

**Казанский Федеральный Университет**  
**Кафедра высоковязких нефтей и природных битумов<sup>1</sup>**

**Kazan Federal University,**  
**Department of high-viscosity oils and natural bitumen**

**Российское газовое общество<sup>2</sup>**

**Russian Gas Society**

**Штокманское газоконденсатное месторождение в Баренцевом море как  
морской природно-техногенный объект**

**Shtokman gas condensate field in the Barents Sea as a marine natural and man-  
made object**

**Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich<sup>b</sup>**

**Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich<sup>c</sup>**

кандидат технических наук, доцент кафедры высоковязких нефтей и природных битумов,  
член экспертного совета РГО, и.о. руководителя группы «Водородная и альтернативная,  
доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой высоковязких нефтей и  
природных битумов

Казань, Россия

kemalov@mail.ru

**Аннотация:** Особенности остаточной нефти в газоконденсатных пластах. Механизмы формирования остаточной нефти в нефтенасыщенных пластах-коллекторах хорошо известны [1], они могут качественно отличаться от механизмов, определяющих наличие остаточной нефти в газонасыщенных и газоконденсатонасыщенных пластах. Соответственно представляет интерес изучение свойств остаточной нефти в газоконденсатных коллекторах. Возможность изучать состав и свойства остаточных углеводородов дает извлечение их из кернового материала с последующим анализом полученных экстрактов. Существование субмаринной криолитозоны определяется главным образом двумя причинами: отрицательной температурой придонных слоев воды (современные условия) и глубоким промерзанием в течение геологического периода (палеоусловия). По своему физическому состоянию криолитозона может быть мерзлой (льдосодержащей) и немерзлой,

представленной охлажденными минерализованными водами и породами.

**Ключевые слова:** субмаринная криолитозона, состав газа, газоконденсатное месторождение, характеристики, ИК-спектроскопия

**Abstract:** Features of residual oil in gas condensate reservoirs. The mechanisms of formation of residual oil in oil-saturated reservoirs are well known [1], they can qualitatively differ from the mechanisms determining the presence of residual oil in gas-saturated and gas-condensate-saturated reservoirs. Accordingly, it is of interest to study the properties of residual oil in gas condensate reservoirs. The ability to study the composition and properties of residual hydrocarbons is provided by their extraction from the core material with subsequent analysis of the extracts obtained. The existence of a submarine cryolithozone is determined mainly by two reasons: the negative temperature of the bottom layers of water (modern conditions) and deep freezing during the geological period (paleoconditions). According to its physical state, the cryolithozone can be frozen (ice-containing) and unfrozen, represented by cooled mineralized waters and rocks.

**Keywords:** submarine cryolithozone, gas composition, gas condensate field, characteristics, IR spectroscopy

### **Введение (Introduction).**

**Состав газа Штокмановского газоконденсатного месторождения и некоторые его характеристики (% мас.):**

Метан - 96,24%; Этан - 1,33; Пропан - 0,37; Изобутан - 0,09; Бутан - 0,10;

Изопентан - 0,04; Пентан - 0,02; Гексан - 0,01; Азот - 1,52;

Углекислый газ - 0,27; Гелий - 0,01.

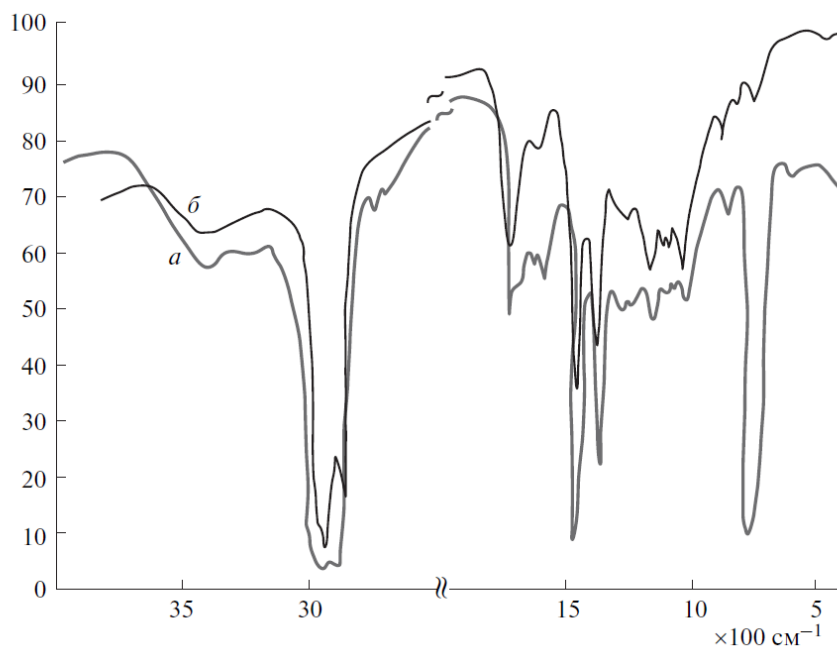
Молекулярная масса – 17; Плотность, кг/м<sup>3</sup> - 0,695.

**ИК-спектроскопия газа Штокмановского газоконденсатного месторождения**

Адсорбционносвязанная нефть – это остаточные углеводороды (битумоиды), на которые распространяется действие поверхностных сил.

Адсорбционно связанную нефть можно определить, зная толщину адсорбционного слоя и площадь занимаемой поверхности, адсорбированной нефтью:  $K_{сн} = S_w \Theta_n$ ,

где  $K_{сн}$  – коэффициент адсорбционно связанной нефти;  $S_w$  – толщину адсорбционного слоя;  $\Theta_n$  – доля площади поверхности, занятая нефтью. В лабораторных условиях можно определить  $S_w$ ,  $\Theta_n$  на основании пленочного течения воды по поверхности пор образцов керн [5]. Остаточная нефть газоконденсатных месторождений представлена только адсорбционно связанной нефтью. В данном случае о составе адсорбционно связанной нефти можно судить, изучая состав экстрактов из образцов керн этих месторождений. Объекты исследования и методика проведения экспериментов. Для изучения состава адсорбционно связанной нефти газоконденсатных месторождений были взяты образцы керн Карачаганакского, Астраханского, Ямбургского месторождений. Определяли групповой и фракционный составы хлороформного экстракта адсорбированных углеводородов, выделенного из образцов керн Карачаганакского месторождения.



На рис. 1 показан фракционный состав адсорбционно связанной нефти месторождения. Месторождения: а – Карачаганакское; б – Астраханское.

В состав этой нефти входят масла, смолы, асфальтены. Основная

составляющая часть адсорбционно связанной нефти Карачаганакского месторождения – масляные фракции. Содержание смолистых компонентов и асфальтенов, как показали исследования, снижается с увеличением глубины залегания пород. Для получения данных о групповом составе адсорбционно связанной нефти, т.е. о наличии в экстракте той или иной группы соединений, отличающихся некоторой общностью химического строения, была применена ИК - спектроскопия. ИК-спектры были получены на двулучевом спектрофотометре “SPECORD”. Источник излучения – керамический стержень диаметром 4.0 мм с платинорадиевой спиралью накала, дающей температуру 1200°С. Процентные коэффициенты пропускания проб определяли двулучевым способом по принципу оптического дифференцирования. Спектры снимали в разборных кюветах, толщина которых определяется толщиной алюминиевой прокладки 0.02 мм. Этим методом исследовали хлороформенные экстракты из образцов керн Карачаганакского, Астраханского месторождений.

### **Характеристики адсорбционно связанной нефти**

Для адсорбционно связанной нефти этих месторождений оказались характерными полосы поглощения в областях: 3600–3100; 2940–2860; 1740–1600; 1466–1300; 1200–1000; 893–800; 792–720; 653–500 см<sup>-1</sup>

Такие полосы поглощения характерны для метиленовых групп (–CH<sub>2</sub>–) в парафиновых цепях, метильных групп (–CH<sub>3</sub>) в парафиновых цепях с числом атомов углерода более 24 и метиленовых групп, входящих в пяти-, шестичленные нафтеновые кольца, а также для кислородсодержащих, серосодержащих соединений (S<sub>6</sub>, RSO<sub>3</sub>H, RSO<sub>3</sub> и конденсированные ароматические структуры).

Сравнительный анализ физико химических особенностей адсорбционно связанной нефти и газового конденсата. При отборе керн из газоконденсатных отложений и его транспортировке на поверхность происходит снижение пластового давления в керне и выпадение конденсата. Большая часть конденсата вытесняется из керн под действием огромных градиентов давления в керне, которые возникают при его транспортировке на поверхность.

Однако оставшийся жидкий конденсат может исказить результаты исследований физико химических свойств адсорбционно связанной нефти.

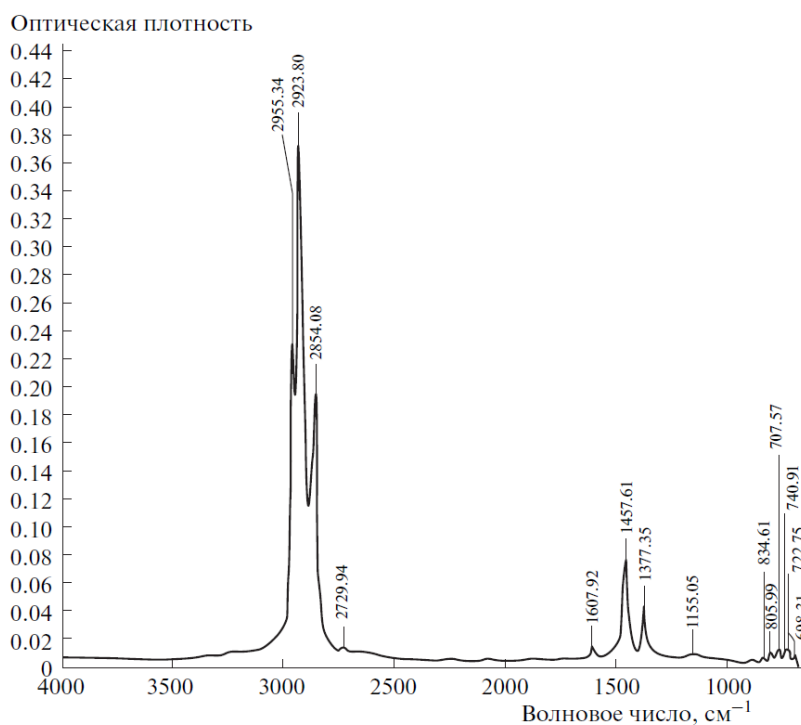


Рисунок 2 – ИК – спектр газового конденсата Ямбургского месторождения

Для получения достоверных данных об адсорбционно связанной нефти необходим сравнительный анализ физико химических свойств адсорбционно связанной нефти и жидкого газового конденсата. Такой анализ проводили путем сравнения инфракрасных спектров экстракта адсорбированной нефти и конденсата, отобранного из анализируемых скважин Ямбургского газоконденсатного месторождения. ИК-спектры газоконденсата и адсорбированных углеводородов Ямбургского месторождения (рис. 3, 4) определяли методом НПВО на ИК-Фурье спектрометре Nicolet iSiO, кристалл НПВО St Se. На рис. 3 представлен ИК-спектр газоконденсата. Для конденсата этого месторождения оказались характерными полосы поглощения в областях 2854.08–2955.34; 1607; 805–834; 740.91; 1377.35; 1457.51; 722.75; 767.57 см<sup>-1</sup>.

На основании этих спектров можно сделать вывод о том, что в состав газоконденсата входят алканы, нафтены и ароматические углеводороды, т.е. это смесь углеводородов без полярных групп в составе молекул.

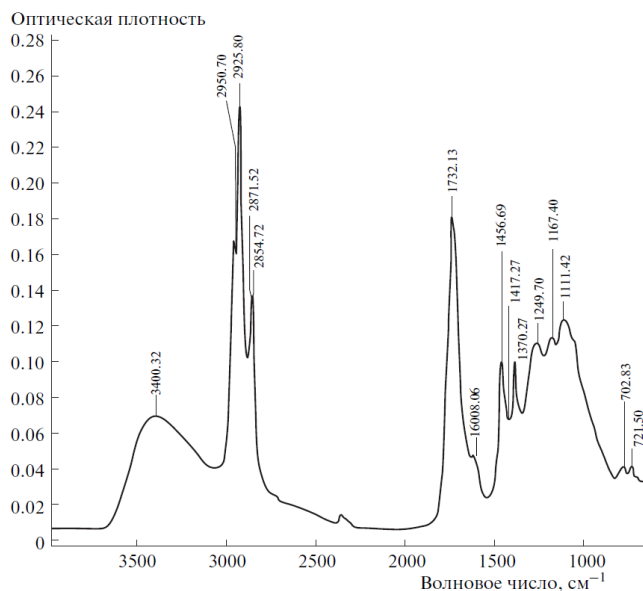


Рис. 4. ИК-спектр адсорбционно-связанной нефти Ямбургского месторождения.

Рисунок 3 - ИК-спектр адсорбционно связанной нефти Ямбургского месторождения.

Для адсорбционно связанной нефти этого месторождения оказались характерными полосы поглощения в областях 3400.32; 2854.72–2956.70; 1732.13; 1608.05; 762.83; 1111.42–1249.79; 1378.21; 1456.69; 721.50 см<sup>-1</sup>. На основании анализа спектров можно заключить, что в состав адсорбционно связанной нефти входят алканы, нафтены, ароматические углеводороды и соединения с полярными группами –кислородсодержащие соединения [6].

На рис.4 приведена карта Арктического шельфа России и донных осадков с отрицательными температурами в Баренцевом море [7]. «Охлажденные» осадки занимают центральную, северо- и юго-восточную части моря, примыкающие к Новой Земле. Контуры этой зоны почти совпадают с нулевой изотермой среднемноголетней температуры дна. Штокмановское месторождение, как и многие другие, находится в зоне распространения донных осадков с отрицательными температурами. В Печорском море субмаринная криолитозона может быть приурочена к линзам остаточной деградирующей многолетней мерзлоты на глубинах 40-100 м под дном моря. Мерзлота имеет прерывистый характер.

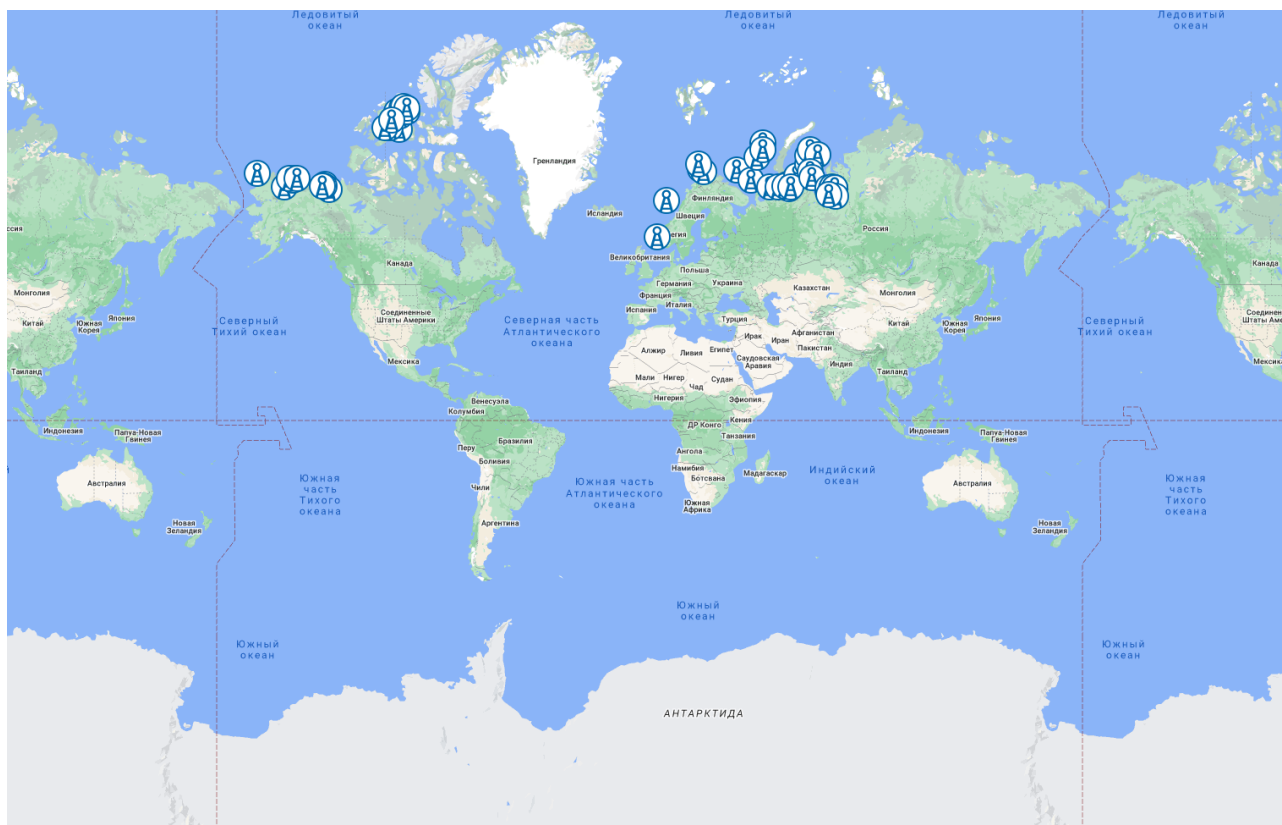


Рисунок 4 - Карта арктических месторождений на шельфе

В инженерно-геологическом отношении мерзлые и газогидратоносные отложения представляют собой категорию пород особого состава, состояния и свойств и требуют специального подхода при освоении арктических акваторий. В частности, эти особенности необходимо учитывать при решении таких важных в практическом отношении вопросов как строительство стационарных морских ледостойких платформ на арктическом шельфе, строительство и эксплуатацию трубопроводов и др. сооружений. Также следует учитывать возможные нарушения естественного теплового режима в верхнем осадочном чехле при бурении и эксплуатации скважин. Основой для оценки мерзлотности и газогидратоносности является в первую очередь анализ термобарических условий дна и недр. Рассмотрим эти условия на примере Штокмановского газоконденсатного месторождения. Оно расположено в бортовой части Южно-Баренцевской впадины в пределах влияния наиболее стабильного арктического холодного течения со сред- немноглетней температурой дна, близкой к минус  $1,0^{\circ}\text{C}$  до  $+3-4^{\circ}\text{C}$  в поверхностных слоях. Процедура выявления площадей и зон стабильности гидратов газа сводится к совмещению значений геотермического

градиента и давления в конкретной точке дна моря или поддонного разреза с той или иной равновесной кривой гидратообразования 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.2). Таким образом, с достаточной степенью уверенности можно утверждать, что в районе Штокмановского месторождения имеются реальные условия накопления и существования газовых гидратов в разрезе пород под дном моря до глубины 200 м. Анализ факторов, влияющих на термобарические условия газогидратоносности, обнаружил возможность существования нескольких типов зоны стабильности гидратов. По отношению к дну моря термобарическая зона стабильности гидратов может быть придонной и непридонной, то есть отделенной от дна интервалом от единиц метров до более 200 м. На рис.3 приведена карта российской части Северного Ледовитого океана в связи с прогнозами газогидратоносности в зависимости от генезиса газогидратных скоплений [7]. 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 скоплений газовых гидратов в придонной части разреза. Типичным примером здесь могут служить условия в центральной части Баренцева моря, где расположено Штокмановское месторождение, осложненное по некоторым данным тектоническими разломами. Известно, что помимо температуры, давления и минерализации на образование и накопление гидратов существенно влияет литология пород.



Проведенные исследования показывают [8], что для уплотненных сред с ростом дисперсности слагающих породу частиц (от крупнозернистых до мелкозернистых пород) гидратосодержание увеличивается. При дальнейшем увеличении дисперсности до образцов тяжелой супеси гидратосодержание снижается до нуля. Для литологического состава верхней части разреза до глубин 20-30 м от дна моря прогнозируется присутствие гидратов в виде отдельных вкраплений. На глубинах до 200-250 м в разрезе присутствуют породы, способные к аккумуляции значительных скоплений гидратов. В процессе разработки месторождения вокруг эксплуатационных колонн вследствие транспортировки по ним теплого газа из нижележащих горизонтов происходит увеличение температуры окружающих пород. Это обстоятельство приводит к изменению фазового состояния воды и газа в гидратонасыщенных интервалах вокруг скважин. С технической точки зрения рассматриваемый процесс аналогичен процессу растепления мерзлых пород при разработке месторождений углеводородов в районах вечной мерзлоты. На стадии проектных работ для определения размеров зон теплового влияния принято использовать модели, в которых используется понятие области фазового перехода или в виде резкой границы раздела между талой и мерзлой зонами, или в виде протяженной области раздела, что соответствует фазовому переходу в спектре температур. Резкая граница раздела имеет место в крупнодисперсных средах, например песках, а протяженная – в тонкодисперсных средах, например суглинках. Применительно к Штокмановскому месторождению, исходя из характеристик пород, слагающих верхние интервалы геологического разреза, фронт фазового перехода может представлять резкую границу. Расчеты проводились для случая работы одной скважины и при взаимодействии группы скважин [9, 10, 11]. 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.

В работе **В. М. Максимов, М. К. Тупысев, С. М. Пронюшкина, Л. Г. Кульпин** *Некоторые проблемы экологической и промышленной безопасности природно-техногенных морских объектов при освоении шельфа Арктики* приведены результаты расчетов радиуса растепления пород вокруг кондуктора диаметром 630 мм. Видно, что существенное влияние на величину радиуса растепления оказывает гидратонасыщенность пород: чем она больше, тем меньше радиус. Расчеты показывают также, что при проектном расположении устьев скважин на платформе на расстояниях 3-4 м друг от друга тепловое взаимодействие скважин начинается в течение первого года разработки. На рис.6 для примера показаны в относительном масштабе площадь морской платформы, устья 20 скважин и зона растепления гидратов за 10 лет эксплуатации скважин, т.е. на относительно ранней стадии разработки. Зона растепления по расчётам оказалась значительной, более 10 м, что может свидетельствовать о смыкании зон растепления отдельных скважин. Указанные процессы могут привести к следующим осложнениям:

1. Грифонообразованию в связи с выделением свободного газа при разложении гидратов. Это является принципиальным отличием от результатов растепления мерзлоты. Учитывая, что на 1 м<sup>3</sup> гидрата приходится 150-180 м<sup>3</sup> газа, то в течение первого года разработки может выделиться порядка 10-30 тыс.м<sup>3</sup> газа на 1 м<sup>2</sup> гидратосодержащих пород. Грифонообразование у устья скважин может вызвать перераспределение напряжений в геологическом разрезе из-за изменения упругих характеристик пород значительной области горного массива. Перераспределение напряжений сопряжено с возникновением дополнительных нагрузок, действующих на промысловое оборудование. Грифонообразование с выделением газа на поверхности моря у платформ увеличивает риски пожароопасности и препятствий судоходству из-за уменьшения плотности воды.

2. Уменьшению модуля упругости гидратосодержащего интервала пород в области его «растепления», что приводит к дополнительным деформациям этого интервала под давлением горных пород, создаваемого их весом, давлением воды и весом платформы, если она опирается на дно. На

поверхности пород эта деформация проявляется в виде опускания дна в области расположения скважин. При жёстком закреплении устья скважины на платформе (или подводном модуле) в колонне будут возникать дополнительные нагрузки.

Наличие скоплений гидратов в зоне работающих скважин является фактором, осложняющим разработку месторождения. Удлинить срок растепления гидратов можно, если использовать пассивную изоляцию колонн. Однако, учитывая, что разработка месторождения длится десятки лет, это недостаточно надежно. Расчеты показывают необходимость активной изоляции. В принципе для этих целей можно использовать естественную или принудительную циркуляцию холодной морской воды в межтрубном кольцевом пространстве [10]. Для повышения эффективности предложенного способа схема может быть дополнена элементами пассивной тепловой защиты, например, заполнением пространства между лифтовыми трубами и эксплуатационной колонной в интервале гидратонасыщенности инертным газом или установкой труб с пониженным коэффициентом теплопередачи. Другие решения могут быть связаны с отбором части газового потока для охлаждения колонны с использованием эффекта Джоуля-Томпсона. По этому направлению в мире имеется ряд патентов и конкретные конструктивные решения. Одним из возможных факторов риска и негативных последствий разработки нефтегазовых месторождений является осадка земной поверхности над месторождением в результате снижения начального пластового давления в продуктивных пластах и их деформации, что хорошо изучено в мировой практике. Осадка возможна также за счет растепления придонных газовых гидратов. Следствием смещения земной поверхности может быть выход эксплуатационных скважин из строя из-за разгерметизации заколонных пространств, смятия и слома обсадных колонн, деформации трубопроводов, а также уменьшение клиренса платформы до уровня досягаемости волн и выход из строя крепящих якорей. Представляют важность имеющиеся в литературе данные по оседанию морского дна в районе месторождения Экофиск на шельфе Норвегии [12, 13]. В частности, в работе приводятся данные о том, что под

центральной платформой, введенной в эксплуатацию в 1970 г., опускание морских сооружений за счет сжатия высокопористых меловых отложений толщиной 300 м, составило 2,6 м. Близрасположенные платформы опустились приблизительно на 1 м. Проседание имело место на площади 5 8 км овальной формы в центральной части месторождения под основным комплексом промысловых сооружений. С марта 1985 г. велись ежемесячные наблюдения за динамикой высотных отметок стационарных объектов с помощью спутниковой радионавигационной системы. Для предотвращения дальнейшего оседания морского дна в течение двух лет осуществлялась обратная закачка сухого газа в пласт в объеме 8,5–9,9 млн.м<sup>3</sup>/сут. Для защиты промысловых сооружений летом 1987 г. жилая платформа массой 10,5 тыс.т и остальные пять платформ были подняты на 6,5 м. При подъеме центральной платформы были использованы 16 домкратов массой 21 т каждый. В процессе подготовки и проведения этой уникальной технической операции участвовали 72 организации из 10 стран. Общая стоимость работ составила более 350 млн. долл. Оценка величин осадки поверхности дна моря особенно актуальна, поскольку для морских месторождений предъявляются более жесткие требования по охране недр, надежности работы скважин, а также морских платформ и подводных модулей. Расчеты оседания поверхности дна применительно к Штокмановскому месторождению базируются на использовании геолого-промыслового материала, полученного в результате разведки залежей, были впервые представлены в [14].

Математическая постановка задачи оценки смещения поверхности дна моря формулировалась в рамках теории упругих деформаций. При решении поставленной задачи предполагалось, что величина смещения кровли продуктивного пласта равна смещению поверхности дна. Предложенная модель позволяет учитывать уменьшение нагрузки на продуктивный пласт за счет «арочного» эффекта вышележащих горных пород, в том числе при разработке нескольких продуктивных пластов. Из практики разработки месторождений природных углеводородов известно, что иногда объемы мульды 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 неколлекторов, вовлеченных в процесс вытеснения флюидов и испытывающих сжатие. Расчеты смещения дна моря выполнены на основании имеющейся информации об изменении проектных пластовых давлений в двух первоочередных объектах эксплуатации месторождения в пластах Ю0 и Ю1. Эти пласты предполагается разрабатывать отдельными сетками скважин с использованием подводных модулей и двух или трех платформ. На рис.8 и в табл.1 представлены результаты расчетов проседания морского дна над Штокмановским месторождением при наличии двух платформ и совместной разработке продуктивных пластов Ю0 и Ю1 в течение 10–30 лет в результате деформации (сжатия) самих пластов с учетом вовлечения в деформационные процессы глинистых пород покровных и подошв этих пластов.

За максимальную ожидаемую просадку морского дна за срок эксплуатации платформ Штокмановского месторождения можно принять величину 2 м. Как минимум на эту величину рекомендуется поднять клиренс платформ.

### **Заключение (Conclusions)**

1. Сравнительный анализ состава адсорбционно связанной нефти и пластового конденсата указывает на различие состава и характеристик этих углеводородных систем, что подтверждает природный (геологический) характер формирования остаточной нефти в газоконденсатных пластах.
2. Адсорбционно связанная нефть газоконденсатных месторождений, как и адсорбционно связанная нефть нефтяных месторождений, содержит в своей структуре полярные группы. Именно поэтому значения параметра  $K_{сн}$  адекватно характеризуют содержание адсорбционно связанной нефти. В ее состав входят молекулы, содержащие в своей структуре полярные группы, особенно подверженные влиянию адсорбционных сил. Они задерживаются

породой при любом механизме фильтрации и являются природно связанными углеводородами газоконденсатных месторождений.

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

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

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

6. До строительства объектов морской добычи необходимо с помощью специальных средств морской инженерной геологии изучить распространение и особенности субмаринной криолитозоны и возможных гидратонасыщенных пород с целью выработки технических решений по нейтрализации рисков техногенных осложнений.

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

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

## Список литературы (References):

1. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения. М.: Недра, 1979. 335 с.
2. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недра, 1992. 270 с.
3. Мархасин И.Л. Физико химическая механика нефтяного пласта. М.: Недра, 1977. 214 с.
4. Петрова Л.М. Формирование состава остаточных нефтей. Казань: ФЭН, 2008. 204 с.
5. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С. В сб.: Материалы IV Междунар. науч. симп. Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. М.: ВНИИнефть, 2013. С. 14–17.
6. Тарасевич Б.Н. ИК-спектры основных классов органических соединений. Справочные материалы М.: Изд-во МГУ, 2012. 54 с.
7. В.А. Соловьев, Г.Д. Гинсбург, Е.В. Телепнев, Ю.Н. Михалюк. Криогеотермия и гидраты природного газа в недрах Северного Ледовитого океана. – Ленинград, 1987.
8. Э.Д. Ершов, Ю.П. Лебедеико. Проблемы гидратообразования в криолитозоне. Геокриологические исследования. Москва, МГУ, 1989.
9. L.G. Koulpine, D.A. Dubrowski, L.B. Obmoroshewa, M.K. Tupysev. Gas Hydrate Bearing Capacity of Submarine Cryolitozone: Complication Prognoses in Exploitation of Arctic Off Shore Fields. (Гидратонасыщенность субмаринной криолитозоны и прогноз осложнений при освоении Арктических месторождений). 2-nd International Conference on Natural Gas Hydrates, Toulouse (France), 1996, p.453-458.
10. Л.Г. Кульпин. Особенности освоения арктических морских месторождений в условиях гидратонасыщенной субмаринной криолитозоны. Журнал «Нефтяное хозяйство» № 9, Москва, 2004, стр.76-79.
11. Л.Г. Кульпин. Баренцево море. Прогноз и преодоление техногенных осложнений при разработке газовых гигантов в условиях гидратонасыщенности

придонных слоев и опускания дна моря. Тр. IV Международного технологического симпозиума 15-17 марта 2005, Институт нефтегазового бизнеса РАГС. М., 2005.

12. Elevating the desks at Ekofisk field. Offshore. 1987. v.47, n.10, p.p. 21-23.

13. Мельников Н.Н., Калашник А.И. Шельфовые нефте- газовые разработки: геомеханические аспекты. Кольский научный центр РАН. г.Апатиты, 2009, с.140.

14. Проект разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения. Институт ВНИПИморнефтегаз, рук. проекта Л.Г. Кульпин, М., 1994 г.