Природный газ Астраханского газоконденсатного месторождения является базовым сырьевым

Рис. 3. Зависимости определения коэффициента пористости по акустическому импедансу по данным керна (пластовые условия) и ГИС ботуобинского (A), хамакинского (B) и талахского (C) горизонтов Чаяндинского НГКМ

Fig. 3. Diagram for porosity factor determination using acoustic impedance obtained from core (reservoir conditions) and well logging data of the Botuobinsky (A), Khamakinsky (B), and Talakhsky (C) horizons (Chayandinsky oil and gas condensate field)



A: 1 — $К_п$ = 0,627–0,0466 × G; КТС = 0,56; $П_{от}$ = 0,11; N = 42 (газ);
2 — $К_п$ = 0,627–0,045 × G; КТС = 0,48; $П_{от}$ = 0,11; N = 23 (нефть, вода);
B: $К_п$ = 4,6/G – 0,315; КТС = 0,49; $П_{от}$ = 0,29; N = 85;
C: $К_п$ = 4,87/G – 0,348; КТС = 0,46; $П_{от}$ = 0,1; N = 75.
1 — газ; ***2*** — вода; ***3*** — нефть

A: 1 — PHI = 0.627–0.0466 × G; CRC = 0.56; $П_{ref}$ = 0,11; N = 42 (gas);
2 — PHI = 0.627–0.045 × G; CRC = 0.48; $П_{ref}$ = 0.11; N = 23 (oil, water);
B: PHI = 4.6/G – 0.315; CRC = 0.49; $П_{ref}$ = 0.29; N = 85;
C: PHI = 4,87/G – 0.348; CRC = 0.46; $П_{ref}$ = 0.1; N = 75.
1 — gas; ***2*** — water; ***3*** — oil

источником для одного из крупнейших в России Астраханского газохимического комплекса при производстве товарного и сжиженного газа, стабильного конденсата, бензина, серы, диоксида углерода, дизельного топлива, широкого круга фракций легких УВ и других продуктов. Мощности комплекса позволяют ежегодно добывать и перерабатывать до 12 млрд м³ газа и до 7,3 млн т жидких УВ.

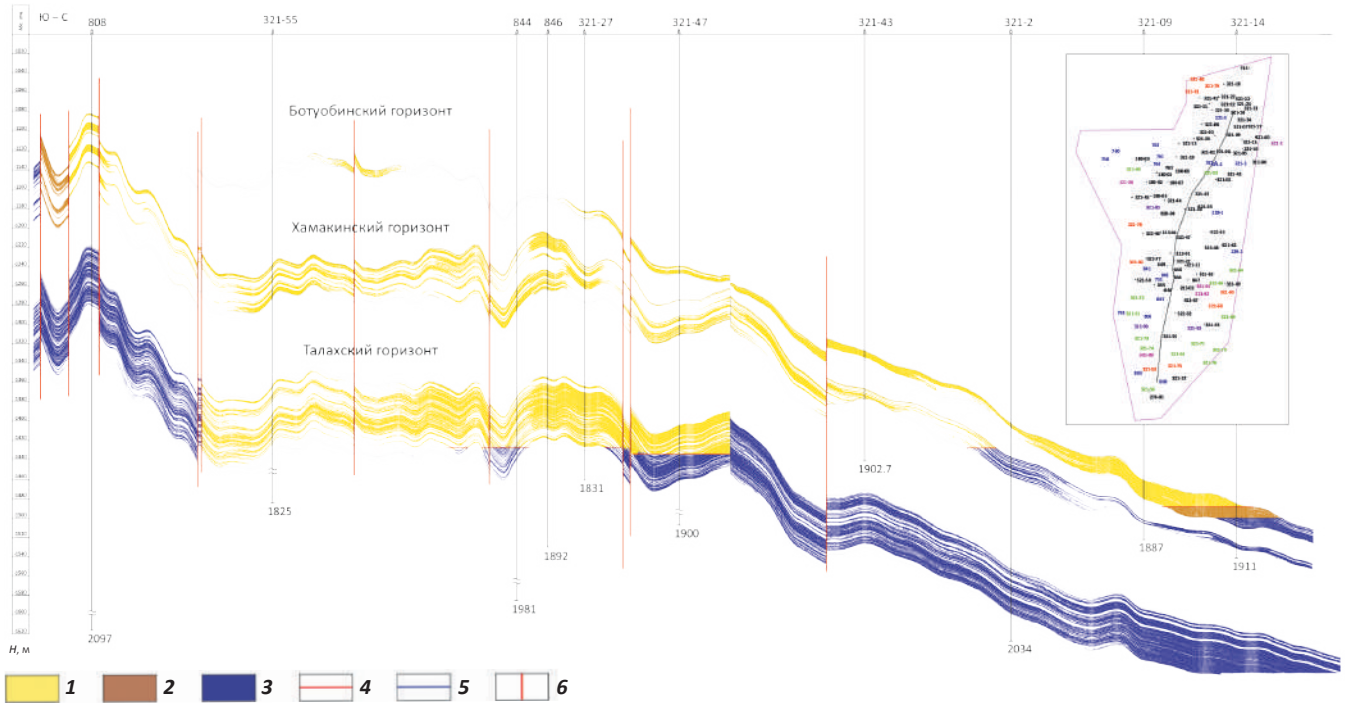
Месторождение уникально по запасам и некоторым его компонентам, геологическим условиям (аномально высокие пластовые давления и температура, большая глубина, проявление соляно-купольной тектоники, фациально неоднородный и низкопроницаемый карбонатный коллектор), составу пластового газа (содержание кислых компонентов около 40 %), наличию природоохранных объектов на его территории.

В числе основных особенностей строения резервуара Астраханского газоконденсатного месторождения следует отметить неравномерность распределения ФЕС по площади и разрезу, фациальную неоднородность и т. д. Даже в пределах разрабатываемого участка, несмотря на густую сеть скважин, до последнего времени сложное сочетание седиментационного и тектонического факторов не позволяло выявить четкие закономерности распределения эффективных коллекторов. Кроме того, вопросы закономерностей образования и сохранения пустотного пространства палеозойских карбонатных коллекторов Астраханского свода в целом и месторождения, расположенного в его сводовой части, остаются малоизученными.

Предыдущие подсчеты запасов УВ рассматриваемого месторождения-гиганта, не считая оперативных, проводились еще в советское время, последний был выполнен в 1987 г. большим коллективом авторов, в составе которого участвовали геологи-практики (Г.Н. Иванов, Г.М. Магомедов, Р.Ш. Алиев и др.), а также геологи-ученые Мингео СССР (Г.А. Габриэлянц, Я.Н. Басин, В.И. Петерсилье, Г.Х. Шерман, В.И. Пороскун, Е.Е. Поляков и др.). В 1988 г. результаты подсчета запасов были представлены в ГКЗ СССР геологическим объединением «Нижневолжскгеология».

В последние десятилетия на территории лицензионных участков ПАО «Газпром» и в пределах центральной и левобережной частей Астраханского свода выполнен дополнительный объем геолого-геофизических работ: проведены сейсморазведочные работы 2D и 3D (1993–2009) и пробурены новые

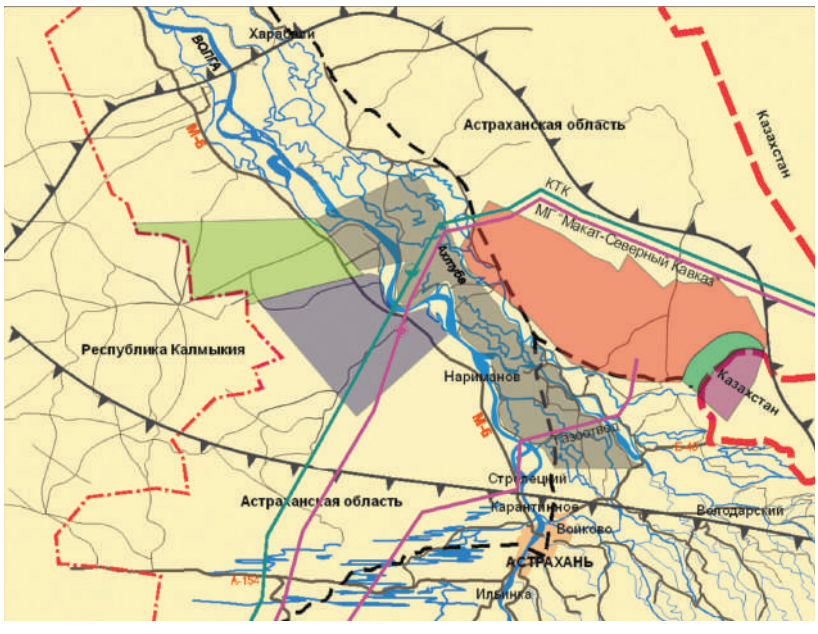
Рис. 4. Обзорная карта района работ Чаяндинского НГКМ
Fig. 4. Location map of study area showing the Chayandinsky oil and gas condensate field



Коллекторы (***1–3***): ***1*** — газонасыщенные, ***2*** — нефтенасыщенные, ***3*** — водонасыщенные; **уровень** (***4***, ***5***): ***4*** — ГВК (ГНК), ***5*** — ВНК; ***6*** — тектонические нарушения

Reservoirs (***1–3***): ***1*** — gas saturated, ***2*** — oil saturated, ***3*** — water saturated; **level** (***4***, ***5***): ***4*** — GWC (GOC), ***5*** — WOC; ***6*** — faults

Рис. 5. Обзорная схема района Астраханского свода
Fig. 5. Overview map of the Astrakhan Dome



Границы (***1***, ***2***): ***1*** — государственная РФ, ***2*** — Астраханского свода; ***3*** — железная дорога; ***4*** — автомобильная трасса; **промышленные объекты** (***5–8***): ***5*** — нефтепроводы, ***6*** — газопроводы, ***7*** — промежуточные НТС, ***8*** — ГКС; **лицензионные участки (компания-недропользователь)** (***9–14***): ***9*** — Западно-Астраханское ГКМ (Правобережный участок) (ПАО «Газпром»), ***10*** — правобережная часть Астраханского ГКМ (ОАО «Астраханская нефтегазовая компания»), ***11*** — Центрально-Астраханское (ООО «ЛУКОЙЛ-Приморьенефтегаз»), ***12*** — Астраханское ГКМ (ООО «Газпром добыча Астрахань»), ***13*** — Имашевское ГКМ, участок на территории РФ (нераспределенный фонд), ***14*** — Имашевское ГКМ, участок на территории Казахстана (НК «КазМунайгаз»)

Borders (***1–2***): ***1*** — RF state border, ***2*** — Astrakhan Dome; ***3*** — railroad; ***4*** — highway; **industrial facilities** (***5–8***): ***5*** — oil lines, ***6*** — gas pipelines, ***7*** — intermediate pumping / heating stations, ***8*** — head compressor stations; **license areas (subsoil user company)** (***9–14***): ***9*** — West Astrakhan gas condensate field (Pravoberezhny area) (PJSC Gazprom), ***10*** — right-bank part of the Astrakhansky gas condensate field (JSC Astrakhan Petroleum Company), ***11*** — Central Astrakhan (LLC LUKOIL Primorieneftegaz), ***12*** — Astrakhansky gas condensate field (LLC Gazprom Dobycha Astrakhan), ***13*** — Imashevsky gas condensate field, area in the RF territory (unallocated funds), ***14*** — Imashevsky gas condensate field, area in the Kazakhstan territory (NC KazMunayGas)

поисково-разведочные и эксплуатационные скважины, в ходе которых получена новая геолого-геофизическая и промысловая информация о строении и газоносности левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения, послужившая основанием для пересчета запасов, выполненного ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2012–2013 гг.

Авторы статьи непосредственно решали научные проблемы при выполнении генерального пересчета запасов левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения, являющегося де-факто самостоятельным месторождением, защищали геологическую модель месторождения и результаты подсчета в ФБУ «ГКЗ» (2014).

Как известно, для количественной и качественной оценок газонасыщенности коллектора к основным относятся данные электрического каротажа. Комплекс методов, позволяющий принципиально решить задачу **оценки удельного электрического сопротивления** (УЭС) продуктивных пластов, включает боковое каротажное зондирование (БКЗ), каротаж фокусированными зондами в модификациях БК-3 и БКС-2, индукционный каротаж (ИК). Поскольку изучаемые разрезы характеризуются высокой степенью дифференцированности по электрическому сопротивлению, а толщина электрически однородных пластов, как правило, не превышает 2–3 м, то применение БКЗ для данной цели практически невозможно. Учитывая ограничения ИК для оценки электрических сопротивлений, превышающих 30–40 Ом · м, возможность применения метода при массовой оценке сопротивления также исключается. Таким образом, единственным методом, практически пригодным для решения указанной задачи, является боковой каротаж в модификациях БК-3 и БКС-2я или более новые модификации БК-7, БК-9.

При предыдущем подсчете запасов была использована методика определения УЭС пластов в скважинах с проведенными замерами БКС-2. Основной недостаток методики заключался в достаточно большой условности ввода поправок в показания БК-3 (когда данные БКС-2 отсутствовали) за время, прошедшее между каротажем и вскрытием пласта скважиной, которое существенно изменяет УЭС фактически без наличия информации о реальной скорости формирования зоны проникновения.

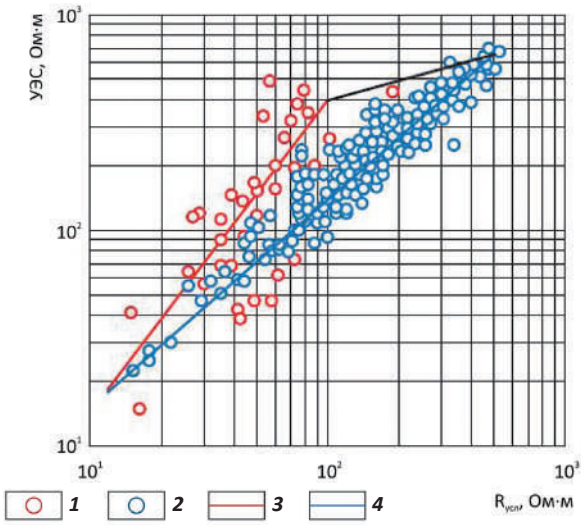
Поэтому для определения УЭС было предложено использовать методику, хорошо апробированную на месторождениях Западной Сибири, основанную на получении корреляционных связей УЭС по БКЗ и условного сопротивления по ИК. В качестве БКЗ использовалось УЭС пластов, определенное по данным двухзондового БКС-2 (по скважинам, пробуренным до 2000 г.) и двухзондового БК-7, БК-9 (по скважинам, пробуренным после 2000 г.). Эти значения сопоставлялись с условным сопротивлением, определенным по данным однозондового бокового каротажа (БК), проведенного в тех же скважинах одновременно с двухзондовыми модификациями. Из-за изменения технологии и скорости бурения эксплуатационных скважин после 2000 г. (колонну стали спускать только до кровли башкирских отложений), состава буровых растворов, размеры зон проникновения уменьшились. Поэтому была проведена градация зависимостей УЭС, определенного по данным двухзондового бокового каротажа БКС-2 (в скважинах до 2000 г.) и по данным двухзондового бокового каротажа БК-7, БК-9 (в скважинах после 2000 г.), от условного сопротивления, определенного по данным однозондового бокового каротажа БК. В итоге получен алгоритм определения УЭС по всем пробуренным скважинам в зависимости от даты их бурения (до или после 2000 г.). Этот алгоритм отражен на рис. 6, из которого следует, что влияние зоны проникновения в скважинах, пробуренных после 2000 г., значительно меньше, что вполне закономерно и подтверждает достоверность полученных уравнений.

Характерной особенностью структурного положения резервуара основной залежи левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения является резкое и неравномерное колебание **положения поверхности газоводяного контакта**, которое в соответствии с критериями ГКЗ условно отбивается на отметках, ниже которых газонасыщенность оценивается значением менее 50 %.

Известно, что уровень раздела двух фаз, в частности газа и воды, определяемый геологами как условный контакт, обосновывается по прямым и косвенным признакам, получаемым в результате проведения ГИС, гидродинамических исследований и испытаний скважин. Этот подход хорошо работает в интервалах предельного насыщения коллекторов, особенно в тех, которые обладают хорошими ФЕС. К таким коллекторам обычно относят высокопористые и проницаемые терригенные или карбонатные породы. В башкирской продуктивной толще известняков таких коллекторов практически нет, другие же характеризуются низкими значениями пористости (6–12 %) и проницаемости (0,05–2 мкм^2). Кроме того, был выделен класс плохих коллекторов с пористостью от 3 до 6 % и проницаемостью до 0,05 мкм^2, отбракованных для подсчета запасов в ГКЗ, но важных с учетом их трещиноватости и роли в дренировании жидкости в процессе разработки с точки зрения объяснения и прогноза обводнения продукции отдельных скважин и зон месторождения. Как известно, при таких условиях переход вверх по разрезу от водонасыщенной части к предельно газонасыщенной продуктивной части происходит постепенно, образуя так называемую переходную зону. Газо/нефтенасыщенность в ней определяется соотношением капиллярных и гравитационных сил

Рис. 6. Зависимость УЭС от условного сопротивления, определенного по данным БК-3 (Астраханское ГКМ)

Fig. 6. Resistivity as a function of conventional resistivity determined from LL-3 data (Astrakhansky gas condensate field)

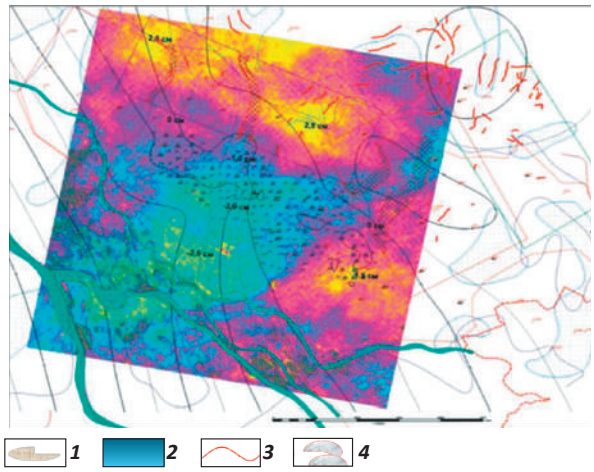


Данные каротажа для скважин, пробуренных (***1***, ***2***): ***1*** — до 2000 г., ***2*** — после 2000 г.; **аппроксимация** (***3***, ***4***): ***3*** — $R_{усл}$ < 100 Ом · м, УЭС = 0,497 · $R_{усл}^{1,455}$; ***4*** — $R_{усл}$ < 650 Ом · м, УЭС = 1,6328 · $R_{усл}^{0,9661}$

Logging data for the wells drilled (***1***, ***2***): ***1*** — before 2000, ***2*** — after 2000; **approximation** (***3***, ***4***): ***3*** — R_{cond} < 100 Ohm · m, R = 0.497 · $R_{cond}^{1.455}$; ***4*** — R_{cond}< 650 Ohm · m, *R* = 1.6328 · $R_{cond}^{0.9661}$

Рис. 7. Карта ГВК по данным ГИС, тектонические нарушения и результаты интерпретации радарных съемок 2003–2008 гг. (Астраханское ГКМ)

Fig. 7. GWC map based on well logging data, faults, and the results of radar surveys in the years 2003–2008 (Astrakhansky gas condensate field)

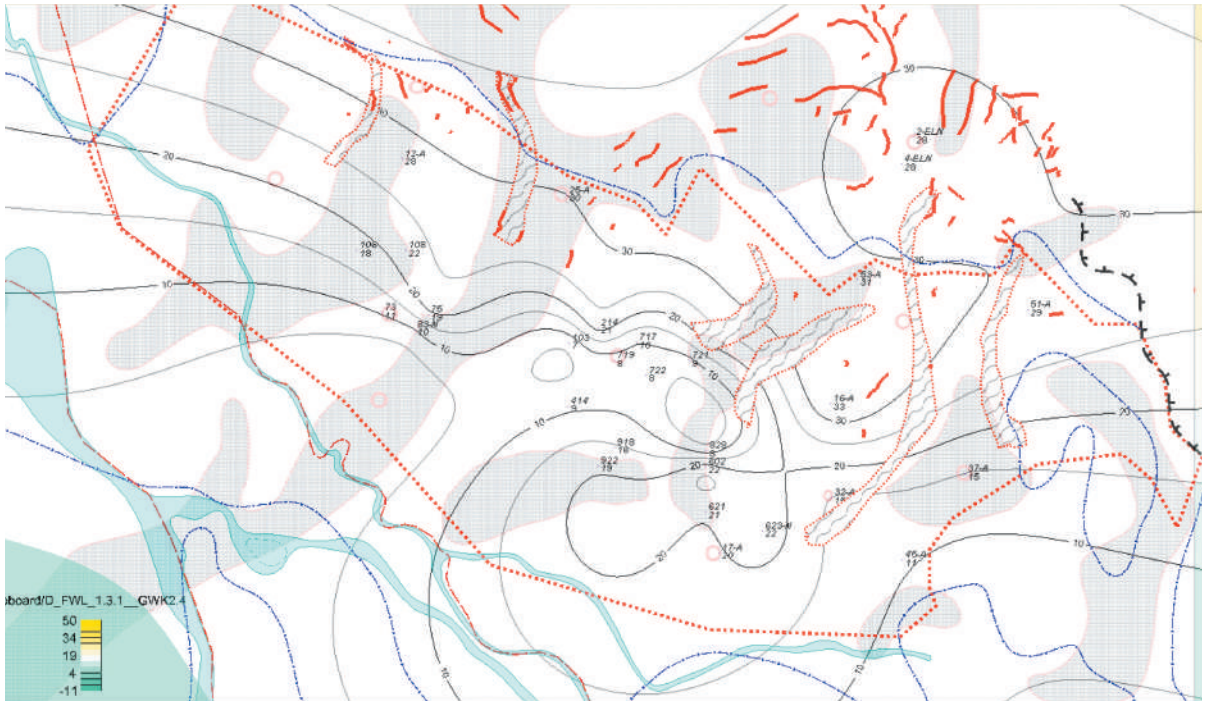


1 — соляные гряды толщиной 1000 м по данным АГЭ; ***2*** — прогибающиеся участки по данным радарных съемок; **нарушения по интерпретации 3D-сейсморазведки** (***3***, ***4***): ***3*** — АГЭ, ***4*** — ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

1 — 1000 m thick salt ridges, according to AGE data; ***2*** — downwarping areas, on the results of radar surveys; **faults according to 3D seismic data interpretation** (***3***, ***4***): ***3*** — AGE, ***4*** — Gazprom VNIIGAZ

Рис. 8. Карта превышения ГВК над поверхностью свободной воды по данным ГИС, соляные гряды и нарушения по объединенному кубу 3D (Астраханское ГКМ)

Fig. 8. Map of GWC rise above the free water level according to well logging data, salt ridges, and faults from the consolidated 3D cube (Astrakhansky gas condensate field)



Усл. обозначения см. на рис. 7

See Legend in Fig. 7

для контактируемых фаз над уровнем «свободной воды». При этом чем выше пласт-коллектор в такой зоне над этим уровнем, тем выше насыщенность коллекторов более легким фазовым компонентом и тем меньше в нем содержание воды. В таких случаях определение положения уровня свободной воды становится одной из первоочередных задач, которые необходимо решать перед обоснованием контактов, в том числе и ГВК.

В ходе выполнения последних исследований данные интерпретации и переинтерпретации материалов ГИС в левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения позволили уточнить сложную морфологию поверхности ГВК (рис. 7), а также установить ее взаимосвязь по площади с «зеркалом свободной воды» (*англ.* free water level, FWL) (рис. 8) по результатам анализа данных электрического каротажа («электрической модели»). При этом отрицательное влияние глубокого проникновения фильтрата бурового раствора в скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения на данные БК усугублялось различным характером проникновения. Поскольку минерализация раствора при разбуривании продуктивного интервала существенно зависит от толщины соляных отложений, пересеченных скважиной, УЭС фильтрата меняется в широких пределах — от 0,075 до 0,02 Ом · м при минерализации пластовых вод 0,03 Ом · м. По этой причине в приконтактной зоне возможны как «понижающее проникновение», в том числе в водоносную часть разреза, так и «повышающее проникновение» в переходной зоне под ГВК и в водоносную часть разреза. Поэтому при наличии глубокой зоны проникновения, интерпретация «электрической модели», построенной по данным БК и акустического каротажа, в зоне ГВК затруднительна. В этих условиях одним из основных признаков, использованных для установления положения ГВК, являлась оценка степени изменения коэффициента газонасыщенности с глубиной. Такая оценка выполнена по данным восстановленного УЭС в однородных пластах толщиной не менее 2 м, пористостью более 6 % и газонасыщенностью в районе ГВК в диапазоне 50±3 % (критическое значение коэффициента увеличения сопротивления — параметра насыщения равно 2,7±0,2). Значение УЭС до отметки предполагаемого ГВК от «зеркала воды» по методике учета зоны проникновения не исправлялось.

Карта поверхности ГВК, построенная по фактическим данным ГИС и опробования, не противоречащих имеющейся информации о пластовых давлениях в газовой и водоносных частях залежи, в общем плане подтверждает ранее выявленную тенденцию снижения отметок в юго-западном направлении, на фоне которой выделяются локальные зоны повышенных и пониженных их значений.

Таким образом, полученная поверхность ГВК, имеющая падение в сторону рек Волга и Ахтуба, контролируемая, по-видимому, древними тектоническими нарушениями и современными тектоническим движениями блоков земной коры и фундамента, обоснована по данным электрических моделей по всем информативным в районе ГВК пробуренным скважинам и по результатам опробования в разведочных скважинах. Данные опробования скважин и электрических моделей по ГИС не противоречат друг другу, а подтверждаются данными пластовых давлений в газовой и водоносных частях залежи. Это позволило предложить построенную поверхность ГВК к включению в проект геологической модели для пересчета запасов газа Астраханского газоконденсатного месторождения.

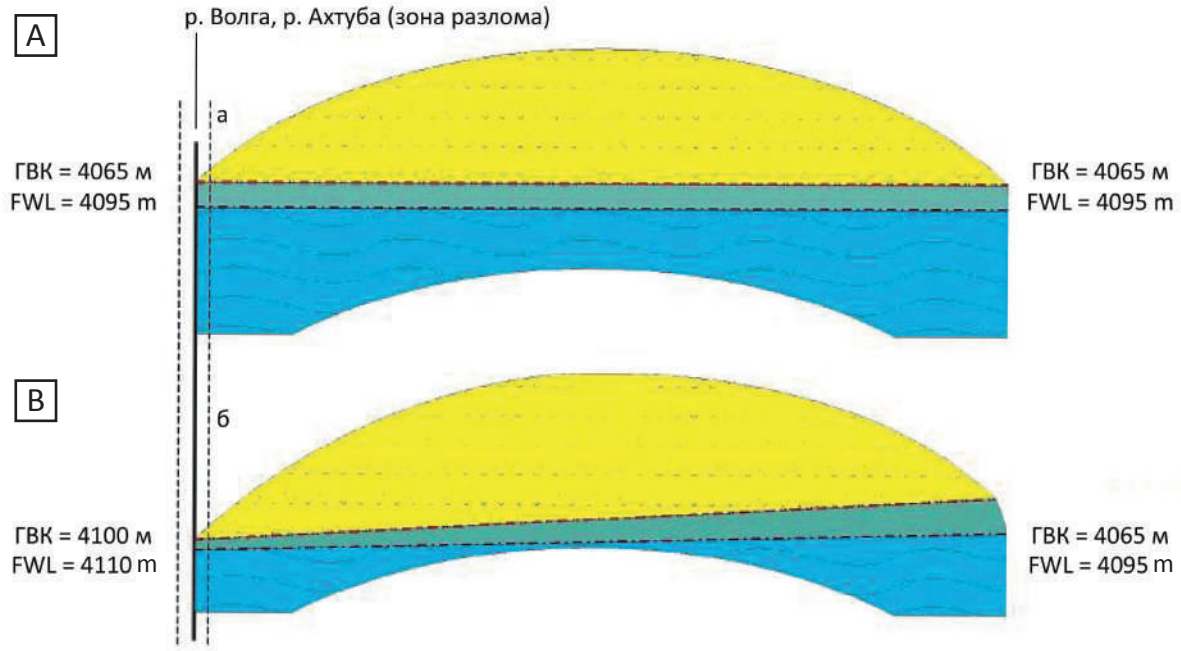
Несмотря на то, что авторы предыдущих подсчетов запасов приняли в качестве основы наклонный ГВК, следует признать, что объяснение процесса образования наклона ГВК недостаточно обосновано. Так, авторы исходили из своих оценок разницы значений пластовых давлений по двум скважинам (скважины 72-А и 16-А) и приведенных к плоскости −4100 м (методика Силина-Бекчурина), а также величины гидравлического наклона (через оценку интенсивности потока по методике А.Б. Гуревича). В то же время рассчитанная скорость подземных элизионных вод башкирско-серпуховского водоносного комплекса по их данным составила менее 0,001 м/год, ее можно считать ничтожной, а саму систему — равновесной. Поэтому наклон ГВК и FWL не может быть объяснен перепадом энергии водоносного комплекса, тем более что система башкирского резервуара изолированная (необходимое условие сохранения АВПД, коэффициент аномальности на Астраханском газоконденсатном месторождении превышает 1,5).

Авторами статьи были сделаны следующие предположения.

К концу триаса (210 млн лет) произошло опускание центральной и юго-западной частей левобережной части башкирских отложений Астраханского свода и месторождения, в котором изначально уровни ГВК и FWL были субгоризонтальны. Максимальное прогибание отложений (и опускание залежи) могло произойти по региональному разлому, картируемому по рекам Волга и Ахтуба. В результате вместе с наклоном залежи произошел и наклон ГВК и FWL. Схема формирования наклона приведена на рис. 9. Новейшие активные тектонические движения на стыке крупных и разнородных тектонических блоков земной коры — древней Восточно-Европейской платформы и эпипалеозойской Скифской плиты — являются косвенным подтверждением таких подвижек (в рассматриваемом районе это Астраханский свод и кряж Карпинского соответственно). Указанные тектонические движения подтвержда-

Рис. 9. Схема прогибания юго-западной левобережной части Астраханского ГКМ по древнему разлому (реки Волга, Ахтуба) и формирования наклонного ГВК и FWL в послебашкирское время (конец триаса)

Fig. 9. Scheme of south-western left-bank part of the Astrakhansky gas condensate field downwarping along the ancient fault (Volga, Akhtuba rivers) and formation of the slanted GWC and FWL in the post-Bashkirian time (late Triassic)

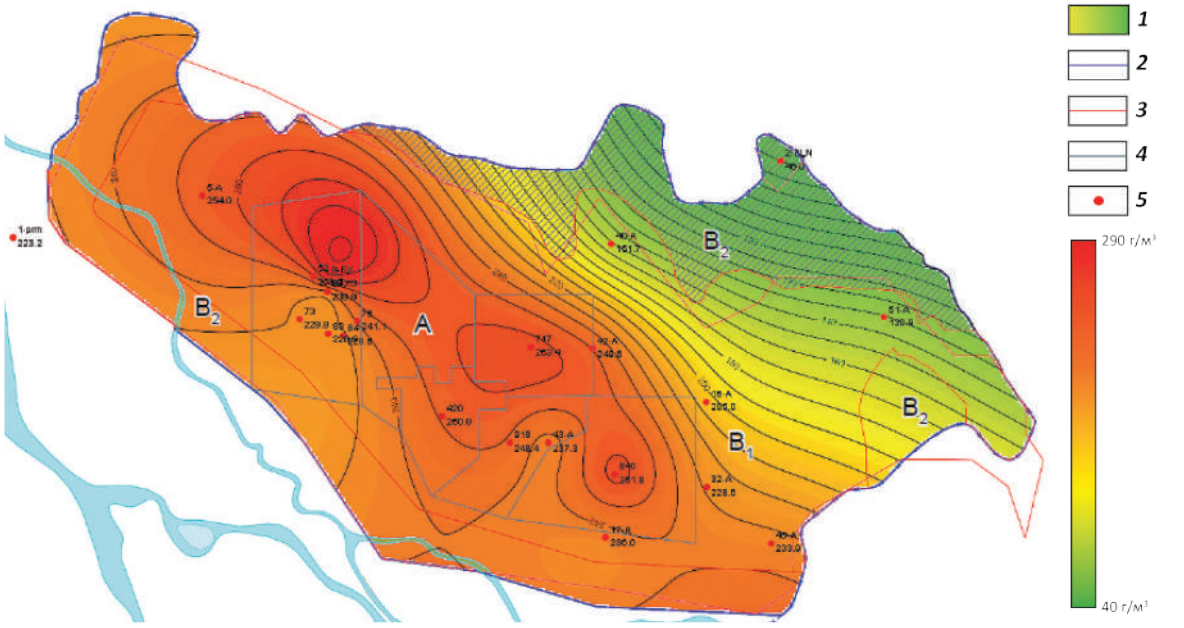


А — первоначальное положение залежи; В — опускание залежи в конце триаса

A — initial position of the deposit; B — the deposit subsidence in late Triassic

Рис. 10. Распределение потенциального содержания С5+в в пластовом газе по площади левобережной части Астраханского ГКМ (по результатам исследований поисково-разведочных и эксплуатационных скважин)

Fig. 10. Distribution of potential C5+в content in formation gas over the area of the left-bank part of the Astrakhansky gas condensate field (on the data from exploratory and development wells)



А, B_1, B_2 — категории запасов газа.
1 — северный участок; ***2*** — внешний контур ГВК, подсчет запасов 1988 г.; **границы** (***3***, ***4***): ***3*** — лицензионных участков, ***4*** — участков подготовки газа (УПГ); ***5*** — скважины

A, B_1, B_2 — categories of gas reserves.
1 — northern area; ***2*** — outer outline of GWC, reserves assessment of 1988; **borders** (***3***, ***4***): ***3*** — license areas, ***4*** — gas processing areas; ***5*** — wells

ются радарными космическими исследованиями вертикальных колебаний поверхности Земли, которые указывают на наличие современного опускания центральной и юго-западной частей Астраханского газоконденсатного месторождения, в то время как северная и юго- восточная части приподнимаются (см. рис. 7).

Причиной не восстановления горизонтального положения уровней ГВК и FWL является совокупность следующих факторов:

– низкие значения ФЕС коллекторов башкирского резервуара, тем более ниже ниже залегающих карбонатных отложений;

– влияние сил Жамена на восстановление уровней ГВК и FWL;

– скорости современных нисходящих тектонических движений в зоне поймы рек Волга и Ахтуба значительные и, согласно исследованиям В.И. Дюнина, могут превышать скорости релаксации пластовых давлений и, как следствие, замедлять скорость выравнивания поверхности ГВК и «зеркала воды».

Как было отмечено, пластовый флюид башкирской залежи левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения находится в однофазном (газообразном) состоянии и характеризуется весьма сложным составом. Однако установлена значительная изменчивость компонентного состава пластовой смеси по площади месторождения, что затрудняет определение величины среднего состава пластовой смеси, необходимой для подсчета запасов объемным методом и проектирования разработки. Наблюдается закономерное его изменение от центральной части месторождения к северо-северо-восточной периферии[1]. Что значительная изменчивость начального состава пластовой газоконденсатной (нефтегазоконденсатной) смеси по площади и разрезу характерна для всех крупных подсолевых месторождений Прикаспийской впадины[1].

Достоверность определения состава пластовой смеси, особенно **потенциального содержания конденсата** ($C_{5+в.}$), в значительной степени зависит от корректности исследования ее фазового состояния. Основными задачами таких исследований являются определение конденсатогазового фактора, составов и свойств газовой и жидкой фаз, расчет по этим данным состава пластового газа.

За 1987–1998 гг., в соответствии с действующими инструкциями, различными организациями было проведено более 200 определений по пробам газа сепарации и нестабильного конденсата, состава пластового газа, потенциального содержания тяжелых углеводородов, доли газа дегазации и сухого газа в пластовом газе, плотности дегазированного конденсата.

Анализ результатов этих исследований показал, что среднее текущее значение потенциального содержания $C_{5+в.}$ за весь период разработки Астраханского газоконденсатного месторождения и за последние 12 лет практически не меняется, что может свидетельствовать о близости текущего значения содержания конденсата начальному значению.

Однако на данный момент расположение скважин таково, что наиболее интенсивно дренируются зоны (центральная разбуренная часть) с повышенным содержанием $C_{5+в.}$, исходя из чего можно считать возможным увеличение потенциального содержания $C_{5+в.}$ в газе (вплоть до 232 г/м^3) для запасов высших промышленных категорий. Со временем, при вовлечении в разработку окраинных частей залежи с меньшим содержанием $C_{5+в.}$ в пластовом газе (ниже 200, до 130 г/м^3), содержание $C_{5+в.}$ может уменьшиться.

Для учета таких изменений по площади в соответствии с картой распределения потенциального содержания $C_{5+в.}$ на пластовый газ (рис. 10) левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения авторами было предложено условно разделить на четыре зоны: 1 — центральную разбуренную зону в пределах категорий запасов газа $A + B_1$; 2 — периферийную юго-юго-западную и западную зоны категории запасов B_2; 3 — северо-северо-восточную периферийную зону уменьшения значений потенциального содержания $C_{5+в.}$ (категория запасов B_2); 4 — зону низких значений (Еленовская площадь) (категория запасов B_2).

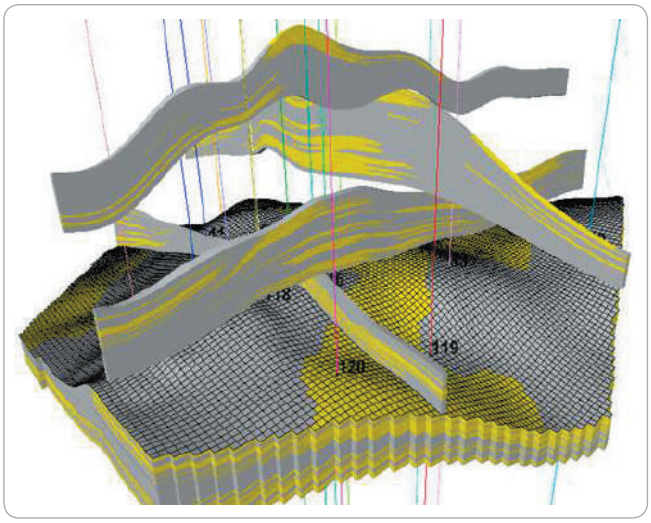
Среднее по площади залежи значение $C_{5+в.}$ (228 г/м^3), полученное на основе карты (см. рис. 10), немного ниже среднего значения (232 г/м^3), установленного по промысловым исследованиям. С этим также согласуется и усредненное значение потенциального содержания $C_{5+в.}$, полученное по результатам исследований газа разведочных скважин восточной половины Астраханского газоконденсатного месторождения, примыкающей к разбуриваемому участку.

Для зоны северной периферии месторождения среднее значение потенциального содержания конденсата самое низкое и, согласно карте, составляет 116 г/м^3, что соответствует общему тренду уменьшения значений от центральных областей Астраханского газоконденсатного месторождения к северо-востоку и подтверждается фактическими определениями потенциального содержания $C_{5+в.}$ в газе краевых скважин Еленовской площади.

Данное зональное распределение потенциального содержания конденсата с некоторыми уточнениями по промысловым исследованиям было рекомендовано использовать для пересчета запасов стабильного конденсата по площади лицензионных участков левобережной части месторождения.

[1] *Перепеличенко В.Ф.* Компонентоотдача нефтегазоконденсатных залежей. – М. : Недра, 1990. – 272 с.

Рис. 11. Геологическая модель месторождения левобережной части Астраханского ГКМ (фрагмент куба литологии)
Fig. 11. Geological model of the filed in the left-bank part of the Astrakhansky gas condensate field (fragment of lithology cube)



Таким образом, авторами данной статьи предложен ряд новаторских решений для обоснования подсчетных параметров и впервые построена *трехмерная цифровая геологическая модель* объединенной левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения с учетом новых данных (рис. 11). Выполненный на ее основе пересчет и значимый прирост запасов свободного газа, конденсата, серы и сопутствующих компонентов, несомненно, актуальны для обеспечения развития минерально-сырьевой базы этого месторождения на юге России. Прирост промышленных запасов свободного газа продуктивного пласта C_{2b} левобережной части месторождения, превысивший на 20 % числящиеся запасы в Государственном балансе РФ, обусловлен уточнением тектонического строения и структурного плана в результате проведения 3D сейсморазведочных работ и бурения новых скважин, уточнением поверхности ГВК, а также увеличением средних значений газонасыщенности (за счет применения разработанной методики достоверного определения УЭС).

С учетом полученного прироста запасов сотрудниками ООО «Газпром ВНИИГАЗ» было выполнено проектирование разработки Астраханского газоконденсатного месторождения на беспрецедентно длительный период. Обоснована реальность длительного рентабельного периода разработки месторождения — более чем 200 лет, что обеспечит не менее продолжительную и стабильную работу Астраханского газоконденсатного месторождения.

Таким образом, за последние годы сотрудниками Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» были предложены научные подходы для решения абсолютно разноплановых задач в рамках работ по подсчету запасов УВ уникальных месторождений, расположенных в различных регионах России.

УДК 622.276 DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-107-112

Комплексное освоение основных объектов ресурсной базы экспортного газопровода «Сила Сибири»

© 2018 г. | А.Е. Рыжов, Р.А. Жирнов, А.Г. Минко, А.С. Чудин, О.В. Ивченко, А.А. Контарев, О.А. Власенко

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия;
a_ryzhov@vniigaz.gazprom.ru; r_jirnov@vniigaz.gazprom.ru; a_minko@vniigaz.gazprom.ru; a_chudin@vniigaz.gazprom.ru; o_ivchenko@vniigaz.gazprom.ru; a_kontarev@vniigaz.gazprom.ru; o_vlasenko@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 28.06.2018 г. Принята к печати 10.07.2018 г.

Ключевые слова: ***месторождение; интегрированная геолого-технологическая модель; матрица факторов влияния; прогноз динамики показателей разработки; комплексное освоение ресурсной базы; газопровод «Сила Сибири».***

Основными объектами ресурсной базы магистрального газопровода «Сила Сибири» являются Чаяндинское и Ковыктинское месторождения. Для обеспечения комплексного освоения необходимы единый подход к проектированию их разработки и создание интегрированной геолого-технологической модели месторождений. Многовариантное гидродинамическое моделирование на интегрированной геолого-технологической модели позволит прогнозировать выработку запасов углеводородного сырья с учетом процессов в наземных газосборных сетях, межпромысловых коллекторах и объектах подготовки добываемой продукции. Данная концепция проектирования позволит выбрать оптимальный вариант разработки месторождений с учетом синхронизации строительства и эксплуатации газодобывающих мощностей, качества и потребностей в товарной продукции.

Для цитирования: Рыжов А.Е., Жирнов Р.А., Минко А.Г., Чудин А.С., Ивченко О.В., Контарев А.А., Власенко О.А. Комплексное освоение основных объектов ресурсной базы экспортного газопровода «Сила Сибири» // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s. – С. 107–112. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-107-112.

Resource base of Power of Siberia gas export line: integrated development of major objects

© 2018. | A.E. Ryzhov, R.A. Zhirnov, A.G. Minko, A.S. Chudin, O.V. Ivchenko, A.A. Kontarev, O.A. Vlasenko

Gazprom VNIIGAZ, Moscow oblast, Russia;
a_ryzhov@vniigaz.gazprom.ru; r_jirnov@vniigaz.gazprom.ru; a_minko@vniigaz.gazprom.ru; a_chudin@vniigaz.gazprom.ru; o_ivchenko@vniigaz.gazprom.ru; a_kontarev@vniigaz.gazprom.ru; o_vlasenko@vniigaz.gazprom.ru

Received 28.06.2018 Accepted for publication 10.07.2018

Key words: ***field; integrated geological and engineering model; influence matrix; prediction of development parameters profile; integrated development of resource base; Power of Siberia gas pipeline.***

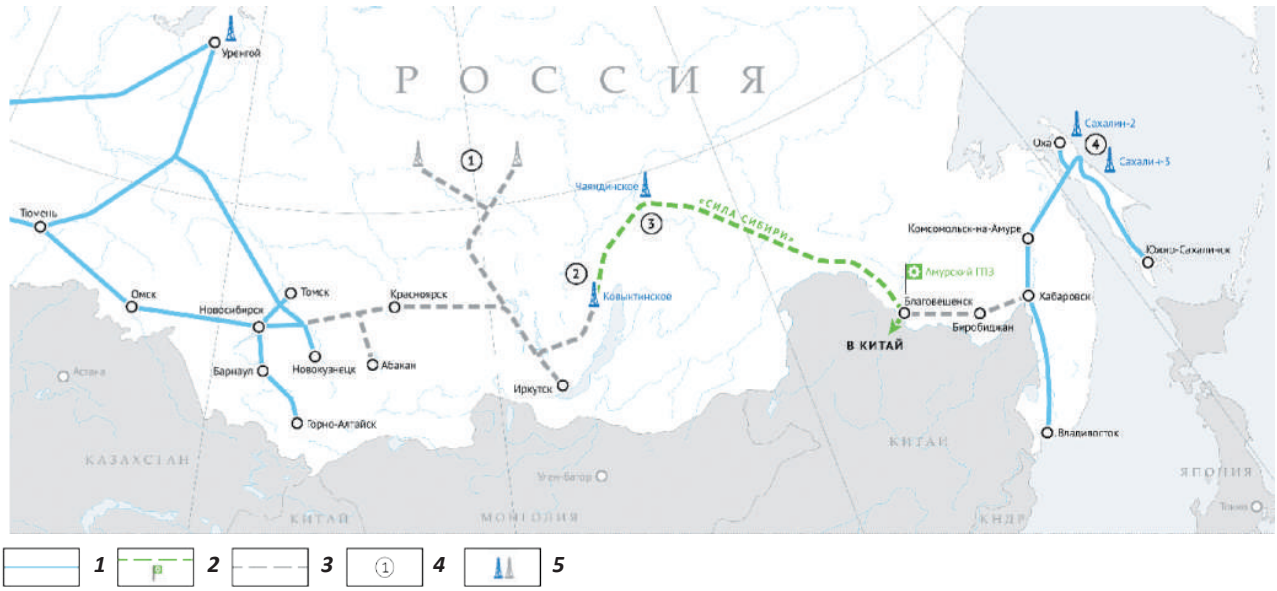
The major objects of the resource base for the Power of Siberia gas export pipeline are Chayandinsky and Kovyktinsky fields. In order to ensure the integrated development of the major objects of the resource base for the Power of Siberia gas export pipeline, a consistent approach to reservoir engineering in Chayandinsky oil, gas, and condensate field, and Kovyktinsky gas condensate filed is essential. Implementation of the consistent approach involves building an integrated geological and engineering model for Chayandinsky and Kovyktinsky fields. Multivariant hydrodynamic modelling using an integrated geological and engineering model will make it possible to predict production of hydrocarbon raw materials taking into account processes in land gas gathering systems, interfield trunk pipelines, and product treatment facilities. This design concept will allow selecting an optimal field development option taking into account synchronization of gas producing facilities construction and operation, quality and demand in saleable product. On the basis of new field information and actual requirements to gas production levels, it is necessary to adapt and advance an integrated geological and engineering model of Kovyktinsky and Chayandinsky fields in the course of their operation.

For citation: Ryzhov A.E., Zhirnov R.A., Minko A.G., Chudin A.S., Ivchenko O.V., Kontarev A.A., Vlasenko O.A. Resource base of Power of Siberia gas export line: integrated development of major objects. *Geologiya nefti I gaza = Oil and gas geology.* 2018;(4s):107–112.
DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-107-112.

В настоящее время магистральный газопровод «Сила Сибири» является одним из самых крупных строительных проектов в мире и самой крупной планируемой системой транспортировки газа на востоке России.

Газ предполагается транспортировать из Якутского и Иркутского центров газодобычи, основными объектами ресурсной базы которых являются Чаяндинское и Ковыктинское месторождения. Планируемая протяженность трубопровода

Рис. 1. Схема транспортировки газа в Восточной Сибири [1]
Fig. 1. Gas transportation scheme, Eastern Siberia [1]



1 — действующие газопроводы; ***2*** — реализуемые проекты; ***3*** — перспективные газопроводы, ***4*** — центры добычи: 1 — Красноярский, 2 — Иркутский, 3 — Якутский, 4 — Сахалинский; ***5*** — месторождения
1 — active gas pipelines; ***2*** — projects being implemented; ***3*** — future gas pipelines, ***4*** — production centres: 1 — Krasnoyarsky, 2 — Irkutsky, 3 — Yakutsky, 4 — Sakhalinsky; ***5*** — fields

составит 3000 км. В сентябре 2014 г. ПАО «Газпром» приступило к строительству первого участка газопровода «Сила Сибири» протяженностью около 2200 км от Чаяндинского месторождения до Благовещенска. Этот этап строительства планируется завершить к декабрю 2019 г. К 2021 г. будет построен второй участок газопровода от Ковыктинского месторождения до Чаяндинского, протяженность которого составит около 800 км. Далее планируется расширение газотранспортных мощностей на участке от Чаяндинского месторождения до Благовещенска (рис. 1) [1].

Единый подход к проектированию разработки Чаяндинского и Ковыктинского месторождений требует создания интегрированной геолого-технологической модели разработки основных объектов ресурсной базы магистрального газопровода «Сила Сибири». В рамках реализации Восточной газовой программы [1] планируется окончание эксплуатационного бурения и ожидается вывод на проектный уровень отбора газа с Чаяндинского месторождения в 2024 г., Ковыктинского — в 2025 г.

Геологические, территориальные, социально-экономические особенности регионов освоения

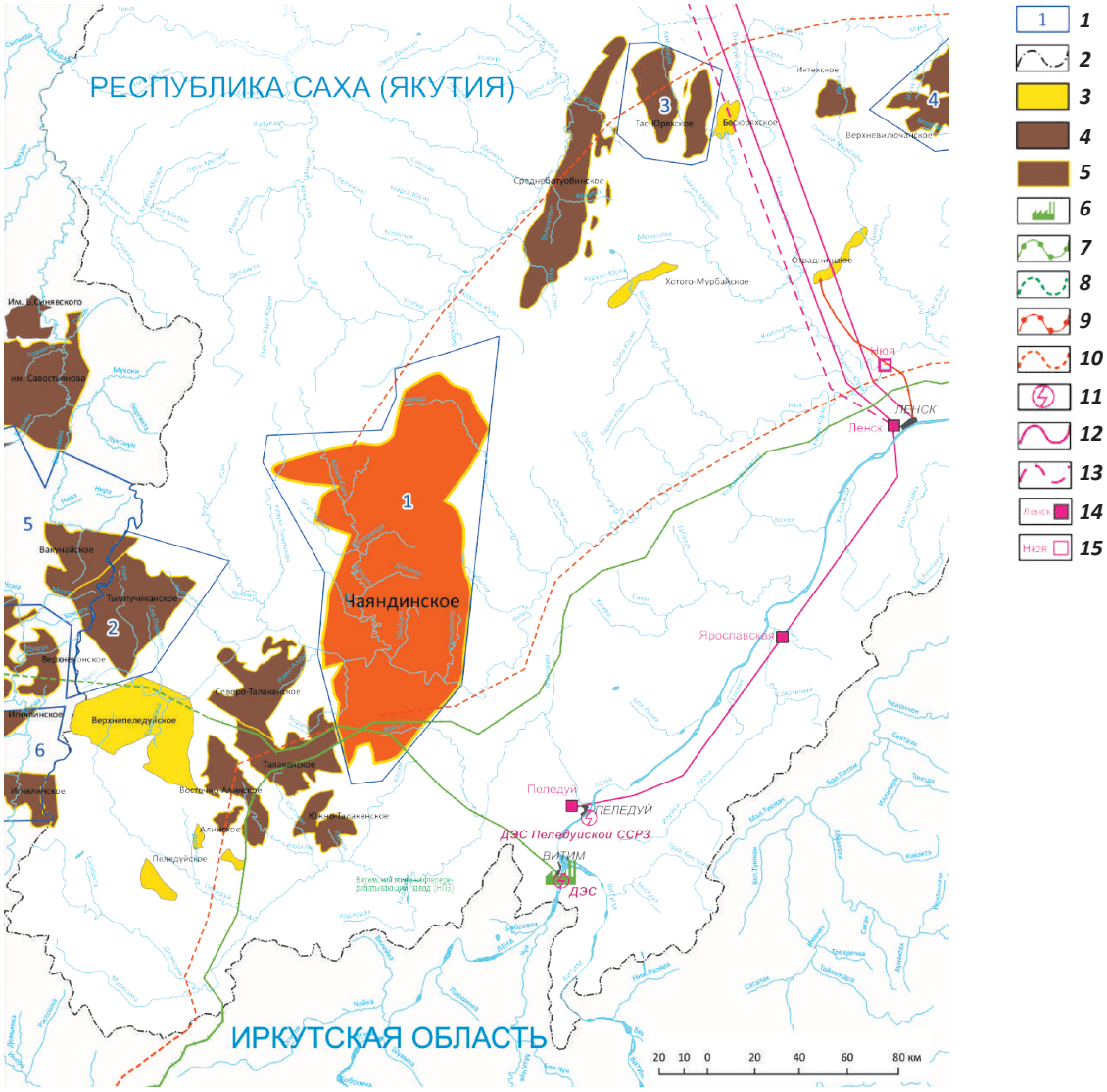
Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено на территории Ленского и частично Мирнинского улусов (районов) Республики Саха (Якутия), в 170 км западнее Ленска, в 240 км юго-западнее Мирного. Основной транспортной магистралью этого района является р. Лена, протекающая в 120 км к юго-юго-востоку от месторождения. Города Мирный и Ленск — крупные промышленные центры Республики Саха (Якутия).

Чаяндинское НГКМ приурочено к Ботуобинскому нефтегазодобывающему району. В непосредственной близости (~40 км) расположены Талаканское и Северо-Талаканское, в 50 км северо-восточнее — Среднеботуобинское нефтегазоконденсатные месторождения (рис 2). Геологический разрез Чаяндинского месторождения представлен нижнепротерозойскими образованиями кристаллического фундамента и рифейскими, вендскими, кембрийскими, юрскими, четвертичными отложениями осадочного чехла. Основную роль в строении осадочного чехла играют терригенно-карбонатные отложения венда и галогенно-карбонатные образования кембрия.

К промышленно газоносным отнесены пласты трех горизонтов, которые частично перекрываются. Основные продуктивные горизонты — ботуобинский и хамакинский — имеют более высокие коллекторские свойства. Залежь талахского горизонта локально распространена в центральной части месторождения и характеризуется худшими фильтрационно-емкостными параметрами.

В пределах месторождения выделяется шесть крупных тектонических блоков: Северный, Северо-Западный, Западный, Южный-1, Южный-2 и Саманчакитский, с которыми связаны залежи УВ. В соответствии с данными сейсморазведочных работ внутри этих блоков выделены тектонические нарушения, которые, в свою очередь, разделяют их

Рис. 2. Обзорная схема Чаяндинского НГКМ [2]
Fig. 2. Location map of the Chayandinsky oil and gas condensate field [2]



1 — лицензионные участки группы «Газпром», ***2*** — административные границы; **месторождения углеводородов** (***3–5***): ***3*** — газовые и газоконденсатные, ***4*** — нефтяные, ***5*** — нефтегазовые и нефтегазоконденсатные; ***6*** — нефтедобывающий завод; **нефтепроводы** (***7, 8***): ***7*** — действующие, ***8*** — строящиеся и проектируемые; **газопроводы** (***9, 10***): ***9*** — действующие, ***10*** — строящиеся и проектируемые; ***11*** — дизельные и газодизельные электростанции; **линии электропередач переменного тока** (***12, 13***): ***12*** — действующие, ***13*** — строящиеся и проектируемые; **подстанции** (***14, 15***): ***14*** — действующие, ***15*** — строящиеся и проектируемые

1 — license areas belonging to Gazprom group, ***2*** — administrative borders; **HC fields** (***3–5***): ***3*** — gas and gas condensate, ***4*** — oil, ***5*** — oil and gas, and oil and gas condensate; ***6*** — oil producing facility; **oil lines** (***7, 8***): ***7*** — active, ***8*** — under construction and scheduled; **gas lines** (***9, 10***): ***9*** — active, ***10*** — under construction and scheduled; ***11*** — diesel and gas-diesel power plants; **ac transmission lines** (***12, 13***): ***12*** — active, ***13*** — under construction and scheduled; **substations** (***14, 15***): ***14*** — active, ***15*** — under construction and scheduled

на более мелкие блоки. В результате структурных построений на месторождении выявлено 39 залежей, которые относятся к ловушкам неантиклинального типа, осложненным тектоническими и литологическими экранами.

Район характеризуется слаборазвитой инфраструктурой. В непосредственной близости от южного окончания Чаяндинского НГКМ проходит трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) — нефтепровод, протягивающийся от Тайшета (Иркутская область) до нефтеналивного порта Козьмино в заливе Находка. 28 декабря 2009 г. была запущена первая очередь проекта ВСТО-1 — трубопровод от Тайшета до Сковородино протяженностью 2694 км и мощностью 30 млн т в год. А 25 декабря 2012 г. была сдана вторая очередь ВСТО-2 — Сковородино — Козьмино.

ВСТО соединяет месторождения Восточной Сибири с рынками Азиатско-Тихоокеанского региона. Протяженность нефтепровода 4740 км. Опе-

ратор нефтепровода — государственная компания ПАО «Транснефть».

Расширение деятельности ПАО «Газпром» в Якутии оценивается как серьезный стимул для роста уровня социально-экономического развития региона. В частности, строительство газотранспортных мощностей обеспечит возможность развития газификации. Газопровод «Сила Сибири» пройдет в том числе через южные районы Якутии. Трасса газопровода выбрана таким образом, чтобы газифицировать максимально возможное число населенных пунктов. На первом этапе будет построен магистральный газопровод «Сила Сибири», на втором Иркутский центр газодобычи будет соединен газопроводом с Якутским центром.

Маршрут трассы газотранспортной системы пройдет вдоль действующего магистрального нефтепровода ВСТО, что позволит оптимизировать затраты на инфраструктуру и энергоснабжение и в перспективе станет связующим звеном между центрами газодобычи Восточной Сибири и Дальнего Востока с газотранспортной сетью западной части страны.

Ковыктинское газоконденсатное месторождение (ГКМ) расположено в пределах Ангаро-Ленской нефтегазоносной области. В его разрезе глубоким бурением выявлен ряд потенциально перспективных объектов, которые могут содержать залежи углеводородов. Эти объекты представлены горизонтамитерригенного,карбонатногоилигалогенно-карбонатного состава, которые содержат пласты-коллекторы с фильтрационно-емкостными системами разнообразной природы.

Перспективные горизонты сверху вниз по разрезу можно объединить в три группы, соответствующие комплексам осадочных пород определенного генезиса. Это — келорский, бильчирский, биркинский, атовский, христофоровский, балыхтинский и осинский горизонты, входящие в состав галогенно-карбонатного комплекса; устькутский, относящийся к сульфатно-карбонатному комплексу; парфеновский, боханский и базальный, приуроченные к терригенному комплексу. С песчаниками парфеновского горизонта связана промышленная газоносность Ковыктинского ГКМ.

В административном отношении Ковыктинское газоконденсатное месторождение расположено в Жигаловском и Казачинско-Ленском районах Иркутской области (рис. 3) [3].

Указанные районы Ковыктинского ГКМ характеризуются низким уровнем социально-экономического развития. Перспективы экономического роста территории связываются главным образом с освоением месторождения, что способно коренным образом трансформировать социально-экономическую ситуацию в районах. Помимо этого, определенный потенциал роста имеет сложившийся лесной комплекс, нуждающийся в модернизации и обеспечении транспортными схемами с выходами на Транссиб и БАМ.

Проектно-технологические особенности разработки месторождений

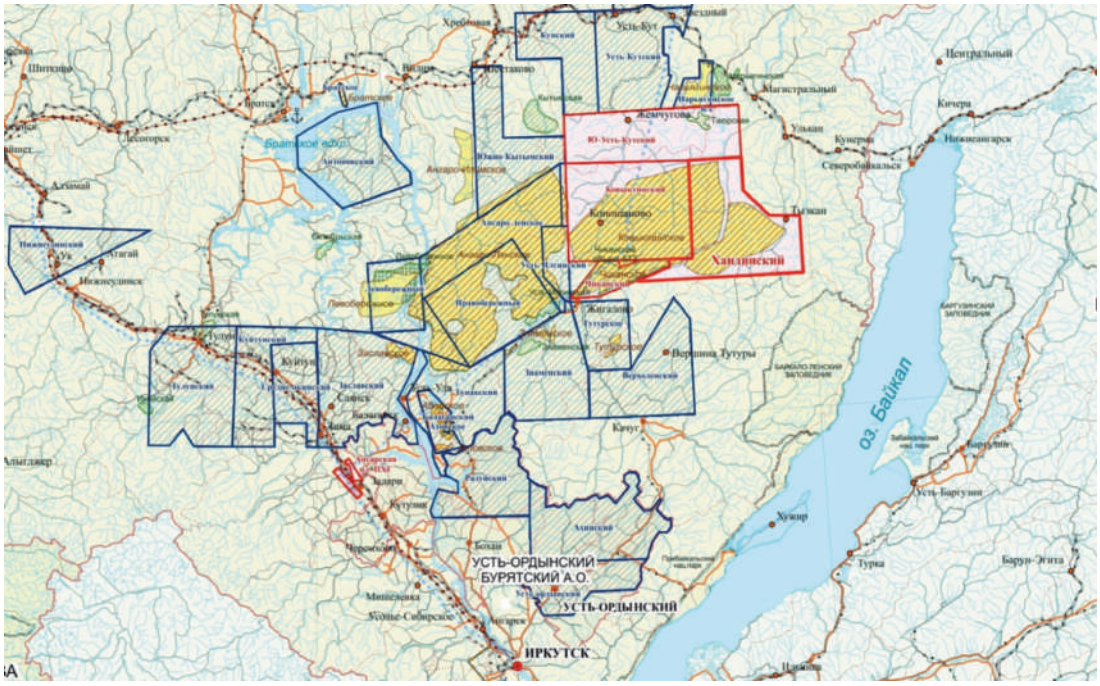
Чаяндинское месторождение состоит из нескольких разрабатываемых продуктивных горизонтов, добываемый газ из которых имеет сложный компонентный состав. На Чаяндинском месторождении впервые в России будет в промышленном масштабе использована технология мембранного извлечения гелия из природного газа непосредственно на промысле. Техническим проектом разработки Чаяндинского НГКМ предусматривается регулирование отборов газа из отдельных блоков месторождения для обеспечения сбалансированного состава добываемого газа и дальнейшей его переработки. Согласно техническим проектам, Чаяндинское и Ковыктинское месторождения предполагается разрабатывать системами горизонтальных и субгоризонтальных скважин.

Гидродинамическое моделирование выполняется с учетом местоположения и конструкций пробуренных и проектных скважин, включая такие параметры, как альтитуда, инклинометрия, диаметры колонн и т. д. При размещении скважин учитывались зоны максимальной плотности распределения запасов. Эксплуатационные скважины сгруппированы в кусты. Кустовые площадки размещены на месторождениях в соответствии с результатами изыскательских работ (вне русел рек, горных гряд, особо охраняемых природных зон). Поскольку в настоящее время ведутся активные работы по бурению и вводу в эксплуатацию новых скважин Чаяндинского НГКМ, представления о геологическом строении месторождения постоянно уточняются, периодически оптимизируется размещение кустовых площадок для бурения новых скважин, корректируются профили скважин с учетом анализа выполняемых в процессе бурения геолого-технологических и газодинамических исследований. На Чаяндинском и Ковыктинском месторождениях во избежание гидратообразования предполагается использование ингибиторов как в скважинах, так и в системе трубопроводов и на объектах подготовки газа.

Интегрированная геолого-технологическая модель разработки Ковыктинского и Чаяндинского месторождений

Многовариантное гидродинамическое моделирование разработки месторождения позволяет обосновать выбор оптимального варианта промышленного освоения и разработки недр. Выбор расчетной модели, используемой для моделирования течения флюидов в пласте, представляет собой часть комплексной задачи моделирования системы «пласт – скважина – ГСС –

Рис. 3. Обзорная схема Ковыктинского ГКМ [3]
Fig. 3. Location map of the Kovyktinsky gas condensate field [3]



Лицензионные участки (***1***, ***2***): ***1*** — лицензионные участки группы «Газпром», ***2*** — Ковыктинский лицензионный участок
License areas belonging to (***1***, ***2***): ***1*** — license areas belonging to Gazprom group, ***2*** — Kovyktinsky license area

УКПГ». Расчетная модель позволяет прогнозировать динамику показателей разработки залежей с учетом обустройства месторождений. При выборе расчетной модели учитываются особенности геологического строения залежей, типы коллекторов, неоднородность, емкостные и фильтрационные характеристики продуктивных пластов, физико-химические свойства флюидов, насыщающих продуктивные отложения и закачиваемых в них, гидрогеологическая характеристика месторождений и региона в целом, анализ данных бурения, исследований скважин.

Формирование сценариев и вариантов освоения месторождений осуществляется с учетом основных факторов, влияющих на выработку запасов углеводородного сырья из недр. На рис. 4 и 5 представлены матрицы основных факторов влияния, учитываемых при формировании вариантов разработки газоконденсатных частей (залежей) Ковыктинского и Чаяндинского месторождений и нефтяных оторочек Чаяндинского НГКМ соответственно. Отборы газа из Чаяндинского и Ковыктинского месторождений должны быть скоординированы в соответствии с требованиями к суммарным годовым объемам добычи газа и качеству товарного газа, нефти и конденсата. Для обеспечения комплексного освоения основных объектов ресурсной базы магистрального газопровода «Сила Сибири» нужен единый подход к проектированию разработки Чаяндинского и Ковыктинского месторождений.

Для решения данной задачи необходимо создание интегрированной геолого-технологической модели Чаяндинского и Ковыктинского месторождений, которая представляет комплекс геолого-гидродинамических моделей продуктивных горизонтов, моделей эксплуатационных скважин, наземных газосборных сетей, межпромыслового и магистрального транспорта (рис. 6) и учитывает график синхронизированного ввода добычных мощностей.

Интеграция и совершенствование геолого-технологической модели Ковыктинского и Чаяндинского месторождений способствуют повышению обоснованности прогнозов динамики показателей разработки залежей с учетом процессов в наземных газосборных сетях, межпромысловых коллекторах и объектах подготовки добываемой продукции. Для обеспечения проектной загрузки газопровода «Сила Сибири» и требований к качеству газа выбран единый подход к проектированию разработки Чаяндинского и Ковыктинского месторождений. Применение интегрированной геолого-технологической модели Чаяндинского и Ковыктинского месторождений позволит повысить эффективность освоения основных объектов ресурсной базы экспортного газопровода «Сила Сибири».

Рис. 4. Матрица основных факторов влияния, учитываемых при обосновании вариантов разработки газоконденсатных залежей
Fig. 4. Influence matrix; major factors taken into account in substantiation of gas condensate reservoir development

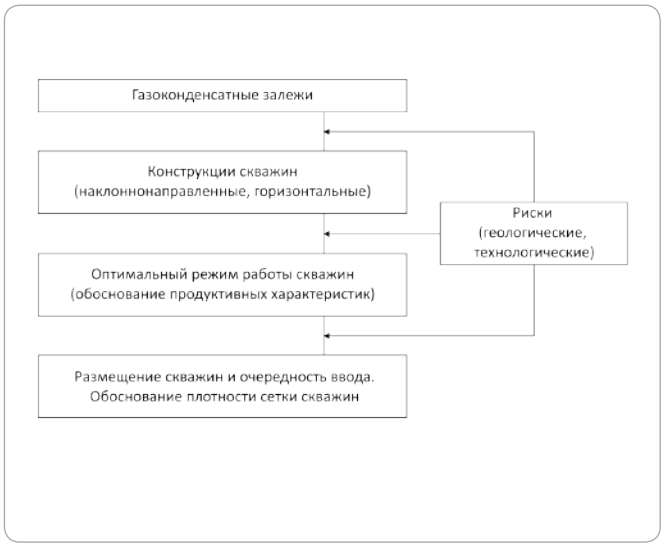


Рис. 5. Матрица факторов влияния, учитываемых при обосновании вариантов разработки нефтяных оторочек
Fig. 5. Influence matrix; major factors taken into account in substantiation of oil rim development

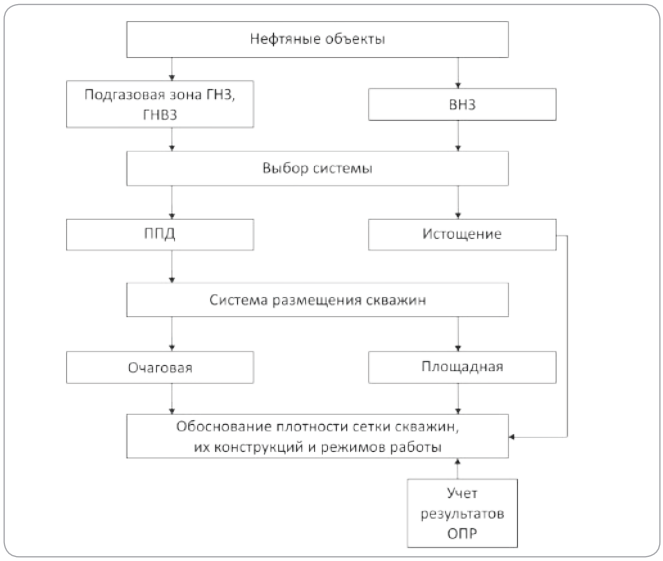
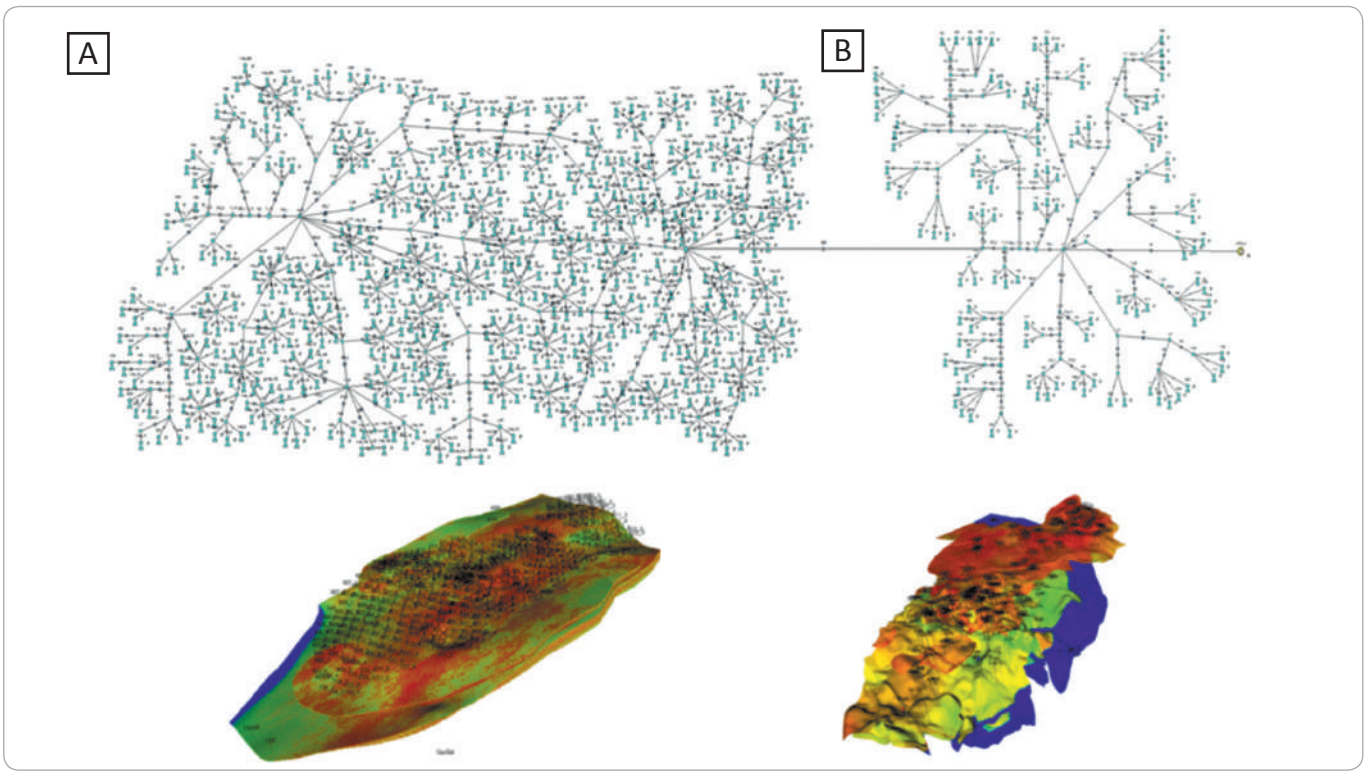


Рис. 6. Схема интегрированной геолого-технологической модели Ковыктинского (A) и Чаяндинского (B) месторождений
Fig. 6. Scheme of integrated geological and engineering model of Kovyktinsky (A) and Chayandinsky (B) fields



Литература

1. *Информационный* интернет-портал ПАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.gazprom.ru (дата обращения: 20.05.2018).

2. *Поляков Е.Е., Рыжов А.Е., Ивченко О.В. и др.* Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения // Вести газовой науки. – 2017. – Т. 3. – № 31. – С. 172–186.

3. *Научно-методические* исследования в процессе опытно-промышленной разработки Ковыктинского газоконденсатного месторождения: отчет о НИР / ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М., 2015.

УДК 551.7:551.24 DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-113-119

Подтверждение существования погребенных разломов в терригенных отложениях нижнего венда на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении

© 2018 г. | А.Е. Рыжов, З.П. Склярова, А.И. Крикунов, Н.Ю. Канунникова

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия; a_ryzhov@vniigaz.gazprom.ru; z_sklyarova@gwise.vniigaz.gazprom.ru; a_krikunov@gwise.vniigaz.gazprom.ru; n_kanunnikova@gwise.vniigaz.gazprom.ru

Поступила 28.06.2018 г. Принята к печати 10.07.2018 г.

Ключевые слова: ***месторождение; скважина; разлом; корреляционная схема; размыв; геологический профиль; палеоструктурные преобразования.***

Терригенные отложения нижнего венда в пределах Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения характеризуются высокой степенью неоднородности. Породы-коллекторы и по латерали и по разрезу часто замещаются на непроницаемые отложения. Сопоставить разрезы даже рядом расположенных скважин довольно сложно. Для выяснения этой резкой литологической изменчивости авторы статьи составили корреляционные схемы, построили геологические профили и провели палеоструктурные преобразования. Графические построения привели к выводу, что терригенные отложения нижнего венда часто нарушаемы внутриформационными погребенными разломами, а результаты сейсморазведки позволяют надежно выявлять только те дизъюнктивные дислокации, которые фиксируются по поверхности терригенного венда. Разрывные нарушения играют существенную роль в образовании, сохранении и разработке залежей углеводородов, но на сегодняшний день более актуален вопрос использования методов, с помощью которых, наряду с сейсморазведкой, можно было бы уверенно определять местоположение разломов, в том числе и погребенных. Одним из таких методов можно признать комплексный подход, который обусловлен использованием циклостратиграфического анализа, основанного на единстве противоречивых явлений – унаследованности развития и его постоянной изменчивости.

Для цитирования: Рыжов А.Е., Склярова З.П., Крикунов А.И., Канунникова Н.Ю. Подтверждение существования погребенных разломов в терригенных отложениях нижнего венда на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s. – С. 113–119. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-113-119.

Validation of buried faults presence in Lower Vendian terrigenous formations: Chayandinsky oil and gas condensate field

© 2018 | A.E. Ryzhov, Z.P. Sklyarova, A.I. Krikunov, N.Yu. Kanunnikova

Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow oblast, Russia; a_ryzhov@vniigaz.gazprom.ru ; z_sklyarova@gwise.vniigaz.gazprom.ru; a_krikunov@gwise.vniigaz.gazprom.ru; n_kanunnikova@gwise.vniigaz.gazprom.ru

Received 28.06.2018 Accepted for publication 10.07.2018

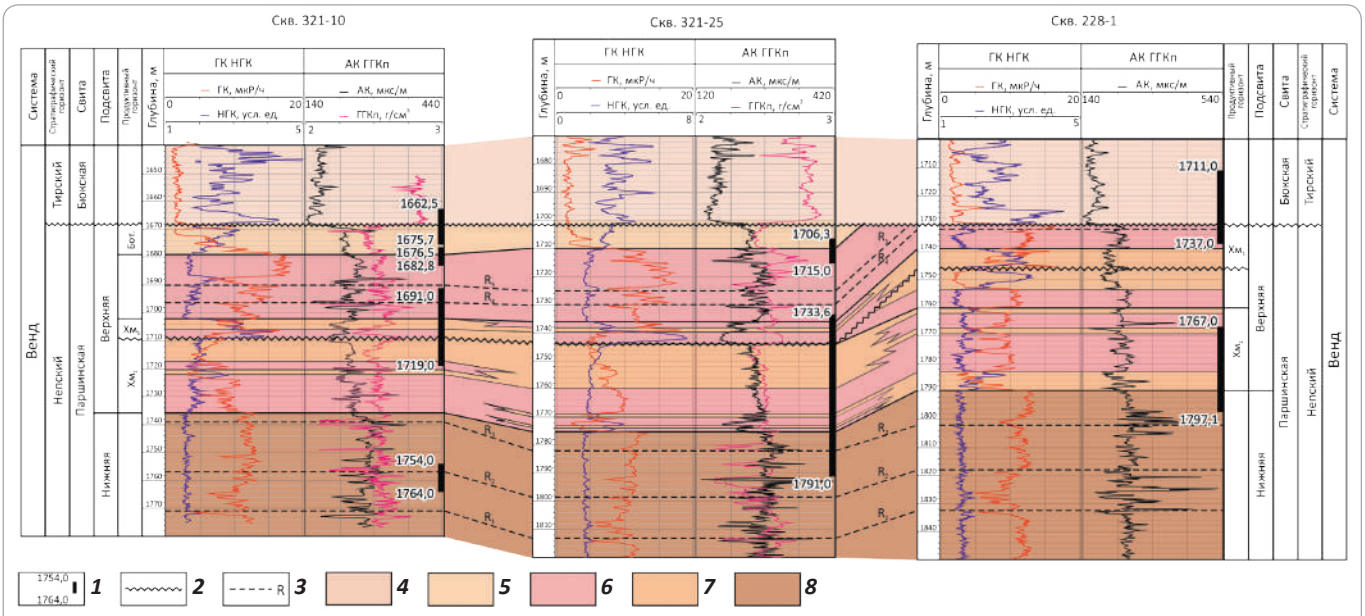
Key words: ***field; well; fault; correlation chart; erosion; geological section; paleostructure reshaping.***

High degree of heterogeneity is typical of the Lower Vendian terrigenous sequences within the Chayandinsky oil and gas condensate field. Reservoir rocks are often shaled out both laterally and through the section. Matching of well columns is rather difficult, even if they are closely spaced. In order to clarify this sudden lithological variability, the authors created correlation charts, geological sections, and carried out paleostructure reshaping. Graphical constructions lead to the conclusion that Lower Vendian terrigenous formations are often dislocated by buried intrastratal faults; though, the results of seismic exploration make it possible to reliably identify only disjunctive dislocations fixed at the surface of the Vendian terrigenous sequences. Faults play an essential role in hydrocarbon pools formation, preservation, and development; but the more urgent problem for today is the use of methods capable, together with seismic exploration, of confident fixing position of faults, including those buried. An integrated approach can be recognised to be one of these methods, where stratigraphic cycle analysis is applied based on the unity of the contradictory phenomena, namely: inheritance of evolution/development, and its continuous variability.

For citation: Ryzhov A.E., Sklyarova Z.P., Krikunov A.I., Kanunnikova N.Yu. Validation of buried faults presence in Lower Vendian terrigenous formations: Chayandinsky oil and gas condensate field. *Geologiya nefti I gaza = Oil and gas geology.* 2018;(4s):113–119. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-113-119.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) — одно из крупнейших скоплений нефти, газа и конденсата в Республике Саха (Якутия) и на востоке России, нефтегазоносность которого связана с терригенными отложениями верхнего протерозоя. Залежи ботуобинского, хамакинского, талахского и вилючанского продуктивных горизонтов приурочены к отложениям нижнего венда. В ближайшее вре-

Рис. 1. Схема корреляции (I–I) по линии скважин 321–10, 321–25, 228–1 Чаяндинского месторождения
Fig. 1. Correlation chart (I–I) along the wells 321–10, 321–25, 228–1, Chayandinsky field



1 — интервал отбора керна; ***2*** — поверхность размыва; ***3*** — синхронный реперный горизонт; **породы** (***4–8***): ***4*** — бюкской свиты, ***5*** — ботуобинского продуктивного горизонта, ***6*** — верхнепаршинской подсвиты, ***7*** — коллекторы пластов $Хм_1$, $Хм_2$ хамакинского продуктивного горизонта, ***8*** — нижнепаршинской подсвиты

1 — coring interval; ***2*** — erosion surface; ***3*** — synchronous marker bed; **rocks** (***4–8***): ***4*** — Byuksky Fm, ***5*** — Botuobinsky pay horizon, ***6*** — Upper Parshinsky member, ***7*** — $Хм_1$, $Хм_2$ reservoirs of the Khamakinasky pay horizon, ***8*** — Lower Parshinsky member

мя начнется разработка месторождения, поэтому на первый план выходит степень изученности его геологического строения. Одним из актуальных является вопрос о наличии и местоположении разрывных нарушений, которые усложняют строение продуктивной части разреза и влияют на выбор варианта разработки, что непосредственно сказывается на экономических показателях и добычных возможностях. Известно, что разломы играют важную роль в формировании и сохранности залежей УВ. Кроме того, наличие дизъюнктивных дислокаций приводит к изменениям отметок газожидкостных контактов и неравномерному распределению пластового давления в пределах залежи из-за наличия непроводящих разломов в изолированных блоках, отсутствию гидродинамической связи между соседними скважинами, резкой смене литолого-фациальных характеристик пород-коллекторов, сходству или различию свойств УВ в соседних пластах. Все это закономерно сказывается на продуктивности эксплуатационных скважин и требует корректировки размещения их забоев. Давно отмечена приуроченность высокодебитных скважин к разломам и вертикальным зонам разуплотнения, что связано с ростом проницаемости пород благодаря развитию трещин, которые появились под действием тектонических сил.

Разломы могут пронизывать всю толщу осадочного чехла или какую-то его часть. На Чаяндинском месторождении наличие разрывных нарушений, как правило, выявлялось на основе результатов интерпретации полевых геофизических работ, выполненных разными специализированными организациями. Результаты сейсморазведочных изысканий разнились между собой. С каждым годом число разломов и тектонических блоков в границах месторождения увеличивалось. Так, если в 2000 г. было выделено 4 блока, то в 2015 г. их насчитывалось уже более 20. Геологическая модель Чаяндинского НГКМ постоянно усложнялась. Неизменным оставалось только убеждение, что практически все разрывные нарушения полностью пронизывают терригенную часть нижнего венда и затухают или в карбонатных породах верхнего венда, или в отложениях кембрия. Вопрос о существовании на рассматриваемой территории погребенных разломов оставался открытым, а эти разрывные нарушения могут еще больше усложнить внутреннее строение месторождения и, главное, внести существенные коррективы в стратегию его разработки. Для подтверждения наличия на Чаяндинском НГКМ погребенных разломов был применен метод циклостратиграфического анализа, который заключается в комплексном использовании результатов литологических, промыслово-геофизических, сейсмических и других исследований. Данный подход позволяет детально расчленять разрезы скважин, фиксировать наличие перерывов в осадконакоплении, определять объем седиментационных единиц

и устанавливать их иерархию, выявлять положение пород-коллекторов и флюидоупоров, обеспечивать надежную основу детальной корреляции.

В качестве объекта исследования был выбран тектонический блок Южный I–1, который расположен на восточной периферии центральной части месторождения. Для решения поставленной задачи составлены корреляционные схемы, построены геологические профили и проведены палеоструктурные преобразования.

Согласно корреляционной схеме (I–I), составленной по линии скважин 321–10, 321–25 и 228–1, во время формирования нижнепаршинской подсвиты на рассматриваемой территории первоначально была спокойная седиментационная обстановка неглубокого моря (рис. 1). Откладывались алевритовые, песчаные и глинистые осадки. Об отсутствии тектонической активности в это время свидетельствуют почти одинаковые толщины пород, заключенных между синхронными реперными горизонтами R_1, R_2 и R_3. Затем общая картина осадконакопления постепенно изменялась. Начинали происходить вертикальные подвижки, что выражается в довольно заметном изменении толщины пород в интервале между реперным горизонтом R_3 и кровлей преимущественно песчаного пласта $Хм_2$ хамакинского продуктивного горизонта с тенденцией общего погружения в восточном направлении. Фаза данной активности завершается общим подъемом рассматриваемой территории, выводом на поверхность образовавшихся осадков и их частичным размывом.

Следующий цикл осадконакопления начинается с грубообломочных отложений: конгломератов, гравелитов и крупнозернистых песчаников, которые образуют пласт $Хм_1$ хамакинского продуктивного горизонта. Погружение блока Южный I–1 происходило довольно равномерно, о чем свидетельствуют практически равные толщины пород между кровлей пласта $Хм_1$ и синхронными реперами R_4 и R_5. В это время формировались отдельные маломощные пропластки алевритов, мелкозернистых песчанистых пород и глин, которые в дальнейшем без какого-либо перерыва в осадконакоплении замещаются вверх по разрезу скважин 321–10 и 321–25 среднезернистыми и крупнозернистыми кварцевыми ботуобинскими песчаниками [1, 2]. В определенный момент времени нисходящие движения меняют свой знак на противоположный и начинается воздымание всего блока Южный I–1. Этот подъем дна седиментационного бассейна сопровождался не только частичным размывом ботуобинского продуктивного горизонта в западной части блока, в районе скважин 321–10 и 321–25, но и, вполне возможно, возникновением разлома на участке между скважинами 321–25 и 228–1. Данное предположение подтверждается полным отсутствием прикровельной части верхнепаршинской подсвиты в скв. 228–1, включая ботуобинские песчаники и интервал отложений, который распространяется вплоть до реперного горизонта R_5. От пород, заключенных между реперами R_4 и R_5 в скв. 228–1, сохранилась лишь незначительная приподошвенная часть. На сейсмических временных разрезах этот разлом не отображается, вероятно, потому, что нет видимого разрыва сплошности поверхности терригенного венда (отражающий горизонт КВ) и вертикального смещения ее частей. Это происходит в силу того, что данная поверхность была в свое время снивелирована размывом, который предшествовал началу отложения бюкских ангидрито-доломитов, а внутри нижневендского терригенного комплекса пород уверенные сейсмические отражающие горизонты выделить и проследить даже на небольшие расстояния довольно сложно [3–5].

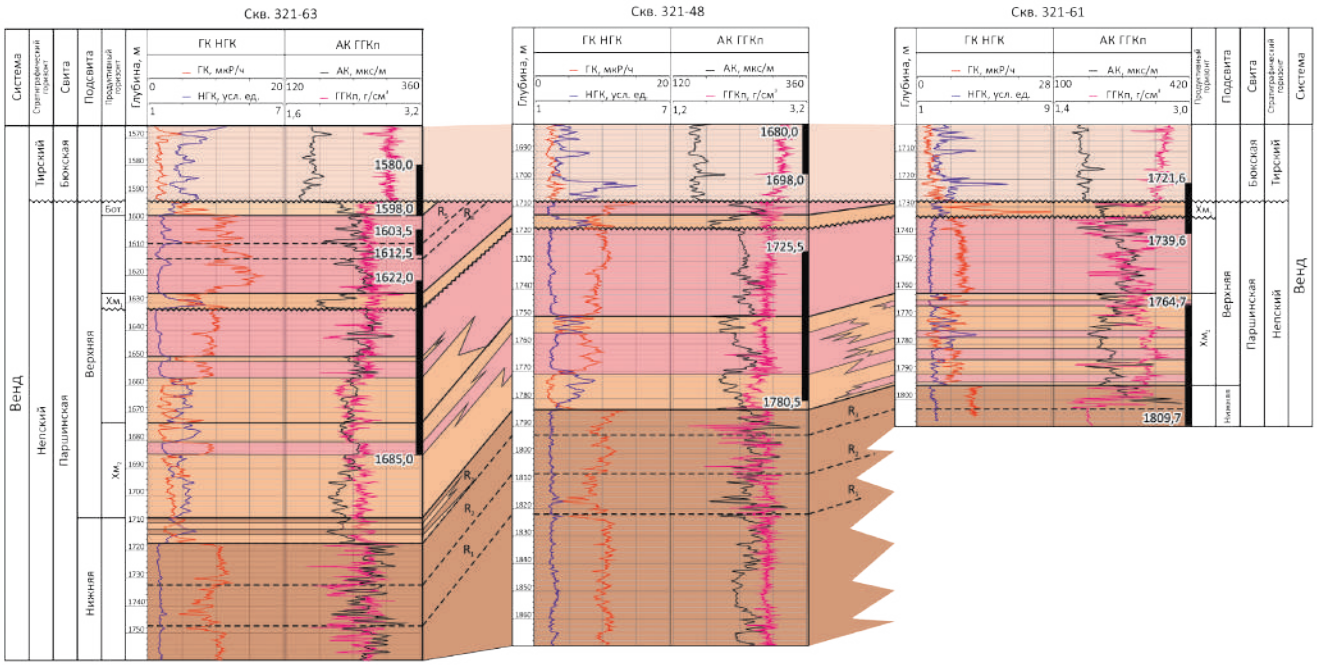
В настоящее время восточная окраина тектонического блока опущена в сторону Предпатомского прогиба. Отсутствие ботуобинского продуктивного горизонта и части верхнепаршинской подсвиты в скв. 228–1, в которой породы терригенного венда вскрыты гипсометрически ниже, чем в скважинах 321–10 и 321–25, свидетельствует о сложных и неоднократных тектонических преобразованиях, которые претерпела Чаяндинская структура в ходе длительного геологического развития.

Для подтверждения возможного наличия погребенных разломов в границах Южного блока I–I была составлена еще одна корреляционная схема (II–II), которая проходит по линии скважин 321–63, 321–48, 321–61, 228–1 и 321–02 в общем направлении с юго-запада на северо-восток. Для удобства восприятия и работы в соответствующем масштабе данная схема была разделена на две части: первая включает скважины 321–63, 321–48, 321–61 (рис. 2); вторая — скважины 321–61, 228–1, 321–02 (рис. 3).

На рис. 2, как и на первой корреляционной схеме (см. рис. 1), отчетливо видно, что в период формирования нижнепаршинской подсвиты условия осадконакопления характеризовались спокойным и устойчивым прогибанием дна седиментационного бассейна.

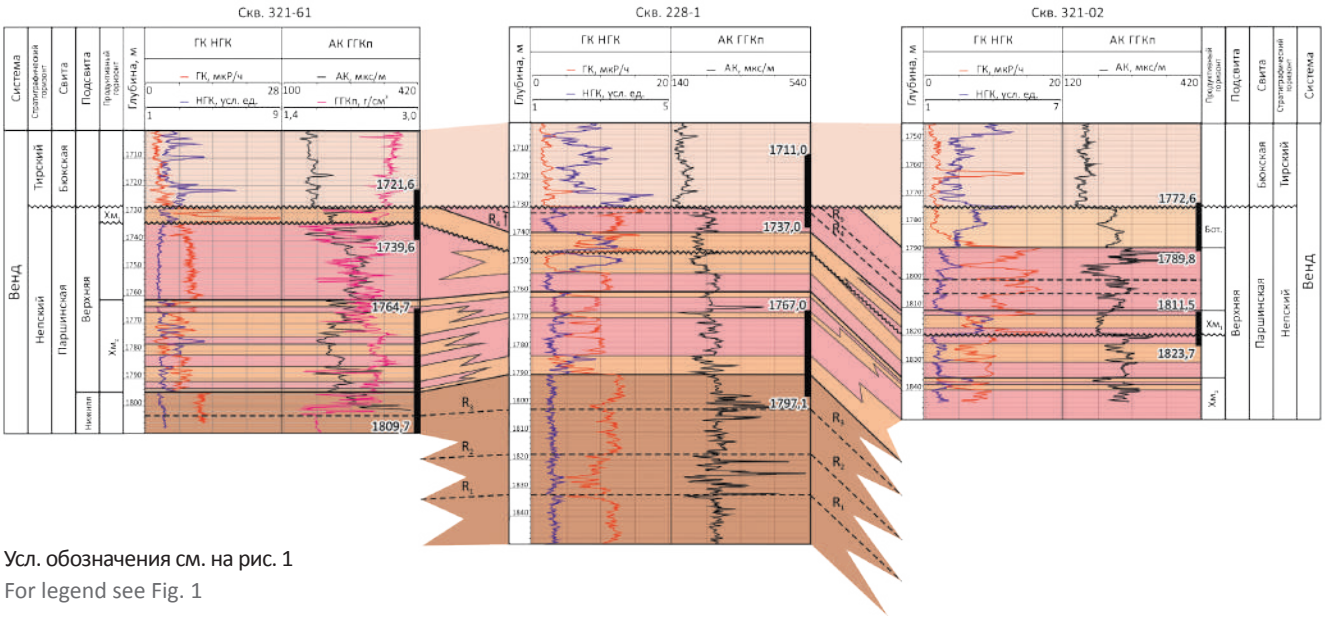
Существенные изменения толщины одновозрастных пород произошли в конце непского времени между скважинами 321–63 и 321–48. Здесь наблюдается картина почти идентичная той, что отмечена между скважинами 321–25 и 228–1 на предыдущей корреляционной схеме (см. рис. 1). В скв. 321–63 выделяются ботуобинские песчаники и три заглинизированных пропластка, которые отделены друг от друга двумя реперными горизонтами R_4 и R_5. Общая толщина пород, заключенных между бюкскими карбонатами и кровлей продуктивного пласта $Хм_1$, превышает 30 м. В скв. 321–48 сохранилась лишь самая нижняя часть первого снизу заглинизированного пропластка мощностью не более 5 м. Обращает на себя внимание то,

Рис. 2. Схема корреляции (II–II) по линии скважин 321–63, 321–48, 321–61 Чаяндинского месторождения
Fig. 2. Correlation chart (II–II) along the wells 321–63, 321–48, 321–61, Chayandinsky field



Усл. обозначения см. на рис. 1
For legend see Fig. 1

Рис. 3. Схема корреляции (II–II) по линии скважин 321–61, 228–1, 321–02 Чаяндинского месторождения
Fig. 3. Correlation chart (II–II) along the wells 321–61, 228–1, 321–02, Chayandinsky field



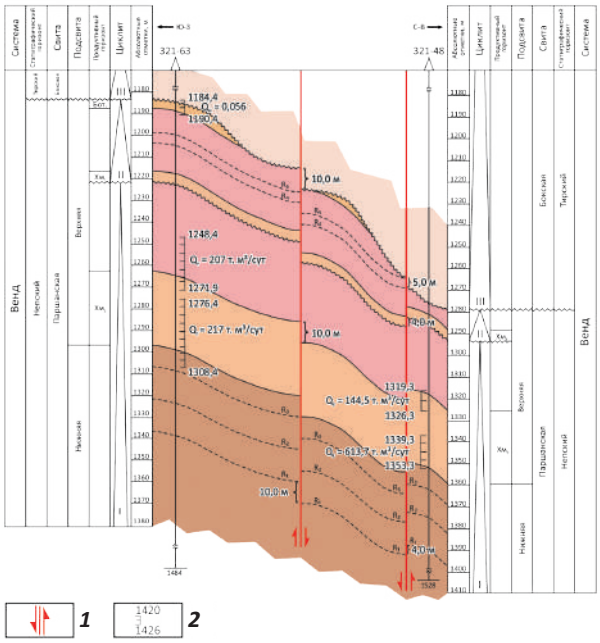
Усл. обозначения см. на рис. 1
For legend see Fig. 1

что между скважинами 321–63 и 321–48 на используемых сегодня структурных картах показано наличие разломов, тогда как при схожей ситуации между скважинами 321–25 и 228–1 никаких разломов на картах не приводится.

Между скважинами 228–1 и 321–02 второй части корреляционной схемы (II-II) в самых верхах терригенного венда вновь наблюдаются изменения толщин пород, практически полностью аналогичные тем, что отмечались между скважинами 321–25 и 228–1

Рис. 4. Геологический профиль (II–II) по линии скважин 321–63, 321–48

Fig. 4. Geological section (II–II) along the wells 321–63, 321–48

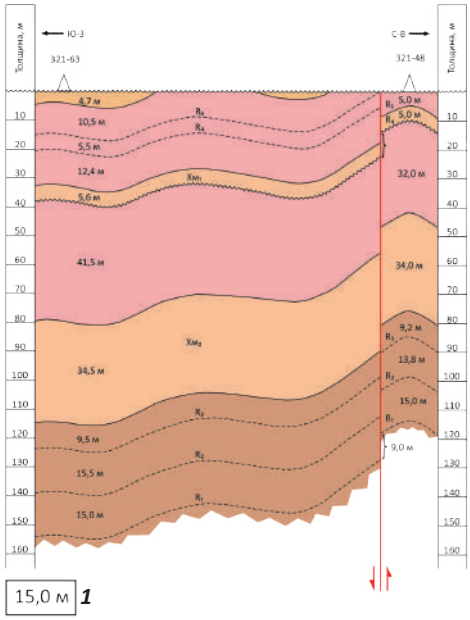


1 — плоскость разлома; ***2*** — интервал опробования.
Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — fault plane; *2* — testing interval.
For other legend items see in Fig. 1

Рис. 5. Палеоструктурный профиль (II–II) по линии скважин 321–63, 321–48 на начало формирования карбонатных отложений бюкской свиты

Fig. 5. Paleostructure section (II–II) along the wells 321–63, 321–48 at the beginning of the Byuksky carbonate deposits formation



1 — толщина пропластка.
Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 4

1 — thickness of interbed
For other legend items see in Fig. 1, 4

(см. рис. 1). Даже мощности ботуобинских песчаников и верхнепаршинских аргиллитов в скважинах 321–25 и 321–02 остаются почти одинаковыми. Это свидетельствует в пользу того, что отложения, вскрытые в скважинах 321–10, 321–25 и 321–02, формировались практически в одинаковых условиях, которые резко отличаются от условий отложения осадков в районе скв. 228–1. Если же между скважинами 321–25 и 228–1 находится разлом, то он должен проходить и между скважинами 321–02 и 228–1.

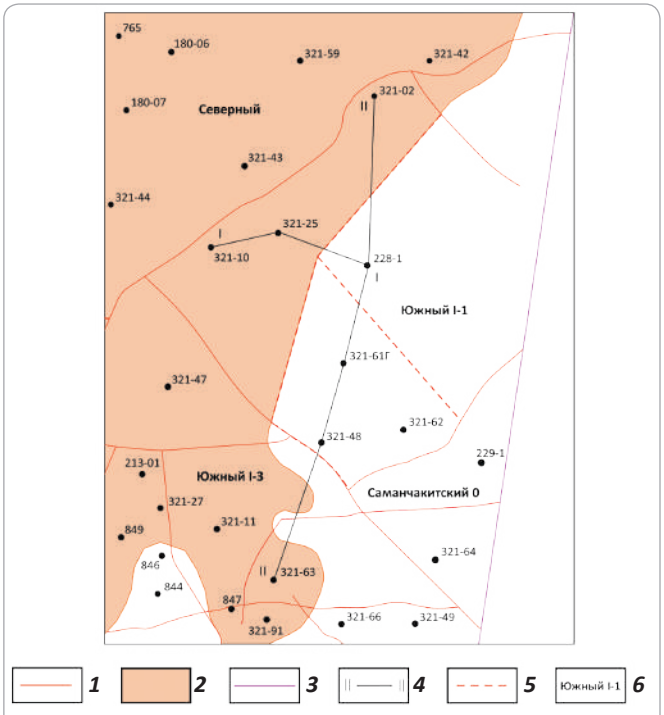
Значительные структурные преобразования наблюдаются и между скважинами 321–61 и 228–1. В скважинах 321–63, 321–48 и 321–61 (см. рис. 2, 3) между пластами $Хм_1$ и $Хм_2$ хамакинского продуктивного горизонта на каротажных диаграммах выделяется пачка верхнепаршинских пород толщиной 28–40 м, а в скв. 228–1 мощность этих отложений не превышает 14 м. Вряд ли подобные радикальные изменения толщины могли произойти без действия тектонических сил, которые ярко проявились перед началом формирования пласта $Хм_1$, знаменуя окончание крупного седиментационно-тектонического цикла. Резкое воздымание крупной территории, вывод из-под воды ранее сформировавшихся пород с их последующим размывом и нивелированием очень часто сопровождаются дизъюнктивными дислокациями со сдвигом.

Современное строение участка Чаяндинского НГКМ в районе скважин 321–63 и 321–48 показано на рис. 4. В северо-восточном направлении отмечается довольно резкое погружение отложений терригенного венда. Примерно в 6 км севернее скв. 321-63 сейсморазведочными работами обнаружен разлом с амплитудой около 10 м. В 1 км южнее скв. 321–48 обнаружен такой же малоамплитудный разлом со сдвигом около 5 м.

В конце формирования интервала пород, заключенного между синхронными реперными горизонтами R_1 и R_2, рассматриваемая территория представляла собой выровненную поверхность дна относительно неглубокого моря (рис. 5). В обеих скважинах толщина данного интервала составляет 15 м. Вслед за этим, на фоне общего прогибания дна седиментационного бассейна, происходит незначительный подъем рассматриваемого района в общем направлении с юга на север. Толщина отложений в скв. 321–63 между синхронными реперными горизонтами R_2 и R_3 достигает 15,5 м, а в скв. 321–48 она равна 13,8 м. К завершению формирования нижнепаршинской подсвиты обстановка седиментации вновь становится практически везде одинаковой, хотя незначительный подъем в северном направлении все еще сохраняется (толщина между репером R_3 и подошвой продуктивного пласта $Хм_2$ в скважинах равна соответственно 9,5 и 9,2 м).

Рис. 6. Схематическая карта тектонического блока Южный I–I с границами расположения пород-коллекторов ботуобинского продуктивного горизонта и нанесением линий ранее выявленных и предполагаемых погребенных разломов Чаяндинского месторождения

Fig. 6. Sketch map of the Southern I–I tectonic block with shown borders of Botuobinsky pay horizon and lines of previously identified and assumed buried faults in the Chayandinsky field



1 — линии выявленных разломов; ***2*** — территории расположения пород-коллекторов ботуобинского продуктивного горизонта; ***3*** — граница лицензионного участка; ***4*** — линии корреляционных схем, палеоструктурного и геологических профилей; ***5*** — линии предполагаемых разломов; ***6*** — тектонические блоки

1 — lines of identified faults; ***2*** — areas of occurrence of reservoir rocks of Botuobinsky pay horizon; ***3*** — license area border; ***4*** — lines of correlation charts, paleostructure and geological sections; ***5*** — lines of assumed faults; ***6*** — tectonic blocks

Последовавший затем общий подъем морского дна привел к тому, что в осадочный бассейн стал поступать грубообломочный материал, что не происходило в более ранний период и таким образом стал формироваться преимущественно песчаный пласт $Хм_2$ хамакинского продуктивного горизонта (толщина в скважинах 34,5 и 34,0 м соответственно). Очередное наступление моря снова изменило литологический состав аккумулирующихся осадков с псаммитового на преимущественно пелитовый. В это время формировалась алевритоаргиллитовая толща, перекрывающая продуктивный пласт $Хм_2$ и служащая ему непроницаемой покрышкой (толщина в скважинах 321–63 и 321–48 равна соответственно 41,5 и 32,0 м).

Через некоторое время отрицательные тектонические движения на изучаемой площади вновь сменились на положительные подвижки и породы нижнего венда были выведены из-под воды на дневную поверхность.

Начало формирования пласта $Хм_1$ хамакинского продуктивного горизонта (толщина в скважинах соответственно 5,6 и 5,0 м) ознаменовалось отложением грубообломочных пород (конгломератов, брекчий, гравелитов и др.), которые выше по разрезу постепенно замещаются средне- и мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Далее следовал очередной трансгрессивно-регрессивный цикл осадконакопления, в начале которого шло равномерное и устойчивое прогибание, а в завершающей регрессивной стадии откладывались мелководные кварцевые песчаники ботуобинского продуктивного горизонта. Отсутствие этих песчаников в скв. 321–48 во многом объясняется появлением разлома с амплитудой 9 м на границе непского и тирского стратиграфических горизонтов и взбросом северной более приподнятой части структуры (см. рис. 5). Намного позже данный разлом, видимо, возродился вторично, но теперь уже с отрицательным значением амплитуды примерно 5 м. Именно поэтому нижние горизонты, вскрытые скв. 321–48, не опущены относительно южной части блока, а наоборот, приподняты на 4 м (см. рис. 4).

При завершении формирования терригенных отложений нижнего венда произошел региональный подъем морского дна всей рассматриваемой территории и наблюдался существенный размыв ранее образовавшихся пород, в том числе и ботуобинских песчаников. После этого размыва уже в следующем цикле осадконакопления, из-за изменившихся условий седиментации, стали отлагаться верхневендские доломиты и ангидриты.

То, что сейсморазведочные работы не выявляют предбюкские и, возможно, более ранние по возрасту разломы, объясняется отсутствием очевидных отражающих сейсмических горизонтов внутри нижневендского терригенного разреза. Если основной сейсмический отражающий горизонт КВ (т. е. граница между доломитоангидритовыми отложениями верхнего венда и терригенными породами нижнего венда) не затронут нарушениями, то обнаружить разломы внутри толщи постоянно чередующегося переслаивания маломощных пропластков алевролитов, песчаников и аргиллитов довольно сложно [6].

Разрывные нарушения играют существенную роль в формировании, сохранении и разработке залежей УВ. Это не вызывает каких-либо сомнений, но на сегодняшний день более актуальным становится вопрос об использовании иных методов, с помощью которых, наряду с сейсморазведкой, можно было бы уверенно определять местоположение разломов, в том числе и погребенных. Одним из таких методов можно признать комплексный подход с использованием циклостратиграфического анализа, основанного на единстве противоречивых явлений

– унаследованности развития и его постоянной изменчивости. Суть данного метода заключается в сопоставлении разрезов скважин на основе выявления и прослеживания по разрезу и площади синхронных реперных горизонтов, соответствующих определенным стратиграфическим подразделениям. Анализ толщин пропластков, выделенных таким образом, и использование целого ряда иных геологических признаков позволяют с большой уверенностью судить о существовании или отсутствии на изучаемых площадях дизъюнктивных дислокаций со сдвигом. На схематической карте, которая приведена на рис. 6, линии предполагаемых погребенных разломов, выявленных в результате проведенных исследований в границах тектонического блока Южный I–I, проведены либо по границе, которая контролирует распространение высокоемких отложений, либо в ослабленных тектонических зонах. В заключение следует отметить, что нельзя исключать вероятность того, что кроме показанных на карте уже выявленных относительно молодых и предполагаемых древних внутриформационных разломов, при дальнейшем бурении эксплуатационных скважин и с появлением новых геолого-геофизических материалов, в блоке Южный I–I будут обнаружены дополнительные разрывные нарушения. Они могут обозначить новые тектонические блоки, но уже более мелких размеров. Внутри этих блоков, в зависимости от направленности тектонических движений и последующих размывов, может отсутствовать верхняя часть терригенного венда, включая ботуобинские песчаники, или, наоборот, скважины вскроют этот продуктивный горизонт в неожиданном месте. В таком случае на карте расположения ботуобинских пород-коллекторов границы продуктивного горизонта в очередной раз изменят свое местоположение.

Геологическую модель Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения необходимо уточнять и совершенствовать по мере получения новых данных.

Литература

1. *Семенов Е.О., Крикунов А.И., Канунникова Н.Ю.* Определение местоположения нижней границы ботуобинского горизонта на Чаяндинском месторождении / Под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 59–70.

2. *Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю.* Уточнение геологической модели Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. Ч. 1 – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 132–145.

3. *Рыжов А.Е. Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю., Саприна О.А.* Уточнение положения границы между нижнебюкской и верхнебюкской подсвитами Чаяндинского НГКМ с привлечением литологических, промыслово-геофизических и сейсмических критериев / Под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 161–173.

4. *Рыжов А.Е. Крикунов А.И., Филиппова (Рыжова) Л.А., Канунникова Н.Ю., Саприна О.А.* Определение степени влияния тектонического фактора на формирование залежей углеводородов на Саманчакитском блоке Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Под ред. В.А. Скоробогатова // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России: сб. науч. ст. – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – С. 99–105.

5. *Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Филиппова Л.А., Н.Ю. Канунникова Н.Ю.* Выяснение наличия погребенных разломов в отложениях нижнего венда на Чаяндинском НГКМ / Под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 150–161.

6. *Крекнин С.Г., Погрецкий А.В., Крылов Д.Н., Трухин В.Ю., Ситдиков Н.Р.* Современная геолого-геофизическая модель Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 44–55.

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора
Виктор Иосифович *Петерсилье*
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Редакция
Выпускающий редактор *Е.А. Варламова*
Научный редактор *О.И. Будянская*
Технический редактор *В.В. Виноградова*
Оригинал-макет *Д.А. Потатуев*
Компьютерная верстка *А.В. Потапова*

Адрес редакции
105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36
Тел. 8(495) 954-52-47, +7(926)380-10-46,
info@oilandgasgeology.ru

Отдел рекламы и маркетинга
Дмитрий Игоревич *Желдаков*
8(499) 781-68-62*3232, zheldakov@vnigni.ru

Сайт журнала «Геология нефти и газа»
www.oilandgasgeology.ru

Веб-мастер *Е.И. Таранина*, taranina@vnigni.ru

Индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» — 70216
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299
Индекс в онлайн каталоге «Почта России» — П4631

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief
Viktor Petersilye
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Editorial office
Executive editor E.A. Varlamova
Science editor O.I. Budyanskaya
Technical editor V.V. Vinogradova
Artwork-design D.A. Potatuev
Layout A.V. Potapova

Adress
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118
Tel. 8(495) 954-52-47, +7(926)380-10-46,
info@oilandgasgeology.ru

Advertising and marketing department
Dmitry Zheldakov
8(499) 781-68-62*3232, zheldakov@vnigni.ru

Website
www.oilandgasgeology.ru

Webmaster E.I. Taranina, taranina@vnigni.ru

Russian Federal Agency on Press and Mass Communications Index — 70216
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299
Online catalogue "Russian Post" Index — П4631

Цена свободная
Тираж 4 000 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Типография Офсетной Печати»
115114 Москва, ул. Дербеневская, 20, стр. 6

Open price
Circulation 4 000 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by OOO “Tipografiya Ofsetnoy Pechati”
115114, 20, build. 6, ul. Derbenevskaya, Moscow, Russia

МОСКВА
MOSCOW

© ООО «ВНИГНИ-2». Редакция не несет ответственности за достоверность информации, содержащейся в рекламных материалах.
© OOO “VNIGNI-2 ” Editorial office is not responsible for the accuracy of promotional content.