



УДК 553.04+622.22(268.52)

ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ОБЪЕКТАХ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «ГАЗПРОМ» В КАРСКОМ МОРЕ

С.Г.Крекнин, Р.Н.Окишев, А.Ф.Огнев, М.Ю.Куприянов, К.В.Пушников (ООО «Газпром геологоразведка»),
А.Н.Рыбьяков, Е.А.Литвинова (ПАО «Газпром»)

На основе переобработки и переинтерпретации геолого-геофизических материалов и новых данных сейсморазведок 2D и 3D МОГТ уточнены сейсмогеологические модели залежей и перспективных объектов на лицензионных участках ПАО «Газпром» в Карском море. По ним приведены результаты переоценки ресурсного потенциала, обоснована очередность их изучения и освоения с учетом существующей и планируемой инфраструктуры на п-ове Ямал и приямальском шельфе.

Ключевые слова: шельф Карского моря; Обско-Тазовское мелководье; геолого-разведочные работы; добыча УВ; ресурсный потенциал.

По экспертным оценкам ученых [1], нефтегазонасыщенные бассейны внутренних морей арктического шельфа содержат основную долю традиционных ресурсов УВ России. Прежде всего, это относится к подготовленным и выявленным объектам Карского моря, где основная доля ресурсного потенциала связана с уникальными открытыми и прогнозируемыми залежами газа и газоконденсата, залегающими на глубинах, доступных для поисково-разведочного бурения (до 3 км). В советский период первыми поисково-оценочными скважинами в Карском море были открыты Ленинградское и Русановское газоконденсатные месторождения, которые относятся к супергигантам или уникальным.

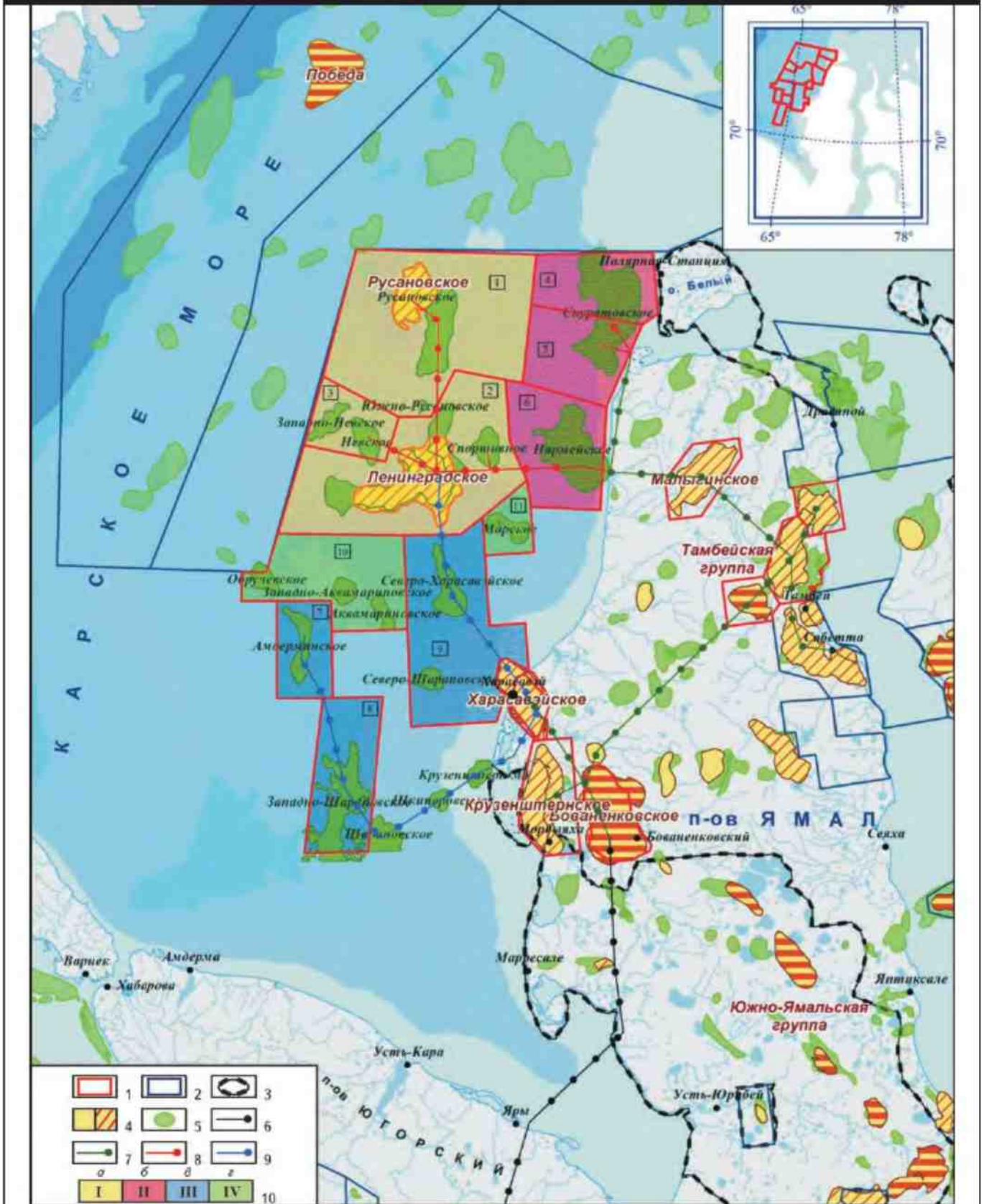
Открытие этих уникальных месторождений на ранней стадии изучения предопределило интенсификацию больших объемов региональных и детальных гравитационных, магнитных и сейсморазведочных работ МОГТ 2D для исследований недр на шельфе Карского моря уже в советский период. В 90-е гг. прошлого и первое 10-летие текущего столетия интенсивность геолого-геофизических работ существенно снизилась. В начале второго 10-летия XXI в., после лицензирования нефтегазовыми компаниями ПАО «Газпром» и ПАО «Роснефть» участков недр федерального значения по решению Правительства России, объемы геолого-разведочных работ по изучению геологического строения и оценки перспектив его нефтегазонасыщенности кратно выросли. Так, ПАО «Газпром» на приямальском шельфе Карского моря было получено 13 лицензий на геологическое изучение и добычу УВ-сырья, в том числе на участки недр, частично расположенные в транзитной зоне, — Харасавэй-море, Крузенштернский, а также Русановский и Ленинградский морские участки недр, включающие одноименные уникальные месторождения газа (рис. 1).

К акватории Карского моря относится и Обско-Тазовское мелководье, изучение перспектив нефтегазонасыщенности морских участков которого началось раньше Группой Газпром. Здесь в 2000-2005 гг. ОАО «Газпром» получило три лицензии на геологическое изучение и добычу УВ на перспективные участки в Обской губе. Позднее, в 2008 г., были получены три участка, включающие месторождения газа, расположенные как на суше Тазовского и Гыданского полуостровов, так и в акватории Тазовской губы.

В 2000-2006 гг. в Обской губе на Каменномысском поисковом участке были проведены сначала сейсморазведочные работы МОГТ 2D, а затем МОГТ 3D, уточнившие строение Каменномысского и Северо-Каменномысского перспективных поднятий. На каждом из них пробурено в акватории по пять скважин, в том числе две глубокие скважины со вскрытием неокотских отложений, позволивших открыть месторождения Каменномысское-море и Северо-Каменномысское, содержащие уникальные по запасам «сухого» газа залежи в сеноманских отложениях, которые сегодня подготовлены к освоению. По этим месторождениям впоследствии были получены две добычные лицензии. На Чугорьяхинском и Обском участках, расположенных в Обской губе, пробурены соответственно три и одна скважины, позволившие открыть крупное и среднее по запасам газа одноименные месторождения. Они также подготовлены к освоению.

На участках, расположенных как в акватории Тазовской губы, так и на побережье Тазовского и Гыданского полуостровов, на суше в советский период были выявлены залежи газа массивного типа в отложениях сеномана, контролируемые структурными ловушками на Семаковском, Тота-Яхинском и Антипаютинском

Рис. 1. СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКОВ ПАО «ГАЗПРОМ» В КАРСКОМ МОРЕ С ВЫДЕЛЕНИЕМ КЛАСТЕРОВ ПО ГЕОЛОГИЧЕСКОМУ ИЗУЧЕНИЮ И ОСВОЕНИЮ ГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА



поднятиях. Акваториальные части залежей были слабо изучены профильными сейсмическими исследованиями МОГТ 2D, здесь не было пробурено ни одной скважины. Поэтому было принято решение отработать их сейсморазведочными работами МОГТ 3D. В результате в 2009-2012 гг. было установлено сложное блоково-сдвиговое строение отмеченных участков недр [2], в том числе сеноманских залежей газа, особенно в акватории Тазовской губы, где расположены сводовые части поднятий. Так, центральная часть массивной сеноманской залежи газа Семаковского месторождения, включая свод Адерпаютинского поднятия, осложнена грабеном субмеридионального простирания, амплитуда которого по кровле отражающего горизонта Г (верхи сеномана) достигает почти 100 м (рис. 2). Антипаютинское поднятие, сводовая часть которого также находится в акватории губы, разбито на четыре блока, в пределах которых сеноманские залежи газа имеют различные газоводяные контакты. Несмотря на наличие высокоамплитудных разломов, которые прослеживаются выше по разрезу, в том числе в глинистых покрышках верхнего мела, и различие отметок газоводонефтяного контакта по сеноманским залежам в разных блоках, на стадии их доразведки в акватории Тазовской губы было установлено, что все это негативно не отразилось на запасах газа. По геолого-промысловым данным бурения шести морских разведочных скважин на Семаковском и по одной на Тота-Яхинском и Антипаютинском месторождениях был выполнен пересчет запасов, показавший существенное их увеличение. Текущие запасы газа позволяют квалифицировать Семаковское и Антипаютинское как уникальные месторождения, а Тота-Яхинское как крупное, на которых сеноманские залежи газа подготовлены к освоению.

По технико-экономическим расчетам при освоении залежей газа сеномана на месторождениях Обско-Тазовского мелководья можно достичь высоких уровней его добычи, обеспечивающих заполнение одной из ниток магистрального газопровода Ямбург – Центр. Их освоение планируется начать с месторождений Каменномыское-море и Северо-Каменномыское в 2025-2030 гг.

По глубоким горизонтам нижнего мела и юры в акватории Обско-Тазовского мелководья выделены перспективные ловушки, ресурсы УВ которых оцениваются как значительные [3]. Они соизмеримы с запасами условного топлива в сеноманском нефтегазоносном

комплексе. Сводовые и присводовые части поднятий, расположенные в акватории, по глубоким горизонтам глубоким бурением не изучены. На побережье Ямала, Тазовского и Гыданского полуостровов одновозрастные перспективные отложения вскрыты единичными скважинами, которые расположены в неоптимальных структурных условиях. Геолого-промысловые характеристики по ним свидетельствуют о наличии в разрезе неокомского, ачимовского и среднеюрского нефтегазоносных комплексов пластовых резервуаров пластов-коллекторов с качественными покрышками над ними. Последние планируется изучить бурением наклонно-направленных поисково-оценочных скважин с суши Семаковского, Антипаютинского и Тота-Яхинского участков. Освоение ресурсного потенциала глубоких горизонтов намечено после 2030 г.

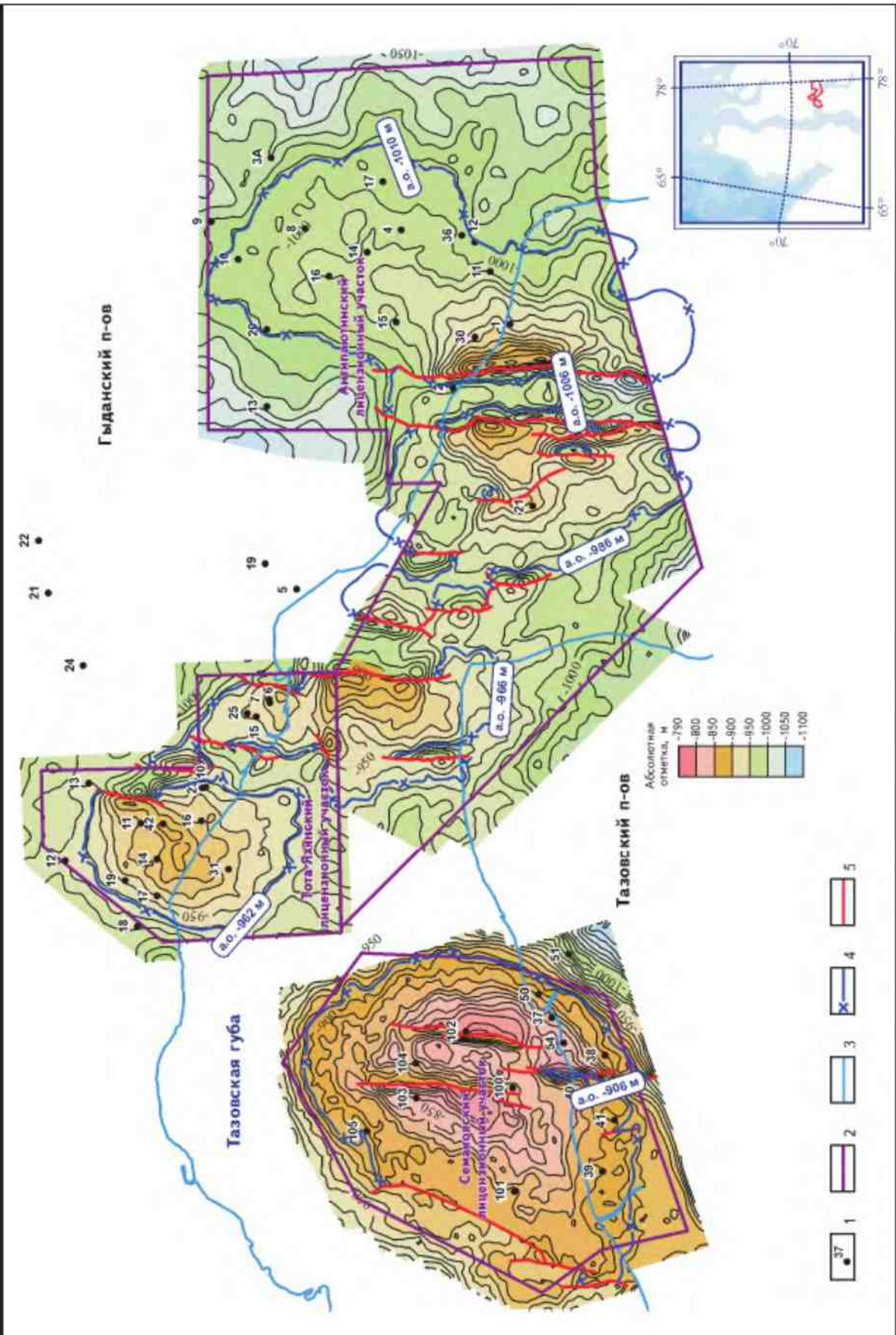
Лицензионные участки федерального значения на приямальском шельфе, полученные ПАО «Газпром» в 2013 г., в основном большие по размерам. При этом площадь контуров нефтегазоносности выявленных залежей и перспективных объектов, как правило, занимает не более половины общей площади участка. В 2014 г. на некоторых из них по единой сети наблюдений были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 2D в объеме 6450 км, уточнившие местоположение контуров ловушек в плане. Это позволило оптимизировать [4] площадь и объемы проведения сейсморазведочных работ МОГТ 3D, рекомендованные в лицензионных обязательствах по участкам недр.

По всем участкам недр приямальского шельфа, согласно лицензионным соглашениям, в 2014-2015 гг. специалистами ООО «Газпром геологоразведка» были разработаны проекты разведочных и поисково-оценочных работ. Согласно этим проектам, по каждому участку в 2014-2019 гг. в пределах уточненных контуров залежей и перспективных объектов намечено выполнить сейсморазведочные работы МОГТ 3D в объеме 28,3 тыс. км², что превышает рекомендуемые в лицензионных соглашениях (12,2 тыс. км²) в 2,3 раза. В 2014-2015 гг. часть планируемых объемов была выполнена в пределах Скуратовского мегавала на Няремейском и Скуратовском, а также частично Ленинградском и Русановском лицензионных участках в объеме 3,6 и 3,1 тыс. км² соответственно. Остальной объем работ по участкам планируется выполнить в 2016-2019 гг. Важно отметить, что намеченные объемы сейсморазведочных работ МОГТ 2D и 3D

к _____

Участки недр: 1 – Группы "Газпром" (цифры в квадратах): 1 – Русановский, 2 – Ленинградский, 3 – Невский, 4 – Белоостровский, 5 – Скуратовский, 6 – Няремейский, 7 – Амдерминский, 8 – Западно-Шараповский, 9 – Северо-Харасавэйский, 10 – Обручевский, 11 – Морской; 2 – независимых недропользователей; 3 – границы заказников (ООПТ); 4 – месторождения УВ-сырья; 5 – перспективные объекты; нитки газопроводов: 6 – магистральные, 7 – проектные на суше, 8 – проектные на шельфе (СПП), 9 – на шельфе (трубные); 10 – кластеры (лицензионные участки недр по очередности их изучения и освоения): а – I (1, 2, 3), б – II (6, 5, 4), в – III (9, 7, 8), г – IV (10, 11)

Рис. 2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ СЕНОМАНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ В ПРЕДЕЛАХ СЕМАКОВСКОГО, ТОТА-ЯКИНСКОГО И АНТИПАУТИНСКОГО ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКОВ ПАО «ГАЗПРОМ» ПО МАТЕРИАЛАМ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ МОГТ ЗД (составлена по материалам ООО «Газпром геологоразведка» и ООО «Ингеосервис», 2014)



1 – пробуренные поисково-оценочные и разведочные скважины; 2 – границы участков недр; 3 – береговая линия; 4 – контур сеноманских газовых залежей; 5 – дизъюнктивные нарушения

по планам ПАО «Газпром» будут выполнены на 2 года раньше, чем требуется в лицензионных обязательствах.

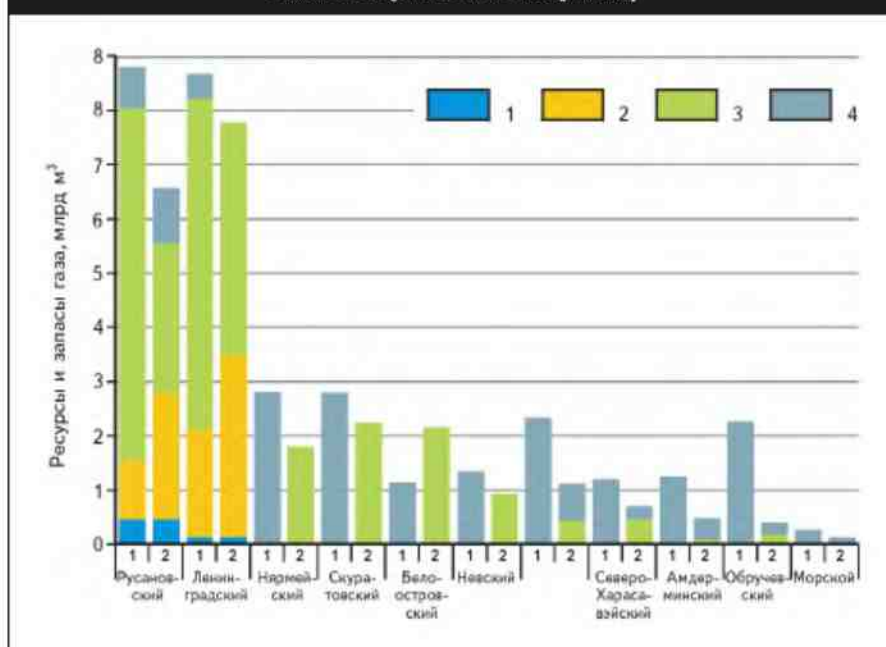
По участкам недр Крузенштернскому и Харасавэй-море (лицензии получены в 2008 и 2010 гг.) сейсморазведочными работами МОГТ 3D полностью покрыты площади развития залежей УВ и перспективных объектов глубоких горизонтов нижнего мела и юры.

Новые данные сейсморазведки МОГТ 2D и 3D, с учетом переработанных материалов МОГТ 2D прошлых лет в объеме 39,4 тыс. км, позволили уточнить сейсмогеологические модели строения залежей УВ и перспективных объектов и провести переоценку их нефтегазового потенциала. По Русановскому, Ленинградскому и Крузенштернскому лицензионным участкам, включающим одноименные уникальные месторождения, запасы газа и жидких УВ, особенно категории C_2 , существенно выросли относительно балансовых значений, в основном за счет увеличения площади газоносности залежей и частично газонасыщенных толщин. В то же время ресурсы УВ не вскрытых бурением глубоких горизонтов нижнего мела и юры несколько снизились в связи с более высокой расчлененностью рельефа и наличием блоково-сдвиговых дислокаций по нижней части пород осадочного чехла. В целом структура сырьевой базы по ним стала более достоверной за счет снижения доли прогнозных ресурсов категорий $D_{1л}$ и D_1 , а также исключения ресурсов категории D_2 (рис. 3).

Ресурсный потенциал Нярмейского, Скуратовского и Белоостровского поисковых участков недр, расположенных в пределах Скуратовского мегавала, по результатам переработки и переинтерпретации сейсмических материалов, а также вновь выполненных съемок МОГТ 3D оценивается как весьма высокий, позволяющий судить о наличии здесь богатой зоны газонакопления по сеноман-альб-аптским отложениям (рис. 4).

Местоположение перспективных структур и структурный план по прогнозным объектам претерпели большие изменения. Структуры сместились в транзитную зону, ближе к побережью Ямала. Прогнозные залежи в разрезе сеноман-альбских отложений здесь отображаются в динамических аномалиях (рис. 5) — типа залежь (АТЗ). Площади последних существенно выросли по сравнению с приведенными в паспортах объектов лицензирования. Здесь прогнозируется открытие уникально-

Рис. 3. СРАВНЕНИЕ ОЦЕНОК ГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА УЧАСТКОВ НЕДР НА ШЕЛЬФЕ КАРСКОГО МОРЯ (1 — на дату получения лицензий в 2013 г., 2 — на основе переработки и переинтерпретации геолого-геофизических материалов)



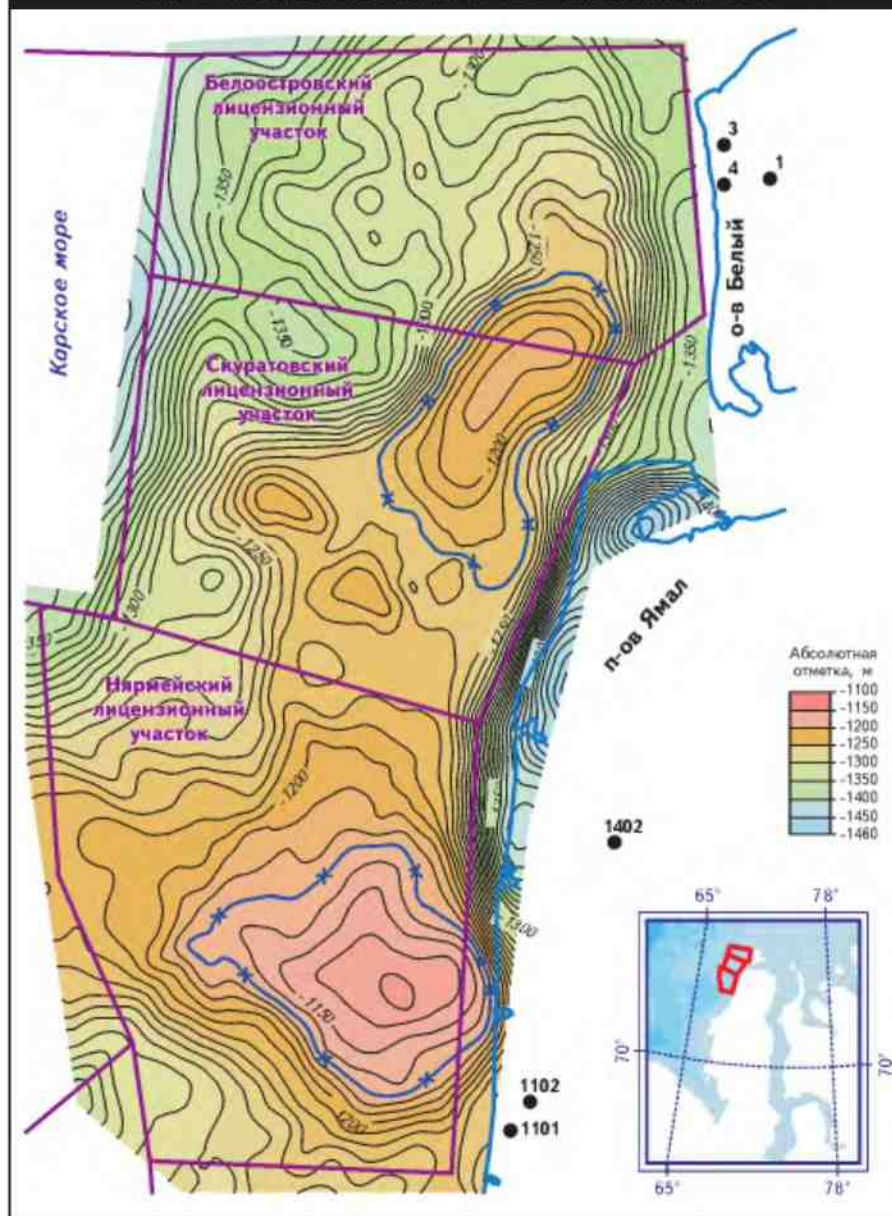
Категории запасов и ресурсов газа: 1 — C_1 , 2 — C_2 , 3 — C_3 , 4 — $D_{1л+1+2}$

го месторождения газа, контуры залежей УВ которого по сеноман-аптским отложениям являются единичными для Скуратовского и Белоостровского лицензионных участков.

Западно-Шараповский, Амдерминский и Обручевский лицензионные участки приурочены к Обручевскому гемивалу, который осложнен одноименными локальными поднятиями. В результате переработки и переинтерпретации сейсмических материалов МОГТ 2D прошлых лет в волновом поле сеноман-альбских отложений крупноразмерные динамические аномалии не наблюдаются. Поэтому оценки ресурсного потенциала по ним значительно снизились по сравнению с балансовыми, приведенными в лицензионных соглашениях, — суммарный ресурсный потенциал участков, расположенных в пределах Обручевского гемивала, при переоценке уменьшился почти в три раза.

Морской и Северо-Харасавэйский участки, а также большая часть площади Обручевского лицензионного участка (Акваринавая группа малоамплитудных поднятий) тектонически приурочены к Пухучанской впадине. Они изучены по редкой сети профилей МОГТ 2D. По сеноман-аптским отложениям выделены малоамплитудные ловушки, по которым оценены небольшие по величине ресурсы газа. По более глубоким горизонтам нижнего мела и юры ловушки структурного типа по сейсмическим данным не отбиваются. В этой связи приведенный по ним в лицензионных соглашениях весомый ре-

Рис. 4. СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ НЯРМЕЙСКОГО, СКУРАТОВСКОГО И БЕЛООСТРОВСКОГО ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКОВ ПАО «ГАЗПРОМ» ПО МАТЕРИАЛАМ ПЕРЕОБРАБОТКИ И ПЕРЕИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ МОГТ 2D (составлена по материалам ООО «Газпром геологоразведка» и ООО «Ингеосервис», 2015)



Усл. обозначения см. на рис. 2

сурсный потенциал, соизмеримый с открытием уникальных и крупных месторождений на Северо-Харасавэйском и Обручевском лицензионных участках, не подтверждается геолого-геофизическими данными, в том числе вновь выполненными сейсморазведочными работами МОГТ 2D.

Для строительства проектных скважин на участках приямальского шельфа планируется использовать по

одной самоподъемной и одной полупогруженной плавучих буровых установок ПАО «Газпром», которые высвобождаются с 2017 г. на шельфе Сахалина. За один сезон открытой воды в Карском море с их помощью можно пробурить не более двух скважин глубиной 2400-2700 м. Проектные морские скважины, как правило, имеют сложную конструкцию для исключения аварийных ситуаций и загрязнения окружающей природной среды. Она включает водоизолирующую колонну с заглублением в грунт на 30-50 м; кондукторы глубиной 250-350 м (от поверхности дна); первую техническую колонну, спускаемую для перекрытия неустойчивых к кавернообразованию и газопроявлениям надсенноманских (сенонских) отложений; вторую техническую колонну, предназначенную для перекрытия перспективных сеноман-альб-аптских отложений с гидростатическими давлениями; эксплуатационную колонну (или хвостовик), которая перекрывает неокомскую часть разреза с повышенными уровнями (до 1,3 крат.) пластового давления. В некоторых случаях для скважин глубиной 2600-2700 м, которые вскрывают неокомскую часть разреза, ее не перекрывают эксплуатационной колонной в связи с недостатком времени для испытания вышележащих залежей и перспективных объектов в сеноман-альб-аптских отложениях. В ней объекты опробуются в открытом стволе с помощью приборов на кабеле (ГДК-ОПК) и расширенного комплекса ГИС, например, по методике MDT фирмы «Шлюмберге».

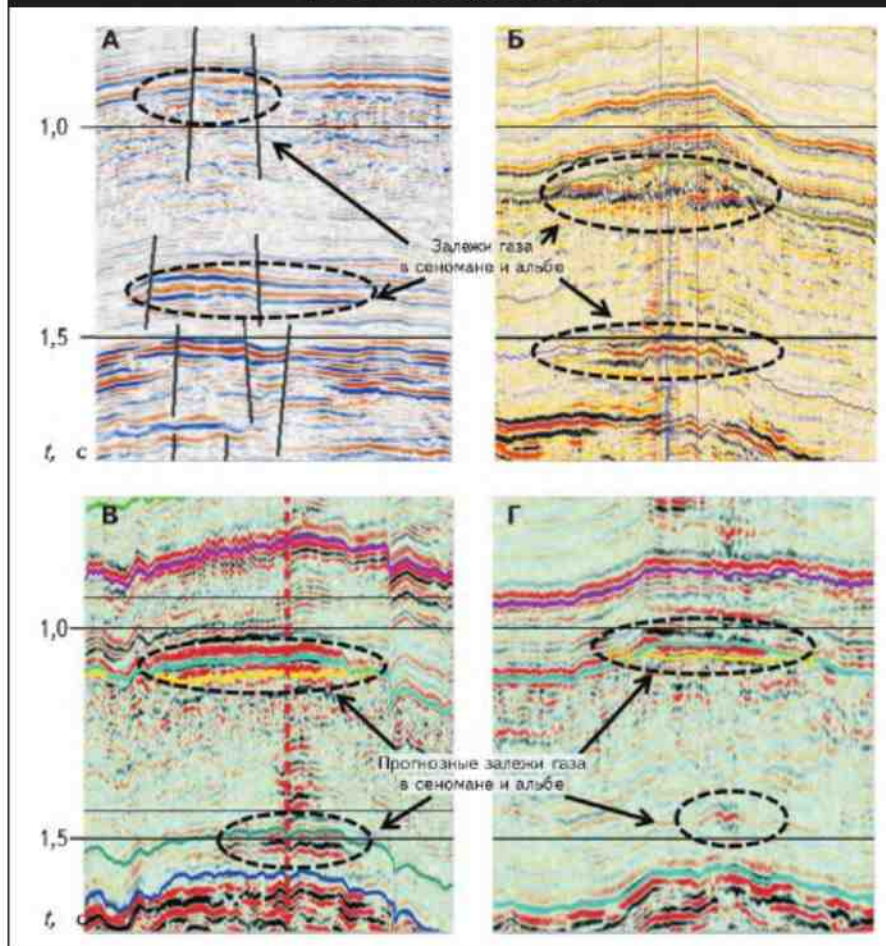
Лицензионные участки ПАО «Газпром» приямальского шельфа по величине ресурсного потенциала, расположению относительно друг друга, удаленности от западного побережья Ямала, технологии их освоения можно сгруппировать в четыре кластера. По приоритетности и геологическим рискам подготовки запасов газа и их освоения в I кластер включены три участка (Русановский, Ленинградский и Невский) Русановско-Ленинградского мегавала, во II — также три

участка (Нярмейский, Скуратовский и Белоостровской) Скуратовского мегавала. Суммарный их ресурсный потенциал газа соизмерим с Бованенковско-Харасавэйским центром газодобычи на Ямале. Подготовку запасов газа ресурсов выявленных и прогнозных залежей в сеноман-альб-аптских и неокомских отложениях, залегающих до глубины 2500-2700 м, этих кластеров принято считать приоритетной задачей в ПАО «Газпром» за 10-летний период действия лицензии, до 2023 г. включительно. В случае подтверждения ресурсного потенциала участков II кластера и открытия здесь месторождения, уникального по запасам газа, освоение начнется именно с него, как наиболее приближенного (до 10 км) к западному побережью Ямала. Русановское и Ленинградское месторождения по оценкам авторов статьи, обладают более весомыми запасами и ресурсами газа, чем объекты II кластера. В комплексной программе освоения Ямала (2010) ввод в разработку этих месторождений планировалось начать на рубеже 30-х гг. текущего столетия. При этом рассматривались варианты как трубной транспортировки газа, так и сжиженного природного газа. С учетом необходимости создания единой подводной инфраструктуры подготовки и транспортировки газа и жидких УВ до западного побережья Ямала, первоочередной ввод в освоение ресурсного потенциала участков II кластера наиболее рационально по технико-экономическим критериям (см. рис. 1, 3).

В III кластер включены участки Обручевского гемивала (Западно-Шараповский, Амдерминский), а также Северо-Харасавэйский, приближенный как к гемивалу, так и участку Харасавэй-море приямальской транзитной зоны. Суммарный ресурсный потенциал этого кластера оценивается не более 1 млрд т усл. топлива, который в большей своей части связан с перспективными объектами сеноман-альб-аптских отложений Северо-Харасавэйского поднятия. Последнее в тектоническом отношении приурочено к Пухучанской впадине, сформировано за счет инверсии структурного плана в неотектонический период. При этом некоторые исследова-

ватели по морфологии считают его седловиной, другие самостоятельной структурой, расположенной на структурной оси, соединяющей Нурминский и Русановско-Ленинградский мегавалы Ямала и шельфа Карского моря. По перспективным объектам поисковых участков этого кластера велики геологические риски низких коэффициентов подтверждения ресурсного потенциала. В этой связи после проведения сейсморазведочных работ МОГТ 3D, разработки дополнений к существующим Проектам поисково-оценочных работ предполагается выполнить по ним ТЭО целесообразности их освоения. Выполнение объемов глубокого бурения, рекомендованных в лицензионных обязательствах, начать только по тем участкам, по которым в результате технико-экономических расчетов будет установлена возможность рентабельности освоения ресурсного потенциала.

Рис. 5 ОТОБРАЖЕНИЕ В ВОЛНОВОМ СЕЙСМИЧЕСКОМ ПОЛЕ ВЫЯВЛЕННЫХ И ПРОГНОЗНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗА В ИНТЕРВАЛЕ ЗАЛЕГАНИЯ АЛЬБ-СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПЛОЩАДЯХ ПАО «ГАЗПРОМ» НА ЯМАЛЕ И ПРИЯМАЛЬСКОМ ШЕЛЬФЕ (составлено по материалам ООО «Газпром геологоразведка» и ООО «Ингеосервис», 2015)



Газоконденсатные месторождения: А – Малыгинское, Б – Ленинградское, поднятия: В – Скуратовское, Г – Нярмейское

IV кластер составили Морской и Обручевский участки, приуроченные к Пухучанской впадине. Их уточненный ресурсный потенциал уже сейчас позволяет утверждать о нецелесообразности его освоения при существующих технологиях поисково-разведочных работ и подводной добыче газа. По ним высоки риски отсутствия крупных скоплений газа в сеноман-альб-аптских отложениях на глубине до 2500 м, которые доступны для поисково-разведочного бурения за один короткий сезон (до 3 месяцев) открытой воды в Карском море. В этой связи предлагается по этим участкам сдать лицензии в Роснедра, дабы исключить санкции по невыполнению лицензионных обязательств. Это кластер может пополниться участками либо частью объектов из них за счет III кластера по результатам ТЭО.

Обоснование направлений проведения поисково-разведочных работ на лицензионных участках ПАО «Газпром» в Карском море выполнено с учетом уточнения их ресурсной базы, которая претерпела существенные изменения относительно представленной в лицензиях. При концентрации объемов геолого-разведочных работ на участках, которые объединены в I и II кластеры для освоения, можно подготовить весомые запасы газа на уникальных открытых и прогнозируемых месторождениях, где залежи связаны с сеноман-альб-аптскими отложениями, которые залегают на глубине до 2500–2700 м, доступной для изучения скважинами за один сезон открытой воды. Это будет способствовать ускоренному формированию нового морского центра газодобычи вблизи от функционирующего на базе Бованенковского супергиганта.

Для первоочередного освоения ресурсного потенциала первых двух кластеров в перспективе до 2030 г. необходимо проработать сложные вопросы по обустройству, технологии добычи и транспортировке газа и жидких УВ до западного побережья Ямала. Пока разработана концептуальная схема транспортировки газа по нескольким направлениям (см. рис. 1). Одно из них в направлении Малыгинской и Тамбейской групп месторождений для сжижения газа и вывоза сжиженного природного газа из порта Сабетта. Второе направление касается транспорта газа с Ленинградского и Русановского месторождений до Харасавэй-Бованенковского промзла с последующей его транспортировкой по системе магистрального газопровода Бованенково – Центр.

Литература

1. **Богоявленский В.И.** Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона / В.И.Богоявленский, И.Д.Полякова // Арктика: экология и экономика. — 2012. — № 3 (7).

2. **Огнев А.Ф.** Разломно-сдвиговые деформации при коллизии Тазовского и Гыданского геоблоков и их влияние на

распределение газа в массивных ловушках сеноманских отложений по результатам 2D и 3D сейсмогеологического моделирования в акватории Тазовской губы и прилегающих участков суши / А.Ф.Огнев, М.Ю.Куприянов и др. // Материалы III Международной научно-практической конференции «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток» (ROOGD–2010). — 2010.

3. **Огнев А.Ф.** Перспективы подготовки запасов газа и жидких УВ на Семаковском, Антипаютинском и Тота-Яхинском участках ОАО «Газпром» в акватории Тазовской губы / А.Ф.Огнев, М.Ю.Куприянов и др. // Тр. 10-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO / CIS Offshore 2011). — 2011.

4. **Огибенин В.В.** Шельфовые проекты ГРП в Карском море для восполнения сырьевой базы ОАО «Газпром» в Западной Сибири / В.В.Огибенин, А.В.Погрецкий, А.Ф.Огнев, М.Ю.Куприянов // Газовая промышленность. — 2014. — № 11 (714).

© Коллектив авторов, 2016

Сергей Геннадьевич Крекнин,
главный геолог,
s.kreknin@ggr.gazprom.ru;

Роман Николаевич Окишев,
первый заместитель генерального директора,
r.okishev@ggr.gazprom.ru;

Анатолий Федорович Огнев,
начальник отдела,
кандидат геолого-минералогических наук,
a.ognev@ggr.gazprom.ru;

Михаил Юрьевич Куприянов,
заместитель начальника отдела,
m.kupriyanov@ggr.gazprom.ru;

Константин Викторович Пушников,
начальник Управления,
k.pushnikov@ggr.gazprom.ru;

Алексей Николаевич Рыбьяков,
начальник отдела,
A.Rybiakov@adm.gazprom.ru;

Екатерина Анатольевна Литвинова,
заместитель начальника отдела,
E.Litvinova@adm.gazprom.ru.

HYDROCARBON DEPOSITS EXPLOITATION PROSPECTS FOR PJSC "GAZPROM" OBJECTS IN THE KARA SEA

Kreknin S.G., Okishev R.N., Ognev A.F., Kupriyanov M.Ju., Pushnikov K.V. (ООО "Газпром Геологоразведка"), Rybiakov A.N., Litvinova E.A. (PJSC "Gazprom")

Seismic geological models of deposits and promising objects in the PJSC "Gazprom" license regions of the Kara Sea were detailed on the basement of geological and geophysical data reinterpretation and new 2D and 3D CPD seismic survey data. The results of the resources potential reevaluation according to the models are presented and the order of the deposits research and exploitation is substantiated in view of the present and planned infrastructure in the Yamal peninsula and the near-Yamal shelf.

Key words: the Kara Sea shelf; Obsko-Tazovsk shallow waters; geological exploration; hydrocarbon output; resource potential.