

УДК 539.3

Некоторые проблемы экологической и промышленной безопасности природно-техногенных морских объектов при освоении шельфа Арктики

В. М. Максимов¹, доктор технических наук,
М. К. Тупысев², кандидат технических наук,
С. М. Пронюшкина³
ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН

Л. Г. Кульпин⁴, доктор технических наук
Научно-исследовательский и проектный институт
по проблемам освоения нефтяных и газовых месторождений на суше и море

Приведены результаты исследования процесса разложения газогидратов вокруг эксплуатационных колонн скважин при добыче углеводородов. Построена физико-математическая модель экологических последствий аварийного фонтанирования газовых скважин на шельфе.

Ключевые слова: газогидраты, аварийное фонтанирование, Арктика.

В ближайшие годы предстоит освоение уникальных месторождений углеводородов на арктическом шельфе России. При этом возникают проблемы безопасности их эксплуатации, в том числе в качестве природно-техногенных морских объектов [2].

На рис. 1 представлена карта выявленных месторождений углеводородов и перспективных геологических структур на Баренцевоморском и Карском шельфах России и прилегающей суше. Здесь открыты гигантские месторождения: Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское, Штокмановское и др. Некоторые ученые считают эту провинцию «энергетическим центром планеты», если учесть также многовероятные огромные по запасам скопления придонных газовых гидратов [6; 7; 9; 11; 12].

В работе рассматривается прогноз техногенных осложнений, связанных с такими факторами, как возможное скопление газовых гидратов в придонных слоях горных пород, опускание поверхности дна моря при разработке месторождений углеводородов и возможные аварийные ситуации на морских газопроводах и скважинах. Предлагаются пути уменьшения рисков опасных ситуаций.

Исследование процесса разложения газогидратов при разработке морских месторождений и возникающих при этом осложнений

При освоении арктических месторождений особенностями являются суровый климат, обширные ледовые условия, глубокое промерзание пород, субмаринная криолитозона и сопутствующие гидратные скопления. С субмаринной криолитозоной связано возможное образование скоплений газовых гидратов [2; 9]. Изучению субмаринной зоны в Арктике в последние годы уделяют внимание многие научные учреждения и ученые.

На рис. 2 представлена ледовая обстановка на российской части арктического шельфа Северного Ледовитого океана в январе-марте [9]. Можно видеть, что льды в зимний период занимают гигантское пространство фактически от Мурманска до Камчатки [2]. Столь суровых условий на таких пространствах нет нигде в мире.

Ледовые условия и соответствующее охлаждение вод акватории создают палеоусловия для газогидратных скоплений в придонных слоях океана. На рис. 3 показаны газогидратные области Северного Ледовитого океана, так называемые субмаринные газовые гидраты [9]. По мнению российских и зарубежных ученых, содержание связанных углеводородов в арктических газогидратных скоплениях

¹ e-mail: vmaks@ipng.ru.

² e-mail: m.tupysev@mail.ru.

³ e-mail: pronyushkina.s@gmail.com.

⁴ e-mail: 256@seaoil.ru.



Рис. 1. Арктический шельф. Карта выявленных структур и месторождений

существенно (в разы) превышает все известные мировые запасы. Поэтому данные скопления рассматриваются в качестве огромного резерва будущей энергетики.

В Печорском море субмаринная криолитозона и сопутствующие газогидраты могут быть приурочены к линзам остаточной деградирующей многолетней мерзлоты на глубинах 40—100 м под дном моря, причем 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, подводных технологических комплексов для добычи углеводородов и других 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 гигантского Штокмановского газоконденсатного месторождения (см. рис. 1). Оно расположено в бортовой части Южно-Баренцевской

впадины в пределах влияния наиболее стабильного арктического холодного течения со среднемноголетней температурой дна, близкой к $-1,0^{\circ}\text{C}$, при температуре в поверхностных слоях до $+3—4^{\circ}\text{C}$.

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». 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 — $3,0^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ и температуру дна $-1,0^{\circ}\text{C}$, то по номограмме получим зону стабильности гидрата метана до 200—250 м под дном моря (рис. 4).

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 примерно 200 м.

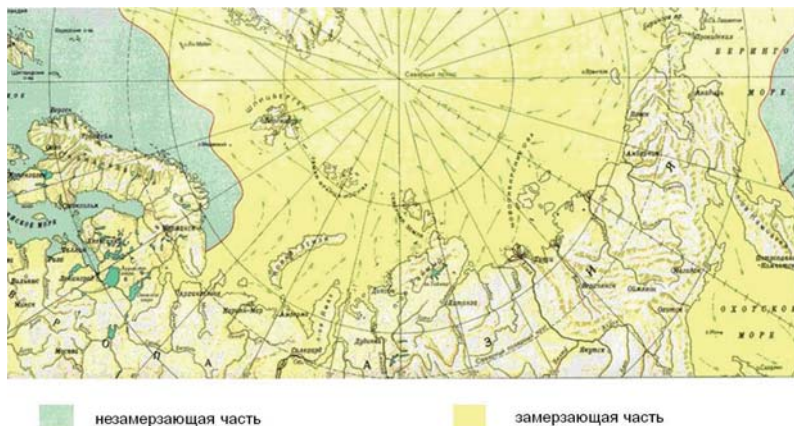


Рис. 2. Ледовая обстановка на арктическом шельфе

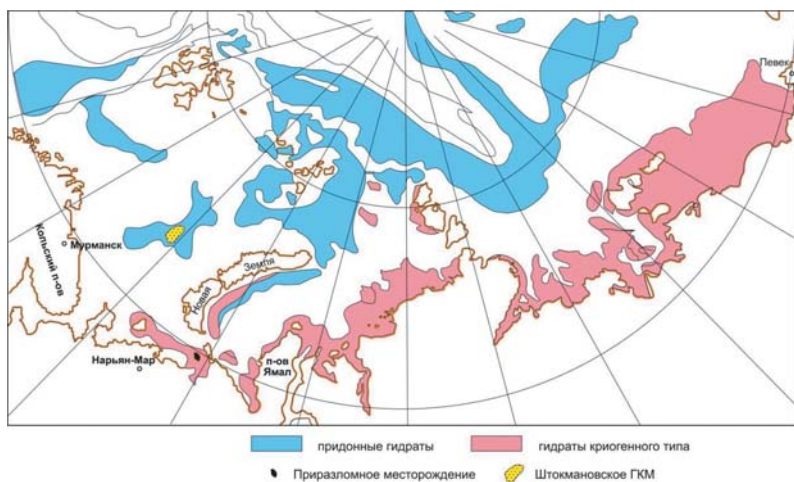


Рис. 3. Газогидратоносные области в российском секторе Северного Ледовитого океана

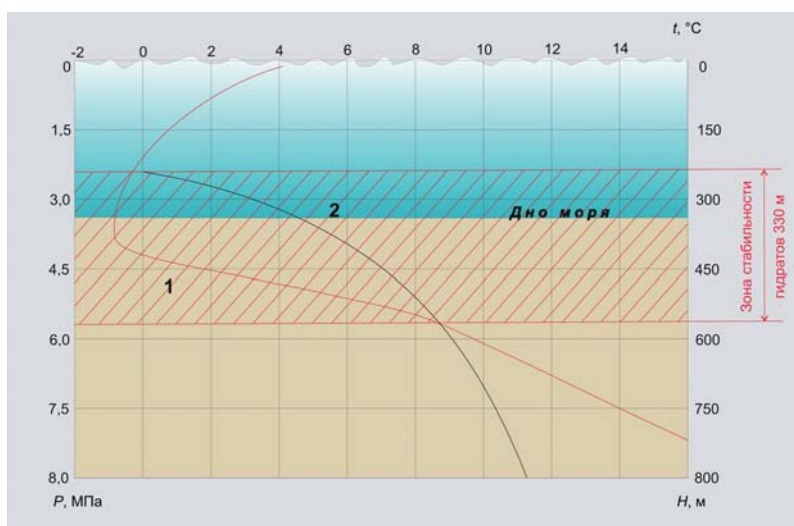


Рис. 4. Зона стабильности гидратов метана над Штокмановским газоконденсатным месторождением: 1 – геотермический градиент, 2 – равновесная кривая гидратообразования

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 непридонной, т. е. отделенной от дна интервалом от нескольких метров до 200 м и более.

На рис. 5 приведена карта российской части Северного Ледовитого океана в связи с прогнозами газогидратоносности в зависимости от генезиса газогидратных скоплений. Прогнозируется, что зоны возможной газогидратоносности весьма обширны и, по видимому, могут рассматриваться в качестве гигантских источников углеводородов в будущем.

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

Известно, что помимо температуры, давления и минерализации на образование и накопление гидратов существенно влияет литология пород. Исследования показывают [7], что для уплотненных сред с ростом дисперсности слагающих породу частиц (от крупнозернистых до мелкозернистых пород) гидратосодержание увеличивается (рис. 6). 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 могут присутствовать породы, способные к аккумуляции значительных скоплений гидратов.

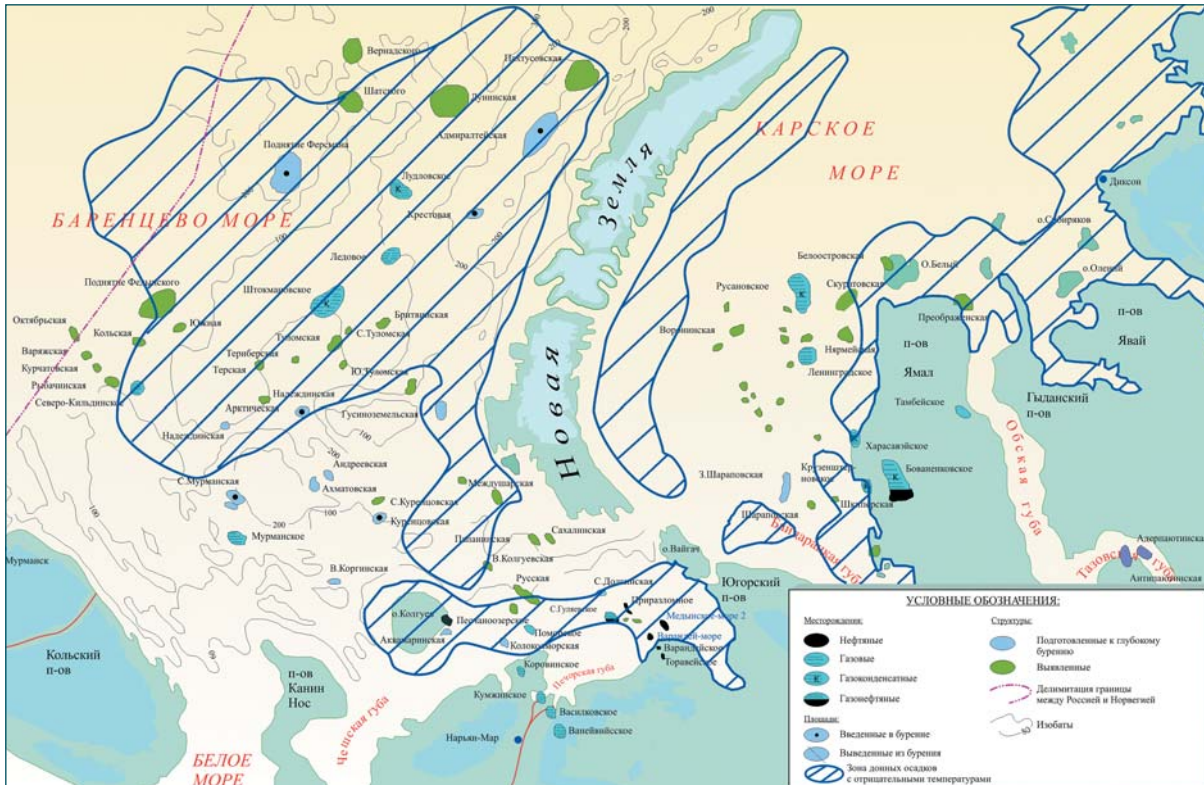


Рис. 5. Карта арктического шельфа России и донных осадков с отрицательными температурами в Баренцевом море

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 растеплению 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 либо в виде резкой границы раздела между талой и мерзлой зонами, либо в виде протяженной области раздела, что соответствует фазовому переходу в спектре температур. Резкая граница раздела имеет место в крупнодисперсных средах, например, в песках, а протяженная — в тонкодисперсных средах, например, в суглинках. Применительно к Штокмановскому месторождению, если исходить из характеристик пород, слагающих верхние интервалы геологического разреза, фронт фазового перехода может представлять собой резкую границу.

Расчеты проводились для работы одной скважины и при взаимодействии группы скважин. Математическая постановка задачи формулируется как «задача Стефана» для плоскорадиального случая. Распределение температур в гидратонасыщенной

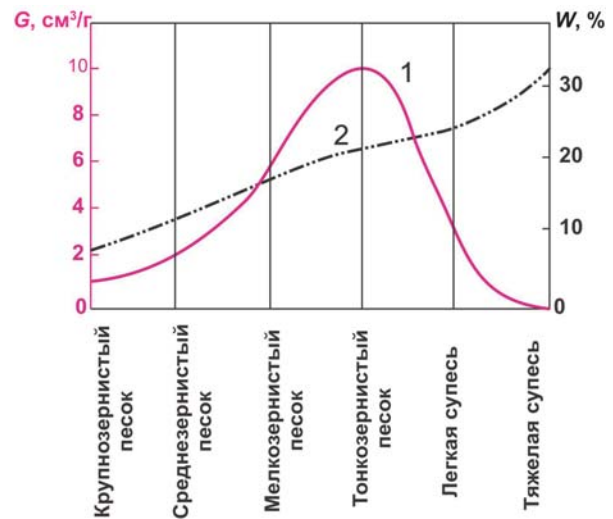


Рис. 6. Зависимость газосодержания гидратов от дисперсности и влажности газосодержащей породы: 1 — газосодержание, 2 — влажность гидратообразования

зоне и зоне разложившегося гидрата описывается уравнением теплопроводности.

На рис. 7 в качестве примера приведены результаты расчетов радиуса растепления пород вокруг кондуктора диаметром 630 мм. Видно, что существенное влияние на величину радиуса растепления оказывает гидратонасыщенность пород: чем она

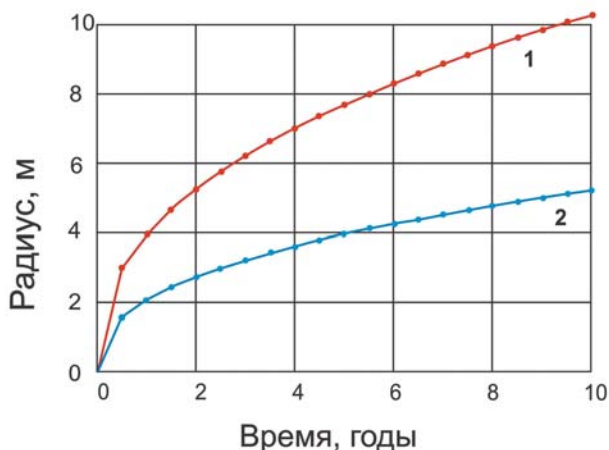


Рис. 7. Динамика изменения радиуса растепления при гидратонасыщенности пород 100 (1) и 500 (2) кг/м³ и температуре газа в насосно-компрессорных трубах (НКТ) 35°C

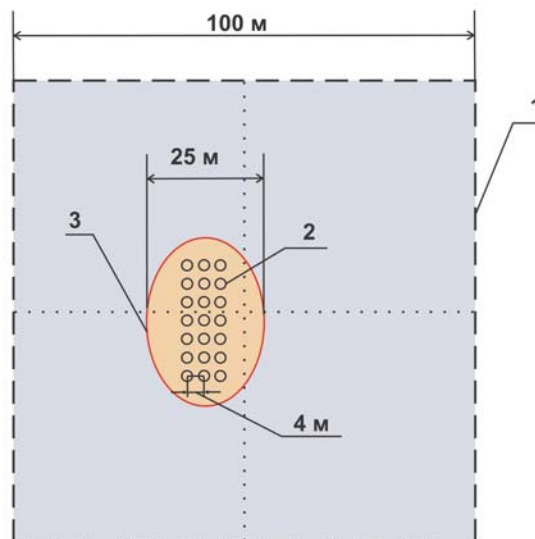


Рис. 8. Штокмановское газоконденсатное месторождение. Зона растепления гидронасыщенных пород под дном моря за 10 лет эксплуатации скважин: 1 – контуры платформы, 2 – эксплуатационные скважины, 3 – зона растепления

больше, тем меньше за то же время этот радиус. Расчеты показывают также, что при проектном расположении устьев скважин на морской платформе на расстояниях 3—4 м друг от друга тепловое взаимодействие скважин под дном моря начинается в течение первого года разработки. На рис. 8 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. В связи с этим можно рекомендовать индивидуальное размещение скважин с подводным заканчиванием.

Феноменологическая модель аварийного фонтанирования газовых скважин на шельфе

Аварийное фонтанирование скважин характеризуется высокими дебитами и обычно большой длительностью процесса до момента глушения фонтана. Поэтому с достаточной точностью этот процесс может рассматриваться как стационарный. Режим возникающего течения зависит от интенсивности выброса газа и состояния окружающей среды. Будем предполагать, что водная среда неподвижна и однородна (пренебрегаем стратификацией). Стационарные условия устанавливаются после начального переходного выброса газа.

Основные допущения при построении модели стационарного выброса газа основаны на приближениях теории термоконвекции Буссинеска [11]. В рамках этих допущений записывается система дифференцированных уравнений переноса, которая

не является замкнутой. Далее используются интегральные методы.

На основании результатов экспериментальных исследований выбирается форма профилей скорости и плотности (плаваемости), а также температуры и концентрации (если необходимо). Обычно это задается в виде распределения Гаусса [11]:

$$u(r, z) = u_c(z) \exp\left(-\frac{r^2}{r_c^2}\right), \quad (1)$$

где $u(r, z)$ — вертикальная скорость газожидкостной струи на высоте z и расстоянии от центра струи r ; $u_c(z)$ — вертикальная скорость на оси струи на высоте z ; r_c — эффективный радиус струи.

Отношение ширины профилей плотности и скорости струи выражается параметром λ . Лабораторные эксперименты по выбросу газа в воду, проведенные в Ставангере (Т. Fannelop, К. Sjoen) для конической струи воды (гауссово распределение), привели к значению $\lambda = 0,65$ с погрешностью $\pm 0,1$ независимо от глубины выброса газа.

В основу феноменологической модели положены уравнения сохранения массы и импульса, которые, будучи проинтегрированы по поперечному сечению струи с учетом (1), приводят к системе обыкновенных дифференциальных уравнений для определения осевой скорости и радиуса газожидкостной струи в зависимости от вертикальной координаты:

$$\begin{cases} \frac{d}{dz}(r^2 u_c) = 2\alpha u_c r_c, \\ \frac{d}{dz}(\pi \rho_b u_c^2 r_c^2) = 2\lambda^2 \pi r_c^2 g (\rho_b - \rho_c), \end{cases} \quad (2)$$

где ρ_B, ρ_C — соответственно плотность воды и плотность газожидкостной смеси; α — экспериментальный коэффициент вовлечения (подсасывания) жидкости в газовую струю.

На основе анализа экспериментов [12; 13] оказалось, что при малых скоростях выброса газа коэффициент $\alpha = 0,07—0,08$, а при больших скоростях и (или) с увеличением глубины выброса этот коэффициент имеет порядок около 0,1.

Важными параметрами, управляющими формированием газожидкостной струи, является суммарная плотность ρ_C и скорость в струе. Определим эти параметры, исходя из суммарного потока массы в струе. Поскольку в силу условий стационарности массовый расход G постоянен, то для объемного и массового расхода струи в целом имеем

$$\rho u S = \rho_B u_B S_B + G,$$

где G — массовый расход газа; u — скорость газожидкостной струи; S — площадь поперечного сечения.

Откуда находим

$$\rho = \rho_B (1 - G / \rho_B u S) \quad (3)$$

с учетом того, что $\rho_G \ll \rho_B$.

Для замыкания системы (2) вместо уравнения энергии используется закон политропы:

$$\frac{\rho_G(z)}{\rho_G^0} = \left(\frac{p(z)}{p_0} \right)^{1/n}, \quad 1 \leq n \leq k = \frac{c_p}{c_v}, \quad (4)$$

где индекс «0» соответствует условиям на дне моря (т. е. $z = 0$).

Тогда слагаемое, характеризующее плавучесть в правой части (3), удобно представить как произведение начального объемного расхода $Q_0 = G / \rho_G^0$ и функции от z , определяемой гидростатическим давлением из равенства (4). Имеем:

$$P(z) = \left(\frac{H}{H-z} \right)^{1/n}, \quad \frac{G}{\rho_G} = Q_0 \frac{\rho_{G0}}{\rho_G} = Q_0 P(z), \quad (5)$$

где $H = H_0 + \frac{P_{атм}}{\rho_B g}$; H_0 — глубина моря.

Изменение плотности газожидкостной смеси будем учитывать только в силах плавучести, т. е. в правой части второго уравнения системы (2), тогда как в левой части уравнения полагаем $\rho \approx \rho_B = \text{const}$. Тогда второе уравнение системы (2) с учетом (5) примет вид

$$\frac{d(r_c^2 u_c^2)}{dz} = 2(\lambda^2 + 1) \frac{Q_0 g}{\pi} \frac{p(z)}{u}. \quad (6)$$

В безразмерных переменных

$$\xi = \frac{z}{H_0}, \quad R = \frac{r_c}{2\alpha H_0}, \quad U = \frac{u_c}{\left[\frac{\lambda^2 g Q_0}{2\pi\alpha^2 H_0} \right]^{1/3}}$$

система уравнений (2) с учетом представления (6) примет вид

$$\begin{cases} \frac{d}{d\xi} R^2 U = R U, \\ \frac{d}{d\xi} (R^2 U^2) = \left\{ U \left[1 - \xi \left(\frac{H_0}{H} \right) \right]^{1/n} \right\}^{-1}. \end{cases} \quad (7)$$

Система уравнений (7) при начальных условиях

$$R(0) = \frac{r_0}{2\alpha H_0},$$

$$U(0) = U_{\max} = u_c(0) \left(\frac{\lambda^2 g Q_0}{2\pi\alpha^2 H_0} \right)^{-1/3}$$

решалась численно методом Рунге — Кутты четвертого порядка точности. В качестве примера для исходных данных использованы проектные данные одного из ГКМ на шельфе: $Q_0 = 2,64$ млн м³/сут = 30,5 м³/с, $H_0 = 350$ м, $\rho_B = 1020$ кг/м³, $d_B = 0,4$ м.

Результаты расчета (в размерных переменных для различных значений Q_0) приведены на рис. 9 и 10 соответственно для радиуса и скорости струи в зависимости от высоты столба воды над источником выброса. Так, при $Q_0 = 30,5$ м³/с радиус «кипящего» газовойдяного слоя с пониженной плотностью составляет 33,7 м.

Результаты расчетов были сопоставлены с экспериментальными лабораторными данными [5] на основе теории подобия.

Заключение

Указанные процессы могут повлечь за собой следующие осложнения:

1. Грифонообразование 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, 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

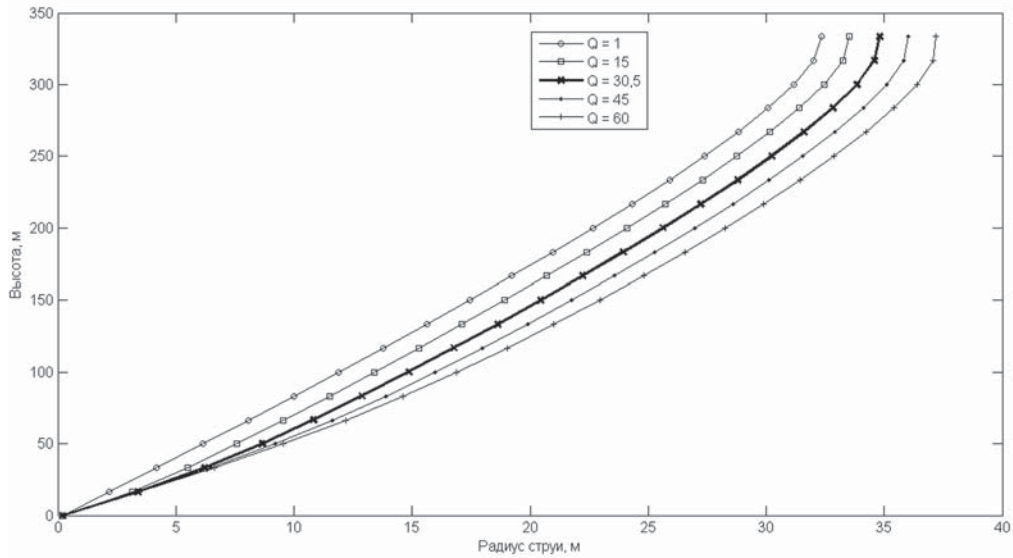


Рис. 9. График зависимости радиуса струи от высоты столба жидкости над источником выброса ($r_{кон} = 33,7$ м при $Q_0 = 30,5$ м³/с)

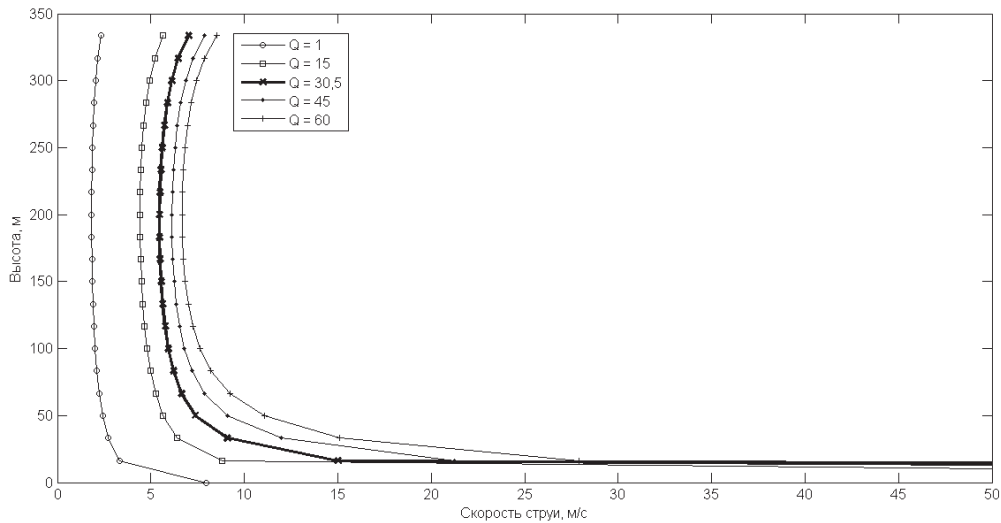


Рис. 10. Зависимость скорости струи от высоты столба жидкости над источником выброса ($r_{кон} = 8,2$ м/с при $Q_0 = 30,5$ м³/с)

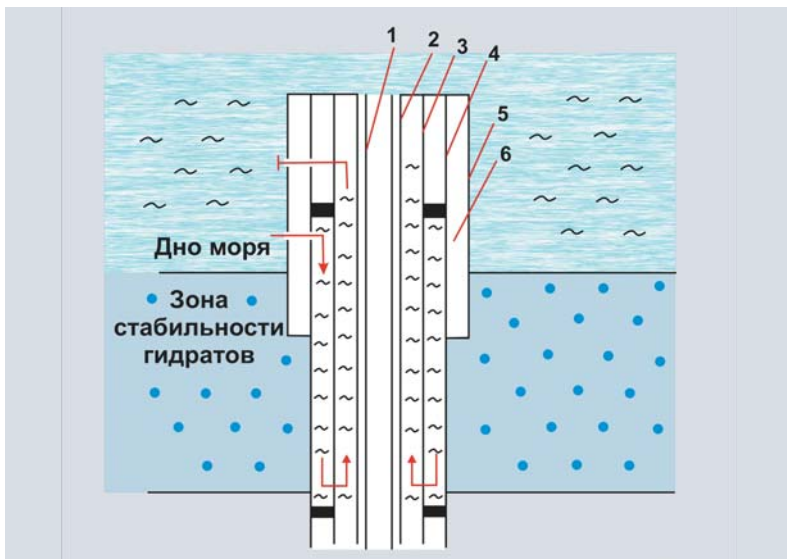


Рис. 11. Принципиальная схема способа изоляции стволов скважин:
 1 – подъемные трубы (НКТ),
 2 – эксплуатационная колонна,
 3 – промежуточная колонна,
 4 – кондуктор, 5 – водозащитное направление, 6 – цемент

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. Уменьшение 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 и активную изоляцию колонн или существенно увеличить расстояние между устьями скважин в интервалах гидратообразования, что проблематично, исходя из размеров платформ. Однако, учитывая, что разработка месторождения длится десятки лет, пассивная изоляция достаточно надежна для пассивной изоляции.

В принципе для организации активной изоляции можно использовать естественную или принудительную циркуляцию ледяной морской воды в межтрубном кольцевом пространстве (рис. 11) [9]. Для повышения эффективности 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 имеются патенты и конкретные конструктивные решения.

В любом случае при наличии изоляции приходится усложнять конструкцию скважин.

3. При аварийном фонтанировании газовой скважины образуется мощная газовая струя. Мощность выброса зависит от давления и температуры газа, высоты столба воды над местом аварии, продолжительности выброса. При достаточной высоте слоя воды существуют кипящий слой и участок пузырькового шлейфа. В результате аварийного фонтанирования газовой скважины на шельфе моря возможно образование пятна газовой смеси меньшей плотности, чем у морской воды, что представляет большой риск для судоходства. При небольшой глубине моря над поверхностью воды возникает газодляной фонтан, который увеличивает вероятность

появления газового облака и как следствие опасности возгорания газовой смеси и ее токсичного воздействия на окружающую среду.

Литература

1. Гебхарт Б., Джалурия И., Махаджан Р., Саммакия Б. Свободноконвективные течения, тепло- и массообмен. — Т. 2. — М.: Мир, 1991. — 528 с.
2. 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.
3. Дмитриевский А. Н., Максимов В. М., Кульпин Л. Г. Арктический шельф России: риски, проблемы безопасности и перспективы освоения месторождений углеводородов // Тр. Междунар. науч.-техн. конференции «Геопетроль-2008», г. Закопане, Польша, 2008. — [Б. м.], 2008.
4. Дмитриевский А. Н., Максимов В. М., Кульпин Л. Г. Безопасность природно-техногенных морских объектов на шельфе Арктики // Нефтегазопромысл. инжиниринг. — 2007. — № 4. — С. 2—8.
5. Иванников А. В. Экспериментальное исследование истечения газожидкостной струи через слой жидкости: Автореф. дис. ... канд. техн. наук / Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина. — М., 2007.
6. Истомин В. А., Якушев В. С. Газовые гидраты в природных условиях. — М.: Недра, 1992. — 236 с.
7. Кульпин Л. Г. Особенности освоения арктических морских месторождений в условиях гидратонасыщенной субмаринной криолитозоны // Нефтяное хоз-во. — 2004. — № 9. — С. 76—79.
8. Кульпин Л. Г., Пронюшкина С. М. Оценка просадки дна при разработке Мурманского морского газового месторождения // Oil@Gas J. Russia. — 2013. — № 8. — С. 66—69.
9. Соловьев В. А., Гинсбург Г. Д., Телпнев Е. В., Михалюк Ю. Н. Криогеотермия и гидраты природного газа в недрах Северного Ледовитого океана. — Л., 1987.
10. Elevating the desks at Ekofisk field // Offshore. — 1987. — Vol. 47, № 10. — P. 21—23.
11. Kulpin L. G. Gas and Permafrost Phenomen // 13th International Conference on offshore mechanics and arctic engineering. Houston Texas. — [S. l.], 1994. — P. 112—118.
12. Koulpine L. G., Dubrowski D. A., Obmoroshewa L. B., Tupysev M. K. Gas Hydrate Bearing Capacity of Submarine Cryolitozone: Complication Prognoses in Exploitation of Arctic Off-Shore Fields // 2nd International Conference on Natural Gas Hydrates, Toulouse (France). — [S. l.], 1996. — P. 453—458.
13. Kobus H. E. Analysis of the flow induced by air-bubble systems // Proceedings of the 11th Conference on Coastal Engineering. — Vol. 2. — London, 1968. — P. 1016—1031.
14. Topham D. R. Hydrodynamics of an oil Well Blowout // Beaufort Sea Tech. Reports. — 1975. — № 33.