

АРКТИЧЕСКИЙ ШЕЛЬФ РОССИИ. ШТОКМАНОВСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ В БАРЕНЦЕВОМ МОРЕ КАК МОРСКОЙ ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННЫЙ ОБЪЕКТ

© Л.Г. Кульпин, 2010

Институт проблем нефти и газа РАН, ООО "НИПИморнефть", Москва, Россия

A giant Shtokman field on the Arctic shelf of Russia is considered as a potential natural and anthropogenic object. This is bound up with the characteristic feature of the Barents Sea - presence of an extensive submarine cryolite zone and possible accumulation of congestion of gas-hydrates in the bottom layers. That should be taken into account when designing offshore production platforms, subsea modules, wells as heat pipes and underwater pipelines because of the risks of thawing and the associated deformation processes, as well as gryphon formation, fire hazards and complications with the craft. There is also a chance of displacement of the sea bottom by field developing and attendant complications including strains of wells and seabed facilities, as well as reduced clearance of platforms. First of all it is necessary to explore features of the bottom layers and cross section of the mine with the help of special tools; then to provide basic data of the preliminary calculations for the prevention of all possible anthropogenic impacts. These features are also typical for other Arctic sea deposits.

Keywords: Shtokman gas-condensate field, the Arctic shelf of Russia, the Barents Sea, anthropogenic complications, gas-hydrates, displacement of the sea bottom, offshore platforms, wells, pipelines, recommendations on examination of the cross section features.

Северный Ледовитый океан и его арктический шельф занимают особое место среди 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 уделяют внимание многие научные учреждения: в Санкт-Петербурге – Государственный университет и Институт океанологии РАН, Арктический и Антарктический институт; в Москве – МГУ, Институт проблем нефти и газа РАН, Государственный университет нефти и газа им. И.Н. Губкина, Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН, НИПИморнефть. Активно работает в этой области Кольский филиал РАН (г. Апатиты) и другие организации.

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

На карте 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 (рис. 1). Контуры этой зоны почти совпадают с нулевой изотермой среднемноголетней температуры дна.

Штокмановское газоконденсатное месторождение (ГКМ), как и многие другие, находится в зоне распространения донных осадков с отрицательными температурами.

В Печорском море субмаринная криолитозона может быть приурочена к линзам остаточной деградировавшей 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 эксплуатация трубопроводов и других сооружений. Следует учитывать также 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 ГКМ. Оно расположено в бортовой части Южно-Баренцевской впадины в пределах влияния наиболее стабильного арктического холодного течения со среднемноголетней температурой дна от $-1,0$ до $+3-4$ °С в поверхностных слоях.

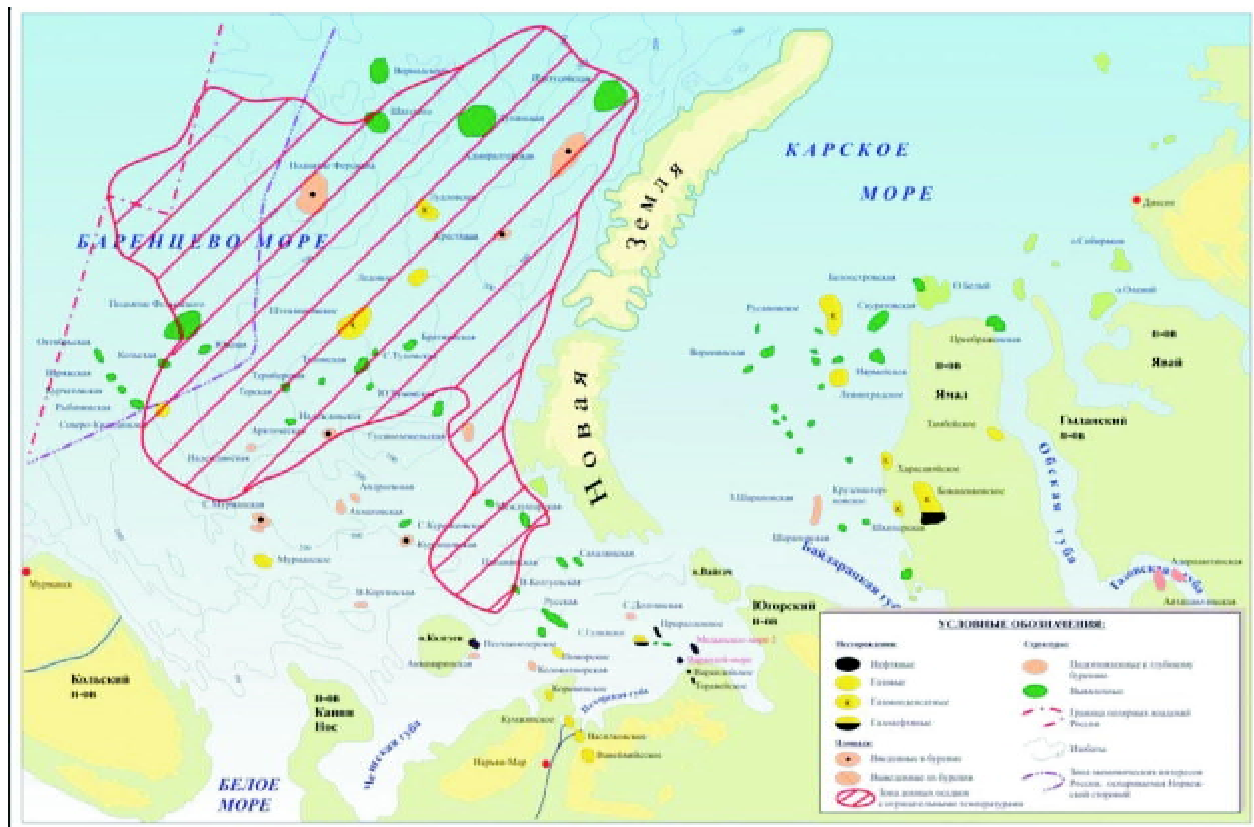


Рис. 1. Карта арктического шельфа России и донных осадков с отрицательными температурами в Баренцевом море [2]

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 метана в координатах давление–время.

Для оценки газогидратоносности наиболее надежны 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 ГКМ 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).

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

Анализ факторов, влияющих на термобарические условия газогидратоносности, дал возможность выделить несколько типов зоны стабильности гидратов. По отношению к дну моря термобарическая зона стабильности гидратов мо-

жет быть придонной и непридонной, т. е. отделенной от дна интервалом единицы метров – 200 м и более.

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

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 ГКМ, осложненное, по некоторым данным, тектоническими разломами.

Известно, что помимо температуры, давления и минерализации на образование и накопление гидратов существенно влияет литология пород. Согласно результатам исследований [3], для уплотненных сред с ростом дисперсности слагающих породу частиц (от крупно- 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 наличие гидратов в виде отдельных вкраплений. На глубинах до 200–250 м раз-

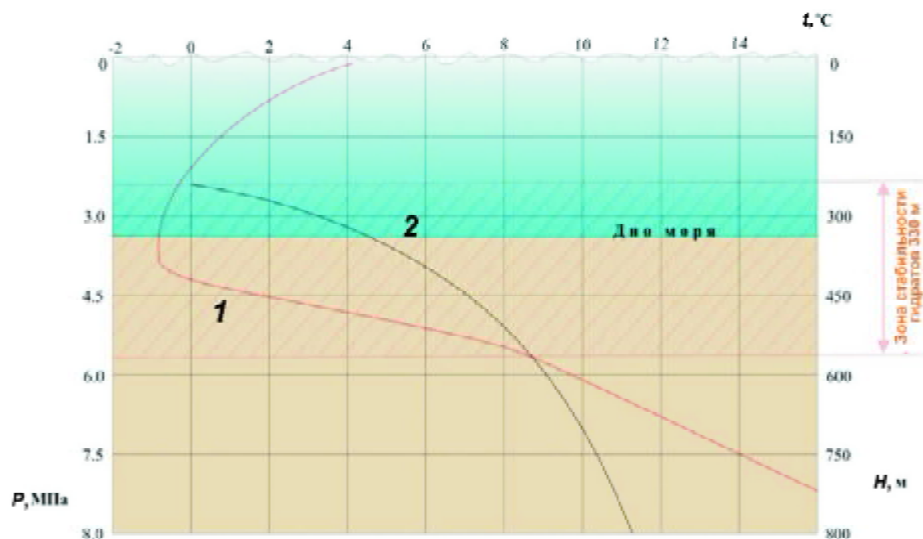


Рис. 2. Зона стабильности гидратов метана над Штокмановским газоконденсатным месторождением: 1 – геотермический градиент; 2 – равновесная кривая гидратообразования

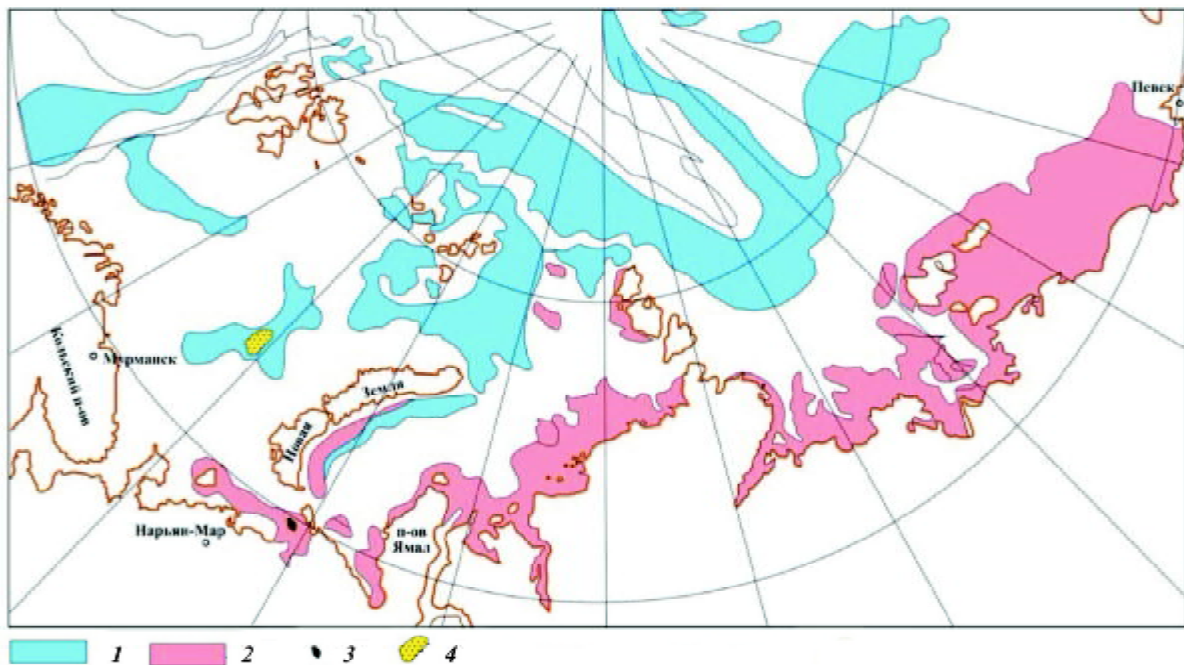


Рис. 3. Газогидратоносные области в российском секторе Северного Ледовитого океана: 1 – придонные гидраты; 2 – гидраты криогенного типа; 3 – Приразломное месторождение; 4 – Штокмановское газоконденсатное месторождение

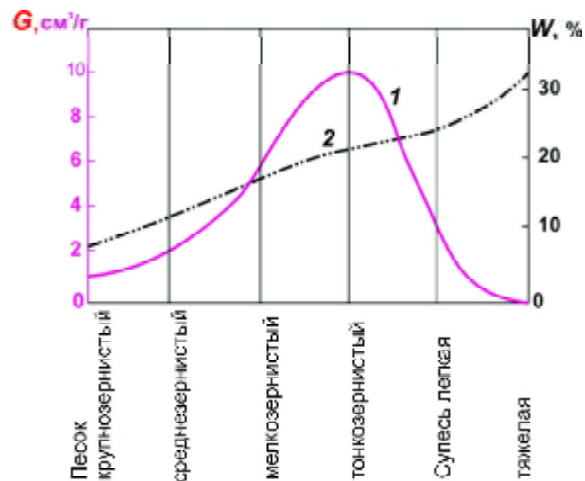


Рис. 4. Зависимость газосодержания G (1) гидратов от дисперсности и влажности W (2) газосодержащей породы

рез составляют породы, способные к аккумуляции значительных скоплений гидратов.

В процессе разработки месторождения вокруг эксплуатационных колонн вследствие транспортировки по ним теплого газа из нижележащих горизонтов увеличивается температура 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 многолетней мерзлоты.

На стадии проектных работ для определения размеров зон теплового влияния принято использовать модели, в которых используется понятие области фазового перехода как резкая граница раздела между талой и мерзлой зонами или как протяженная область 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 ГКМ, исходя из характеристик пород, слагающих верхние интервалы геологического разреза, фронт фазового перехода может представлять собой резкую границу.

Расчеты проводились для случая работы одной скважины и при взаимодействии группы скважин [4–6, 9, 12]. Математическая постановка задачи формулируется как задача Стефана для плоскорадиального случая с фазовыми переходами. Распределение температур в гидратонасыщенной зоне и зоне разложившихся гидратов описывается уравнением теплопроводности.

Согласно результатам расчетов радиуса растепления пород вокруг кондуктора диаметром 630 мм, существенное влияние на радиус растепления оказывает гидратонасыщенность пород: чем она больше, тем меньше радиус (рис. 5). Расчеты

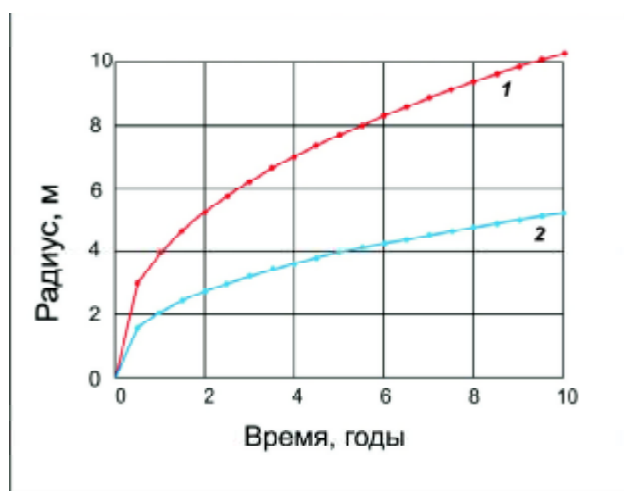


Рис. 5. Динамика изменения радиуса растепления у направления при гидратонасыщенности пород 100 (1) и 500 (2) кг/м³ и температуре газа в насосно-компрессорных трубах 35 °С

показывают также, что при проектном расположении устьев скважин на платформе на расстоянии 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.

Указанные процессы могут привести к следующим осложнениям.

1. Грифонообразование в связи с выделением свободного газа при разложении гидратов. Это является принципиальным отличием от результатов растепления мерзлоты. С учетом того что на 1 м³ гидрата приходится 150–180 м³ газа, в течение первого года разработки может выделиться порядка 10–30 тыс. м³ газа на 1 м² 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 промышленное оборудование. Грифонообразование с выделением газа на поверхности моря у платформ увеличивает риски пожароопасности и препятствий судоходству вследствие уменьшения плотности воды.
2. Уменьшение модуля упругости гидратосодержащего интервала пород в области его “растепления”. 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 де-

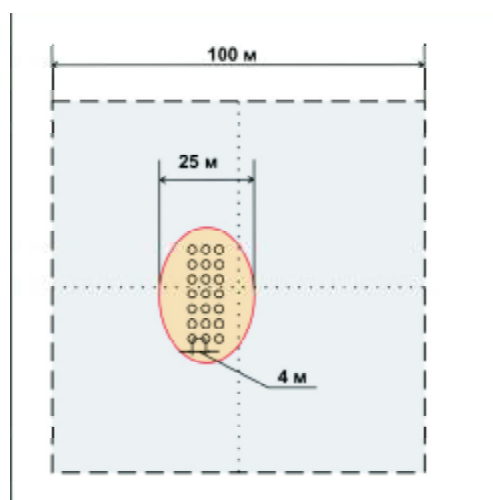


Рис. 6. Штокмановское газоконденсатное месторождение. Зона растепления гидратонасыщенных пород под дном моря за 10 лет эксплуатации скважин. Пояснения в тексте

формация проявляется в виде опускания дна в зоне 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 поскольку разработка месторождения длится десятки лет, это недостаточно надежно. Расчеты показывают необходимость активной изоляции. В принципе для таких 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 данному направлению в мире имеются патенты 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 при растеплении придонных газовых гидратов.

Следствием смещения земной поверхности может быть выход из строя эксплуатационных скважин в случае 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 данные об оседании морского дна в районе месторождения Экофиск на шельфе Норвегии [10, 11]. В частности, в статье [10] приводятся данные о том, что под центральной платформой, введенной в эксплуатацию в 1970 г., опускание морских сооружений при сжатии 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 8,5–9,9 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 дол. США.

Оценка величины 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 ГКМ, которые базируются на использовании геолого-промыслового материала, полученного в результате разведки залежей, были впервые представлены в работе [12].

Математическая постановка задачи оценки смещения поверхности дна моря формулировалась в рамках теории упругих деформаций. При решении поставленной задачи предполагалось, что смещение кровли продуктивного пласта равно 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.

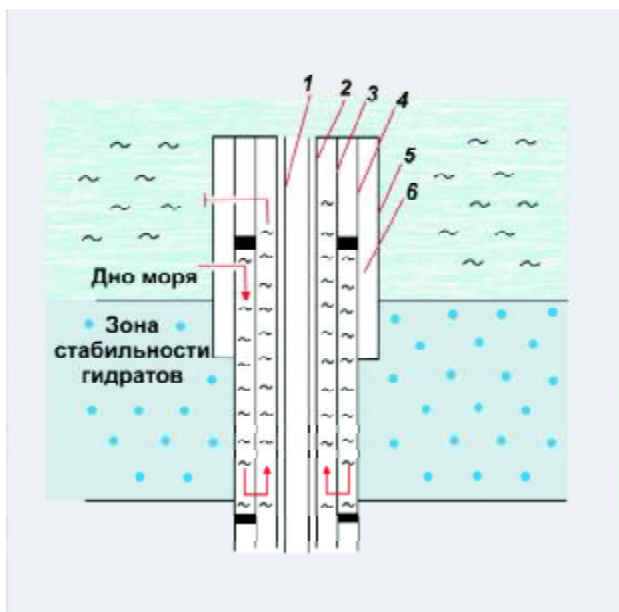


Рис. 7. Принципиальная схема способа изоляции стволов скважин: 1 – подъемные трубы (насосно-компрессорные); 2 – эксплуатационная колонна; 3 – промежуточная колонна; 4 – кондуктор; 5 – водозащитное направление; 6 – цемент

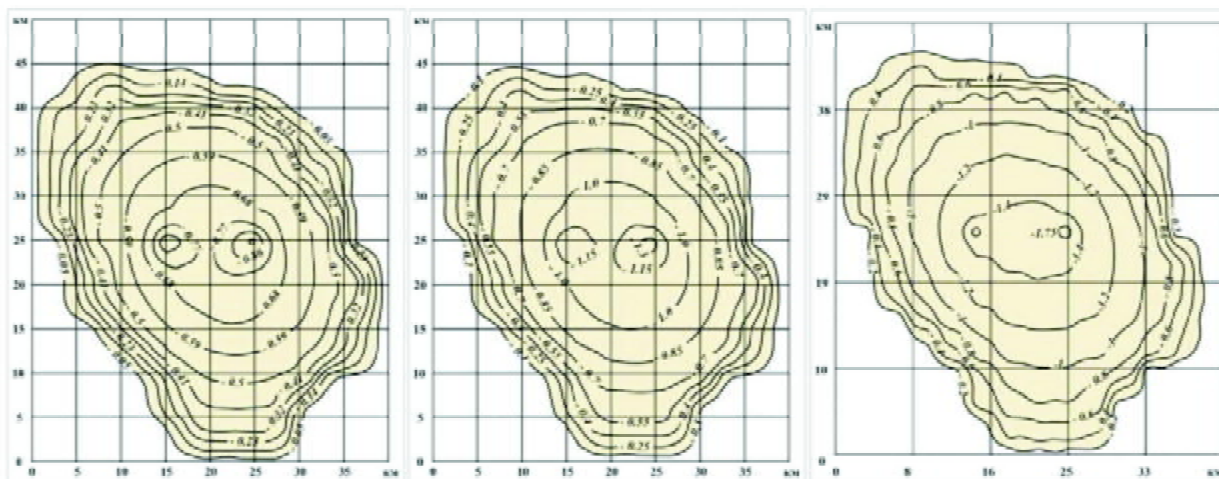


Рис. 8. Карта изолиний проседания поверхности дна над Штокмановским газоконденсатным месторождением при разработке на истощение пластов Ю₀ и Ю₁ с учетом деформации глинистых пропластков

Таблица 1. Прогнозные значения максимальных смещений поверхности дна моря (в м) в процессе разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения

Пласты Ю ₀ + Ю ₁	Время разработки, лет		
	10	20	30
Без учета деформации глин	0,74	0,93	1,05
С учетом деформации глин	1,16	1,57	1,75

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 [8], в которой предлагается учитывать толщину неколекторов, 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 и в табл. 1 представлены результаты расчетов проседания морского дна над Штокмановским ГКМ 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 крышек и подошв этих пластов.

За максимальную ожидаемую просадку морского дна в течение эксплуатации платформ Штокмановского месторождения можно принять зна-

чение 2 м. Как минимум на эту величину рекомендуется поднять клиренс платформ.

Выводы.

1. Термобарические условия под дном Баренцева моря в районе Штокмановского ГКМ способствуют 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 грифонообразования 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 реше-

ний 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 могут быть выход эксплуатационных скважин из строя при разгерметизации заколонных пространств, смятии и сломи обсадных колонн, деформации трубопроводов, а также уменьшение клиренса платформы до уровня досягаемости волн и выход из строя крепящих якорей.
 6. Необходимо глубокое изучение и прогнозирование возможных техногенных осложнений с точки зрения безопасности объектов морской добычи на шельфе Арктики.
1. *Дмитриевский А.Н., Каракин В.В., Баланюк И.Е., Матвеев В.В.* Гидротермальный механизм образования углеводородов в срединно-океанических хребтах (на примере Баренцева и Норвежского морей) // Проблемы нефтегаз. геологии. — 1987. — № 8.
 2. *Соловьев В.А., Гинсбург Г.Д., Теленев Е.В., Михалюк Ю.Н.* Криогетермия и гидраты природного газа в недрах Северного Ледовитого океана. — Ленинград, 1987.
 3. *Еришов Э.Д., Лебедева Ю.П.* Проблемы гидратообразования в криолитозоне // Геокриологические исследования. — Москва: Изд-во МГУ, 1989.
 4. *Koulpine L.G., Dubrowski D.A., Obmoroshewa L.B., Turpysev M.K.* 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 Int. conf. on Natural Gas Hydrates, Toulouse (France). — Toulouse, 1996. — P. 453–458.

5. *Кульпин Л.Г.* Особенности освоения арктических морских месторождений в условиях гидратонасыщенной субмаринной криолитозоны // Нефть. хоз-во. — 2004. — № 9. — С. 76–79.
6. *Кульпин Л.Г.* Баренцево море. Прогноз и преодоление техногенных осложнений при разработке газовых гигантов в условиях гидратонасыщенности придонных слоев и опускания дна моря // Тр. IV Междунар. технол. симпоз. 15–17 марта 2005 г. — М.: Ин-т нефтегаз. бизнеса РАГС, 2005.
7. *Афанасьев Е.Ф., Николаевский В.Н.* Нелокально-упругий режим фильтрации и восстановления давления в глубинных пластах // Прикл. механика и техн. физика. — 1969. — № 6. — С. 113–116.
8. *Петренко В.И., Ильченко Л.А., Канашук В.Ф.* О механизме просадки земной поверхности при добыче жидких и газообразных полезных ископаемых // Сов. геология. — 1983. — № 7. — С. 109–117.
9. *Дмитриевский А.Н., Максимов В.М., Кульпин Л.Г.* Риски и безопасность природно-техногенных объектов морской добычи на шельфе Арктики // Нефть. хоз-во. — 2008. — № 6.
10. Elevating the desks at Ekofisk field // Offshore. — 1987. — 47, № 10. — P. 21–23.
11. *Мельников Н.Н., Калашник А.И.* Шельфовые нефтегазовые разработки: геомеханические аспекты. — Апатиты: Кольск. науч. центр РАН, 2009. — 140 с.
12. *Проект* разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения. — М.: Ин-т ВНИПИморнефтегаз, 1994 / Рук. Л.Г. Кульпин.

Поступила в редакцию 11.05.2010 г.

Л.Г. Кульпин

АРКТИЧЕСКИЙ ШЕЛЬФ РОССИИ. ШТОКМАНОВСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ В БАРЕНЦЕВОМ МОРЕ КАК МОРСКОЙ ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННЫЙ ОБЪЕКТ

Гигантское Штокмановское месторождение на арктическом шельфе России рассматривается как потенциальный природно-техногенный объект в связи с характерной особенностью Баренцева моря — наличием обширной субмаринной криолитозоны и возможным скоплением в придонных слоях газогидратов. Это необходимо учитывать при проектировании морских добывающих платформ, подводных модулей, скважин как тепловых труб и подводных трубопроводов ввиду опасности растепления и сопутствующих деформационных процессов, а также грифообразования, пожароопасности и осложнений с плавсредствами. Существует также вероятность осадки дна моря при разработке месторождения и сопутствующих этому явлению осложнений, в том числе деформации скважин и придонных сооружений, а также уменьшение клиренса платформ. Необходимо до начала освоения изучить с помощью специальных средств особенности придонных слоев и геологического разреза над месторождением и получить исходные данные предварительных расчетов по предотвращению возможных техногенных осложнений. Указанные особенности освоения характерны и для других морских арктических месторождений.

Ключевые слова: Штокмановское газоконденсатное месторождение, арктический шельф России, Баренцево море, техногенные осложнения при разработке, газогидраты, проседание дна моря, морские платформы, скважины, трубопроводы, рекомендации по доизучению особенностей геологического разреза.

АРКТИЧНИЙ ШЕЛЬФ РОСІЇ. ШТОКМАНОВСЬКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ В БАРЕНЦЕВОМУ МОРІ ЯК МОРСЬКИЙ ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННИЙ ОБ'ЄКТ

Гігантське Штокмановське родовище на арктичному шельфі Росії розглянуто як потенційний природно-техногенний об'єкт у зв'язку з характерною особливістю Баренцова моря – наявністю великої субмаринної кріолітозони і можливим скупченням у придонних шарах газогідратів. Це слід ураховувати під час проектування морських видобувних платформ, підводних модулів, свердловин як теплових труб і підводних трубопроводів через небезпеку розтоплення і супутніх деформаційних процесів, а також грифоновутворення, пожежонебезпеки і ускладнень з плавзасобами. Є також імовірність просідання дна моря при розробці родовища та ускладнень, що можуть супроводжувати ці явища, у тому числі деформації свердловин і придонних споруд, а також зменшення кліренсу платформ. Необхідно до початку освоєння вивчити за допомогою спеціальних засобів особливості придонних шарів і геологічного розрізу над родовищем і отримати вихідні дані попередніх розрахунків щодо запобігання можливих техногенних ускладнень. Зазначені особливості освоєння характерні і для інших морських арктичних родовищ.

Ключові слова: Штокмановське газоконденсатне родовище, арктичний шельф Росії, Баренцове море, техногенні ускладнення при розробці, газогідрати, просідання дна моря, морські платформи, свердловини, трубопроводи, рекомендації стосовно довивчення особливостей геологічного розрізу.