

УДК 338.45:621.279(571.121)

Новый вектор в освоении Арктики – перспективы создания Западно–Ямальского (Ямало–Карского) газопромыслового кластера "суша–море"

^{1,2}Никитин Б.А., ²Холодилов В.А., ³Прищепа О.М., ²Оганов А.С., ²Зинченко И.А., ⁴Маммадов С.М.

¹ ПАО "Газпром", Москва

² Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва

³ Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

⁴ ООО "НьюТек Сервисез", Москва

Отмечается, что стратегическим резервом развития газовой отрасли России являются прилегающие к нефтегазоносным арктическим районам суши зоны мелководного шельфа полуострова Ямал с его сухопутными, а также частично расположенными на акватории (транзитными) и на прилегающем шельфе Карского моря месторождениями.

Предлагается в развитие разработанной ПАО "Газпром" Программы комплексного освоения месторождений полуострова Ямал и прилегающих акваторий создание Западно-Ямальского газопромыслового кластера "суша–море" путем совместного комплексного освоения месторождений суши и морских месторождений приямальского шельфа ранней системы разработки залежей "сухого" газа с использованием подводной и береговой промысловой инфраструктуры полуострова Ямал.

Ключевые слова: Ямальский шельф; центр газодобычи; Ленинградское месторождение; морская добыча; "сухой" газ.

Выработка активных запасов нефти и газа в традиционных районах добычи в России приводит к необходимости проведения геолого-разведочных работ (ГРП) в новых малоизученных районах, районах сложного геологического строения с неразвитой инфраструктурой на суше, развертывания работ в прибрежной зоне и на арктическом шельфе, поиска эффективных технологий добычи трудноизвлекаемых запасов.

Развитие нефтегазодобычи с точки зрения решения задачи наращивания или замещения сырьевой базы углеводородов (УВ) в России в средне-долгосрочной перспективе возможно на базе четырех основных направлений (альтернативных и-, или взаимодополняющих), являющихся в разной степени наукоемкими и отличающихся темпами возможной реализации [1].

1. Обоснование, изучение и подготовка новой сырьевой базы УВ, разработка техники и технологий для вовлечения ее в освоение в труднодоступных районах акватории арктических и дальневосточных морей (прежде всего Западно-Арктического шельфа Карского и Баренцева морей).

2. Обоснование и изучение районов подготовки новой сырьевой базы УВ, строительство транспортной инфраструктуры для вовлечения ее в освоение в удаленных, труднодоступных районах суши (Восточная Сибирь, Дальний Восток, арктические районы Западной Сибири и арктические районы Тимано-Печорской провинции).

3. Обоснование, изучение и вовлечение в промышленный оборот не востребуемых запасов нефти и газа в хорошо изученных и промышленно развитых регионах (мелкие и мельчайшие по величине запасы, трудноизвлекаемые запасы нефти и газа, нефтяные оторочки, подгазовые залежи, запасы низкопроницаемых и трещинных коллекторов и т.д.).

4. Обоснование, изучение, оценка значимости, подготовка новой сырьевой базы и разработка технологий извлечения для вовлечения в освоение скоплений нефти и газа в нетрадиционных сланцевых низкопоровых и неравномерно проницаемых толщах.

Выделенные направления существенно отличаются масштабами затрат, темпами возможной реализации, числом и масштабами вовлеченных в реализацию смежных отраслей промышленности, глубиной исследований и комплексностью обеспечивающих научных разработок.

Вовлечение в промышленный оборот сырьевой базы углеводородов арктических акваторий требует развития принципиально новых методов, техники и технологий эффективной разработки залежей УВ, глубоководного обустройства и резкого ускорения обеспечивающих научных исследований и НИОКР, т.е., по сути, формирования принципиально новой, отвечающей современным вызовам системы, базирующейся на объединении усилий науки в тесном взаимодействии, и при безусловной

поддержке государства, с инновационно ориентированными крупными государственными компаниями, видящими свое развитие не столько в корпоративной закрытости, сколько в поиске подходов к реализации прорывных наукоемких проектов [2].

Никто в мире сегодня не обладает технологиями освоения, разработанными для схожих природных и ледовых условий, свойственных условиям арктических морей России. При этом не ставится под сомнение огромный углеводородный потенциал, как и возможности его наращивания, прежде всего в российском секторе Западной Арктики [1]. В целом, Арктическая зона Российской Федерации охватывает площадь около 9 млн км², в том числе площадь континентального шельфа – около 6,2 млн км² (70 %). Она полностью или частично включает территории 7 субъектов РФ и прилегающий к этим территориям арктический шельф. В арктических районах все перспективные территории на западе имеют морские продолжения, а на востоке Арктики все перспективы связаны исключительно с шельфом. Ресурсы УВ на шельфе морей российской Арктики оцениваются в

более чем 110 млрд т у.т., из которых большая часть приходится на газ [3]. Последняя оценка нефтегазового потенциала недр шельфа российских морей показала, что более 70 % общей величины прогнозных ресурсов УВ приходится на Карское и Баренцево моря (из них 90 % на газ и газоконденсат).

Основной нефтегазовый УВ потенциал на суше приурочен к Ямало-Ненецкому АО [1]. Здесь сосредоточены основные запасы нефти (5,2 млрд т, 73 %) и природного газа (40,2 трлн м³, 97 %). В целом, арктические территории обеспечивают 82 % добычи газа России и более 12 % жидких УВ.

На п-ове Ямал, по сути, сформирован новый центр газодобычи, который имеет стратегическое значение для развития всей газовой отрасли России.

Важнейший стратегический документ, обеспечивающий мероприятия по развитию центра газодобычи, – разработанная ПАО "Газпром" Программа комплексного освоения месторождений полуострова Ямал и прилегающих акваторий (далее – Программа), в которой комплексное освоение месторождений

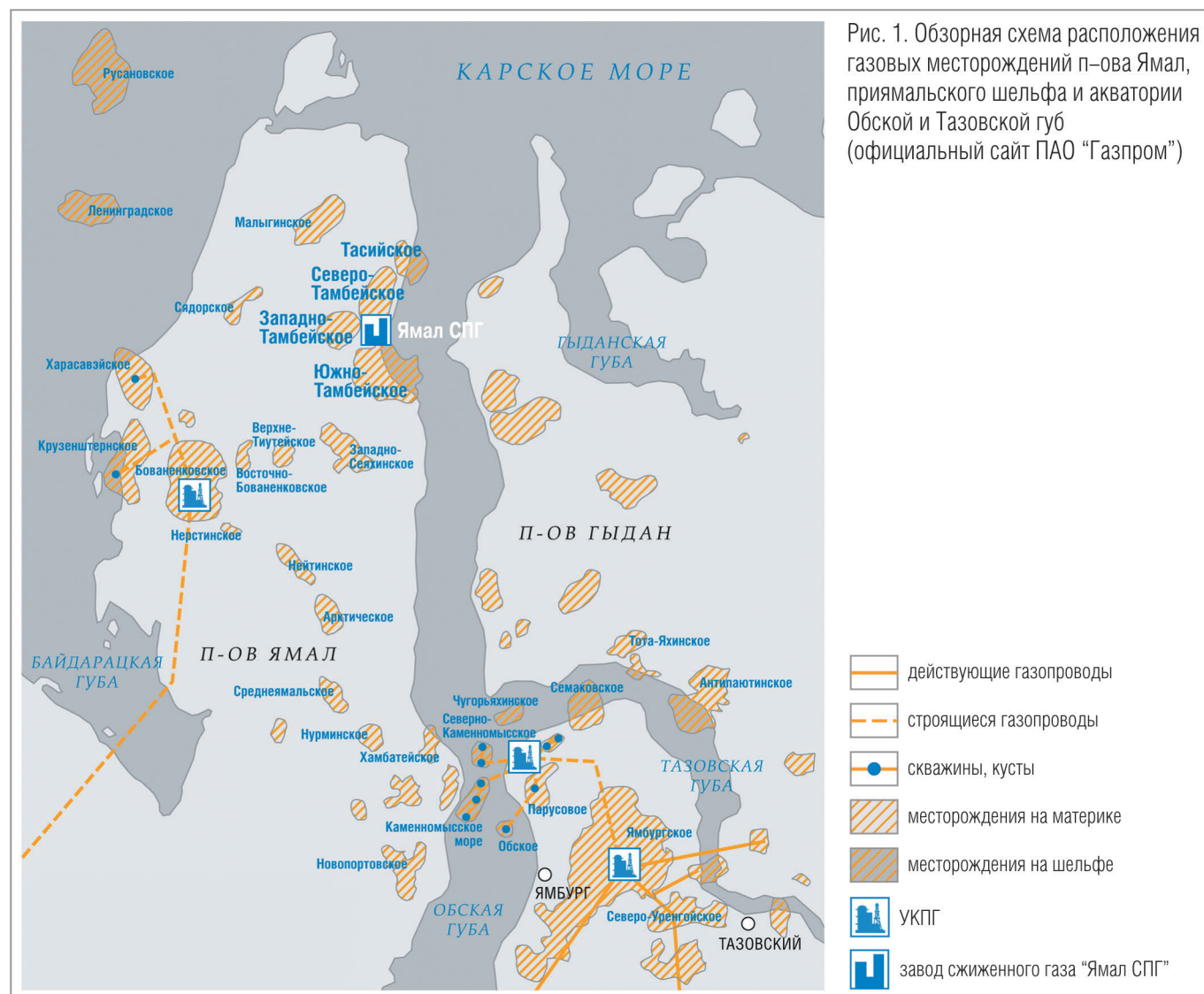


Рис. 1. Обзорная схема расположения газовых месторождений п-ова Ямал, приамальского шельфа и акватории Обской и Тазовской губ (официальный сайт ПАО "Газпром")

УВ суши Ямала представлено тремя промышленными нефтегазоносными зонами – Бованенковской, Тамбейской и Южной; в каждую из них входит своя группа месторождений УВ, в основном газоконденсатных (рис. 1).

Главная и наиболее значимая по объемам выявленных запасов газа Бованенковская промышленная зона (с оценкой запасов порядка 8 трлн м³ газа) включает три базовых газоконденсатных месторождения (ГКМ): Бованенковское, Харасавэйское и Крузернштернское. Две других (Тамбейская и Южная группы ГКМ с оценкой запасов более 6 трлн м³ газа), представлены 15 обособленными мелкими, средними и крупными ГКМ, рассредоточенными по большей части территории п-ова Ямал, площадь которого более 110 тыс. км² [4]. Лицензии на право пользования недрами принадлежат в основном группе компаний "Газпром" и группе "Новатэк".

Суммарная ежегодная добыча газа в соответствии с Программой предполагалась включительно до 2025 г. на уровне 220 млрд м³, что в связи с полученными новыми данными в результате доизучения, доразведки и освоения месторождений должно быть переосмыслено и скорректировано как по объемам добычи УВ, так и по объектам и границам ранее выделенных нефтегазоносных зон.

Освоение ГКМ Тамбейской и Южной зон проводится обособленно от Бованенковской группы с использованием существенно разных схем транспортировки газа для каждой группы. Так, для Тамбейской группы используется схема подачи добытого газа до завода по производству сжиженного газа проекта "Ямал СПГ" с дальнейшей транспортировкой из порта отгрузки Сабетта на рынки сбыта с использованием специализированного морского транспорта и соответствующей инфраструктуры Северного морского пути (СМП) в западном направлении. Для Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения, оператором которого является ООО "Газром-нефть-Ямал", используется схема транспорта добытой нефти по суше до терминала "Ворота Арктики", отгрузка в танкеры и транспортировка в Европу (также с использованием возможностей СМП).

Освоение Бованенковского ГКМ ведется с транспортировкой газа по магистральному газопроводу Бованенково-Ухта-Торжок [5, 6]. Среди Бованенковской группы Бованенковское ГКМ является главным базовым газопромысловым объектом. Оно считается третьим по величине запасов газа (около 5 трлн м³) в РФ и входит в шестерку крупнейших в мире.

Добыча газа на Бованенковском ГКМ началась в 2012 г. По состоянию на 01.01.2020 на месторождении осуществляется реализация ранней системы разработки сеноман-аптских залежей "сухого" газа (объекты разработки – 1, 2, 3 и 4). В эксплуатацию введено более 400 скважин, добыча газа за 2019 г. составила более 95 млрд м³. Построены и введены в эксплуатацию три установки комплексной подготовки газа (УКПГ). За-

планируемый уровень максимальной добычи "сухого" газа составляет 115 млрд м³ в год с периодом постоянной добычи около 10 лет. За весь цикл эксплуатации Бованенковского месторождения ранней системы разработки планируется добыть более 3 трлн м³ газа.

Максимальные уровни добычи газа на ГКМ Ямала на полное развитие из газонасыщенных пластов сеномана, альба и апта предположительно должны достигнуть в год: Бованенковское – 140 млрд м³; Харасавэйское – 50 млрд м³; Крузернштернское – 40 млрд м³. При этом предполагается традиционная классическая схема их поочередного освоения (до предельного истощения газовых пластов по каждому, в том числе и газоконденсатных залежей). Ямальского газа Бованенковской группы ГКМ с учетом обеспечения его подачи в магистральный газопровод на уровне 140 млрд м³ в год хватит на 70 лет и более.

Месторождения акватории Карского моря, которые непосредственно прилегают к западной части п-ова Ямал, конкретно в Программе не рассматривались, поскольку они не были полностью разведанными на момент ее составления (Ленинградское и Русановское ГКМ). За последний 8-летний период с учетом новых данных сейсморазведки 3D (выполненной практически на всех лицензионных участках в Карском море ПАО "Газпром"), а также поисково-разведочного бурения новых скважин в пределах Ленинградского и Русановского ГКМ на шельфе Карского моря, разведанные запасы газа приямальского шельфа могут рассматриваться как весьма значимые с возможностью привлечения инвестиций.

По результатам проведенных геолого-разведочных работ в акватории приямальского шельфа Карского моря выделяется 5 базовых объектов (газовых месторождений) с промышленными запасами газа – Ленинградское, Русановское, им. В.А. Динкова, Нямейское и 75 лет Победы (табл. 1).

С учетом состояния запасов газа и конденсата новых месторождений, полученных новых данных о нефтегазоносности акватории в качестве одного из возможных стратегических решений можно рассмотреть вариант совместного комплексного освоения месторождений Ямала и морских месторождений приямальского шельфа с осуществлением реализации ранней

Таблица 1. Состояние и оценка запасов газа месторождений Приямальского шельфа Карского моря по состоянию на 01.01.2020 г. с учетом открытий 2020 г.

Месторождение	Ученные запасы газа категорий C ₁ +C ₂ , млрд м ³
Ленинградское ГК	1950
Им. В.А. Динкова	400
Русановское ГК	780
Нямейское	120
75 лет Победы	> 200

системы разработки залежей "сухого" газа, используя подводную и береговую промысловую инфраструктуру п-ова Ямал.

Сроки и порядок ввода в разработку морских первоочередных газовых объектов Карского моря будут в полной мере зависеть от темпов доразведки запасов газа промышленных категорий каждого из них и фактических темпов освоения Бованенковского, Харасавейского и Крузернштернского ГКМ на Ямале.

Освоение сухопутных месторождений Ямала очевидно в связи с меньшими капитальными затратами и наличием апробированных схем, оборудования и технологий освоения и существенной неопределенностью в каждом из перечисленных элементов при освоении месторождений на акватории.

Ключевой задачей еще на стадии выбора концепции освоения того или иного морского месторождения является определение оптимального типа морских сооружений (объектов обустройства). Отсутствие морских сооружений в арктическом исполнении для обустройства – важный сдерживающий фактор освоения месторождений на шельфе Карского моря, поскольку для месторождений арктического шельфа нет прямых аналогов технологических и технических отечественных разработок для проектов глубоководного обустройства и добычи газа.

Для приямальского шельфа характерны два существенно отличающихся по физико-химическим свойствам газа типа скоплений: метановый ("сухой") сеноман-альбского возраста и газоконденсатный ("жирный") аптского возраста. Преимущество освоения залежей "сухого" газа заключается, в первую очередь, в том, что залежи в сеноман-альбских отложениях находятся на относительно небольших глубинах (до 2000 м), а их запасы по месторождению существенно превосходят объемы запасов "жирного" газа (на Ленинградском ГКМ объем запасов "сухого" газа до 70 %) (табл. 2). Кроме того, технология извлечения "сухого газа" не требует применения сложной многоступенчатой сепарации, хранения и транспортировки и широко распространена и апробирована при разработке ГКМ Западной Сибири и Ямала.

Таким образом, объединение на начальном этапе освоения в общую систему разработки залежей "сухого" газа на суше и на море может стать важным фактором, существенно изменяющим концепцию развития и последовательность наращивания темпов добычи и компенсации выбывающих в результате до-

бычи запасов газа и может рассматриваться как альтернативный последовательному вовлечению второстепенных объектов "жирного" газа на сухопутных месторождениях при истощении основных разрабатываемых объектов "сухого" газа.

Концептуально проработанный вариант совместного комплексного освоения Бованенковской группы ГКМ и первоочередных по крупности (уникальных) газовых объектов на шельфе Карского моря посредством создания общей ранней системы разработки залежей с "сухим" газом на суше и на море с использованием промысловой береговой инфраструктуры по подготовке и транспортировке газа потребителям представлен на рис. 2 [7].

При падении уровней добычи газа в системе раннего ввода на поздних стадиях освоения планируется ввод в разработку газоконденсатных залежей, что компенсирует дефицит в производстве газа, и соответственно поддержит оптимальные уровни его добычи и транспортировки.

С учетом масштабов сырьевой базы Западно-Ямальского региона на суше, а также при классическом варианте последовательной добычи (до определенного истощения залежей "сухого" и "жирного" газа) морская добыча на шельфе Карского моря может быть отложена за пределы 2050-2070 гг. При таких сроках трудно надеяться на существенный интерес к разработке техники и возможности привлечения инвестиций в технологии морской добычи в условиях шельфа Карского моря в ближайшее десятилетие.

Вместе с тем опыт освоения Приразломного месторождения в акватории Печорского моря свидетельствует о важности создания такого полигона для апробации технологий, который позволил разработать в короткие сроки огромное количество принципиально новых научно-обоснованных подходов, технических решений и техники, обеспечивающих возможность реализации проекта, и который будет тиражироваться в дальнейшем.

Освоение арктических морских ГКМ в среднесрочной перспективе – важная народно-хозяйственная и геополитическая задача страны. В результате объединения Ямало-Карского газопромыслового кластера "суша-море" его ресурсная база будет составлять более 12 трлн м³ газа. Длительность периода разработки и добычи "сухого" газа только за счет морского Ленинградского уникального ГКМ увеличится на несколько де-

Таблица 2. Оценка запасов газа по объектам (месторождениям) Западного Ямала и приямальского шельфа Карского моря

Показатель	Бованенковское НГКМ	Харасавейское ГКМ	Крузернштернское ГКМ	Ленинградское ГКМ
Запасы газа в целом по месторождению (ЛУ), млрд м ³ :				
суша	4900	1690	910	–
море	–	340	730	1950
Доля "сухого" газа, %	70	22	95	68

Рис. 2. Концептуальная кластерная схема системы раннего ввода в разработку залежей "сухого" газа ГКМ Ямала и приямальского шельфа Карского моря ("суша-море")



сятков лет. Такой шаг в освоении положит начало масштабного выхода с добычей газа в акватории Арктики, а также исключит длительную консервацию запасов, ранее открытых ГКМ – замораживание денежных средств, уже потраченных на проведение ГРП на приямальском шельфе.

Одно из предлагаемых решений по началу использования газового потенциала месторождений приямальского шельфа – вариант освоения Ленинградского ГКМ, которое сегодня по геолого-геофизической изученности отвечает требованиям для ввода его в разработку и может рассматриваться как "полигон" для решения и апробации технико-технологических задач при условии минимизации экологического ущерба.

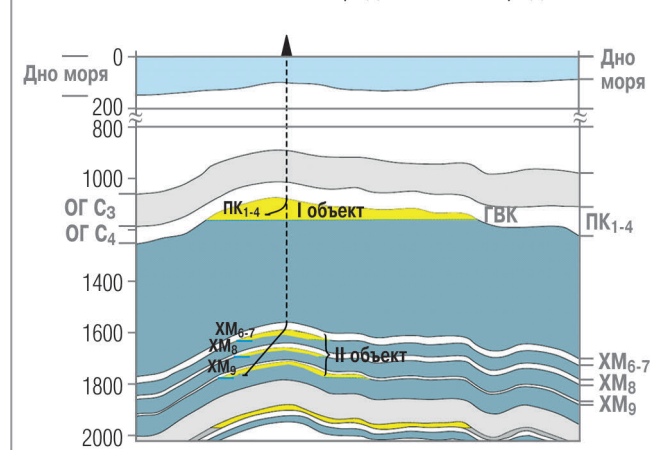
Исходя из имеющихся геолого-геофизических данных сейсморазведки и бурения в пределах Ленинградского ГКМ предварительно можно выделить пять эксплуатационных объектов разработки (по данным разведочных скважин 1-5). К ранней системе разработки залежей "сухого" газа отнесены I и II объекты в отложениях сеноман-альба. Объекты III, IV и V представлены газоконденсатными залежами аптских отложений, приуро-

ченных к шести пластам (содержащих 30 % запасов газа от общих запасов Ленинградского ГКМ).

Оба объекта (I и II), несмотря на разобщенность в разрезе, характеризуются огромными запасами газа и высокими проектными технологическими показателями освоения. Так объект I включает в себя газоносный пласт сеноманских отложений в виде массивной залежи максимальной мощностью более 100 м (эффективная мощность до 80 м) с газоводяным контактом (ГВК) на отметке (-1165 м), средним пластовым давлением 11,6 МПа с оценкой запасов газа более 500 млрд м³. Объект II представлен тремя газонасыщенными пластовыми залежами в альбских отложениях с общими запасами более 800 млрд м³, соответственно с ГВК (-1650, -1700 и -1750 м). Этаж газоносности более 150 м. Средние значения пластовых давлений: 16,5, 17,0 и 18,0 МПа. Оба объекта возможно эксплуатировать с использованием одного подводного устья для каждой двухствольной наклонно-направленной скважины (рис. 3). Эксплуатация каждой скважины будет проводиться в соответствии с проектной схемой разработки. Заданная последовательность ввода объектов (скважин) в эксплуатацию должна обеспечивать высокие стабильные технологические показатели разработки обоих объектов.

На основании предварительных гидродинамических расчетов разработки двух объектов в течение 20 лет Ленинградского ГКМ будет обеспечена добыча "сухого" газа в объеме более 700 млрд м³ (50 % от расчетного объема запасов газа по двум объектам). На долю объектов I и II приходится более 60 % от общего фонда скважин в целом по пяти объектам. С целью оптимизации освоения эксплуатации залежей, содержащих "сухой" газ, используются двухствольные скважины для вскрытия одновременно объектов I и II. Это позволит почти вдвое уменьшить число скважин и значительно сократить капитальные затраты на обустройство (см. рис. 3). По мере выработки запаса-

Рис. 3. Схематические профили двухствольной наклонно-направленной эксплуатационной скважины на сеноманские и альбские газовые залежи в пределах Ленинградского ГКМ



сов "сухого" газа залежей Ленинградского ГКМ не исключается рассмотрение ввода в эксплуатацию других морских месторождений – им. Динкова, Нярмейского и 75 лет Победы с использованием существующей морской и сухопутной промышленной инфраструктуры системы раннего ввода добычи "сухого" газа.

Ключевая задача при освоении ГКМ арктического шельфа – определение оптимального варианта морского сооружения (объекта обустройства). Для условий арктического шельфа РФ отсутствуют прямые аналоги проектов обустройства газовых месторождений, соответственно, нет апробированных технико-технологических решений. Реализованные или находящиеся в стадии завершения проекты строительства морских платформ за рубежом являются единичными и рассчитаны для работы (иногда в приближенных к арктическим природно-климатическим условиям), но не обеспечивающих работу в условиях многолетних дрейфующих льдов большой толщины. Возможная альтернатива морским стационарным платформам – вариант бесплатформенного освоения Ленинградского ГКМ, предусматривающий заканчивание скважин с подводным расположением устьевой системы, обеспечивающей добычу, сбор, подготовку и транспорт газа под водой и используемой в Баренцевом море (норвежский проект Shohvit). Один из вариантов на начальном этапе разработки – бурение эксплуатационных скважин с применением нескольких полупогружных плавучих буровых установок (до 3 и более) в межледовый период, исключая круглогодичное бурение и используя опыт бурения скважин Ленинградская-3, -4, -5.

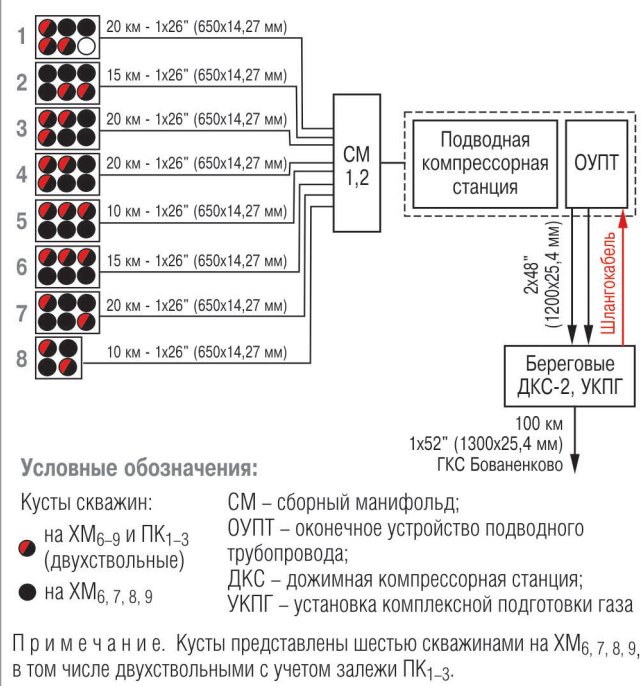
Схема одного из возможных вариантов подводного обустройства "полигона", который можно использовать при эксплуатации Ленинградского ГКМ представлена на рис. 4.

Добыча газа предусматривается с подводных устьевых скважин через интегрированные манифольды на 2-6 скважин и дальнейшей подачей газа на береговые промысловые соору-

Рис. 4. Предварительная схема обустройства ГКМ в Карском море



Рис. 5. Вариант предварительной принципиальной схемы систем ввода в разработку сеноманской и альбской залежей "сухого" газа Ленинградского ГКМ



жения. Первая система сбора раннего ввода будет обслуживать скважины, эксплуатирующие сеноманские (объект II) и сеноман-альбские (объект I) объекты (рис. 5).

Продукция скважин будет собираться по внутрипромысловым трубопроводам на сборных манифольдах СМ-1 и СМ-2, а затем подаваться по магистральному газопроводу на береговую УКПГ. Подключение обеспечивается посредством оконечного устройства манифольда (ОУМ) подводного трубопровода.

При реализации обсуждаемой схемы за период освоения ранней системы разработки залежей Ленинградского ГКМ будет обеспечен временной лаг для научных разработок и конструкторских решений создания отечественного морского добычного глубоководного оборудования и строительства типовых морских ледостойких стационарных платформ в арктическом исполнении для освоения других морских ГКМ.

При освоении ГКМ арктического шельфа вряд ли можно будет обойтись без подводных технологий добычи газа, поскольку основные месторождения приамальского шельфа расположены на глубинах моря 100 м и более. Учитывая, что в настоящее время подводные технологии являются одной из самых интенсивно развивающихся отраслей в области морской добычи УВ за рубежом (глубоководные проекты Shohvit – Баренцево море, Ormen lange – Северное море и др.), актуальная задача уже сегодня – проектирование и строительство специальных добычных платформ в арктическом исполнении.

С учетом огромных достижений отечественных судостроителей и металловедов в создании современного ледокольного (включая атомный) флота, а также опыта создания платформы "Приразломная" и сразу нескольких систем отгрузки, в том числе на Ямале и на Сахалине, важнейшим для своевременного обустройства и обеспечения добычными платформами для условий Карского моря являются соответствующие стратегические решения государственных компаний, закреплённые в обязательства, согласованные по срокам и объемам по реализации нефтегазовых проектов.

При этом очень важно до освоения Ленинградского и других месторождений арктического шельфа предусмотреть разработку технических решений для исключения рисков возникновения экологических катастроф, обеспечив подводный добычный комплекс (ПДК) защитными механизмами и разработать предупреждающие меры предотвращения столкновения с крупными ледовыми телами (айсбергами). Существенные усилия должны быть также направлены на технологии исключения рисков возникновения разливов жидких УВ при освоении газоконденсатных месторождений на шельфе Карского моря в далекой перспективе.

Кроме Ленинградского газоконденсатного месторождения на шельфе Карского моря следует рассматривать вариант освоения газовых объектов, широко применяемый на Сахалине и предполагающийся к апробации при освоении Крузенштернского месторождения, с применением бурения эксплуатационных наклонно-направленных скважин с берега (Нягмеевское газовое месторождение), что позволит существенно оптимизировать затраты на строительство и обустройство эксплуатационных скважин.

Завершение разведкой морских газовых объектов обеспечивает создание нового гигантского Западно-Ямальского перспективного газодобывающего района ("суша-море") в виде единого газопромыслового кластера (см. рис. 2). Он будет состоять из месторождений на суше (Бованенковское ГКМ), на суше с выходом в море (Харасавэйское и Крузенштернское ГКМ), в шельфовой части Карского моря (Ленинградское, им. Динкова, Русановское, Нягмеевское и 75 лет Победы ГКМ, примыкающие к п-ову Ямал). В Карском море закартированы и подготовлены к бурению сейсморазведкой 3D более 10 мелких газоперспективных структурных ловушек УВ (сателлитов), которые целесообразно объединить в один кластер для проведения разведочного бурения (понадобится по одной скважине для открытия каждого месторождения и оценки запасов УВ), что может существенно увеличить ресурсную базу Ямало-Карского добывающего кластера.

Эффективное освоение морских газовых объектов в Карском море потребует огромных вложений на проведение научно-экспериментальных исследований и на поиски новых технологических и конструкторских решений, позволяющих

обеспечить реализацию проектов и создать бесценный информационный банк знаний, который будет востребован в течение периода освоения шельфа Арктики.

Наиболее рискованным направлением, часто обсуждаемым в связи с реализацией проектов освоения месторождений нефти и газа шельфа Арктики, является экономическое.

Экономические расчеты, выполненные для предлагаемой схемы объединения в единый кластер месторождений суши и моря, свидетельствуют о том, что коммерческая привлекательность гигантской углеводородной базы Арктической зоны в большей степени будет зависеть от результатов апробации технологических решений и определяться как востребованностью углеводородного сырья в России и на международных рынках и макроэкономической средой (уровнем цен на нефть и газ, налоговой нагрузкой и др.), так и синергией эффектов от внедрения новых разработок и технических средств, обеспечивающих реализацию морского освоения и логистики.

Сложная ледовая обстановка предопределяет неизбежные ограничения по темпам ввода морских объектов в освоение. Тем не менее за счет огромных запасов УВ себестоимость освоения Ленинградского ГКМ (сумма удельных капитальных и эксплуатационных затрат) при оптимизации транспортировки и обустройства может обеспечить рентабельность проекта.

Относительно "мелководные" объекты, обеспеченные уже на текущем этапе необходимыми технологиями (Нягмеевское газовое месторождение), требуют несоизмеримо более простых и дешевых технологических решений в процессе реализации добычных проектов. Инвестиционная нагрузка на такие проекты будет существенно ниже, но с учетом их более "скромного" ресурсного потенциала (несколько сотен миллиардов кубических метров), удельная себестоимость освоения запасов газа оценивается как сопоставимая с глубоководными, несмотря на возможности уже имеющихся технических решений и синергии, полученной за счет развития проектов добычи на приямальском шельфе, небольшую удаленность этих месторождений от уже введенной в эксплуатацию газотранспортной системы Ямал–Европа (с началом добычи газа на Бованенковском ГКМ).

По мере развития газотранспортной системы предлагается задействовать инфраструктуру объектов, введенных в разработку ранее (береговые комплексы по подготовке газа и сухопутные трубопроводы до врезки в существующие газотранспортные системы, системы морских трубопроводов, платформенные основания для добычи и т.д.). Это позволит рационализировать технологическое обеспечение проектов, оптимизировать капитальные и эксплуатационные затраты в рамках соответствующих проектов, существенно снизить себестоимость освоения морских месторождений. Развитие добычных проектов от технологически наиболее простых и доступных

к более сложным и проблемным позволит использовать неизбежный временной лаг для наращивания технологического потенциала отрасли и компаний, ориентированных на работу в Арктике.

Предлагаемый поэтапный ввод в разработку залежей сеноманского и альб-апского "сухого" газа позволяет значительно сократить капитальные вложения в одну из самых затратных статей – эксплуатационное бурение, так как ориентировка на первоочередное разбуривание относительно неглубоких залежей с хорошими коллекторскими свойствами дает возможность снизить эти затраты на 25-40 %, значительно снизить общую себестоимость добываемой продукции и тем самым повысить экономические показатели арктических морских проектов.

Последовательный ввод и наличие временного лага в процессе запуска шельфовых проектов сможет оказать положительное влияние на их коммерческую судьбу с позиций еще одного фактора – ценового. Безусловно, сегодня при активной позиции критиков "углеводородного" развития в энергетике ставятся под сомнение перспективы необходимости наращивания усилий по развитию сырьевых баз УВС и их освоению после 50-х годов нынешнего столетия, при том что объемы добычи и нефти и газа неуклонно растут в мире, а оптимистичные прогнозы начала века по доминированию альтернативных и возобновляемых источников уже в 20-30-х годах пока далеки от реализации, что особенно контрастирует на фоне дефицита энергии у многих развивающихся стран. Скорее можно прогнозировать тренд на рост рынка УВ как следствие исчерпаемости ресурсной базы в легкодоступных ("дешевых") объектах и невозможности замены УВ без огромных инвестиций в соответствующую инфраструктуру при крайне сомнительных и скорее политизированных выводах о существенном вкладе в углекислотный след из углеводородных источников.

В последующие 20-30 лет при дефиците энергии в развивающихся странах сегодняшняя парадигма климатических теплений и влияния на это УВ может претерпеть существенные изменения, что приведет к новой фазе резкой востребованности, по крайней мере природного газа.

Такой сценарий развития энергетики улучшит финансово-экономические показатели добычных проектов, в том числе и дорогостоящих – шельфовых.

В связи с вышесказанным при анализе углеводородного потенциала Российского арктического шельфа одним из важных аспектов является геополитический фактор. Если доступ к ресурсной базе Ямала, огромной по своему потенциалу, всецело регламентируется внутрироссийским законодательством и национальным правительством, ситуация с шельфовыми проектами требует явного развития и международного сотрудничества, что позволит отечественным компаниям использовать наработанный международный опыт и получить

практический опыт работы при реализации проектов в экстремальных условиях, который будет широко востребован в будущем.

По мере развития технологий, расширения зоны доступности для международных компаний национальная юрисдикция будет оказывать все меньшее влияние на регулирование недропользования, а значит и распоряжение его ресурсами. С этих позиций было бы более правильно как можно раньше вывести на шельф отечественные добывающие компании, оставив для будущих поколений заведомо неприкасаемую для иностранного бизнеса ресурсную базу в пределах национальных территорий, в частности Ямала. И это следует рассматривать как весьма существенный, если не важнейший, стимул по скорейшему выходу с добычей УВ на арктический шельф. Этот стимул достаточно быстро приобретает в наше время стратегический и определяющий характер. Как показывают события последних лет, борьба за Арктику будет только нарастать, а претензии разных стран – даже географически удаленных от Арктики – будут распространяться на все более широкую часть этого региона, включая богатейший УВ приямальский шельф.

Выводы

Повышение эффективности прироста запасов УВ на арктическом шельфе за счет оптимизации ГРП возможно при условии:

1. Проведения ГРП в несколько очередей с выделением базовых первоочередных объектов и спутников. Такая тактика не позволит выполнить полномасштабные ГРП на всех приобретенных Газпромом и Роснефтью участках, но позволит оценить потенциал наиболее значимых направлений и первоочередных газоперспективных объектов.

2. При выборе первоочередных газоперспективных объектов с учетом определения минимально рентабельных размеров возможных скоплений УВ индивидуально для каждого из них, рассматривать в качестве определяющего критерия технологическую доступность освоения.

Концептуальная схема ввода в разработку морских газовых объектов ранней системы разработки залежей "сухого" газа приямальского шельфа Карского моря совместно с ГКМ Ямала будет зависеть от своевременной стабильной разведки и оценки промышленных запасов газа на первоочередных ресурсообразующих ГКМ приямальского шельфа в ближайшей перспективе.

Для этого целесообразно:

1. В пределах приямальского шельфа Карского моря первоочередным месторождением, требующим разведки бурением в ближайшие 3 года, рассмотреть Ленинградское ГКМ.

2. Разработать технико-экономическое обоснование эффективного комплексного освоения морских ГКМ совместно с Бо-

ваненковской группой ГКМ ранней системы разработки залежей с "сухим" газом (сеноман-альб) до ввода в разработку газоконденсатных залежей апта, используя существующую промысловую инфраструктуру береговой части п-ова Ямал.

3. Разработать морской проект глубоководного освоения Ленинградского ГКМ как "полигон" по экспериментальному бурению и обустройству эксплуатационных скважин и разработать под него новые отечественные технико-технологические решения его освоения в суровых арктических условиях, предусмотрев исключение рисков создания экологических катастроф, избегания розливов жидких УВ при разработке газоконденсатных залежей в далекой перспективе.

Л и т е р а т у р а

1. Прищепа О.М., Меткин Д.М., Боровиков И.С. Углеводородный потенциал Арктической зоны России и перспективы его освоения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – № 3. – С. 14-28.
2. Черепанов В.В. / ПАО "Газпром". – 2019. – № 10. – С. 16-21.
3. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние изученности и перспективы освоения / В.Д. Каминский, О.Н. Зуйкова, Т.Ю. Медведева, О.И. Супруненко // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление – 2018. – № 1. – С. 4-9.
4. Значение разработки месторождений Ямальской НГО для разработки ТЭК России / Г.М. Чудаков, И.А. Терещенко, М.Г. Иванов, Н.А. Дегтяренко // Научные труды КубГТУ. – 2016. – № 8.
5. Б. Марцинкевич. Бованенково – новый этап газовой отрасли России. – ИА REX: Информационное агентство. – 14 декабря 2018.
6. А. Червонная. "Газпром" начал разработку нового месторождения на Ямале. – URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2019/03/20/796884-gazprom> (дата обращения: 12.10.2021).
7. Прогноз и перспективы освоения газового потенциала акваторий Карского и Баренцева морей в первой половине текущего столетия / В.А. Холодилов, А.С. Оганов, О.М. Прищепа, И.А. Зинченко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2021. – № 2. – С. 38-42.

A new vector in the development of the Arctic: prospects for the creation of the West Yamal (Yamal-Kara) gas field cluster "land-sea"

^{1,2}Nikitin B.A., ²Kholodilov V.A., ³Prischepa O.M., ²Oganov A.S., ²Zinchenko I.A., ⁴Mammadov S.M.

¹ Gazprom, Moscow, Russia

² National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

³ Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia

⁴ NewTech Services, Moscow, Russia

It is noted that the strategic reserve for the development of the Russian gas industry is the zones of the shallow shelf of the Yamal Peninsula adjacent to the oil and the gas-bearing Arctic regions of the land, and also partially located in the water area (transit deposits) and on the adjacent shelf of the Kara Sea. It is proposed into the exploration the Program of integrated industrial development of the Yamal Peninsula and adjacent water area deposits developed by Gazprom PJSC, the creation of the West Yamal gas field cluster "land-sea", through joint integrated development of land and sea fields of the Priyamal shelf of an early

system for the exploration of "dry" gas deposits using the underwater and coastal industrial infrastructure of the Yamal Peninsula.

Key words: Yamal shelf; gas production center; Leningrad field; offshore production; "dry" gas.

НИКИТИН Борис Александрович,

первый заместитель начальника Департамента по добыче газа, газового конденсата и нефти, профессор, доктор технических наук

ХОЛОДИЛОВ Валентин Арсентьевич,

профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, доктор геолого-минералогических наук, bur220@gubkin.ru

ПРИЩЕПА Олег Михайлович,

заведующий кафедрой геологии нефти и газа, профессор, доктор геолого-минералогических наук, opr2007_61@mail.ru

ОГАНОВ Александр Сергеевич,

заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, профессор, доктор технических наук, bur220@gubkin.ru

ЗИНЧЕНКО Игорь Александрович,

эксперт кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, кандидат технических наук, bur220@gubkin.ru

МАММАДОВ Самир Масуд оглы,

директор Департамента, кандидат технических наук, smammadov@nt-serv.com

© Никитин Б.А., Холодилов В.А., Прищепа О.М., Оганов А.С., Зинченко И.А., Маммадов С.М.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021



© 2006–2021 ПАО «Газпром нефть»