

ОСВОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ – УНИКАЛЬНЫЙ ПРОЕКТ XXI ВЕКА

А.Н. Дмитриевский, Л.Г. Кульпин, В.М. Максимов
ИПНГ РАН, e-mail: a.dmitrievsky@ipng.ru, vmaks@ipng.ru

Полуостров Ямал является вторым по значению газовым регионом на территории Ямало-Ненецкого административного округа (ЯНАО). Его ресурсный потенциал составляет более 20 трлн м³ газа, из которых 10,5 трлн м³ – разведанные запасы, что позволяет связывать с ямальскими месторождениями основные перспективы роста газодобычи в стране на период до 2030-го года.

Из истории освоения месторождений п-ова Ямал

Газоносность п-ова Ямал была выявлена еще в 1960-х годах, когда почти одновременно с открытием других месторождений-гигантов Тюменского Севера (Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского) были обнаружены Тазовское и Губкинское газоконденсатные месторождения.

К середине 1970-х годов запасы газа на п-ове Ямал были выявлены на двух десятках месторождений (Харасавэйском, Бованенковском, Крузенштерновском, Нейтинском, Мало-Ямальском и др.). Причем, Крузенштерновское месторождение оказалось расположенным уже у самой кромки Северного Ледовитого океана.

В отличие от «десантно-штурмового» освоения приполярных Уренгоя и Ямбурга, к созданию базы для обустройства группы ямальских месторождений в тяжелейших природно-климатических условиях Заполярья ведущие специалисты Тимано-Печорского и Западно-Сибирского топливно-энергетических комплексов подготовились более тщательно.

Чтобы освоить богатства Ямала, предстояло завезти миллионы тонн различных грузов, создать систему подготовки газа на промыслах для его дальней транспортировки, протянуть несколько «ниток» магистральных газопроводов, причем, 600 км каждого из них – по вечной мерзлоте. Все объекты должны были находиться на земной поверхности на сваях, погруженных в лед–грунт. Мало того, площадные сооружения и дороги необходимо было размещать на песчаных насыпях толщиной не менее двух метров, что требовало около 50 млн м³ хорошего привозного грунта, найденного геологами в Лабитнанги (Приполярный Урал, 400 км от Ямала).

В 1977 г. с запада к мысу Харасавэй была проложена и освоена морская линия, по которой в течение последующих 10 лет и стали постепенно доставляться самые основные технологические грузы.

К сложным проблемам освоения Ямала относилось и сооружение самих газовых магистралей. На вечномёрзлые грунты нельзя воздействовать теплом газопроводов из-за высокого риска их «растепления». Но подъем сооружений на опорах был бы слишком дорогим и сложным, поэтому основным решением этой проблемы стала подземная прокладка магистралей со станциями охлаждения газа. Однако за этим решением последовала новая проблема, связанная с недостаточным качеством отечественных труб.

В начале 1987 г. был открыт «воздушный мост» из Тюмени в ямальский аэропорт Сабетта, и большегрузные самолеты Ил-76 начали переброску по воздуху тяжелой техники для обустройства первых буровых. А в мае этого же года специалисты «Севергазпрома» начали разбуривание залежи Бованенковского ГКМ. Ученые продолжали разрабатывать оптимальные решения по строительству скважин.

Для дальнейшей подготовки к разработке Бованенковского, Харасавэйского и Новопортовского месторождений (а в перспективе – и месторождений в акватории Северного Ледовитого океана) в августе 1991 г. было создано Ямальское газопромысловое управление.

В последующие годы одним из самых масштабных проектов ОАО «Газпром» становится проектирование и развитие системы газопроводов «Ямал – Западная Европа». Трансевропейская магистраль прокладывалась на территории четырех государств, чтобы значительно увеличить потоки российского газа в Европу и упрочить ведущие позиции России на европейском газовом рынке.

В 1996–1999 гг. были введены в эксплуатацию первоочередные участки газопровода «Ямал–Европа» на территории Белоруссии, Польши и Германии, что позволило к началу 2000-го года увеличить экспорт газа из России по новому направлению до 14 млрд м³. В июле 2002 г. ЗАО «Ямалинвест» завершило строительство первого Смоленского участка российской части магистрали с применением принципиально новых промышленных технологий испытания трубопроводов методом «стресс-теста».

В настоящее время поставки газа из ЯНАО по единой системе магистральных газопроводов осуществляются в Европейскую часть России, ряд регионов Урала и

Западной Сибири, на экспорт в страны СНГ, Балтии и Западной Европы. В период до 2007 г. компенсация падения добычи газа обеспечивалась, в основном, за счет доосвоения старых месторождений ЯНАО (Ямбургское, Медвежье, Уренгойское) и выхода на стабильный режим разработки месторождения Заполярное. Но, начиная с 2007 г., основная часть добычи газа перешла к новым месторождениям с более высокими издержками освоения – месторождениям на п-ове Ямал, крупным месторождениям в акваториях Обской и Тазовской губ.

Поэтому к уровню проработки технологических и технических решений исключительно сложного проекта освоения газовых ресурсов п-ова Ямал должны предъявляться особые требования и, прежде всего, с позиций современных эколого-экономических требований, совмещающих минимальное воздействие на природную среду с достаточно высокой экономической эффективностью. Научно обоснованное определение области оптимума совокупности этих требований и даст ключ к решению проблемы.

Не подлежит сомнению, что проект освоения газовых ресурсов п-ова Ямал является уникальным не только в отечественной, но и в мировой практике. При создании проекта выдерживался важный, но редко реализуемый принцип: от природных ограничений к технологическим решениям. Рядом академических и отраслевых институтов под руководством ВНИИГаз были последовательно выполнены этапы глубокой научно-исследовательской проработки имеющихся проектных решений. Такая тщательная научная экспертиза предпринималась, видимо, впервые.

Очевидно, что минимизация техногенной нагрузки на природу возможна только при неинтенсивном, поочередном освоении залежей полуострова Ямал. Это позволит также анализировать и корректировать ранее принятые решения при дальнейших строительно-монтажных работах и планировании и реализации природоохранных мероприятий.

Целесообразно остановиться на тех технических решениях и проблемах, которые, по мнению авторов, могут быть недостаточно проработаны, либо могут представлять опасность.

1. Большая часть Бованенковского ГКМ расположена в низменных поймах рек, и в половодье затапливается речными водами. Как это влияет на сооружения ГКМ? Для оценки данного явления разработана модель и программа расчета гидродинамического

поля течений паводковых вод для различных ситуаций (фоновая – до начала строительства; при проектном обустройстве; к началу эксплуатации) [1]. На основе этого выбраны проектные решения по расположению и размерам мостов, насыпных дорог и площадок, водопропускных отверстий и т.д. Но наибольшую опасность могут представить не кратковременные паводковые воды, а возможность постоянного затопления территории в результате просадок земной поверхности. В рамках исследовательских работ по обоснованию проекта такие оценки также были сделаны специалистами географического факультета МГУ с учетом нынешнего рельефа территории месторождения. Показано, что просадки на 0,5 м и 1 м приводят к затоплению существенно меньшему, чем при половодье, и только при просадках в 1,5 и 2 м возникают условия, близкие к условиям половодья. Не подвергая сомнению корректность этих оценок, мы, тем не менее, считаем их недостаточными по следующим причинам:

- затопление в результате просадок – постоянно действующий динамический фактор;
- рельеф поверхности также изменяется во времени (хотя и медленно);
- при постоянном затоплении возникают гидродинамические течения и тепловой режим, отличные от паводковых; воздействие этих факторов на сооружения месторождения, гидросферу и гидрологический режим территории не исследованы.

Для обоснования выводов об опасности затопления в результате просадок земной поверхности необходимы дальнейшие гидродинамические и гидрологические исследования, включая и полевые работы, и инструментальный гидрогеологический мониторинг [2–3].

Необходимо предусмотреть мероприятия по строительству специальных гидротехнических сооружений (на случай постоянного затопления из-за просадок) для сброса воды и регулирования уровня.

Оценку самих величин возможных просадок земной поверхности также нельзя считать достаточно обоснованной. Эти оценки сделаны без учета глубинных геодинамических процессов, в том числе и явлений современной геодинамики, регистрируемых приборами на поверхности Земли.

При анализе вероятных последствий техногенного проседания местности на участках кустов добывающих скважин и соответствующего обводнения местности практически не учитывается, что вызываемое извлечением углеводородов проседание местности в случае значительной мощности многолетнемерзлых пород (с общей их

льдистостью около 15% и выше) будет интегрировано с криогенными изменениями земной поверхности. Зарождающиеся вследствие этого техногенные водоемы на ряде местных элементов ландшафтов (в частности, на высоких поймах, на первой и второй надпойменных террасах и др.) приобретут необратимое развитие, обуславливающее формирование сплошных площадных таликов с обширнейшим затоплением территории.

Таким образом, вряд ли есть необходимость в особых доказательствах недопустимости искусственного создания условий для проседаний местности вследствие функционирования эксплуатационных скважин. Борьба с последствиями таких проседаний будет гораздо сложнее и дороже, чем не допустить их.

В проектных материалах необоснованно игнорируется и вероятность на Ямале антропогенной активизации развития инфильтрационных таликов, особенно вдоль линейных зон неотектонических подвижек и очагов криогенного выветривания.

Неоправданно мало внимания уделено также рассмотрению вероятных геоэкологически опасных последствий размещения кустов эксплуатационных скважин на участках локализации крупных тел мощных пластовых льдов. Такие льды могут быть различного генезиса и, вследствие этого, существенно различаются по устойчивости к техногенным воздействиям. Все это нуждается в дальнейших исследованиях. Вполне вероятно, что исключение участков локализации пластовых льдов из сферы возможного размещения обычных вертикальных стволов скважины будет существенно дешевле, чем преодоление вероятных технических осложнений и геоэкологических рисков.

2. Определенную опасность для сооружений ГКМ, расположенных на относительно возвышенных участках, может представлять овражная эрозия. Для оценки развития этого процесса имеется расчетный модуль динамики профилей оврагов на 50 лет [4]. Результаты отражаются в виде изолиний профилей оврагов в различные моменты времени в окрестности разных объектов газодобычи (динамика оврагов у кустов скважин, в местах перехода оврагов трассой газопровода и т.д.). Тестирование и корректировка расчетной модели в процессе эксплуатации месторождения позволит, видимо, предупредить опасные последствия овражной эрозии.

3. Важна оценка воздействия выбросов газа в атмосферу [5]. Основной вклад в загрязнение природной среды при «штатной» работе оборудования будут давать объекты с газоперекачивающими агрегатами (выбросы продуктов сгорания в газотурбинных установках (ГТУ) на компрессорных станциях (КС), в УКПГ – установках комплексной

подготовки газа).

Для различных сценариев изменения сезонов, метеоусловий и т.д. рассчитываются уровни загрязнения, превышающие ПДК загрязнителей. Показано, что индивидуальный риск серьезных заболеваний, связанных с выбросами на КС, находится в пределах 10^{-5} – 10^{-4} в год, что считается удовлетворительным.

Расчет характеристик загрязнения должен быть использован при оценке экологического риска для водоемов, земель и растительного покрова (особенно мхов и лишайников). Задача количественной оценки экологического риска фактически не решена и требует дополнительных исследований в области физико-химии почв и гидрологии.

Следующим этапом должно стать решение другой важной задачи разработки проектов и мероприятий по рекультивации нарушенных земель. В результате проведенных исследований разработаны 16 технологических методов инженерной и биологической рекультивации для конкретных случаев. Предполагается, что эффективным должен быть способ искусственной рекультивации методом «залужения» (посадки луговых трав). Потребуется тщательная проверка эффективности внедряемых решений в разных природных условиях во времени.

4. Байдарацкая губа относится к одному из наиболее крупных заливов Карского моря, располагаясь в его юго-западном секторе. Она имеет длину 180 км, ширину у входа (по линии Усть-Кара–мыс Марре-Сале) – 78 км, глубины – до 25 м. Среднегодовая температура воздуха – минус 9 °–10 °С.

Географическое положение Байдарацкой губы и малые глубины моря создают условия для формирования ледяного покрова, который существует в течение 8–10 месяцев в году, с октября по июнь. Ледовые условия губы характеризуются припайным (вдоль береговой линии) и дрейфующим (в центре губы) льдами. Ширина припайного льда от 4 до 6 км (у Уральского берега) и от 5 до 10 км (у Ямальского берега). Реверсивное движение дрейфующего льда формирует многочисленные торосы.

Появление айсбергов или их обломков в Байдарацкой губе маловероятно. Штормы в открытой части Карского моря могут поднять волну в Байдарацкой губе и взломать лед в ее северной и центральной частях. Граница устойчивого стояния льдов меняется здесь ежегодно.

Губа отличается особыми природно-климатическими условиями: при незначительной своей глубине она характеризуется частой штормовой погодой, сложными донными

отложениями и промерзанием до дна в зимний период. Такие условия позволяют вести работы в Байдарацкой губе всего несколько месяцев в году.

Побережье Байдарацкой губы относится к северной геокриологической зоне практически сплошного распространения многолетнемерзлых пород (ММП), среднегодовые температуры которых изменяются от -8 до -10 °С. Мощность ММП 150–250 м.

Подсчет прогнозных ресурсов УВ в акватории Байдарацкой губы Карского моря, в отложениях платформенного чехла произведен сотрудниками ИГиРГИ для двух наиболее перспективных газоносных комплексов – мелового и юрского. Извлекаемые ресурсы УВ составляют 430 млн т УТ, в том числе свободный газ – 400 млрд м³, конденсат – 18 млн т, нефть – 14 млн т. Глубины моря в районе структур – в диапазоне 0–25 м.

Расположение перспективных объектов (рис. 1) позволяет объединить их в две группы, опирающиеся на единую инфраструктуру [6]. Данный подход в определенной мере повысит ожидаемую экономическую эффективность разработки ресурсов акватории.

Предусмотрено использование горизонтальных скважин с протяженностью горизонтального рабочего участка 200–300 м. При комплексном освоении структур и принятой очередности их ввода в эксплуатацию годовая проектная добыча газа может составить в течение 6–8 лет 8 млрд м³, а конденсата – в среднем 400 млн т в год. Освоение нефтегазового потенциала Байдарацкой губы возможно в комплексе с обустройством объектов добычи и транспорта газа на п-ове Ямал.

Для освоения потенциальных месторождений на берегу предполагается строительство двух установок комплексной подготовки газа: УКПГ-1 и УКПГ-2 для двух групп месторождений. После подготовки газа продукция направляется на КС и далее в магистральный газопровод. Для транспортировки конденсата целесообразно иметь два ответвления: от УКПГ-1 и УКПГ-2 для врезки в конденсатопровод «Бованенково – Харасавэй».

Освоение перспективных месторождений Байдарацкой губы ввиду суровых природно-климатических условий сопряжено со значительными трудностями и требует применения инновационных технологий. Наиболее эффективным техническим решением при обустройстве арктических месторождений является подводная технология добычи углеводородов. Однако на сегодняшний день отсутствует опыт по использованию подводного оборудования на месторождениях, расположенных в мелководных акваториях с тяжелым ледовым режимом, где доступ к подводным добычным комплексам возможен только в короткий межледовый период. Поэтому необходимо предусмотреть надежную защиту таких

комплексов от воздействия ледовых образований, судов, морских течений.

5. Проблема прогнозирования экологических последствий от возможных аварий на скважинах, месторождениях и транспортных системах п-ова Ямал [5] достаточно сложная.

При разработке и эксплуатации Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского месторождений в период с 1974 по 1989 гг. на 700 скважинах (только в период их эксплуатации) произошло 13 аварий, что соответствует частоте $1,2 \cdot 10^{-3}$ аварий на одну скважину в год. Средняя интегральная частота аварий тогда по системе Мингазпрома (на всех фазах производства) составляла $2,5 \cdot 10^{-3}$ на одну скважину в год. По данным газовой промышленности США, частота аварий типа открытых фонтанов имеет уровень 0,5–1,0 в год на 1000 пробуренных скважин.

При анализе негативных ситуаций на месторождениях, находящихся в зоне многолетнемерзлых пород было выяснено, что осложнения происходят по двум основным причинам: в результате растепления мерзлых пород при бурении и эксплуатации скважин, а также при обратном смерзании пород в течение простоя. Просадки грунта вокруг устья скважины возникают из-за растепляющего воздействия потока газа на верхнюю часть ММП. Диаметры воронок достигают 5–7 м, глубина провала – до 8 м. После однократных засыпок песком процессы провала грунта, как правило, не прекращаются. Для ликвидации потенциальных осложнений при этих процессах потребуется проведение целого комплекса дорогостоящих мероприятий, в частности, это различного рода методы термоизоляции скважин.

По расчетам с учетом специфических условий Бованенковского ГКМ (БГКМ) вероятность крупных аварий оценивается на уровне $1,7 \cdot 10^{-3}$ аварий на одну скважину в год.

Аварийные дебиты при открытом фонтанировании

Расчеты показывают, что реальный спектр аварийных дебитов для БГКМ будет находиться в пределах от 1,0 до 15,0 млн нм^3 газа в сутки с преобладанием дебитов от 1 до 5 млн нм^3 в сутки. При этом разброс давлений на устье варьируется от 0,62 МПа до 2,2 МПа. Температура газа на устье отрицательная, порядка -30°C . Продолжительность и размеры выброса газа могут быть весьма различными (от нескольких десятков дней до года (скв. 55 Харасавэйского ГКМ фонтанировала более года). Вероятность возгорания газовой струи может считаться равной 0,9.

Каскадное распространение аварий

В проекте предложено кустовое расположение скважин на БГКМ, причем куст скважин располагается на насыпной площадке (60 площадок по 12–15 и более эксплуатационных скважин, пробуренных на различные продуктивные горизонты). Это связано с паводковыми затоплениями проектируемых для бурения площадок и необходимо для уменьшения воздействия на многолетнемерзлые породы.

Поскольку газовая струя при фонтанировании, как правило, воспламеняется, при проектировании был проведен расчет устойчивости площадки, когда на нее воздействует поток тепла от горящего факела. По расчетам, катастрофического провала насыпи не происходит в течение 10–15 дней. Это время может быть увеличено при использовании теплоизоляционных покрытий.

Оценки показали, что в случае возникновения и возгорания крупномасштабного газового фонтана на кустовых площадках при расстоянии 20–40 м между скважинами возможно каскадное распространение аварии на соседние скважины с резким возрастанием масштаба аварии. Вертикальная горящая струя дает потоки тепла, которые приводят к разрушению металлических конструкций на расстоянии до 40 м.

В связи с этим сотрудниками ВНИИГаз и ВНИИПО МВД РФ был выполнен анализ эффективности различных способов тепловой защиты оборудования скважин (экранов, теплоизоляционных покрытий и т.д.). Применение тех или иных защитных средств определяется экономическими соображениями.

Анализ различных сценариев развития аварий дает значения ожидаемого экономического ущерба за счет выбросов в атмосферу и аварийного простоя скважин при разработке верхних (газовых) горизонтов Бованенковского ГКМ – $(10–30) \cdot 10^6$ м³/год.

Ликвидация фонтанов

Специфика месторождений Ямала в отношении ликвидации фонтанов связана с трудностями подхода техники, осложнениями при подаче воды зимой. Прогнозное математическое моделирование глушения аварийных фонтанов на месторождениях Ямала показало, что для них наиболее эффективным может оказаться режим такого глушения закачкой по одной наклонной скважине, однако, при этом требуются значительные расходы воды (до 1000 л/с) и площади для установки насосов и емкостей для раствора. Водоемы же зимой часто промерзают до дна.

Промысловые и магистральные газопроводы [7]

В районах ММП подземный способ прокладки трубопроводов возможен только при искусственном охлаждении газа. Эта технология по экономическим соображениям применяется только для магистральных трубопроводов. Промысловые трубопроводы проектируется прокладывать надземно на опорах свайного типа. При этом морозы и ветры приводят к увеличению частоты аварий. Другим фактором риска является образование оврагов вследствие разрушения растительного покрова тяжелой техникой, просадки или выпучивания отдельных опор. При полном разрыве газопровода за счет реактивной силы истекающей (возможно горячей) струи возникают высокоамплитудные колебания конца трубопровода. При этом возможны (уже происходили) очень протяженные разрушения (20–30 км) из-за каскадного развития аварий.

В связи с этим проектируется сборная сеть теплоизолированных трубопроводов диаметром 300–500 мм, проложенных на земной поверхности по два трубопровода на каждой опоре, общей протяженностью около 800 км. Трубопроводы от разных кустов будут прокладываться в основном параллельно друг другу на расстоянии 20–30 м и группироваться в несколько коридоров. На подходах к УКПГ количество параллельных труб в коридоре будет достигать 18–26 при ширине коридора 400–600 м. Проектом предусмотрено четыре крупных технологических модуля комплексной подготовки газа к транспорту производительностью по 30–60 млрд м³ в год.

Оценка ожидаемого экономического ущерба, проведенная во ВНИИГаз для трубопроводной системы промыслового газа в целом, дает величину потерь – $(200–400) \cdot 10^6$ м³ в год.

В проекте предусмотрен 6-ниточный магистральный газопровод Ямал – Центр диаметром 1420 мм, с рабочим давлением 7,5 МПа, общей протяженностью 2300 км, проложенный в различных климатических зонах, включая зону многолетнемерзлых грунтов. Предполагается подземный способ его прокладки с охлаждением газа в зоне ММП.

Статистика аварийности магистральных газопроводов показывает, что интенсивность аварий более высока сразу после прокладки, а затем уменьшается и стабилизируется до тех пор, пока не начинает действовать фактор старения. Для магистральных газопроводов диаметром 1420 мм частота аварий составляет $(0,02–0,1) \cdot 10^{-3}$ аварий на 1 км/год. Повышенная опасность аварий связана с возможностью «всплывания»

газопровода из обводненной траншеи на заболоченных территориях, затопляемых участках пойм, на водонепроницаемых мерзлых грунтах. Результаты анализа трассы показывают, что более 60% трассы представляют собой потенциально опасные участки. Особенно опасны подводные переходы через крупные реки и большие массивы болот. Частота аварий на подводных переходах в 15–30 раз больше, чем обычно.

Риск для населения при авариях на магистральных газопроводах на Ямале оценивается в статистически допустимых пределах смертельных случаев в год. Этот уровень по сравнению с другими источниками риска для населения рассматривается как не превышающий опасностей бытового плана. Ожидаемый ущерб от потенциальной опасности пожаров при авариях на газопроводе гораздо меньше ущерба от лесных пожаров, возникающих по естественным причинам.

Особая сложность связана с организацией транспортных потоков для обеспечения надежного функционирования разрабатываемых морских месторождений.

В частности, целесообразно воспользоваться положительным примером проектировщиков «ООО «ВНИИГАЗ» по разработке инфраструктуры транспортно-технологической схемы обеспечения освоения нефтяного месторождения «Приразломное» (рис. 2). Схема предусматривает обслуживание промыслов авиационным, железнодорожным и водным транспортом, перевозку оборудования, вахт и снабжение персонала всем необходимым.

Отметим, что схема разработана для обеспечения одного месторождения. В случае Ямала схема может быть более сложной в связи с природными особенностями и более суровыми погодными условиями.

6. Необходимо осуществлять постоянный мониторинг объектов газодобычи п-ова Ямал. Проведены обширные предпроектные мероприятия, позволяющие в зависимости от стратегии разработки месторождения создавать различные конкретные технические схемы экологического мониторинга. В целом мониторинг на объектах газодобычи полуострова Ямал определен как инженерно-геологический и включает в себя две главные составляющие: контроль за изменением состояния почв и грунтов и контроль за воздействием вредных выбросов на окружающую природную среду.

К основным результатам следует отнести разработку основных нормативных документов для проектировании системы мониторинга и уникальную информационную систему «Ямал» [1], созданную на персональных компьютерах в ходе предпроектных

работ. На первой стадии эта система предназначена для информационного обеспечения проектных работ. Она содержит многочисленные банки данных по всестороннему описанию месторождения, включая геокриологию, гидрологию, метеорологию, почвы, растительность, методики ОВОС (оценок воздействия на окружающую среду), необходимых для проектирования различных этапов разработки месторождения.

Для анализа состояния вечномерзлых и талых грунтов и опасных процессов в них разработан, изготовлен и испытан в условиях Бованенковского месторождения термозонд для термического контроля ММП вблизи скважин, фундаментов, насыпных площадок и т.д. В то же время слежение за изменением почвенного покрова, развитием оврагов, динамикой гидросферы требует дальнейших дополнительных исследований и, возможно, экспериментальных работ на проектируемых месторождениях.

Наиболее подробно изучены вопросы экологического мониторинга, разработаны не только соответствующие регламенты, но и весь набор необходимых технических средств, включающих полностью автоматизированные стационарные посты контроля загазованности, мобильные станции контроля, анализаторы атмосферного воздуха и др.

Существенную роль в системе мониторинга могут играть аэрокосмические наблюдения. Изображения, получаемые с воздушных и космических аппаратов (при современных методах дешифрирования), являются объективными документами, позволяющими фиксировать изменения границ и свойств ландшафта одновременно на больших территориях. Это дает возможность выявлять наиболее общие и устойчивые закономерности и тенденции изменения окружающей среды п-ова Ямал в период освоения газоконденсатных месторождений.

В качестве тестовых участков для детального изучения следует выбрать те, на территории которых расположены перспективные для освоения крупнейшие ГКМ и где проводились полевые наземные наблюдения. Материалы последних позволяют однозначно выделить дешифровочные признаки различных объектов и делать обоснованные прогнозные оценки [8]. В качестве таковых удобно выбрать 4 тестовых участка: два – на западном (Харасавэй, Бованенково) и два – на восточном побережье п-ова Ямал (Тамбэй, Новый Порт).

Общие выводы

1. Имеющиеся в настоящее время фактические данные о характере изменения климата и уровня Мирового океана, в том числе у берегов Ямала, а также широко

используемые в последние годы системы математического моделирования вероятных сценариев изменения природных обстановок нельзя признать достаточными для получения надежных однозначных результатов, необходимых при проектировании освоения месторождений.

2. Для более обстоятельной оценки намечающихся тенденций естественной эволюции природной среды Ямала в связи с возможным потеплением климата прежде всего требуются:

- тщательная комплексная инвентаризация всех имеющихся фактических данных по проблеме и уточнение надежности применяемых методов прогнозирования на ближайшие 50–60 лет;

- анализ эффективности действующих на Ямале систем экологического и геоэкологического мониторинга и разработка научных основ и организационных мер их улучшения, в первую очередь, за счет широкого использования аэрокосмических методов;

- специализированный дифференцированный анализ эволюции береговой зоны западной и восточной частей полуострова Ямал за последние 50 лет и прогноз миграции береговой линии в связи с предполагаемыми потеплением климата и изменением количества атмосферных осадков в летнее время.

3. Необходимы определение и дооборудование минимума эталонных участков для возобновления ранее проводившихся здесь стационарных геоэкологических исследований по усовершенствованной программе.

Работа выполнялась в рамках Программы Президиума РАН «Поисковые и прикладные исследования в интересах развития Арктического региона РФ».

ЛИТЕРАТУРА

1. Одишария Г.Э., Алабян А.М., Баранов А.В. Бованенковское ГКМ: эколого-гидрогеологические проблемы и экология газовой промышленности // Приложение к журналу «Газовая промышленность». 2000. С. 64–67.

2. Никонов А.И., Тупысев М.К., Шаповалова Е.С., Яковлева О.П. Оценка эколого-геодинамических последствий на разрабатываемых нефтегазовых месторождениях // Нефтепромысловое дело. 2015. № 12. С. 62–66.

3. Никонов А.И., Тупысев М.К., Шаповалова Е.С., Юрова М.П. Геодинамические факторы техногенной оценки воздействия на ландшафт при разработке нефтегазовых ме-

сторожений // Нефтепромысловое дело. 2014. № 12. С. 51–56.

4. Мельников В.М., Спесивцев В.И. Инженерно-геологические и геокриологические условия шельфа Баренцева и Карского морей. Новосибирск: Наука, 1995. 195 с.

5. Гриценко А.И., Аكوпова Г.С., Максимов В.М. Экология. Нефть и газ. М.: Наука, 1997. 597 с.

6. Дмитриевский А.Н., Максимов В.М., Кульпин Л.Г. Риски и безопасность природно-техногенных объектов морской добычи на шельфе Арктики // Нефтяное хозяйство. 2008. № 6. С. 62–67.

7. Хренов Н.Н. Основы комплексной диагностики северных трубопроводов. Наземные исследования. М.: Изд-во «Газойл пресс», 2005. 607 с.

8. Дмитриевский А.Н., Максимов В.М. Перспективы развития нефтяной промышленности России до 2020 года // Нефтяное хозяйство. 2003. № 12. С. 10–15.

ПРИЛОЖЕНИЕ

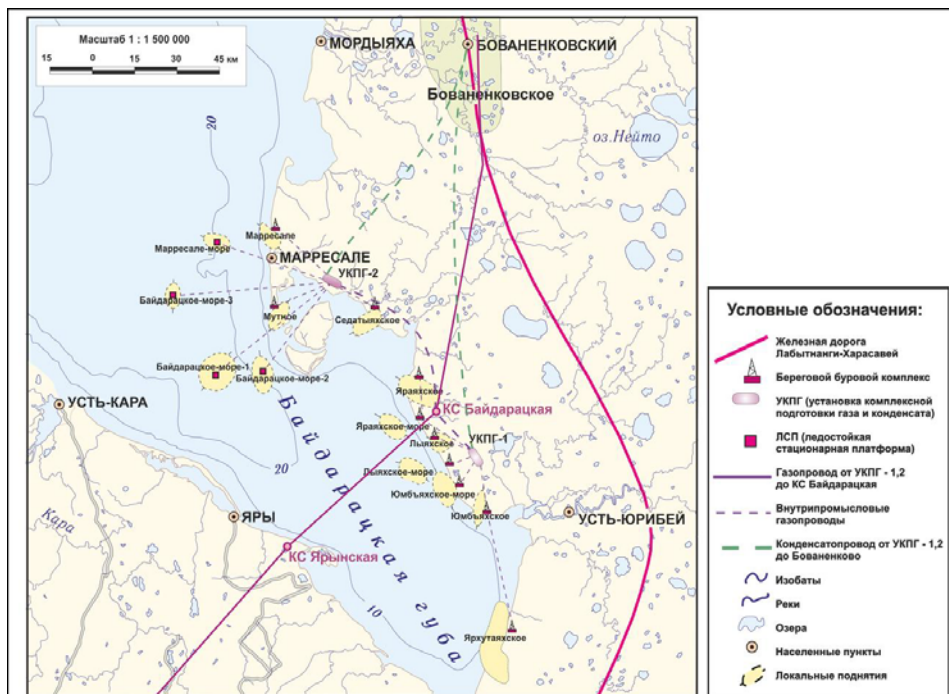


Рис. 1. Схема обустройства выделенных структур Байдарцкой губы

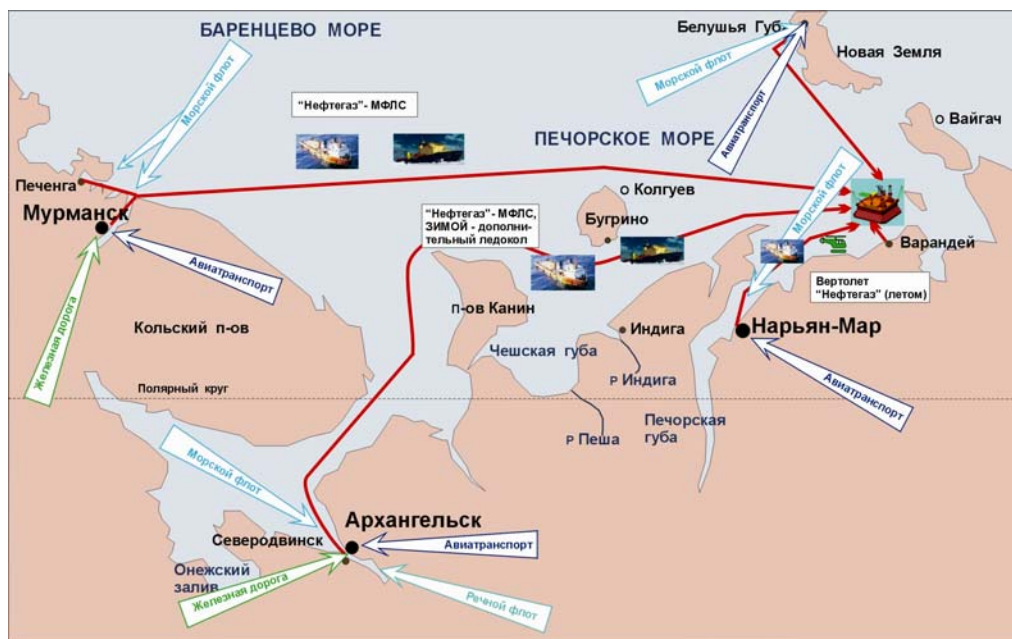


Рис. 2. Транспортно-технологическая схема обеспечения месторождения «Приразломное»