

АРКТИЧЕСКИЙ ШЕЛЬФ: ПРОБЛЕМЫ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ

*А.Н.Дмитриевский академик РАН, Л.Г.Кульпин д.т.н., профессор,
В.М.Максимов д.т.н., профессор,*

Институт Проблем Нефти и Газа РАН, ООО «НИПИморнефть»

В ближайшие годы предстоит освоение уникальных месторождений углеводородов на арктическом шельфе России. При этом возникают проблемы безопасности их эксплуатации в качестве природно-техногенных морских объектов. В статье рассматривается прогноз техногенных осложнений, связанных с возможным скоплением газовых гидратов в придонных слоях горных пород и опусканием поверхности дна моря при разработке месторождений углеводородов и возможные аварийные ситуации на морских газопроводах. Предлагаются пути уменьшения рисков опасных ситуаций.

Арктика и Север занимают большую часть территории России и располагают основными природными ресурсами, определяющими настоящее и будущее России.

Устойчивое развитие Арктики и Севера - это планетарная проблема, в решении которой ведущая роль отводится России, владеющей большей частью их территории.

Развитие цивилизации будет сопровождаться более интенсивным вторжением в водную среду морей и океанов. Особенно активно будет развиваться разработка месторождений нефти и газа. На морские месторождения приходится 35% мировой добычи нефти и 12% мировой добычи газа, и ее доля будет возрастать.

Общее развитие нефтяной и газовой промышленности проходит в соответствии с основными тенденциями, к которым можно отнести:

- расширение районов добычи в сторону Арктики, северных морей и на большие глубины.
- расширение строительства морских платформ, трубопроводов для многофазных УВ, природного газа, нефти, конденсата;
- увеличение объема строительства трубопроводов для природного газа и заводов по сжижению;

Технология и техника нефтегазодобычи по своей природе такова, что при использовании в океанологической практике, она будет оказывать отрицательное воздействие на окружающую среду. Отмечается негативное техногенное воздействие на водную среду из-за аварий, происходящих по случайным обстоятельствам, в результате отклонений от технологического режима, организационных неполадок или в итоге закономерно существующего риска повреждений оборудования при поисках, разведке, разработке месторождений нефти и газа, транспорте и переработке углеводородного сырья. Техногенное воздействие приводит к ухудшению экологического состояния водной среды. Потоки энергии, производственные отходы, в том числе в виде бурового раствора, шламов, потоков углеводородов влияют на всю биоту, вызывая, как правило, затрофирование водной массы и токсикацию осадков. Необходимо изучать состояние сообщества микроорганизмов и проследить влияние по всему трофическому ряду.

Степень экологического риска усиливают некоторые природные явления. В связи с этим следует учитывать геодинамику регионов, выявлять площади со слабоуплотненными осадками, имея в виду их повышенную лавиноопасность.

Предусматривается создание единой системы геоэкологического мониторинга с синхронным проведением работ по подводному, подземному, наземному, надводному и аэрокосмическому направлениям. Распределение задач и объемов работ по мониторингу идет от высокоорбитальных технических комплексов через средне- и низкоорбитальные, аэровысотные, средневысотные и вертолетные комплексы к наземным, надводным, подводным и подземным датчикам. Основной объем информации снимается с аэрокосмических подсистем. Наземные, надводные, подводные и подземные исследования выполняются на эталонных участках и их результаты служат для тестирования дистанционной информации.

Новые теоретические, методические, организационные и технологические разработки, заложенные в основу геоэкологического мониторинга, обеспечивают оперативное получение представительной и достоверной информации обо всех значимых изменениях изучаемых объектов. Системная организация минимально необходимого комплекса работ содействует снижению общих затрат времени и средств на их проведение, обеспечивая высокую экономическую и информационную эффективность получаемых сведений.

Основой экологического контроля морской среды должны стать динамические экологические модели, которые могли бы учитывать большое число влияющих факторов в их взаимосвязи и учитывать отдаленные последствия воздействий в рамках существующих научных знаний. Для построения таких

моделей требуется оперативный контроль значительного количества влияющих факторов, глубокое знание биологических процессов, комплексный подход к экосистеме. Как показывает практика, разведка и освоение месторождений нефти и газа на континентальном шельфе, как правило, предполагают разработку и создание региональных систем экологического мониторинга, учитывающих особенности данного региона. Поэтому необходимо иметь обширные базы данных по конкретным регионам, а также соответствующие исследовательские технологии и технику.

Предлагаемый подход на основе использования новой технологии непрерывного геоэкологического мониторинга акваторий и результатов математического моделирования дает возможность оценить состояние экологической системы при развитии нефтегазового комплекса, провести анализ экологического риска, а также рассчитать его динамику.

Северный Ледовитый океан и его арктический шельф занимают особое место в ряду океанов Земли из-за обширной субмаринной криолитозоны. С этой зоной связано и возможное образование скоплений газовых гидратов [1]. Изучению субмаринной зоны в Арктике в последние годы уделяется внимание многими научными учреждениями и учеными. В Санкт-Петербурге – это Университет и Институты Океанологии, а также Арктики и Антарктики. В Москве – это МГУ, Институт проблем нефти и газа РАН, Университет нефти и газа им. И.Н. Губкина, Институт океанологии им. Ширшова РАН, Институт НИПИморнефть. Активно работает в этой области Кольский филиал РАН в г.Апатиты и др. организации.

Существование субмаринной криолитозоны определяется главным образом двумя причинами: отрицательной температурой придонных слоев воды (современные условия) и глубоким промерзанием в течение геологического периода (палеоусловия). По своему физическому состоянию криолитозона может быть мерзлой (льдосодержащей) и немерзлой, представленной охлажденными минерализованными водами и породами.

На рис.1 приведена карта Арктического шельфа России и донных осадков с отрицательными температурами в Баренцевом море [2]. «Охлажденные» осадки занимают центральную, северо- и юго-восточную части моря, примыкающие к Новой Земле. Контуры этой зоны почти совпадают с нулевой изотермой среднегодовой температуры дна. Штокмановское месторождение, как и многие другие, находится в зоне распространения донных осадков с отрицательными температурами.

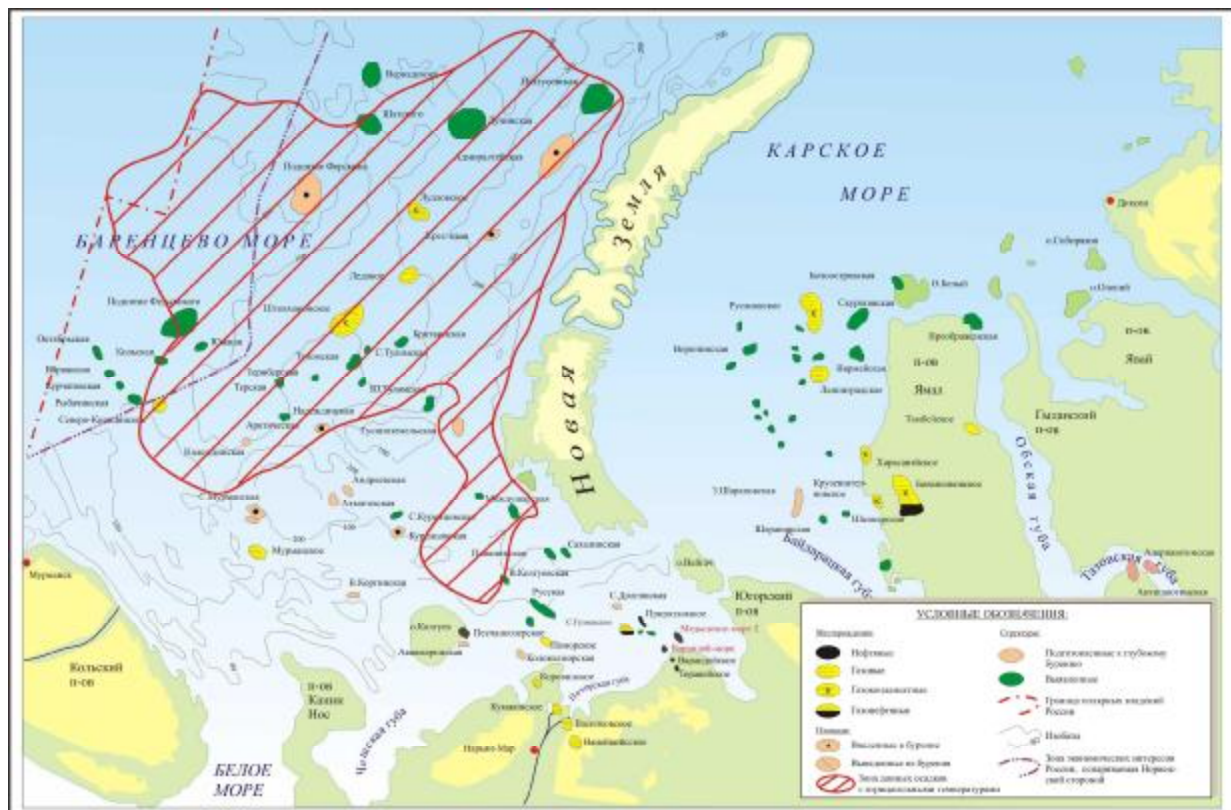


Рис.1. Карта арктического шельфа России и донных осадков с отрицательными температурами

В Печорском море субмаринная криолитозона может быть приурочена к линзам остаточной деградирующей многолетней мерзлоты на глубинах 40-100 м под дном моря. Мерзлота имеет прерывистый характер.

В инженерно-геологическом отношении мерзлые и газогидратоносные отложения представляют собой категорию пород особого состава, состояния и свойств и требуют специального подхода при освоении арктических акваторий. В частности, эти особенности необходимо учитывать при решении таких важных в практическом отношении вопросов как строительство стационарных морских ледостойких платформ на арктическом шельфе, строительство и эксплуатацию трубопроводов и др. сооружений. Также следует учитывать возможные нарушения естественного теплового режима в верхнем осадочном чехле при бурении и эксплуатации скважин.

Основой для оценки мерзлотности и газогидратоносности является в первую очередь анализ термобарических условий дна и недр. Рассмотрим эти условия на примере Штокмановского газоконденсатного месторождения. Оно расположено в бортовой части Южно-Баренцевской впадины в пределах влияния наиболее стабильного арктического холодного течения со среднемноголетней температурой дна, близкой к минус 1,0°С до +3-4°С в поверхностных слоях.

Процедура выявления площадей и зон стабильности гидратов газа сводится к совмещению значений геотермического градиента и давления в конкретной точке дна моря или поддонного разреза с той или иной равновесной кривой гидратообразования в координатах давление – время.

Наиболее надежными для оценки газогидратоносности являются данные о температуре дна. О геотермических условиях обычно имеется меньше информации.

Зона стабильности гидратов газа в зависимости от конкретных термобарических условий и состава гидратообразующей системы может распространяться до определенной поддонной глубины, начинаясь непосредственно у дна, либо на некотором расстоянии под ним. Если принять среднюю глубину моря на Штокмановском месторождении 300 м, геотермический градиент - 3,0°С/100 м и температуру дна -1,0°С, то по номограмме получим зону стабильности гидрата метана до 200-250 м под дном моря (рис.2).

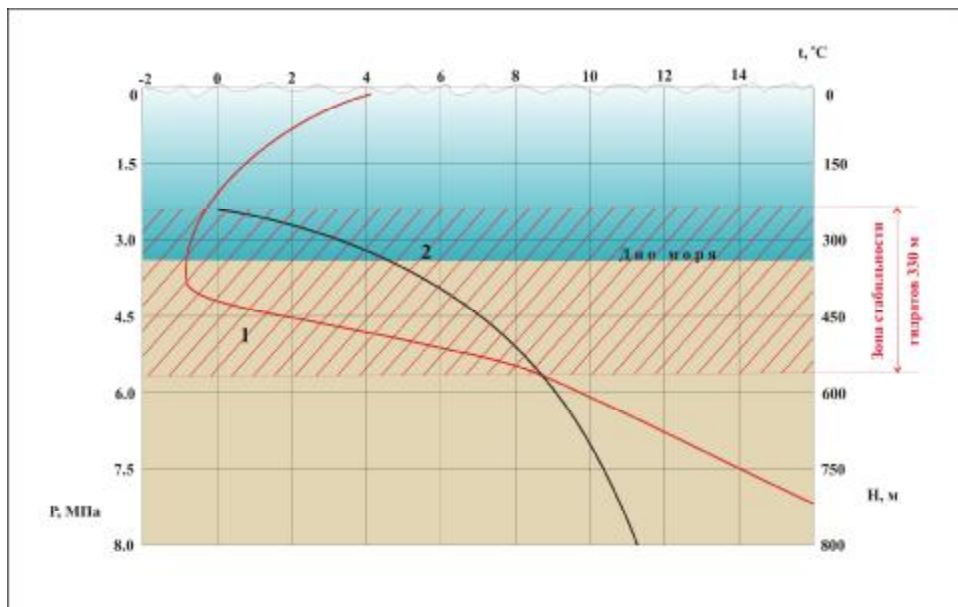


Рис.2. Зона стабильности гидратов метана над Штокмановским ГКМ
1 - геотермический градиент; 2 - равновесная кривая гидратообразования

Таким образом, с достаточной степенью уверенности можно утверждать, что в районе Штокмановского месторождения имеются реальные условия накопления и существования газовых гидратов в разрезе пород под дном моря до глубины 200 м.

Анализ факторов, влияющих на термобарические условия газогидратоносности, обнаружил возможность существования нескольких типов зоны стабильности гидратов. По отношению к дну моря термобарическая зона стабильности гидратов может быть придонной и не придонной, то есть отделенной от дна интервалом от единиц метров до более 200 м.

На рис.3 приведена карта российской части Северного Ледовитого океана в связи с прогнозами газогидратоносности в зависимости от генезиса газогидратных скоплений [2]. Прогнозируется, что зоны возможной газогидратоносности весьма обширны и, по-видимому, могут рассматриваться в качестве источников углеводородов в будущем.

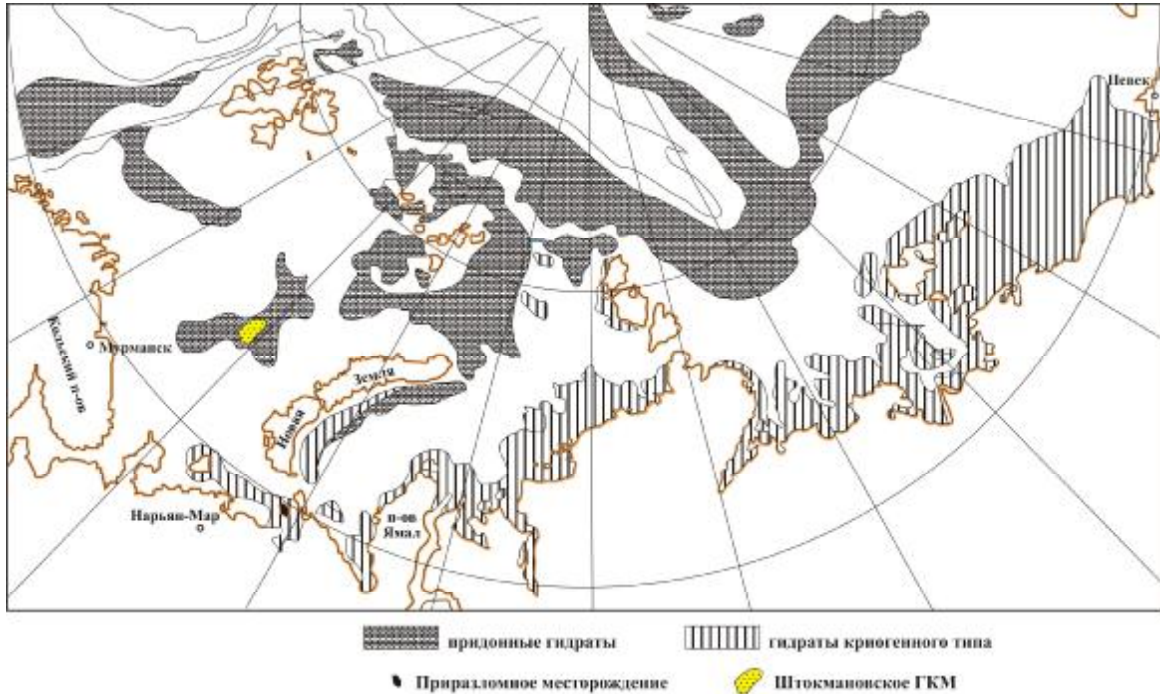


Рис.3. Газогидратоносные области в российском секторе Северного Ледовитого океана

Рассмотрим возможные осложнения при строительстве гидротехнических сооружений и эксплуатации скважин в условиях возможных скопления газовых гидратов в придонной части разреза. Типичным примером здесь могут служить условия в центральной части Баренцева моря, где расположено Штокмановское месторождение, осложненное по некоторым данным тектоническими разломами.

Известно, что помимо температуры, давления и минерализации на образование и накопление гидратов существенно влияет литология пород. Проведенные исследования показывают [3], что для уплотненных сред с ростом дисперсности слагающих породу частиц (от крупнозернистых до мелкозернистых пород) гидратосодержание увеличивается (рис.4). При дальнейшем увеличении дисперсности до образцов тяжелой супеси гидратосодержание снижается до нуля. Для литологического состава верхней части разреза до глубин 20-30 м от дна моря прогнозируется присутствие гидратов в виде отдельных вкраплений. На глубинах до 200-250 м в разрезе присутствуют породы, способные к аккумуляции значительных скопления гидратов.

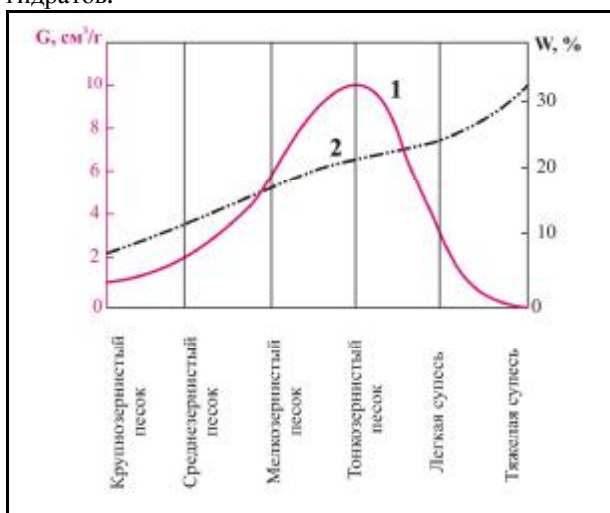


Рис.4. Зависимость газосодержания гидратов от дисперсности и влажности газосодержащей породы
1-газосодержание; 2- влажность

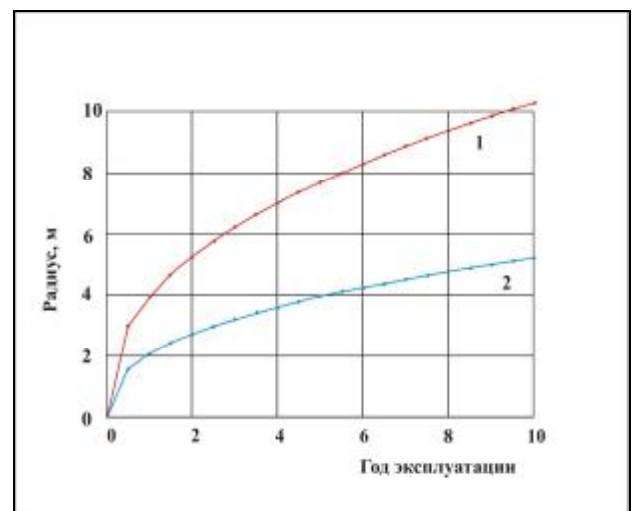


Рис.5. Динамика изменения радиуса растепления у направления при гидратонасыщенности пород 100 (1) и 500(2) кг/м³ и температуре газа в НКТ 35°C

В процессе разработки месторождения вокруг эксплуатационных колонн вследствие транспортировки по ним теплого газа из нижележащих горизонтов происходит увеличение температуры окружающих пород. Это обстоятельство приводит к изменению фазового состояния воды и газа в гидратонасыщенных интервалах вокруг скважин. С технической точки зрения рассматриваемый процесс аналогичен процессу растепления мерзлых пород при разработке месторождений углеводородов в районах вечной мерзлоты.

На стадии проектных работ для определения размеров зон теплового влияния принято использовать модели, в которых используется понятие области фазового перехода или в виде резкой границы раздела между талой и мерзлой зонами, или в виде протяженной области раздела, что соответствует фазовому переходу в спектре температур. Резкая граница раздела имеет место в крупнодисперсных средах, например песках, а протяженная – в тонкодисперсных средах, например суглинках. Применительно к Штокмановскому месторождению, исходя из характеристик пород, слагающих верхние интервалы геологического разреза, фронт фазового перехода может представлять резкую границу.

Расчеты проводились для случая работы одной скважины и при взаимодействии группы скважин [4]. Математическая постановка задачи формулируется как «задача Стефана» для плоскорадиального случая. Распределение температур в гидратонасыщенной зоне и зоне разложившегося гидрата описывается уравнением теплопроводности.

На рис. 5 приведены результаты расчетов радиуса растепления пород вокруг кондуктора диаметром 630 мм. Видно, что существенное влияние на величину радиуса растепления оказывает гидратонасыщенность пород: чем она больше, тем меньше радиус. Расчеты показывают также, что при проектном расположении устьев скважин на платформе на расстояниях 3-4 м друг от друга тепловое взаимодействие скважин начинается в течение первого года разработки. На рис.6 для примера показаны в относительном масштабе площадь морской платформы, устья 20 скважин и зона растепления гидратов за 10 лет эксплуатации скважин, т.е. на относительно ранней стадии разработки. Зона растепления по расчетам оказалась значительной, более 10 м, что может свидетельствовать о смыкании зон растепления отдельных скважин.

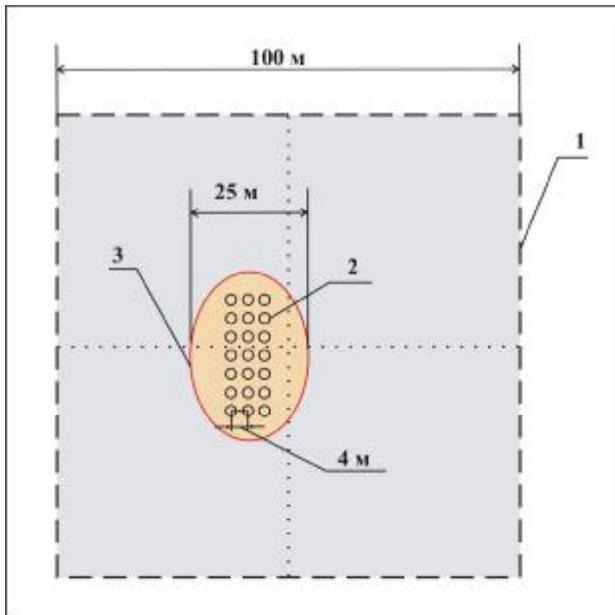


Рис.6. Штокмановское газоконденсатное месторождение. Зона растепления гидронасыщенных пород под дном моря за 10 лет эксплуатации скважин
 1 - контуры платформы;
 2 - эксплуатационные скважины;
 3 - зона растепления

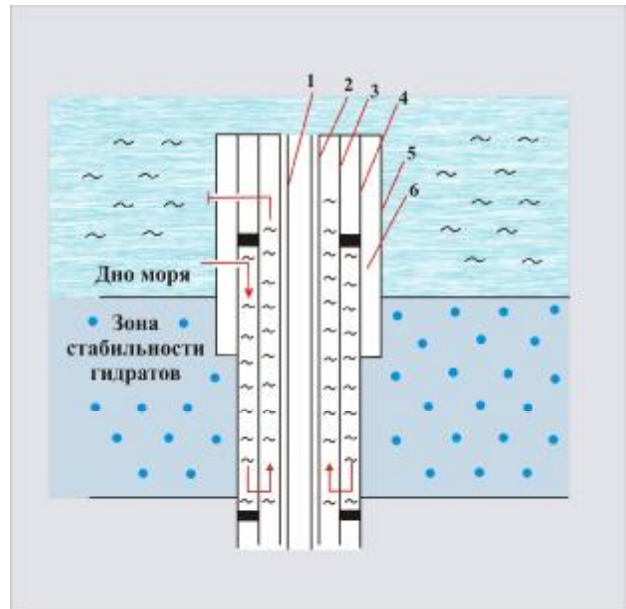


Рис.7. Принципиальная схема способа изоляции стволов скважин
 1 - подъемные трубы (НКТ);
 2 - эксплуатационная колонна;
 3 - промежуточная колонна; 4 - кондуктор;
 5 - водозащитное направление; 6 - цемент

Указанные процессы могут привести к следующим осложнениям:

1. Грифонообразованию в связи с выделением свободного газа при разложении гидратов. Это является принципиальным отличием от результатов растепления мерзлоты. Учитывая, что на 1 м³ гидрата приходится 150-180 м³ газа, то в течение первого года разработки может выделиться порядка 10-30 тыс.м³

газа на 1 м^2 гидратосодержащих пород. Грифонообразование у устья скважин может вызвать перераспределение напряжений в геологическом разрезе из-за изменения упругих характеристик пород значительной области горного массива. Перераспределение напряжений сопряжено с возникновением дополнительных нагрузок, действующих на промысловое оборудование. Грифонообразование с выделением газа на поверхности моря у платформ увеличивает риски пожароопасности и препятствий судоходству из-за уменьшения плотности воды.

2. Уменьшению модуля упругости гидратосодержащего интервала пород в области его «растепления», что приводит к дополнительным деформациям этого интервала под давлением горных пород, создаваемого их весом, давлением воды и весом платформы, если она опирается на дно. На поверхности пород эта деформация проявляется в виде опускания дна в области расположения скважин. При жестком закреплении устья скважины на платформе (или подводном модуле) в колонне будут возникать дополнительные нагрузки.

Таким образом, наличие скоплений гидратов в зоне работающих скважин является фактором, осложняющим разработку месторождения.

Удлинить срок растепления гидратов можно, если использовать пассивную изоляцию колонн. Однако, учитывая, что разработка месторождения длится десятки лет, это не достаточно надежно. Расчеты показывают необходимость активной изоляции. В принципе для этих целей можно использовать естественную или принудительную циркуляцию холодной морской воды в межтрубном кольцевом пространстве (рис.7) [5]. Для повышения эффективности предложенного способа схема может быть дополнена элементами пассивной тепловой защиты, например, заполнением пространства между лифтовыми трубами и эксплуатационной колонной в интервале гидратонасыщенности инертным газом или установкой труб с пониженным коэффициентом теплопередачи. Другие решения могут быть связаны с отбором части газового потока для охлаждения колонны с использованием эффекта Джоуля-Томпсона. По этому направлению в мире имеется ряд патентов и конкретные конструктивные решения.

Одним из возможных факторов риска и негативных последствий разработки нефтегазовых месторождений является осадка земной поверхности над месторождением в результате снижения начального пластового давления в продуктивных пластах и их деформации, что хорошо изучено в мировой практике. Осадка возможна также за счет растепления придонных газовых гидратов.

Следствием смещения земной поверхности может быть выход эксплуатационных скважин из строя из-за разгерметизации заколонных пространств, смятия и слома обсадных колонн, деформации трубопроводов, а также уменьшение клиренса платформы до уровня досягаемости волн и выход из строя крепящих якорей.

Представляют важность имеющиеся в литературе данные по оседанию морского дна в районе месторождения Экофиск на шельфе Норвегии [6]. В частности, в работе приводятся данные о том, что под центральной платформой, введенной в эксплуатацию в 1970 г., опускание морских сооружений за счет сжатия высокопористых меловых отложений толщиной 300 м, составило 2,6 м. Близрасположенные платформы опустились приблизительно на 1 м. Проседание имело место на площади 5×8 км овальной формы в центральной части месторождения под основным комплексом промысловых сооружений. С марта 1985 г. велись ежемесячные наблюдения за динамикой высотных отметок стационарных объектов с помощью спутниковой радионавигационной системы.

Для предотвращения дальнейшего оседания морского дна в течение двух лет осуществлялась обратная закачка сухого газа в пласт в объеме $8,5\text{--}9,9$ млн.м³/сут. Для защиты промысловых сооружений летом 1987 г. жилая платформа массой 10,5 тыс.т и остальные пять платформ были подняты на 6,5 м. При подъеме центральной платформы были использованы 16 домкратов массой 21 т каждый. В процессе подготовки и проведения этой уникальной технической операции участвовали 72 организации из 10 стран. Общая стоимость работ составила более 350 млн. долл.

Оценка величин осадки поверхности дна моря особенно актуальна, поскольку для морских месторождений предъявляются более жесткие требования по охране недр, надежности работы скважин, а также морских платформ и подводных модулей.

Расчеты оседания поверхности дна применительно к Штокмановскому месторождению базируются на использовании геолого-промыслового материала, полученного в результате разведки залежей, были впервые представлены в «Проекте разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения» ВНИПИморнефтегаз (по заданию ЗАО «Росшельф»), М., 1994 г. и в дальнейшем были доработаны [4, 7].

Математическая постановка задачи оценки смещения поверхности дна моря формулировалась в рамках теории упругих деформаций [8]. При решении поставленной задачи предполагалось, что величина смещения кровли продуктивного пласта равна смещению поверхности дна. Предложенная модель позволяет учитывать уменьшение нагрузки на продуктивный пласт за счет «арочного» эффекта вышележащих горных пород, в том числе при разработке нескольких продуктивных пластов.

Из практики разработки месторождений природных углеводородов известно, что иногда объемы мульд просадки земной поверхности превышают возможное сжатие порового объема коллекторов. Этот

эффект связан с наличием деформационных процессов в породах, окружающих продуктивные горизонты. Например, при снижении давления в пласте происходит отжатие воды из глинистых пропластков. Для оценки деформаций глинистых пропластков был использован подход, предложенный в работе [9], в которой предлагается учитывать толщину неколлекторов, вовлеченных в процесс вытеснения флюидов и испытывающих сжатие.

Расчеты смещения дна моря выполнены на основании имеющейся информации об изменении проектных пластовых давлений в двух первоочередных объектах эксплуатации месторождения в пластах Ю₀ и Ю₁.

Эти пласты предполагается разрабатывать отдельными сетками скважин с использованием подводных модулей и двух или трех платформ.

На рис.8 представлены результаты расчетов проседания морского дна над Штокмановским месторождением при наличии двух платформ и совместной разработке продуктивных пластов Ю₀ и Ю₁ в течение 10–30 лет в результате деформации (сжатия) самих пластов с учетом вовлечения в деформационные процессы глинистых пород покровышек и подошв этих пластов.

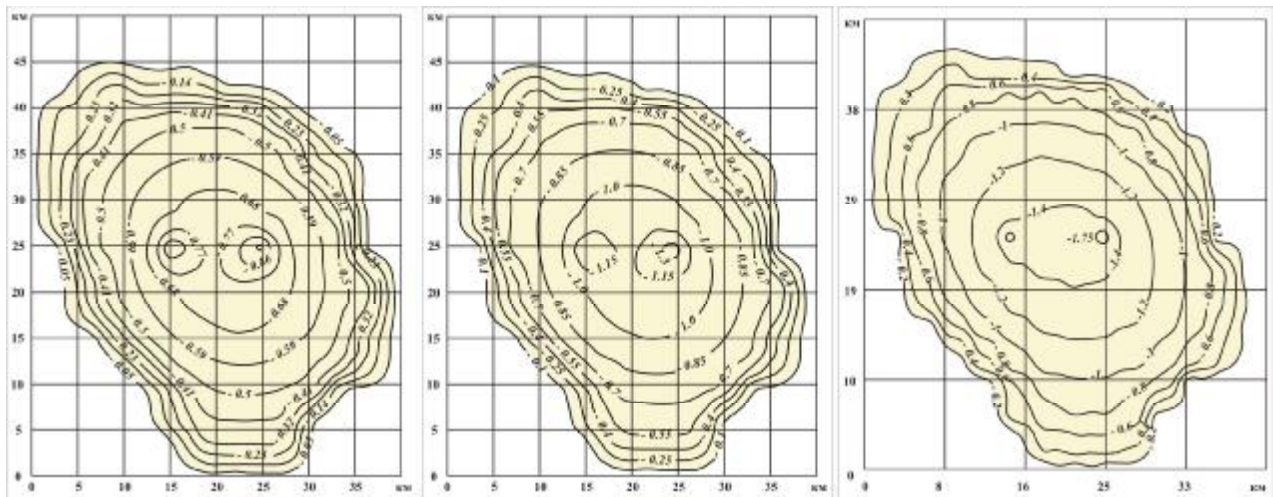


Рис.8. Карта изолиний проседания поверхности дна над Штокмановским ГКМ при разработке на истощение пластов Ю₀ и Ю₁ с учетом деформации глинистых пропластков:

1) за 10 лет;

2) за 20 лет;

3) за 30 лет

Величины максимальных мульд просядок для различных периодов разработки представлены в таблице.

Таблица

Прогнозные значения максимальных смещений поверхности дна моря в процессе разработки Штокмановского ГКМ

Время разработки	10 лет	20 лет	30 лет
Пласты	Ю ₀ + Ю ₁	Ю ₀ + Ю ₁	Ю ₀ + Ю ₁
Величина максимальной осадки дна моря, м:			
- без учета деформации глин	0,74	0,93	1,05
- с учетом деформации глин	1,16	1,57	1,75

За максимальную ожидаемую просадку морского дна за срок эксплуатации платформ Штокмановского месторождения можно принять величину 2 м.

Оценка последствий аварий на подводных газопроводах связана с расчетами динамики выброса и рассеяния газожидкостной струи в воде [10]. При полном разрыве подводного газопровода образуется мощная газовая струя, поведение которой зависит от глубины воды над ним.

Под риском как мерой опасности принято понимать сочетание вероятности неблагоприятного события (в данном случае – разрыва газопровода) и последствий этого события (потери, ущерб, убытки). Ограничимся лишь оценкой физических последствий, не затрагивая их денежного выражения.

Такими последствиями являются:

- образование на поверхности моря облака с высокой концентрацией природного газа;
- возникновение газожидкостного фонтана или газожидкостного пятна на поверхности моря с пониженной плотностью, через которое также выбрасывается облако природного газа;
- возможность возгорания и токсического воздействия при определенной концентрации метана на поверхности.

Оценка физических последствий может быть выполнена с помощью пороговых критериев, превышение которых приводит к определенному ущербу (для здоровья людей, окружающей среды и т.д.). Если необходимо определить вероятность появления недопустимо высоких концентраций природного газа на поверхности моря вблизи трассы газопровода, то в качестве пороговых значений могут быть использованы максимально-разовые ПДК жилой зоны и максимально-разовые ПДК рабочей зоны.

Зону потенциальной газовой опасности можно определить как минимальную по величине полосу водного пространства над газопроводом, в которой в случае разрыва в 95% случаев аварий в атмосферном воздухе будет превышена концентрация газа, которая приведет к указанным выше последствиям.

Вторым фактором риска является также возможность того, что в результате разрыва газопровода на поверхности моря в течение некоторого времени может существовать пятно газо-водяной смеси с меньшей плотностью, чем плотность морской воды, что рискованно для судоходства.

Третьим фактором риска являются газо-водяные фонтаны, возникающие над поверхностью воды при разрыве газопровода на мелководье.

Единственный достаточно полный (хотя и не всегда корректно описанный) открытый материал по отказам трубопроводов на опыте работы в Мексиканском заливе собран службой Администрации минеральных ресурсов США (MMS) по 690 инцидентам, происшедшим за 20 лет (1967–1987 г.г.).

Анализ базы данных по отказам MMS позволил сделать следующие выводы об аварийных ситуациях на газопроводах [11]:

- коррозия является основной причиной аварий;
- риск повреждений снижается с увеличением диаметра труб;
- загрязнение от большинства аварий было незначительным;
- нагрузки от тяжелых бурь и ураганов дали наиболее сильные повреждения вблизи корпуса платформ;
- другим источником механического повреждения послужили инциденты при трубоукладке и помещении в траншею.

Анализ статистики отказов на морских газопроводах показывает, что частотность аварий для глубоководного трубопровода с достаточной толщиной стенок не превышает $1 \cdot 10^{-6}$ ав/км-год.

Критические риски, связанные с добычей и транспортом продукции ШКГМ могут быть вызваны следующими причинами:

- водо- и пескопроявления в скважинах и коммуникациях подводно-добычного комплекса (ПДК) (с вероятностью не более $5 \cdot 10^{-2}$);
- отказ системы подачи метилэтиленгликоля (МЭГ), гидратообразование в трубопроводах (с вероятностью $\approx 5 \cdot 10^{-2}$);
- отказ системы управления ПДК (с вероятностью не более 10^{-1});
- плохие погодные условия при морских операциях (с вероятностью порядка $5 \cdot 10^{-2}$ - $2 \cdot 10^{-1}$).

Эти ситуации могут привести к значительным последствиям: потеря скважины, повреждение ПДК и трубопроводов, остановка добычи, ремонт и замена магистральных трубопроводов; задержки в графике подачи продукции и т.п.

Отмеченные риски обусловлены нехваткой обоснованных данных по гидродинамике многофазных потоков и трассам трубопроводов.

Таким образом, из вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Термобарические условия под дном Баренцева моря в районе Штокмановского ГКМ способствует насыщению горных пород углеводородами в газогидратном состоянии до глубин 200-250 м. При этом газовые гидраты могут в ряде случаев выполнять цементирующую роль в сыпучих породах.

2. Особенности субмаринной криолитозоны необходимо учитывать при проектировании и строительстве платформ в зоне возможного гидратонасыщения, подводных добывающих модулей, трубопроводов и скважин из-за опасности растепления и деформационных процессов. Необходимо учитывать также возможность грифообразования, с дополнительными рисками пожароопасности и осложнения судоходства.

3. Целесообразно осуществлять активную теплоизоляцию скважин в газогидратных интервалах для предотвращения их теплового взаимодействия, возникновения ореола протаивания и сопутствующих рисков техногенных осложнений.

4. До строительства объектов морской добычи необходимо с помощью специальных средств морской инженерной геологии изучить распространение и особенности субмаринной криолитозоны и возможных

гидратонасыщенных пород с целью выработки технических решений по нейтрализации рисков техногенных осложнений.

5. Проведенные расчеты показывают большую вероятность осадки поверхности дна моря при разработке Штокмановского ГКМ. Причем величины просадки существенно зависят не только от степени выработки продуктивных горизонтов, но и от деформационных процессов при разложении гидратонасыщенных придонных слоев. Следствием смещения земной поверхности может быть выход эксплуатационных скважин из строя из-за разгерметизации заколонных пространств, смятия и слома обсадных колонн, деформации трубопроводов, а также уменьшение клиренса платформы до уровня досягаемости волн и выход из строя крепящих якорей.

6. Результаты расчетов показали, наличие значительных рисков при строительстве и эксплуатации подводных газопроводов. Однако, при соблюдении проектных технических и технологических характеристик эксплуатации морских магистральных газопроводов, в частности Штокмановского ГКМ, риск их повреждений при транспортировке продукции в проектном однофазном режиме вполне сопоставим с социально приемлемыми значениями.

7. Необходимо глубокое изучение и прогнозирование возможных техногенных осложнений с точки зрения безопасности объектов морской добычи на шельфе Арктики.

Список литературы

1. *А.Н. Дмитриевский, В.В. Каракин, И.Е. Баланюк, В.В. Матвеевков.* Гидротермальный механизм образования углеводородов в срединно-океанических хребтах (на примере Баренцева и Норвежского морей). Проблемы нефтегазовой геологии. Ж-л №8. 1987.
2. *В.А.Соловьев, Г.Д. Гинсбург, Е.В. Телепнев, Ю.Н. Михалюк.* Криогеотермия и гидраты природного газа в недрах Северного Ледовитого океана. – Ленинград, 1987.
3. *Э.Д. Ершов, Ю.П. Лебедево.* Проблемы гидратообразования в криолитозоне. Геокриологические исследования. Москва, МГУ, 1989.
4. *L.G.Koulpine, D.A. Dubrowski, L.B. Obmoroshewa, M.K.Tupysev.* Gas Hydrate Bearing Capacity of Submarine Cryolitozone: Complication Prognoses in Exploitation of Arctic Off Shore Fields. (Гидратонасыщенность субмаринной криолитозоны и прогноз осложнений при освоении Арктических месторождений). 2-nd International Conference on Natural Gas Hydrates, Toulouse (France), 1996, p.453-458.
5. *Л.Г. Кульпин.* Особенности освоения арктических морских месторождений в условиях гидратонасыщенной субмаринной криолитозоны. Журнал «Нефтяное хозяйство» № 9, Москва, 2004, стр.76-79.
6. *Elevating the desks at Ekofisk field. Offshore.* 1987. v.47, n.10, p.p. 21-23.
7. *Л.Г. Кульпин.* Баренцево море. Прогноз и преодоление техногенных осложнений при разработке газовых гигантов в условиях гидратонасыщенности придонных слоев и опускания дна моря. Тр. IV Международного технологического симпозиума 15-17 марта 2005, Институт нефтегазового бизнеса РАГС. М., 2005.
8. *Афанасьев Е.Ф., Николаевский В.Н.* Нелокально-упругий режим фильтрации и восстановления давления в глубинных пластах. ПМТФ, 1969, № 6, стр.113-116.
9. *Петренко В.И., Ильченко Л.А., Канащук В.Ф.* О механизме просадки земной поверхности при добыче жидких и газообразных полезных ископаемых. Советская геология, 1983, № 7, стр.109-117.
10. *Максимов В.М. Лимар Е.Ф. Клименко Е.Т. и др.* Экологические последствия возможных аварийных ситуаций при эксплуатации морского газопровода. Производственно-технический журнал «Потенциал» 2001 №5 с. 61-65
11. *Dmitrievsky A.N., Maksimov V.M.* Developing arctic offshore oil and gas resources: enviromental risks and safety \ Proceedings of the international gas research conference. Vancouver Canada 2004.