

Оценка устойчивости геологической среды на морских месторождениях углеводородов в Арктике

С.А. Козлов, ВНИИОкеангеология МПР РФ, Санкт-Петербург

Показаны факторы, определяющие устойчивость геологической среды при строительстве и эксплуатации нефтегазопромысловых сооружений на арктическом шельфе. Оценена предполагаемая осадка донной поверхности при извлечении углеводородов, показаны возникающие при такой оценке проблемы. Приведены данные по устойчивости геологической среды шельфа при строительстве и эксплуатации придонных сооружений, включая подводные газопроводы. Предложена система мероприятий по предупреждению серьезных нарушений геологической среды.

The factors determining stability of the geological environment at construction and operation of oil and gas extraction constructions and pipelines on the Arctic shelf are shown. It is appreciated prospective a sinking of a ground surface at extraction of hydrocarbons, problems arising at such rating are shown. The data on stability of the geological environment of a shelf at construction and are given operation benthonic constructions, including underwater gas mains. The system of actions for the prevention of gross infringements of the geological environment is offered.

В настоящее время активно ведется предпроектная и проектная проработка по обустройству первоочередных месторождений Западноарктического шельфа, намеченных к эксплуатации уже в ближайшее время. В первую очередь это касается Штокмановского газоконденсатного месторождения и Приразломного нефтяного месторождения, расположенных в Баренцевом море.

Мировой опыт разведочных и эксплуатационных работ по освоению нефтегазоносных месторождений Северного моря, арктического шельфа Канады и Аляски свидетельствует о разнообразных, подчас неожиданных и совершенно непредвиденных трудностях, возникающих в ходе проведения этих работ. Попытки без предварительного изучения и детальной оценки инженерно-геологических условий, без необходимой организационной, методической и технической подготовки приступить к строительству нефтегазопромысловых сооружений приводили к серьезным авариям и неполадкам, неудачам, напрасным затратам средств и времени.

Осадка донной поверхности и возникновение техногенных землетрясений за счёт извлечения флюидов

Устойчивость геологической среды нефтегазовых месторождений может быть оценена в первую очередь по величине возможной осадки донной поверхности к концу срока эксплуатации. В процессе добычи газа и нефти происходит существенное снижение пластовых давлений и связанное с этим сжатие, как продуктивных пластов, так и контактирующих с ними слабопроницаемых пород. Сжатие пород происходит под влиянием т.н. эффективного давления:

$$P_э = P - P_n \quad (1)$$

где $P_э$ – эффективное давление; P – тотальное давление; P_n – пластовое (в коллекторах) или поровое (в слабопроницаемых породах) давление, вызывающее переток подземных вод (или других флюидов) из слабопроницаемых пород в кровле и подошве продуктивного пласта. Роль дрен, обеспечивающих извлечение флюидов, сопровождаемое

снижением пластовых давлений и сопутствующими процессами, играют промысловые скважины.

- ✓ В том случае, если резервуар представлен жёсткой породой (прочными песчаниками, доломитами или известняками), его деформация будет слабой упругого типа. Возникнет небольшое сокращение мощности пласта без явных (существенных) последствий на поверхности, т.к. нарушения будут поглощены в перекрывающей толще.
- ✓ В другом случае, если резервуар представлен слаболитифицированными породами (рыхлые песчаники и известняки, пески, алевроиты), деформация будет более существенной, геологическая толща может уплотниться на несколько метров.

Как видно из табл. 1, часть месторождений углеводородов Западноарктического шельфа России, включая Штокмановское газоконденсатное месторождение (ШГКМ), имеют условия, в общих чертах сходные с условиями залегания промышленных залежей месторождений Северного моря (на промыслах Экофиск, Берген, Элдфиск и др.). Схожесть характера месторождений определяется общей принадлежностью названных месторождений углеводородов к Арктико-Североатлантической рифтовой системе, развитие которой обусловило формирование Североморского, Баффинова, Норвежского, Баренцево-Северокарского и Западно-Сибирского осадочных бассейнов [24]. Баренцевоморская синеклиза сходна с Североморской соотношением раннемезозойских рифтов со средне- и позднепалеозойскими рифтами; наличием в их строении позднекаменноугольно-пермской эвапоритовой формации, образующей соляные купола [2, 6].

Здесь и там залежи перекрываются относительно слабоуплотнёнными глинистыми, в меньшей степени – песчаными, отложениями с примесью в разрезах дна Северного моря карбонатов, образующих толщи пористых мелов. Характерно наличие высокой пористости пород-коллекторов, что типично для многих интенсивно просевших месторождений углеводородов в мире: 21-25% - на месторождении Сураханы (Азербайджан), осадка 3,0 м [25]; 18-25% - Балаханы-Сабунчи-Раманы (Азербайджан), 2,45 м [26]; > 30% - Goose Creek (США) – более 1,0 м [29]. По мнению авторов концепции «Геодинамическая безопасность освоения углеводородного потенциала недр России» [17], наличие высокой пористости пород-коллекторов, достигающей 30-35%, способствует возникновению аномальных деформаций (просадок) земной поверхности.

Извлечение из недр подземных флюидов месторождений Северного моря (на поддонных глубинах 2 - 3 тыс.м, что также близко к показателям, например, Штокмановского месторождения) вызвало почти катастрофическое оседание донной поверхности, обусловившее необходимость подъёма шести платформ на промыслах Экофиск на высоту 6м каждая. Стоимость восстановления положения платформ составила около 400 млн.\$ [21]. По тем же данным на месторождениях Виборг и Джухерст за 10-11 лет эксплуатации нефтяной залежи, кровля которой залегает на глубине около 3000 м, при снижении первоначального пластового давления (32 МПа) на 20-30 МПа произошло сжатие пород с уменьшением их мощности на несколько метров, что повлекло за собой прогибание поверхности дна на величину того же порядка. По всей видимости, можно предположить, что и эксплуатация залежей углеводородов категории «А» на Западноарктическом шельфе (особенно – гигантского ШГКМ) несомненно вызовет существенную деформацию вмещающих отложений, адекватно отражённую в осадке донной поверхности.

Таблица 1

Сравнительная оценка морских месторождений углеводородов Западноарктического шельфа России и Северного моря

Типы месторождений	Месторождения	Тип флюида	Возраст продуктивных толщ	Интервал нефтегазонасности, м	Тип и пористость коллектора	Ожидаемые природно-техногенные процессы
А ₁ : Месторождения асейсмичных областей в мезозойских относительно слабоуплотнённых отложениях со средней сжимаемостью, разбитых редкой сетью разрывных нарушений, в областях интенсивного проявления криогенеза и воздействия плавучих припайных льдов на сооружения	Штокмановское	Газо-конденсат	J ₁₋₂	1813-2479	Слабосцементированные песчаники (15-27%)	Вызванные землетрясения, оседание донной поверхности при эксплуатации месторождений углеводородов, активизация криогенеза, оползней и сплывов
	Лудловское	Газ	J ₃	1321-2388	Слабосцементированные песчаники и алевролиты (14-27%)	
	Ленинградское и Русановское	Газ	K	1150-2550	Слабосцементированные алевролиты и песчаники (14-35%)	
А ₂ : То же в областях отсутствия криолитозоны и слабого воздействия плавучих льдов	Мурманское	Газ	T ₁₋₂	2450-3150	Пески, слабосцементированные песчаники	То же без активизации криогенеза
	<i>Экофиск</i>	Нефть	K ₂	3100-3322	Рыхлые известняки (25-35%)	
	<i>Берген</i>	Газ	K ₂	1698-2521	Слабосцементированные песчаники (15-20%)	
	<i>Эдфиск</i>	Нефть	K ₂	2789-2905	Рыхлые известняки (25-30%)	
Б: Месторождения асейсмичных областей в литифицированных палеозойских отложениях средней и высокой уплотнённости, с редкой сетью разрывных нарушений, в областях проявления криогенеза, воздействия плавучих льдов на сооружения, повышенной интенсивности перемещения наносов	Поморское	Газо-конденсат	P ₁	2595-2660	Известняки (4-15%)	Активизация криогенеза
	Приразломное	Нефть	C ₃ -P ₁	2368-2487	Известняки (4-24%)	
	Варандей-море	Нефть	P ₁	1714-1738	Известняки (11-15%)	
	Медынское-море	Нефть	C ₃ -P ₁	1185-1300	Известняки (11-15%)	

Существование новой разновидности глобального геофизического поля, гидрогеодеформационного поля Земли (ГГД), отражающего быстропротекающие пульсационные изменения в подземной гидросфере, связанные с отжатием флюидов в «образующиеся в данный момент дрены», было выявлено в последние десятилетия прошедшего века [5, 3, 4]. По всей видимости, в районе эксплуатируемых месторождений флюидов-углеводородов, не обязательно принадлежащих складчатым системам, также создаются своеобразные локальные ГГД-поля с активным развитием процессов сжатия. В процессе добычи нефти и газа происходит сжатие как продуктивных пластов, так и контактирующих с ними слабопроницаемых пород, сопровождающееся осадкой донной поверхности. Основная роль в осадке поверхности принадлежит слабопроницаемым породам, подстилающим и перекрывающим продуктивные горизонты и обладающим повышенной сжимаемостью.

Прогноз оседания донной поверхности, исходя из исследований В.А.Мироненко [20], данных В.В.Антонова [1] и Ковалевского [11], рассматривающих рост эффективных напряжений и сжатия (фильтрационной консолидации) толщ горных пород под влиянием снижения пластовых давлений флюидов в качестве главного принципа гидростатики, может быть составлен с использованием следующей зависимости для однородной сжимаемой толщи:

$$S_3 = \Delta p_3 \sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{1+e} a_c m_a \right) i \quad (2)$$

где S_3 - оседание донной поверхности, м; Δp_3 - изменение эффективного давления на момент замера (t), МПа; e - коэффициент пористости, д.е.; a_c - коэффициент сжимаемости пород, МПа⁻¹; m_a - мощность сжимаемой толщи, м

При этом изменение эффективного давления в напорном пласте соответствует снижению пластовых давлений (напоров) с погрешностью менее 1%, т.е.:

$$\Delta p_3 = p_0 - p \quad (3)$$

где p_0 - начальное статическое давление; p - давление рассматриваемой точки пласта в момент t.

Изменение эффективного давления в метрах водного столба в различных точках залежи можно приближённо оценить по формуле:

$$S_n = \frac{Q}{2\pi km} \ln \frac{R}{r} \quad (4)$$

где S_n - снижение пластовых давлений в м водяного столба плотностью 1000 кг/м³; Q – объёмный дебит скважин в пластовых условиях, м³/сутки; km - флюидопроводимость пласта, м²/сут; $R=1,5\sqrt{\chi t}$ - приведенный радиус влияния, м; χ - коэффициент пьезопроводности пласта, м²/сут.; t - время работы скважины, сут.; r - расстояние от центра возмущающей скважины («большого колодца» для группы скважин) до точки определения снижения пластового давления, м.

Формула (2) применима для «бесконечного» водоносного пласта, вмещающего газы залежи, что в первом приближении применимо и для ШГКМ. Уточнение формулы для

различных граничных условий залежи приводится в работах Ф.М.Бочевера, В.Е.Орла, В.Н.Щелкачёва.

Существенное значение в расчётах по формуле (2) имеет определение мощности сжимаемой толщи, которая устанавливается по формуле:

$$m_a = S_n / J_{нач.} \quad (5)$$

где $J_{нач.}$ - начальный градиент фильтрации.

Имеющиеся на настоящий момент данные по физико-механическим свойствам грунтов, преимущественно для приповерхностных горизонтов нефтегазоносных структур Баренцевоморского шельфа (табл. 2), могут использоваться лишь для очень приблизительных оценок усадки.

Реальные природные условия шельфовых месторождений углеводородов весьма сложны. Достаточно точный расчет с использованием функциональных зависимостей связан с необходимостью получения репрезентативных данных по сжимаемости пород продуктивных и смежных с ними горизонтов осадочного чехла в условиях высоких эффективных и пластовых давлений и температур (табл. 3); по начальным градиентам фильтрации слабопроницаемых отложений слоев, смежных с продуктивными пластами, и еще ряд параметров (проводимость и пьезопроводность водоносных пластов), которые в материалах по разведке нефтегазовых месторождений обычно отсутствуют.

Здесь мы сталкиваемся с серьёзными техническими трудностями по проведению нестандартных определений, в частности, - начального градиента фильтрации в термодинамических условиях, отражающих условия естественного залегания пласта. Также значительны затраты на получение в необходимом для достижения заданной точности количестве ненарушенных образцов сжимаемой толщи. Отсутствие надёжных расчётных параметров не позволяет осуществлять даже предварительные расчёты. В то же время, уже накоплены достаточно представительные данные по осадке земной поверхности, связанной с откачкой из недр различных флюидов.

Кроме того, необходим учёт таких масштабных явлений, как формирование мульды оседания при эксплуатации подводных нефтегазовых месторождений, что вызывает определённые трудности, обусловленные как большими глубинами залегания сжимаемых толщ, так и разнообразием структурных неоднородностей на площадях мульды оседания. Структурные неоднородности существенно влияют на состояние и свойства горных пород, определяя особенности масштабного эффекта и величину коэффициента структурного ослабления [10].

Можно использовать упрощённую схему предварительной оценки осадки донной поверхности в районе эксплуатируемых залежей углеводородов (С.А.Козлов, Я.В.Неизвестнов, 2000). Предварительную оценку величины средней осадки донной поверхности в районе месторождения предлагается проводить балансовым методом из расчёта, что объём мульды оседания соответствует объёму извлечённого флюида:

$$S_{cp} = V_{ф} / F \quad (6)$$

где S_{cp} – средняя осадка по площади мульды оседания, м; $V_{ф}$ – объём извлекаемых флюидов в пластовых условиях, м³; F – площадь мульды оседания, м².

Таблица 2

Физические и деформационные свойства позднемезозойско-кайнозойских отложений Баренцевоморского шельфа, по материалам АМИГЭ (Арктические морские инженерно-геологические экспедиции)*

Возраст	Тип отложений	Влажность, %	Плотность влажного грунта, г/см ³	Плотность сухого грунта, г/см ³	Коэффициент пористости	Модуль деформации, МПа	Коэффициент сжимаемости, МПа
Q _ш	Глины	<u>20-110</u> 49(320)	<u>1,44-2,07</u> 1,79(235)	<u>0,65-1,51</u> 1,25(222)	<u>0,60-1,70</u> 1,21(213)	<u>5,4-9,8</u> 7,5(4)	0,13(4)
	Суглинки	<u>15-71</u> 30(367)	<u>1,41-2,15</u> 1,95(312)	<u>1,25-1,87</u> 1,52(289)	<u>0,43-1,31</u> 0,79(213)	7,8(1)	0,13(1)
	Супеси	<u>18-40</u> 24(120)	<u>1,66-2,19</u> 1,96(54)	<u>1,39-1,81</u> 1,58(47)	<u>0,40-1,27</u> 0,70(52)	5,5(1)	0,22(1)
Q _{Е-II}	Глины	<u>14-66</u> 39(231)	<u>1,34-2,21</u> 1,81(218)	<u>0,82-1,75</u> 1,31(216)	<u>0,46-2,30</u> 1,14(201)	6,2(1)	0,15(1)
	Суглинки	<u>13-45</u> 26(359)	<u>1,77-2,26</u> 2,07(292)	<u>1,37-1,99</u> 1,74(261)	<u>0,36-1,30</u> 0,62(230)	<u>4,0-25,9</u> 14,2(7)	0,07(7)
К-N	Глины	<u>17-39</u> 25(59)	<u>1,78-2,25</u> 2,02(30)	<u>1,33-1,79</u> 1,61(30)	<u>0,58-0,96</u> 0,71(30)	<u>7,0-38,0**</u> 26,7(3)	0,03(3)**
	Суглинки	<u>13-45</u> 26(359)	<u>1,87-2,23</u> 2,07(8)	<u>0,43-0,67</u> 0,56(6)	<u>0,43-0,67</u> 0,56(6)	<u>29,0-30,5**</u> 29,8(2)	0,03(2)**

*В числителе указаны минимальные и максимальные значения показателей, в знаменателе – их средние значения, в скобках – количество определений

**Значения получены по результатам статического зондирования

Пластовые температуры в разрезах месторождений Баренцево-Карского шельфа и прилегающей суши (в °С) [9]

Глубина, м	Месторождение									
	Василковское	Южно-Шапкинское	Харьягинское	Усинское	Варандей-суша	Вуктыльское	Штокмановское	Лудловское	Русановское	Ленинградское
500	9,0	10,0	17,1	7,0	-	14,3	-	-	-	-
1000	22,0	23,7	26,7	17,8	27	22,2	31	31	34	37
1500	35,6	37,3	38,6	29,3	37	30,8	41	42	47	48
2000	35,6	37,6	38,6	29,3	37	30,8	54	55	63	67
2500	-	52,8	58,0	50,2	72	49,9	67	65	75	83
3000	-	-	68,2	67,1	75	60,0	80	75	84*	96 *
3500	-	-	80,7	72,3	-	67,5	-	85	-	-
4000	-	-	86,0	-	-	72,0	-	98	-	-

*Приведены расчетные данные.

Предварительно намеченный к извлечению из недр объём газа составляет 45 млрд. м³/год при подаче по двум ниткам. В пластовых условиях при среднем давлении 220 атм [8] этот объём составит примерно $2,05 \times 10^8$ м³/год. Площадь газовой залежи – около $6,5 \times 10^8$ м². Таким образом, величина средней осадки донной поверхности над залежью газа при среднегодовом отборе 45 млрд. м³/год составит 0,32 м/год. В случае же возможного увеличения ежегодного объёма добычи газа для обеспечения подачи по трём или четырём ниткам (до 68-90 млрд. м³/год) средняя скорость прогибания донной поверхности может достигнуть 0,5-0,6 м/год.

На нефтяных промыслах Северного моря, разрабатываемых с 1969-75 гг., по замерам, начатым с 1984 года, скорость оседания морского дна (погружения платформ) составляла в среднем 0,4 м/год, снизившись в 1988-89 гг. до 0,3 м/год. При этом в бортах мульды оседания погружение платформ, происходившее с небольшим запрокидыванием, оказалось примерно вдвое меньше, чем в её центральной части. Проецируя эти данные на ШГКМ, можно предположить, что отбор флюидов, вызывающий здесь среднюю осадку донной поверхности 0,3 м/год, обусловит погружение платформ в центре мульды на величину порядка 0,5 м/год, а на её периферии – примерно 0,2 м/год. Корректировка прогнозной конечной величины прогибания морского дна возможна через 1-2 года наблюдений за понижением донной поверхности.

По предварительным оценкам, прогибание донной поверхности при эксплуатации ШГКМ приведёт через 15-25 лет эксплуатации (в зависимости от объёма извлечённых флюидов) к формированию мульды оседания глубиной в центральной части порядка 10м [14], а возможно и большей. Деформации донной поверхности вызовут опускание платформ с уменьшением высоты пролётного строения платформ над уровнем моря, а в краевых частях мульды возможен наряду с опусканием наклон платформ и другие их деформации.

Опускание донной поверхности и связанные с этим процессы деформирования горных пород обуславливают подвешивание и изгибание труб, проложенных по дну, что может привести к их разрыву с неблагоприятными последствиями. По опыту работ в Северном море, под воздействием сжатия горных пород собственно газовых залежей, возможно сплющивание, изгиб или полное разрушение обсадных труб и эксплуатационных колонн на отдельных интервалах глубин.

Микросейсмоактивность, обусловленная разработкой крупной газовой залежи, может характеризоваться магнитудой до 4,2 (данные по газовому месторождению Лак, Франция). Обычно более 90% зарегистрированных событий имеют эпицентры внутри контура нефтегазоносности [27], масштаб вызванных сейсмических событий ограничен зонами ранее существовавших трещин. Сейсмическая активность массива невелика, если перекрывающие залежь отложения хорошо проницаемы; в случае их очень низкой проницаемости процесс нарастания давления в массиве при образовании трещин и разрывов растягивается во времени и охватывает значительные площади, приводя к сейсмическим подвижкам. Так, на месторождении Лак первый толчок (с эпицентром непосредственно над газовой залежью, магнитудой 3-4) произошёл только через 10 лет после начала разработки. В случае сейсмоструктурной активности на Штокмановском месторождении, учитывая относительно низкие прочностные свойства горных пород, нельзя также исключать просачивания газа из коллекторов во вторичные ловушки и его выход на донную поверхность Баренцева моря.

Устойчивость при строительстве и эксплуатации придонных нефтегазопромысловых сооружений

Устойчивость геологической среды нефтегазопромысловых сооружений подводного месторождения углеводородов во многом определяется, помимо геоморфологических особенностей дна, физическими и, в большей мере, механическими (прочностными) свойствами слагающих морское дно инженерно-геологических элементов. Рассмотрим устойчивость донных грунтов площади нефтегазового месторождения на примере Штокмановского газоконденсатного месторождения, которое во многом типично для глубоководных областей Западноарктического шельфа.

Простирающаяся с юго-запада на северо-восток, с ответвлением на запад, Штокмановская гряда с запада и востока окружена локальными замкнутыми впадинами (рис.1), что во многом предопределяет характер инженерно-геологических условий площади ШГКМ. Как видно из табл. 4 и рис. 2, на площади Штокмановского месторождения распространены покровные инженерно-геологических комплексы современных слабых и мягких грунтов мощностью до 8 м и нижележащих плейстоценовых мягких грунтов мощностью 4-24 м, включающих два инженерно-геологические горизонта.

Ниже данных комплексов залегают полутвердые, (с сопротивлением вращательному срезу τ свыше 50 кПа), глины и суглинки, относящиеся к средне-нижнеоплейстоценовому горизонту плейстоценового комплекса и подстилающему его комплексу меловых отложений, общей мощностью свыше 30 м.

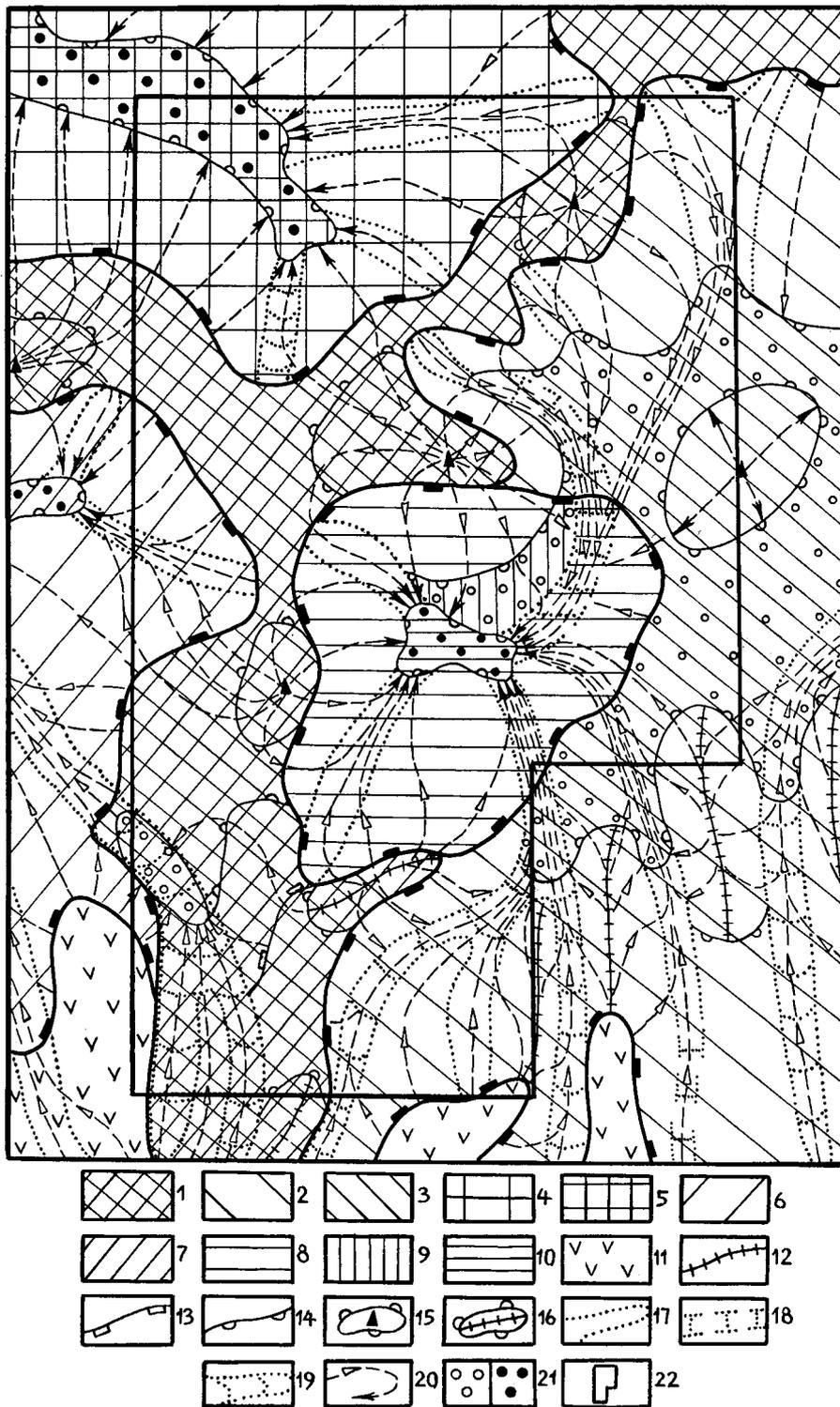


Рис. 1. Геоморфологическая схема лицензионного участка Штокмановского газоконденсатного месторождения [22].

1 — Штокмановская гряда; вершинная субгоризонтальная поверхность (на глубинах 270—320 м); 2 — Восточная ступень (впадина Куль), склоны; 3 — Восточная ступень, днище (на глубинах 270—320 м); 4 — Северо-Западная впадина, склоны; 5 — Северо-Западная впадина, днище (на глубинах более 360 м); 6 — Западная впадина, склоны; 7 — Западная впадина, днище (на глубинах более 370 м); 8 — Штокмановская впадина, склоны; 9 — Штокмановская впадина, подножие холма; 10 — Штокмановская впадина, днище (на глубинах более 370 м); 11 — Гусиная терраса, субгоризонтальные поверхности на глубинах 280—290 м; 12 — гребневые линии; 13 — линии выпуклого перегиба (жирной линией показаны линии выпуклого перегиба — границы орографических форм); 14 — линии вогнутого перегиба; 15 — холмы; 16 — гряды; 17 — подводные долины и ложбины, выделяемые уверенно; 18 — подводные долины и ложбины, предполагаемые; 19 — подводные долины и ложбины с относительным врезом; 20 — основные

трассы движения нисходящего литодинамического потока; 21 — седиментационные ловушки: а — промежуточные; б — конечные; 22 — границы лицензионного участка Штокмановского месторождения.

Таблица 4

Показатели устойчивости геологической среды Штокмановского газоконденсатного месторождения к механическим воздействиям

Инженерно-геологические горизонты	Разновидности грунтов*	Плотность, т/м ³	Удельное сцепление, кПа	Угол внутреннего трения, град.	Мощность, м	Характер устойчивости геологической среды
<i>I. Комплекс современных слабых и мягких покровных грунтов морского происхождения</i>						
Илы глинистые и суглинистые m (Q _{III} ⁴ - Q _{IV})	Жидко-текучие	1,31-2,08	0-12	0-5	0-3	Неустойчивая и малоустойчивая: несущая способность ничтожно мала, верхние слои жидкообразные, слабые и подвижные, нестабильны даже на пологих (0,5-1 ⁰) склонах, где образуют сплывы.
	Вязко-текучие				3-6	
	Текучепластичные				6-8	
<i>II. Комплекс плейстоценовых мягких грунтов морского происхождения</i>						
Суглинки и глины m Q _{III}	Вязкотекучие, текучепластичные, мягкопластичные	1,42-1,87	2-18	0-5	4-8	Малоустойчивая: низкая несущая способность, малая стабильность на склонах крутизной выше 3-5 ⁰ с образованием сплывов, оползней.
	Текучепластичные, мягкопластичные				4-25	Относительно устойчивая: несущая способность близка к достаточной для строительства некоторых легких сооружений, на склонах крутизной свыше 5-10 ⁰ возможны оползни
Суглинки и глины m Q _{II-III}	Тугопластичные, полутвердые	1,94-2,23	21-86	16-26	4-16	Устойчивая: несущая способность больше достаточной для строительства большинства вспомогательных подводных сооружений

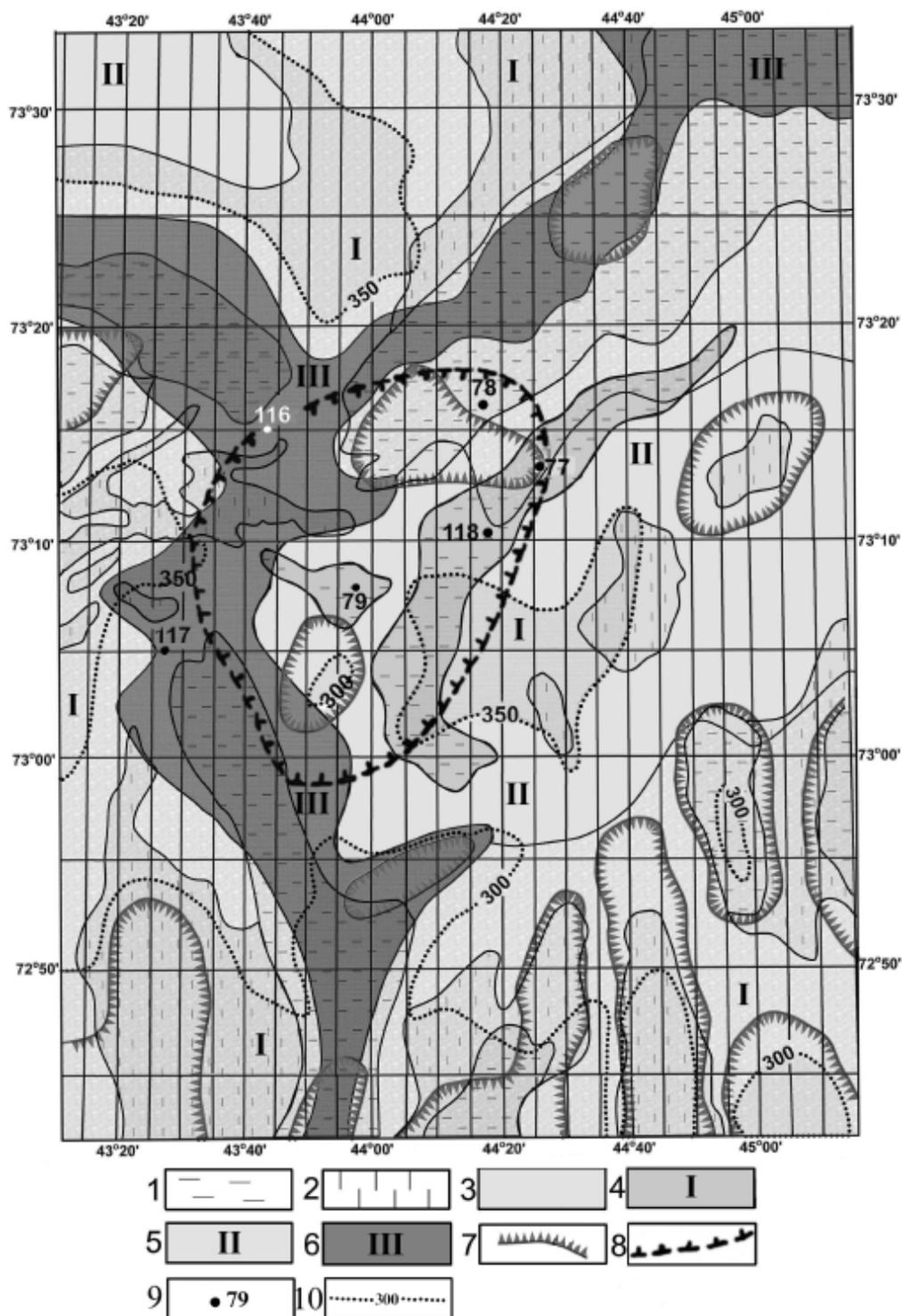


Рис. 2. Инженерно-геологическая карта Штокмановского газоконденсатного месторождения [13].

1—3 — участки развития слабых и мягких покровных грунтов с неустойчивым и малоустойчивым характером геологической среды (показаны штриховкой): 1 — мощностью до 3 м; 2 — 3—6 м; 3 — 6—8 м; 4—6 — участки развития подстилающих плейстоценовых мягких грунтов с характером геологической среды: 4 — малоустойчивым, 5 — относительно устойчивым, 6 — устойчивым; 7 — зоны широкого развития оползней и срывов; 8 — участок развития техногенных геодинамических процессов, связанных с извлечением подземных флюидов; 9 — скважины; 10 — изобаты.

Верхний (покровный) комплекс верхнеоплейстоцен-голоценовых глинистых и суглинистых илов плотностью 1,31-2,08 т/м³ представлен в основном тремя разновидностями: жидкотекучей ($\tau < 1$ кПа), вязкотекучей ($\tau = 1 \div 5$ кПа) и мягкопластичной ($\tau = 5 \div 10$ кПа). Развита повсеместно, характеризуется покровно-облегающим залеганием на положительных формах рельефа и осадочным заполнением на отрицательных. Мощность слоя при этом изменяется от 1-2 до 6-8 метров, иногда достигая 10 и более метров. Участки с максимальным развитием илов (свыше 6 метров) приурочены к Северо-Западной, Западной и Штокмановской впадинам (в тексте используются названия элементов рельефа, предложенные А.Г.Зинченко). Здесь же, по всей видимости, наибольшее развитие получили самые слабые илы - жидкотекучие, обычно наиболее активно участвующие в гравитационных процессах. Критический угол, при котором подводный склон является потенциально оползнеопасным, не превышает $0,5-1^{\circ}$. При этом наиболее распространенным гравитационным процессом является течение разжиженных донных осадков по склону с образованием у его подножия натечных линзовидных скоплений мощностью до 10-15 м, шириной до 1,5-2 км и более. Результаты выполненных на морских осадках экспериментов позволяют прогнозировать несущую способность жидкотекучих разновидностей илов - до 3 кПа, вязкотекучих - 3-15 кПа, текучепластичных - 15-30 кПа. Илы (особенно - газонасыщенные) крайне неустойчивы: по мере нагружения основания происходит быстрое деформирование, гидродинамический удар, рвущий структуру образца одновременно по всем направлениям и вызывающий его полное разжижение.

Нижележащий комплекс сложен суглинками и глинами двух инженерно-геологических горизонтов: верхнеоплейстоценового и средне-верхнеоплейстоценового. Верхнеоплейстоценовый горизонт плотностью 1,42-1,87 т/м³ формирует зоны малоустойчивого характера, с распространением вязкотекучих ($\tau = 1 \div 5$ кПа), текучепластичных ($\tau = 5 \div 10$ кПа) и мягкопластичных ($\tau = 10-20$ кПа) суглинков и глин мощностью 4-8 м, по характеру устойчивости весьма близких к илам. Такие грунты приурочены, в основном, к Северо-Западной и Штокмановской впадинам, прилегающим участкам. Более прочные разности характерны для зон сочленения субгоризонтальных орографических форм: Штокмановской гряды с окаймляющими ее впадинами разного батиметрического уровня.

Средне-верхнеоплейстоценовый горизонт плотностью (1,94-2,23 т/м³) приурочен к Штокмановской гряде, где он залегает под маломощным (<2м) слоем илов. Здесь устойчивость геологической среды относительно высокая, если не учитывать возможность возникновения оползней на некоторых склонах мезоформ (крутизной свыше $10-15^{\circ}$).

Активное развитие гравитационных процессов характерно не столько для зон сопряжения крупных субгоризонтальных орографических форм (I порядка), где при углах наклона склонов, обычно не превышающих $2-3^{\circ}$, наиболее развиты оплывины жидкотекуче-вязкотекучих илов, сколько для мелких форм рельефа. На вершинной поверхности распространенных холмов и гряд II порядка протяженностью от 2-5 до 10-20 км, шириной от 1-2 до 5-10 км с относительными превышениями до 60 м, северо-восточной и субмеридиональной ориентировкой, выделяются изометричные или слегка вытянутые в плане возвышенности III порядка (размерами 0,2÷0,8 км x 1,5-2,5 км) с относительной высотой 10-25 м, плавно сочленяющиеся с разделяющими их седловинами. Особенностью этих форм рельефа является крайне сложный наложенный рельеф IV порядка, изученный АМИГЭ на площадках Штокмановская-2 и 3. Характерно сплошное развитие мелких холмов и впадин с поперечными размерами, не превышающими нескольких десятков метров, относительными превышениями 3-15 м. Углы наклона поверхности склонов таких форм могут достигать $8-15^{\circ}$ и более, что располагает к гравитационному перемещению (подводному оползанию) не только илов, но и

ослабленных верхнеплейстоценовых глин и суглинков, преимущественно вязкотекучих и текучепластичных. Подтверждением гравитационного перераспределения осадков являются данные грунтовых колонок, где фиксируется резкое изменение мощности слоев, отмечается развитие складчатых поверхностей, беспорядочно перемешанных текстур. Наиболее широко такие формы распространены в южной части площади месторождения, на пути проектируемых трасс трубопроводов. Мелкие формы рельефа с крутыми склонами с различной частотой встречаются на всей площади месторождения, подлежат специальному изучению.

На месторождениях углеводородов, расположенных в южной части Печорского моря (Варандей, Приразломное, Медыньское-море и др.), устойчивость геологической среды при строительстве нефтегазопромысловых объектов во многом определяется «плавунными» свойствами основания, связанными с высоким газонасыщением песчаных и супесчаных толщ. Кроме того, велика опасность развития подводного термокарста, айсбергового вспахивания и торошения.

Транспортировка газа по морскому дну

Аварии на газопроводах, проложенных по дну моря от стационарной платформы до берега или нефтеналивного терминала, приводят к крупным разливам нефти на поверхности моря и под ледовым покровом. Суровые природные условия Западноарктического шельфа России (табл. 5), усугубляют риск возникновения аварий, вызывающих тяжёлые экономические и экологические последствия [14].

Разрушение газопровода даже на ограниченном участке может привести к крупномасштабным потерям, связанным с выбросами большого количества природного газа, его взрывами и пожарами. Существенный диаметр трубопровода и высокие проектируемые давления в нём увеличивают энергию его разрушения. Например, в газопроводе Ямал-Центр, при магистральном диаметре 1420 мм и давлении до 9,8 МПа, энергия, выделяющаяся в момент разрушения газопровода, в пересчёте на тротиловый эквивалент, равнозначна 3,3 тонн тротила [19]. Взрывы трубопроводов большого диаметра сопровождались образованием котлованов глубиной до 4-5 м и площадью до 4000 м² [16].

Особенно сложным взаимодействие трубопроводов с геологической средой является в *зонах береговых примыканий*. На прибрежном мелководье трубопроводы могут быть повреждены плавучими и застомушенными льдами, вспахивающими дно на глубинах моря до 20 м при глубине борозд в донном грунте до 2 м и ширине 13-30 м. На Колгуево-Печорском мелководье перемещение наносов, особенно интенсивное до глубины 30 м, формирует постоянно перемещающиеся островные бары. Отметки рельефа дна только за один шторм изменяются на величину от 0,2 до 1,5 м. Наименьшей устойчивостью обладает геологическая среда в зонах берегового примыкания, сложенных рыхлыми многолетнемёрзлыми отложениями. Например, на п-ве Варандей и о.Колгуев скорость отступления береговой линии достигает 3-10 м/год в сопровождении с подводным термокарстом и другими опасными процессами.

Среди планируемых мест выхода на сушу подводных трубопроводов наиболее предрасположенными к термокарстовым процессам, сезонному и многолетнему выпучиванию грунтов являются участки распространения высокотемпературных сильнольдистых грунтов (Большеземельская и Малоземельская тундры, северная часть полуострова Канин) [7, 12].

Основные факторы нарушения устойчивости геологической среды Западно-Арктического шельфа России при строительстве и эксплуатации подводных газопроводов

Группы факторов	Факторы нарушения устойчивости геологической среды	Площади распространения
Геоморфологические	Изометрические поднятия и впадины с относительной высотой 30-40 м и крутизной склонов 10-12°	Южно- и Центрально-Баренцевская геоморфологические провинции
Геодинамические	Землетрясения с магнитудой свыше 4,1	Мурман-Финмаркенская и Новоземельская зоны сейсмической активности
	Техногенные землетрясения, оседание донной поверхности	Площади разрабатываемых месторождений углеводородов
Литодинамические	Выход на донную поверхность доголоценовых грунтов и обломков скальных и полускальных пород	Зоны интенсивного размыва дна
Криогенные	Частые подводные гидролокалиты и термокарстовые впадины	Печорская геоморфологическая провинция (на глубине 50-70 м)
	Айсберговое вспахивание и его следы в донных грунтах	Мелководные (до 100 м) зоны распространения айсбергов
Литодинамические и криогенные	Абразия и термоабразия, термокарст, донное вспахивание морскими льдами, вдольбереговой и поперечный перенос взвесей с формированием подвижных баров и подводных валов	Береговая зона (до глубины моря 20-30 м), сложенная рыхлыми, мягкими, часто-многолетнемёрзлыми, грунтами
Гидрогеологические	Выход на дно вод с температурой замерзания около 0°	Зоны разгрузки пресных вод суши на шельфе вблизи Канина и Кольского полуостровов
Физико-химические и биохимические	Развитие газосодержащих, гумифицированных и загрязнённых осадков	Зоны развития процессов

В Мало- Большеземельском районе наиболее широко развиты криогенные процессы, образующие бугры пучения, термокарстовые и термоэрозионные формы рельефа, полигональный рельеф и связанные с ним полигонально-жильные льды. На площади листа распространены, в основном, плоскобугристые торфяники. Миграционные однолетние бугры пучения, развитые в породах сезонноталого и сезонномёрзлого слоёв, имеют горизонтальные размеры 0,5-2,5 м, высоту - от 0,3 до 0,7 м.

Термокарст развивается за счёт вытаивания сингенетических и эпигенетических сегрегационных льдов, растущих и погребённых повторно-жильных и пластовых льдов. В результате образуются озёра (глубиной до 2 м), западины и другие отрицательные формы рельефа, разделённые обычно плоскобугристыми торфяниками высотой 2-4 м. Наиболее крупные термокарстовые озёра, возникающие в торфяниках, имеют размеры до 1 км и более. Лайды интенсивно заболочены, здесь процесс заболачивания идёт и в настоящее время.

Среди доминирующих в регионе криогенных процессов негативное воздействие на инженерные сооружения могут оказать термокарст и термоэрозия; для легконагруженных фундаментов и линейных сооружений - сезонное и многолетнее пучение пылеватых влажных грунтов слоя сезонного протаивания. При нарушении условий теплообмена наиболее опасны из-за развития термокарста участки, сложенные льдистыми и

сильнольдистыми озёрно-болотными осадками с жильными льдами, из-за термоэрозии и солифлюкции – участки склонов, сложенные пылеватыми мёрзлыми грунтами.

На низких заболоченных морских террасах п-ова Канин широко развиты термокарстовые процессы. Однако размеры термокарстовых озёр редко превышают 1 км, что связано с относительно небольшой мощностью мягких и рыхлых отложений. Процессы выпучивания проявляются, в основном, в образовании однолетних, реже - многолетних бугров пучения (высотой до 3-4 м). На склоновых поверхностях возможно развитие солифлюкционных подвижек.

Более устойчива геологическая среда побережий, сложенных скальными породами Балтийского щита, Канино-Тиманской и Пайхой-Новоземельской складчатых областей. При глубинах моря свыше 100 м среда также относительно устойчива, за исключением крутых подводных склонов, где прокладка и эксплуатация трубопроводов, особенно – в зоне развития слабых грунтов, может привести к возникновению течения грунта, сплывов и оползней.

В настоящее время проводится предпроектная проработка вариантов строительства системы морских газопроводов, соединяющих Штокмановское газоконденсатное месторождение с береговыми терминалами (рис. 3).

Площади, по которым могут быть проложены трассы газопроводов вблизи берегов Кольского полуострова, сложены песками и гравийниками, распространенными до глубины моря 130—200 м. Маломощные же песчаные отложения на поверхности илистого дна встречаются до глубин 260 м. Песчано-гравийные отложения, залегающие на кристаллических породах вблизи Кольского полуострова, в очагах субмаринной разгрузки подземных вод могут быть насыщены пресными водами, находясь в неустойчивом состоянии на глубинах моря свыше 130—170 м, а в районах Печенгской губы и значительно меньших. Донная поверхность сложена илами преимущественно глинистыми с удовлетворительной несущей способностью в основании газопроводов (удельное сцепление до 6—12 кПа при $\varphi = 0$). Однако на отдельных площадях встречаются илы с удельным сцеплением около 1 кПа, обогащенные органическим веществом или газонасыщенные. Сплошной покров илистых осадков прерывается на склонах и вершинах подводных возвышенностей, где донная поверхность сложена плотными суглинками и глинами. Нужно отметить, что из элементов инженерно-геологических условий строительства трубопроводов наиболее сложным в западной части шельфа является рельеф, что связано с наличием хорошо выраженных морфоструктур как первого порядка, к числу которых относятся подводные плато, желоба, береговые склоны, так второго и более высоких порядков, представленные наложенными ложбинами, валами и осложняющими их мезоформами, из которых наиболее крупные представлены изометрическими в плане поднятиями высотой до 40 м с диаметром оснований 200—400 м при крутизне склонов до 18° , при средних уклонах дна до $0,5^\circ$ [18]. Для отражения влияния рельефа дна на условия прокладки трубопроводов необходимо специальное инженерно-геоморфологическое картирование в масштабе 1 : 50 000—1 : 100 000 для открытого шельфа и в масштабе 1 : 10 000—1 : 25 000 для зон берегового примыкания.

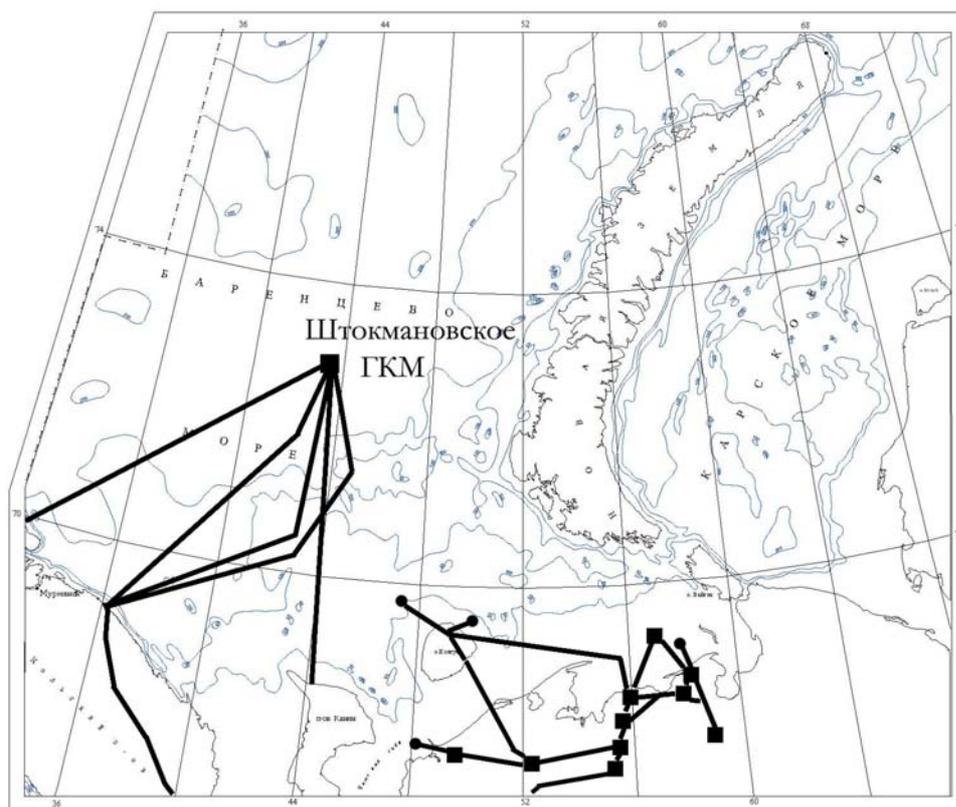


Рис. 3. Схема расположения трасс проектируемых трубопроводов

Оценка криогенных процессов при транспортировке газа по трубам

Существенное влияние на геологическую среду могут оказывать протяженные газопроводы, соединяющие газовые и газово-конденсатные месторождения с береговыми терминалами. Особенностью проектируемых газопроводов ледовитых морей Арктики является отсутствие, как правило, промежуточных компрессорных станций, что позволило бы поддерживать достаточно высокую температуру газа на всем протяжении его транспортировки. Снижение же давления в газопроводе на всем его протяжении определяет и падение температуры газа вплоть до низких отрицательных. Снижение температуры газового потока в трубопроводе, омываемом морскими водами, за счет энтальпии не превышает $0,6-0,7^{\circ}\text{C}$ от температуры окружающей среды. При заглублении же в грунт и существенном уменьшении за счет этого теплообмена с окружающей средой температура газа в трубах может понизиться до -6 и ниже градусов Цельсия, что существенно ниже температуры замерзания водной среды (табл. 6).

Температура замерзания минерализованных поровых вод донных осадков [28]

Тип грунта	Температура замерзания, °С			
	Минимальная	Максимальная	Средняя	Количество определений
Алеврит с органикой и прослоями песка	-2,95	-1,48	-2,02	34
Алевритовый песок с прослоями гравия и глины	-2,70	-1,10	-1,99	45
Песок и песчаный гравелит с галечником и прослоями детрита	-2,70	-1,70	-2,07	30

Предварительные расчеты показывают, что термическое воздействие газопроводов на геологическую среду может сказаться в промерзании отложений, контактирующих с газопроводами на участках заглубления трасс в донные грунты. Промерзание участков газопровода в грунт и обледенение труб, проложенных по донной поверхности, сможет привести к серьезным авариям с тяжелыми экономическими и экологическими последствиями.

Для прогноза возможности нежелательных последствий взаимодействия газопроводов со средой и временной выработки необходимых мер предосторожности в процессе инженерных изысканий должна быть собрана дополнительная по отношению к существующим требованиям (ВСН. 51.2-84) информация по следующим позициям:

- температурному режиму придонной водной толщи и донных грунтов на глубину возможного заложения или самопроизвольного погружения газопроводов;
- температуре фазовых переходов придонной воды и грунтов;
- теплоемкости и теплопроводности донных грунтов, их тиксотропным и реологическим характеристикам.

Расчет газопровода в условиях турбулентного режима течения (в трубах большого диаметра) для незаглубленного или заглубленного (полностью или частично) в донные осадки положения можно выполнить по программе, составленной в СПб ГУ, (каф. физической механики) профессором Б.В. Филипповым с соавторами [23] в нескольких вариантах конструкций и режимах работы, с выбором оптимальных (табл. 7).

Из таблицы видно, что на некоторых участках проектируемого газопровода (удалённых от ШГКМ примерно на 300, 375, 435, 450 км), при температуре придонной воды (-1,5°С), могут возникнуть опасные процессы примерзания трубопровода к донному грунту (в случае его достаточного заглубления) или силы, выталкивающие трубопровод (в местах обледенения без участия грунта).

Наиболее вероятно промерзание вмещающих газопроводы грунтов в прибрежных, относительно мелководных, районах, где из-за возможных повреждений газопроводов плавучими льдами (включая айсберги) проектируется их существенное заглубление в грунт. Опасны в этом отношении участки разгрузки пресных вод вблизи Кольско-Канинского побережья, где температура замерзания среды повышается до 0°С.

Заключение

Требуется разработка системы мероприятий по предупреждению серьёзных нарушений геологической среды и повреждений комплекса инженерных сооружений, реализуемой в форме мониторинга развития природных и техногенных процессов, которая содержит:

1) Уточнение предварительных прогнозов осадки донной поверхности по данным режимных наблюдений, включает:

- установление нуля глубин на уровневых постах буровых платформ в соответствии с «Правилами гидрографической службы №4, ч.2. Съёмки рельефа дна»; наблюдения за превышениями выбранного репера над нулём глубин на каждой платформе;

- ежегодные наблюдения за возможным погружением буровых платформ в донный грунт с помощью фотографирования или видеонаблюдения за опорами;

- обработку материалов наблюдений с расчётом средней скорости погружения донной поверхности за год и с начала эксплуатации скважин; полученная расчётом величина осадки и замеренные в эксплуатационных скважинах значения снижения пластовых давлений позволят определить величину модуля осадки, а с его помощью рассчитать прогнозные значения проседания донной поверхности для планируемого на определённый промежуток времени снижения пластового давления.

Прогнозируемая динамика проседания донной поверхности позволит вносить своевременные коррективы в первоначальные проектные решения.

2) Проведение периодических детальных съёмок рельефа дна в контурах эксплуатируемой скважины с фиксацией его деформаций, наблюдений за проявлениями гравитационных процессов, состоянием подводных трубопроводов, кабелей, эксплуатационных скважин.

3) Составление прогноза развития и локализации техногенной сейсмичности с учётом данных по геолого-структурной обстановке месторождения, деформациям геологической среды и инженерных объектов, дополненных анализом результатов количественных наблюдений за сейсмопроявлениями техногенного и природного характера по установленным в контурах залежи сейсмодатчикам.

4) Проведение режимных наблюдений за состоянием труб и донных отложений по всей трассе трубопровода; постоянный контроль за отклонениями температурного режима газового потока на входе, выходе и «опасных» участках.

Таблица 7

Пример расчёта параметров газового потока в трубопроводе «Штокмановское газоконденсатное месторождение – посёлок Териберка» (температура воды (-1,5°C), температура на входе 40°C, давление 145 атм, 2 нитки газопровода, трубы 1220x36 мм).

Длина трубы, км	Глубина трассы, м	Давление в трубе, атм	Скорость потока, м/с	Плотность потока (кг/м ³)	Температура, °C
0,000	290,0000	145,080	5,670	105,350	40,000
15,000	319,9999	143,999	5,257	113,628	25,617
30,000	320,0004	142,898	4,988	119,751	16,253
45,000	300,0025	141,811	4,818	123,967	10,150
60,000	285,0002	140,773	4,715	126,678	6,163
75,000	250,0010	139,814	4,656	128,296	3,563
90,000	279,9888	138,953	4,624	129,165	1,872
105,000	240,0042	138,193	4,611	129,548	0,778
120,000	260,0068	137,523	4,608	129,621	0,073
135,000	260,0006	136,921	4,612	129,498	- 0,378
150,000	264,9968	136,356	4,621	129,243	- 0,668
165,000	279,9985	135,788	4,635	128,878	- 0,860
180,000	274,9988	135,143	4,652	128,381	- 1,000
195,000	260,0112	134,298	4,678	127,670	- 1,130
210,000	200,0028	133,080	4,718	126,606	- 1,286
225,000	165,0051	131,492	4,772	125,173	- 1,458
240,000	140,0023	129,953	4,828	123,707	- 1,559
255,000	95,0030	128,520	4,884	122,285	- 1,607
270,000	70,0013	126,685	4,956	120,507	- 1,724
285,000	70,0000	124,270	5,054	118,189	- 1,922
300,000	69,9991	121,830	5,160	115,759	- 2,057
315,000	79,9978	120,489	5,230	114,196	- 1,899
330,000	104,9969	120,577	5,244	113,900	- 1,484
345,000	144,9928	120,339	5,263	113,482	- 1,304
360,000	185,0010	117,581	5,382	110,981	- 1,749
375,000	174,9973	114,522	5,529	108,030	- 2,094
390,000	189,9987	113,766	5,586	106,934	- 1,765
405,000	199,9979	114,131	5,586	106,929	- 1,311
420,000	180,0016	111,741	5,705	104,703	- 1,688
435,000	175,0035	108,402	5,884	101,502	- 2,153
450,000	150,0027	106,140	6,028	99,082	- 2,181
465,000	125,0052	104,900	6,124	97,549	- 1,935
480,000	110,0036	103,847	6,206	96,251	-1,724
495,000	119,9904	102,494	6,304	94,750	-1,665
510,000	179,9913	100,782	6,426	92,948	- 1,721
525,000	194,9943	98,917	6,564	90,993	- 1,796
540,000	200,0062	97,060	6,709	89,023	- 1,837
555,000	185,0145	95,270	6,858	87,098	- 1,839
570,000	150,0370	93,515	7,010	85,204	- 1,824
585,000	140,0184	91,748	7,170	83,302	- 1,811
600,00	119,9632	89,931	7,341	81,359	- 1,812
603,500	2,8024	89,496	7,383	80,897	- 1,814
603,512	0,0000	89,496	7,383	80,896	- 1,814

Список литературы

1. Антонов В.В. Динамика подземных вод. Практикум. Л., изд-во ЛГИ, 1984, 68 с.
2. Боголепов А.К., Шитлов Э.В., Юнов А.Ю. Новые данные о соленосных бассейнах Западноарктического шельфа // Доклады АН СССР, 1991, т. 317, №4. С. 932-936.
3. Вартамян Г.С. Современные проблемы экогеологии // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 1993, №2. С.33-36.
4. Вартамян Г.С. Гидрогеодеформационное поле Земли и некоторые проблемы экогеологии // Минеральные ресурсы России. 1994, №6. С. 16-21.
5. Вартамян Г.С., Куликов Г.В. Гидрогеодеформационное поле Земли. ДАН, 1982, вып. 2. С. 310-314.
6. Верба М.Л., Дараган-Суцова Л.А., Павленкин А.Д. Рифтогенные структуры Западно-Арктического шельфа по данным КМПВ // Советская геология, 1990, №12. С. 36-47.
7. Геокриология СССР. Европейская территория СССР. М., Недра, 1988, 385 с.
8. Грамберг И.С., Супруненко О.И., Таныгин И.А. и др. Штокмановское уникальное газоконденсатное месторождение (Баренцево море) / Российская Арктика. Геологическая история. Минералогия. Геоэкология. СПб, ВНИИОкеангеология, 2002. С. 660-663.
9. Захаров Е.В., Кулибакина И.Б. Геотермический режим недр – один из основных факторов, определяющих степень перспективности нефтегазоносных бассейнов / Геология нефти и газа, №12, 1997.
10. Иванов И.П. Геологические явления – надёжный источник информации о прочности горных пород // Инженерная геология. Записки СПб ГГИ, т. 133. СПб, 1992. С. 19-25.
11. Ковалевский В.С. Влияние изменений гидрогеологических условий на окружающую среду. М., Наука, 1994, 138 с.
12. Козлов С.А. Инженерно-экогеологическая схема. Масштаб 1:2500000 // Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000 (новая серия). Лист R-38 – 40 – о.Колгуев. СПб, Изд-во Санкт-Петербургской картографической фабрики ВСЕГЕИ, 2003.
13. Козлов С.А. Концепция геоэкологической паспортизации и инженерно-геоэкологических исследований на морских месторождениях углеводородов (на примере Штокмановского газоконденсатного месторождения) / Морские инженерно-геологические исследования. СПб, ВНИИОкеангеология, 2003. С.20-27.
14. Козлов С.А., Неизвестнов Я.В. Криогенные и другие опасные геологические и природно-техногенные процессы на Южно-Баренцевской площади Государственного мониторинга геологической среды шельфа / Концептуальные проблемы геоэкологического изучения шельфа. СПб, ВНИИОкеангеология, 2000. С. 110-117.
15. Козлов С.А., Неизвестнов Я.В. Пространственная изменчивость физико-механических свойств донных отложений нефтегазоносной области Баренцево-Карского шельфа / Морские инженерно-геологические исследования. СПб, ВНИИОкеангеология, 2003. С.79-85.
16. Коковкин А.В., Фомана В.Ф., Тихонова Т.В. Экологическая оценка воздействия трубопроводов на природную среду в результате аварийных ситуаций. Тезисы докладов отраслевой научн. конф. Ухта, 1999. С. 103-106.
17. Концепция «Геодинамическая безопасность освоения углеводородного потенциала недр России» // Сидоров В.А., Кузьмин Ю.О., Хитров А.М. М., Изд-во ИГиРГИ, 2000, 56 с.

18. Куринный Н.А., Неизвестнов Я.В., Козлов С.А., Нарышкин Г.Д. Инженерно-геологические условия строительства газопроводов на шельфе Баренцева моря / Всероссийский съезд геологов и научно-практическая геологическая конференция «Геологическая служба и минерально-сырьевая база России на пороге XXI века. Тезисы докладов. Книга 3: Мировой океан, Арктика и Антарктика – основные проблемы геологии и минерагении. СПб, 2000. С. 61-62.
19. Мазур И.И. Экология строительства объектов нефтяной и газовой промышленности. М., 1991. С.273.
20. Мироненко В.А. Динамика подземных вод. М., Недра. 1983. 357 с.
21. Мори В. Оседание буровых платформ на нефтяных промыслах Экофиск: проблема механики горных пород (причины и следствия оседаний, связанных с разработкой нефтяных залежей в Северном море) / «Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти». М., Мир, 1994. С. 257-264.
22. Опекунов А.Ю., Аглонов В.С., Зинченко А.Г., Козлов С.А., Кийко О.А., Петрова В.И. Геоэкологическая паспортизация объектов при лицензировании геологоразведочных и добычных работ на шельфе арктических морей / Геолого-геофизические характеристики литосферы арктического региона. Выпуск 4. СПб, ВНИИОкеангеология, 2002. С. 214-224.
23. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 980535 «Программа по расчёту развитого турбулентного неизотермического движения природного газа по подводным магистральным газопроводам» (шельф Б). Правообладатель – СПбГУ. Авторы – Б.В.Филиппов, Я.В.Неизвестнов, Г.И.Курбатова, А.В.Скробач, В.Д.Шевцов. Зарегистрировано 09.09.1998.
24. Сурков В.С., Жеро О.Г., Смирнов Л.В. Формирование юрских отложений и направление нефтегазопроисковых работ в Западной Сибири // Советская геология, 1987, №10. С. 21-26.
25. Эминов Р.А., Субботин И.Е. Анализ вертикальных смещений земной поверхности на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова // Геодезия и картография, 1984, №2. С. 43-45.
26. Яценко В.Р. Вертикальное движение земной поверхности на нефтеносном Апшеронском полуострове по данным повторных геодезических измерений // Геодезия, картография и аэрофотосъёмка, 1978, №27. С. 155-158.
27. Grasso J., Whittlinger G. Ten years of seismic monitoring over a gas field area. B.S.S.A., 1990.
28. Sellman P.V., Shamberlain E.J. Permafrost beneath the Beaufort Sea: Near Prudhoe Bay, Alaska // J. Energy Res. Technology. 1980. Vol. 102. №1. P. 35-48.
29. Yerkes R., Castle R. Surface deformation associated with oil and gas field operations in the USA. In 1st Intern. Land Subsidence Symposium Proceeding, Tokyo, 1969 // Intern. Assoc. of Hidrolog. Science Publ. 88, 1970, v. 1, p. 55-66.