

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 08.07.2025 г.

Принята к публикации 05.09.2025 г.

EDN: KZIVRZ

УДК 556.3:553.981:551.72/.732(571.56)

Сивцев А.И.

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, Якутск, Россия, maraday@yandex.ru

Рожин И.И.

Институт проблем нефти и газа СО РАН, ФИЦ «Якутский научный центр СО РАН», Якутск, Россия, i_rozhin@mail.ru

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ В ГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТАХ НА СКЛОНАХ СУНТАРСКОГО ПОДНЯТИЯ

Отмечена высокая перспективность на нефть и газ территории склонов Сунтарского поднятия - структуры 1 порядка на востоке Сибирской платформы (Западная Якутия). Приведено краткое описание геологического строения и нефтегазоносности Буягинской площади, расположенной на западном склоне Сунтарского поднятия. На основе компонентного состава газа, степени и типа минерализации пластовой воды рассчитаны равновесные условия гидратообразования для харыстанского и осинского горизонтов. Расчетами показано, что во вскрываемом разрезе Буягинской площади из-за высокой степени минерализации пластовых вод газовые гидраты не образуются. Сделан вывод, что аналогичные высокоминерализованные пластовые воды будут встречаться в перспективных пластах и на других склонах Сунтарского поднятия, сложенных отложениями верхнепротерозойско-нижнепалеозойского и среднепалеозойского возраста. Указана возможность образования газовых гидратов в зонах распространения верхнепалеозойско-мезозойских отложений со слабоминерализованными пластовыми водами на северо-восточном склоне Сунтарского поднятия.

Ключевые слова: компонентный состав газа, минерализация пластовых вод, гидратообразование, газовые гидраты, харыстанский горизонт, осинский горизонт, Буягинская площадь, Сунтарское поднятие, Западная Якутия.

Для цитирования: Сивцев А.И., Рожин И.И. Оценка возможности образования газовых гидратов в газоносных пластах на склонах Сунтарского поднятия // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №3. - https://www.ngtp.ru/rub/2025/32_2025.html EDN: KZIVRZ

Введение

Сунтарское поднятие с его обширными склонами представляется одним из перспективных на нефть и газ территорий Западной Якутии. На ее склонах геологоразведочные работы проводят такие крупные компании, как ПАО «НК «Роснефть» (Ыгыаттинский и Нюрбинский лицензионные участки (ЛУ)), ПАО «Газпром» (Эселяхский и Сунтарский 1 ЛУ), ООО «Иркутская нефтяная компания» (Сунтарский ЛУ), АО «Сахатранснефтегаз» (Улугурский и Эргеджейский ЛУ) и др.

Вместе с тем до настоящего времени на склонах Сунтарского поднятия не обнаружено ни одного месторождения нефти и газа. В непосредственной близости открыты Вилуйско-

Джербинское (юго-западное направление) и Нижнетюкянское (северо-восточное направление) газовые месторождения (рис. 1). Поисково-оценочные работы на склонах Сунтарского поднятия, включающие глубокое бурение, запланированы на ближайшее время.

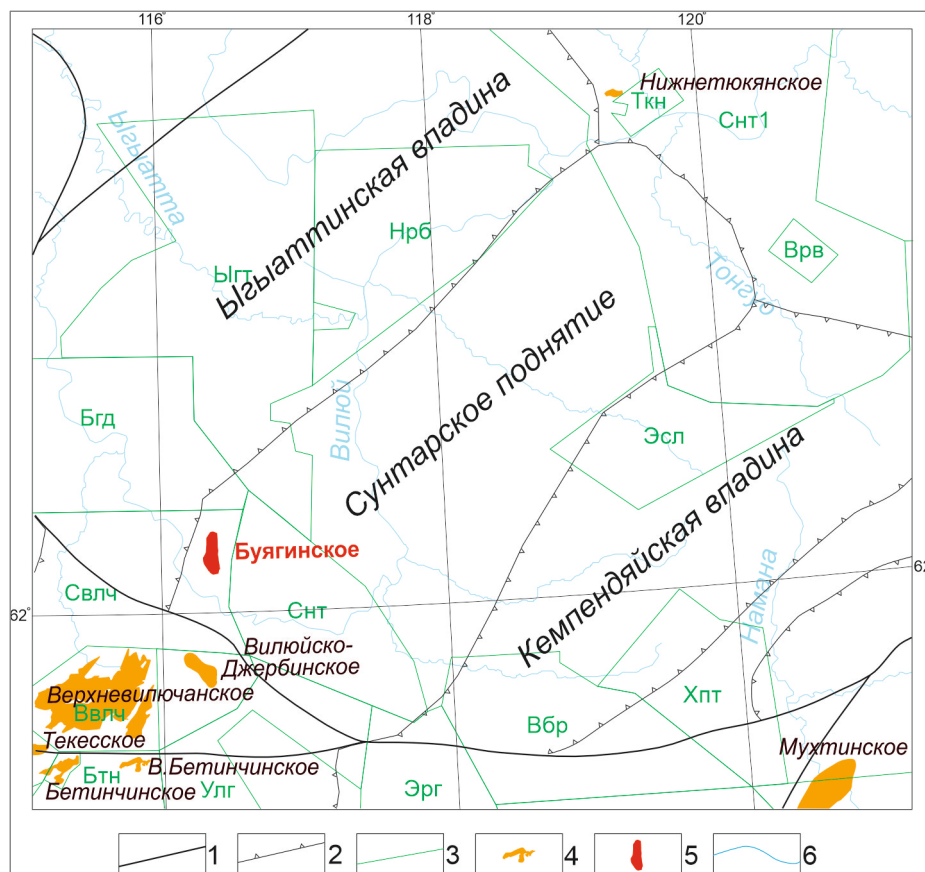


Рис. 1. Обзорная схема расположения Буягинского газопоявления

1 - границы надпорядковых структур, 2 - границы структур 1 порядка, 3 - границы лицензионных участков, 4 - месторождения нефти и газа, 5 - Буягинская площадь, 6 - гидросеть.

Лицензионные участки: Бгд - Багдынский, Ыгт - Ыгыаттинский, Нрб - Нюрбинский, Ткн - Тюкянский, Снт 1 - Сунтарский 1, Врв - Варваринский, Свч - Средневилучанский, Снт - Сунтарский, Эсл - Эселяхский, Влч - Верхневилучанский, Бтн - Бетинчинский, Улг - Улугурский, Эрг - Эргеджейский, Вбр - Верхнебирюкский, Хпт - Хоптолохский.

По общепринятым представлениям гидраты газов - это твердые кристаллические соединения, в которых молекулы газа при определенных давлениях и температурах заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды с помощью прочной водородной связи [Бык и др., 1980; Истомин, Квон, 2004; Макогон, 1974; Sloan, Koh, 2008]. Газовые гидраты подразделяют на природные и техногенные.

Природные газовые гидраты могут образовывать скопления (залежи), а также находиться в рассеянном состоянии в зоне многолетнемерзлых пород (реликтовые газовые гидраты) [Бык и др., 1980]. В ряде случаев наличие природных газогидратов рассматривается как осложняющее обстоятельство, приводящее к технологическим трудностям при бурении и

эксплуатации нефтегазовых скважин, вплоть до пропуска перспективных интервалов [Истомин, Квон, 2004].

Первые предположения об особенностях фазового состояния углеводородов в зонах развития криолитозоны высказаны в середине XX столетия. Профессор И.Н. Стрижов в 1946 г. писал, что на севере СССР на глубинах 400-600 м природные газы могут образовывать с водой твердые соединения – газовые гидраты [Стрижов, Ходанович, 2003]. Через год М.П. Мохнаткин аналитически обосновал возможность образования газовых гидратов в земной коре. С начала 1960-х гг. академики А.А. Трофимук и Н.В. Черский с сотрудниками и коллегами активно развивали геологические аспекты скоплений газовых гидратов как на суше, так и в акваториях (задолго до того, как к этим вопросам появился интерес за рубежом). Н.В. Черский на примере районов Якутской АССР привел факты существования природных газогидратных залежей в толщах мерзлых пород и подстилающих их горизонтах [Черский, Царев, Никитин, 1983].

Интенсивное экспериментальное изучение гидратообразования в дисперсных средах началось в начале 1970-х гг. после того, как ряд советских ученых выдвинул идею о возможности существования в земной коре газогидратных залежей (открытие А.А. Трофимука, Н.В. Черского, В.Г. Васильева, Ю.Ф. Макогона, Ф.А. Требина). Первые результаты экспериментальных исследований свойств гидратонасыщенных дисперсных пород обобщены в монографии Ю.Ф. Макогона [Макогон, 1974] и использовались для районирования возможных зон залегания таких залежей [Черский, Никитин, 1987]. Сопоставление термодинамических характеристик осадочного чехла земной коры с равновесными условиями гидратообразования показывает, что около 25% территории суши и 75% акватории Мирового океана соответствует условиям накопления и сохранения газа в гидратном состоянии. При этом глубина зон гидратообразования может достигать 1500 м и более на материке и 300-700 м в природных осадках океана, что позволяет считать газогидратные скопления потенциальным источником углеводородного сырья [Черский, Царев, Никитин, 1983; Черский, Никитин, 1987].

Техногенные газовые гидраты образуются в системах добычи углеводородного сырья: в призабойной зоне, стволах газовых и нефтяных скважин, шлейфах, выкидных линиях и внутрипромысловых коллекторах, в системах промысловой и заводской подготовки природного и попутного нефтяного газа, а также в магистральных газотранспортных системах, в технологических линиях химической и нефтегазохимической промышленности. Из-за гидратообразования в технологических процессах добычи нефти и газа разрабатываются и совершенствуются методы предупреждения и ликвидации гидратов [Истомин, Квон, 2004].

В монографии В.С. Якушева рассмотрено современное состояние исследований

скоплений природного газа и газовых гидратов, приведены физико-химические основы формирования различных состояний природного газа в мерзлых породах, описаны результаты полевых исследований скоплений природного газа, сформулированы основные закономерности генезиса, миграции, аккумуляции и фазовых превращений в криолитозоне [Якушев, 2009].

Как известно, северные районы характеризуются наличием мощной толщи многолетнемерзлых пород, глубина которой достигает 1500 м. В результате температура газосодержащих пород оказывается достаточно низкой, а неизбежное её понижение при добыче газа приводит к созданию условий благоприятных для образования гидратов природного газа либо непосредственно в призабойной зоне газоносных пластов, либо в стволе газовых скважин. Более того, термодинамические условия в земных недрах могут способствовать появлению больших скоплений углеводородных газов в виде гидратов.

Для моделирования возможностей гидратообразования в разрезе склонов Сунтарского поднятия авторами выбрано Буягинское газопроявление. Факты получения промышленных притоков газа на Буягинской площади глубокого бурения во многих публикациях рассматриваются в качестве прямого признака нефтегазоносности склонов Сунтарского поднятия [Бурова, 2010; Васильев и др., 2018; Сафронов, 2009; Ситников, Севостьянова, Павлова, 2019; Lemeshev, Sivtsev, Karpova, 2021].

Материалы и методы

Материалами исследования послужили геолого-геофизические и промысловые данные, полученные в результате бурения скважин (термокаротаж, результаты испытаний скважин и анализы пластовых флюидов). Основными методами исследования явились вычислительный эксперимент и способ аналогий.

Геологическое строение и нефтегазоносность

В тектоническом плане Буягинская площадь расположена на западном склоне Сунтарского поднятия – структуры 1 порядка на востоке Сибирской платформы (см. рис. 1). Сунтарское поднятие представляет собой крупный горст, имеющий в плане овальную форму, вытянутую в северо-восточном направлении на 220 км при ширине около 80 км.

Юго-восточный и северо-западный склоны погружаются достаточно резко по серии региональных субпродольных разломов. Северо-восточный и юго-западный склоны имеют относительно пологое погружение по поверхности фундамента. Здесь, на основе материалов сейсморазведочных работ последних лет обоснованы благоприятные для накопления углеводородов (УВ) структуры выклинивания [Федорович, Космачева, 2023; Черданцев,

Головин, 2018].

Вскрываемый литолого-стратиграфический разрез на Буягинской площади является характерным для Непско-Ботуобинской антеклизы и представлен терригенно-карбонатными отложениями венда и преимущественно галогенно-карбонатными отложениями нижнего кембрия [Мандельбаум, Хохлов, Кондратьев, 2004].

Собственно, Буягинская структура включает два незначительно приподнятых свода в южной половине одноименной антиклинали, расположенных в пределах одной замыкающей изогипсы – 1700 м (отражающий горизонт КВ). Размеры структуры составляют 21×6 км, площадь - 86 км², амплитуда - 100 м. Более подробно о геологическом строении Буягинской структуры изложено в статье А.А. Свинобоева с соавторами [Свинобоев, Сивцев, Карпова, 2025].

Толщина многолетнемерзлых пород на Буягинской площади по данным термокаротажа оценивается в 600 м. В пределах Ыгыаттинской и Кемпендяйской впадин, и разделяющего их Сунтарского поднятия, мощность многолетнемерзлой толщи имеет выраженную широтную зональность [Семенов, Железняк, 2018] - со 170 м на Кемпендяйской впадине (61°10' с.ш.) возрастает до 700 м на Ыгыаттинской впадине (63°25' с.ш.). В самом Сунтарском поднятии фиксируется постепенное увеличение мощности многолетнемерзлых толщ в западном направлении: с 640 до 820 м. По всей видимости, высокая теплопроводность пород карбонатной формации в сочетании с небольшим тепловым потоком формирует современное тепловое поле, характеризующееся низкими температурами земной коры.

Достоверно установленные залежи газа приурочены структурно-литологическим ловушкам. Промышленные притоки газа получены из харыстанского и осинского продуктивных горизонтов.

Харыстанский горизонт испытан в эксплуатационной колонне. В интервале 1788-1798 получен приток газа дебитом 322,9 тыс. м³/сут на шайбе 11,96 мм. Пластовое давление на глубине 1790 м составило 16,8 МПа. Проведены исследования на газоконденсатность: при дебите отсепарированного газа 166,3 тыс. м³/сут дебит дегазированного конденсата - 3,4 м³/сут. Дебит сырого конденсата - 4,5 м³/сут, содержание сырого конденсата - 27,3 см³/м³. Величина пластового давления в харыстанском горизонте по скв. 664 – 169,8 атм. Пластовая температура - +8,6°С.

В скв. 662 в кровельной части пласта О-II выделен ряд разрозненных пропластков с толщинами от 0,4 до 2,0 м, их пористость по данным нейтронного гамма-каротажа оценивается в 13,6–22,7%, коэффициент нефтегазонасыщенности - 58–68%. После окончания бурения из интервала 1192–1217 м получен приток газа дебитом 29,2 тыс. м³/сут на шайбе 13,98 мм. Также с уровня отобрана проба нефти. Расчетный дебит нефти составил 6,5 м³/сут.

По данным лабораторных исследований нефть характеризуется низкой вязкостью, не содержит твердых УВ, относится к группе легких нефтей. Фракционная разгонка показывает высокую температуру кипения (139°C), среднее содержание бензиновых фракций (24%) и очень высокое количество светлых дистиллятов (81%). Незначительные притоки газа из осинского горизонта получены в скв. 664 (до 900 м³/сут). Величина пластового давления в осинском горизонте по скв. 662 – 113,79 атм. Пластовая температура - +4°C.

Газы из харыстанского и осинского горизонтов по составу - метановые (90%) с содержанием азота 3–5% (табл. 1).

Таблица 1

Состав пластового газа в харыстанском и осинском горизонтах и критические параметры

Компоненты	Содержание компонентов y_j , %		Критические параметры компонентов	
	харыстанский горизонт	осинский горизонт	$p_{крj}$, кгс/см²	$T_{крj}$, К
метан	90,07	91,38	46,95	190,55
этан	4,15	2,39	49,76	306,43
пропан	1,20	0,78	43,33	369,82
изобутан	0,16	0,09	37,19	408,13
н-бутан	0,29	0,19	38,71	425,16
C _{5+высшие}	0,34	0,10	27,50	562,00
углекислый газ	0,40	0,17	75,27	304,20
азот	3,15	4,34	34,65	126,26
водород	0,02	0,21	13,25	33,25
гелий	0,22	0,35	2,34	5,20
Итого	100,00	100,00		

Состав пластовых вод по всем изученным интервалам хлоридно-кальциевые. Минерализация вод в осинском горизонте достигает 368,3 г/л, а на уровне харыстанского горизонта 231,1 г/л. Состав и минерализация пластовых вод изучаемых горизонтов приведены в табл. 2.

Экспериментальная часть

Основными факторами, определяющими возможность образования гидратов природных газов в пластовых условиях, являются: состав газа, термобарические условия залегания пласта, состав и концентрация солей в поровом растворе. Немаловажное влияние на фазовые равновесия в порах имеют минеральная составляющая пород (структурный и минералогический состав их скелета) и коллекторские свойства. Следовательно, исследование гидратообразования в газонасыщенных пластах является более сложной задачей по сравнению с изучением формирования техногенного газогидрата [Истомин и др., 2010].

Из компонентов природного газа к гидратообразующим относятся метан, этан, пропан,

изо- и нормальный бутаны, двуокись углерода, сероводород, азот и кислород; к негидратообразующим – углеводороды, начиная с пентана и выше, водород и гелий. Наличие в газе даже нескольких процентов этана и особенно пропана и изо- и нормального бутана резко изменяют условия гидратообразования. Так, при температуре 10°C добавка 1% пропана значительно снижает давления гидратообразования – от 69 атм у чистого метана до 43 атм у смеси, а добавка 1% изобутана – до 30 атм для смеси. Минерализация воды приводит к снижению равновесной температуры гидратообразования при заданном давлении или к повышению давления при заданной температуре. Причиной служит понижение давления насыщенного пара воды при растворении в ней различных солей.

Таблица 2

Состав и минерализация пластовых вод

Элементы	мг/л	мг-экв/л	%-экв
Буягинская площадь, скв. 662, интервал 1192-1217 м, уровень осинского горизонта			
Ca ₂	76159	3800	56,41
Mg ₂	17632	1450	21,52
K+Na	34199,62	1486,94	22,07
Cl	237582	6700	99,45
SO ₄	106,99	2,23	0,03
CO ₃			
HCO ₃	185,44	3,04	0,05
Общая минерализация	368295,94 мг/л		
Na/Cl	1486,94/6700 = 0,22		
(Cl-Na)/Mg	(6700-1486,94)/1450 = 3,6		
по классификации Сулина хлоридно-кальциевый			
Буягинская площадь, скв. 661, интервал 1898-2015 м, уровень харыстанского горизонта			
Ca ₂	42000	2100	49,77
Mg ₂	10336	850	20,15
K+Na	29189,30	1269,10	30,08
Cl	148890	4200	99,55
SO ₄	329,2	6,86	0,16
CO ₃	746,64	12,24	0,29
HCO ₃			
Общая минерализация	231117,82 мг/л		
Na/Cl	1269,1/4200 = 0,30		
(Cl-Na)/Mg	(4200-1269,1)/850 = 3,45		
по классификации Сулина хлоридно-кальциевый			

Процесс образования гидратов во влажных дисперсных средах рассматривается как синтез взаимодействия газа со свободной водой и особенностей свойств и поведения связанной воды. Кинетика процессов образования гидратов может развиваться по различным схемам в зависимости от термодинамического состояния системы. Так, в работе Г.Д. Гинсбурга предложены возможные схемы гидратообразования в недрах: 1) в гидратообразовании участвует только поверхностная пленка остаточной воды,

непосредственно контактирующая с газом; 2) в гидратообразовании участвует вся остаточная вода (вода из-под газовой воды «подтягивается»); 3) гидратообразование идет до полного перехода газа в гидрат за счет поступления воды из законтурной части части газового пласта [Гинсбург, 1969].

С.Е. Агалаковым и А.Р. Курчиковым приведены данные, рассматривающие влияние пористой среды на процесс гидратообразования на месторождениях Западной Сибири, и показано, что пористая среда существенно усложняет картину распределения флюидов в залежах [Агалаков, Курчиков, 2004].

Определение равновесных условий образования гидратов природных газов в пластовых условиях является сложной задачей из-за большого количества компонентов газовых смесей, а также и из-за того, что поведение природных газов существенно отклоняется от поведения идеального газа, главным образом из-за высоких пластовых давлений. Таким образом, методы расчета этих условий должны зависеть от уравнений состояния природного газа. Выбор вида уравнения состояния является критическим для любой методики расчета.

В настоящее время при определении условий гидратообразования природных газов, несмотря на наличие достаточно строгих расчетных методов, иногда в инженерной практике используют простые эмпирические зависимости. Однако результаты расчетов равновесного давления для заданной температуры по этим методам в отдельных случаях различаются между собой в 2–3 раза. В связи с этим авторы монографии В.А. Истомин и В.Г. Квон, сохранив преимущества простых расчетных схем, разработали расчетную методику, приближающуюся к точности надежных экспериментальных данных [Истомин, Квон, 2004]. Эта инженерная методика основана на упрощении уравнений термодинамики газогидратной фазы. Параметры в полученных формулах подобраны по экспериментальным данным так, чтобы нивелировать погрешности от сделанного упрощения уравнений состояния газовой и газогидратной фаз. Эта методика расчета равновесных условий гидратообразования в системе «природный газ – вода – гидрат» используется для природных и попутных нефтяных газов, состоящих в основном из метана CH_4 (более 50% об.) со значительным содержанием C_2H_6 , C_3H_8 , $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$, CO_2 и H_2S . Эту инженерную методику можно использовать только при равновесных давлениях ниже 100 атм, где погрешность расчета является вполне допустимой для практических целей.

На основе данной методики [Истомин, Квон, 2004] разработан алгоритм вычисления равновесных условий образования (диссоциации) гидратов природных газов по известному их составу, который реализуется с помощью средств программного пакета MathCad [Рожин, 2015]. Алгоритм успешно тестирован путем сравнения с результатами лабораторных экспериментов, выполненных в 2001 г. для природных газов Иреляхского месторождения Республики Саха (Якутия), и далее использован для анализа динамики изменения

равновесных условий образования гидратов при разработке других месторождений, расположенных в северных районах России. Полученные данные сопоставлены с результатами расчета по более точной методике Е. Слоана [Sloan, Koh, 2008], где используются уравнения состояния газа Редлиха-Квонга или Соаве-Редлиха-Квонга, а также Пенга-Робинсона.

Результаты расчетов равновесных условий образования (диссоциации) гидратов природного газа Буягинского газопоявления Республики Саха (Якутия), состав которого дан в табл. 1, представлены на рис. 2. Эти равновесные кривые получены в случае отсутствия солей в поровой воде.

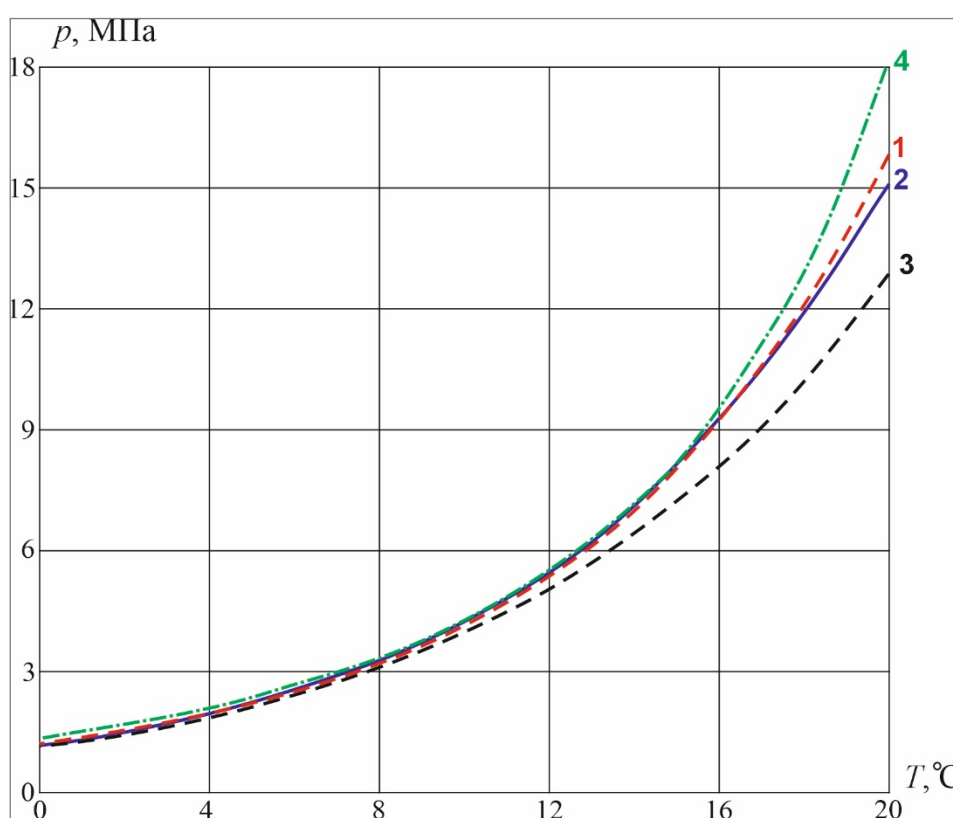


Рис. 2. Равновесные кривые образования гидратов природного газа харыстанского горизонта Буягинского газопоявления

1 - расчетная кривая с использованием уравнения Бертло; 2 - то же для уравнения Латонова-Гуревича; 3 - то же для уравнения Менделеева-Клапейрона; 4 - то же для уравнения Редлиха-Квонга.

Природный газ этого проявления образует гидраты кубической структуры II с заполнением молекулами газа как малых, так и больших полостей кристаллической решетки (из-за наличия в газе пропана и изобутана более 0,2–0,3 об.%). Установлено, что результаты вычислений зависят главным образом от вида эмпирического уравнения состояния реального газа (рис. 2, кривые 1, 2, 4). В области низких давлений (до 3 МПа) кривые фазового равновесия совпадают, а в области высоких давлений наблюдаются расхождения между

кривыми. При использовании уравнений состояния Бертло и Латонова-Гуревича равновесные условия гидратообразования совпадают. Видно, что при заданной температуре уравнение Редлиха-Квонга приводит к завышению равновесного давления, а уравнение Менделеева-Клапейрона (идеальный газ) – к занижению. Тем самым, при определении равновесных условий образования гидратов важно правильно выбрать уравнение состояния природной газовой смеси.

Критические параметры природного газа можно определить по правилу Кэя [Кау, 1936]:

$$p_{кр} = \sum_{j=1}^N y_j p_{крj}, T_{кр} = \sum_{j=1}^N y_j T_{крj},$$

где $p_{крj}$, $T_{крj}$, y_j – критические давление и температура, молярная доля j -го компонента газовой смеси (по табл. 1).

При заданном компонентном составе пластового газа харыстанского горизонта (табл. 1) определены: молярная масса – 17,802 г/моль, критические давление и температура $p_{кр} = 4,566$ МПа, $T_{кр} = 197,4$ К. Для пластового газа осинского горизонта (табл. 1) молярная масса – 17,266 г/моль, критические давление и температура $p_{кр} = 4,535$ МПа, $T_{кр} = 192,0$ К. Видно, что газ харыстанского горизонта тяжелее газа осинского горизонта. Эти рассчитанные параметры используются в уравнениях состояния реального газа.

На рис. 3 видно, что если не учитывать минерализацию пластовой воды, возможно образование газовых гидратов КС-II с гидратными числами $n = 7,185$ (для газа харыстанского горизонта) и $n = 6,949$ (для газа осинского горизонта) при температуре 0 °С, т.к. точки 5 и 6 находятся выше равновесных кривых 1 и 2. Точка 5 соответствует пластовому условию харыстанского горизонта ($p_{пл} = 17,205$ МПа, $T_{пл} = 8,6^\circ\text{C}$, интервал 1788–1798 м), а точка 6 – осинского горизонта ($p_{пл} = 11,520$ МПа, $T_{пл} = 4^\circ\text{C}$, интервал 1192–1217 м). При учете минерализации пластовой воды хлоркальциевого типа с минерализацией 231,1 г/л равновесные условия гидратообразования смещаются в область низких температур при заданном давлении и высоких давлений при заданной температуре. При этом гидраты не образуются, т.к. точки 5 и 6 находятся ниже (или правее) равновесных кривых 3 и 4. Смещение равновесных кривых 2 и 4, соответствующих осинскому горизонту, относительно равновесных кривых 1 и 3, соответствующих харыстанскому горизонту, объясняется в основном компонентным содержанием метана, этана, пропана, изо- и нормального бутанов (сравнение составов газов по табл. 1). Получено, что область гидратообразования для харыстанского горизонта больше (или шире), чем для осинского горизонта.

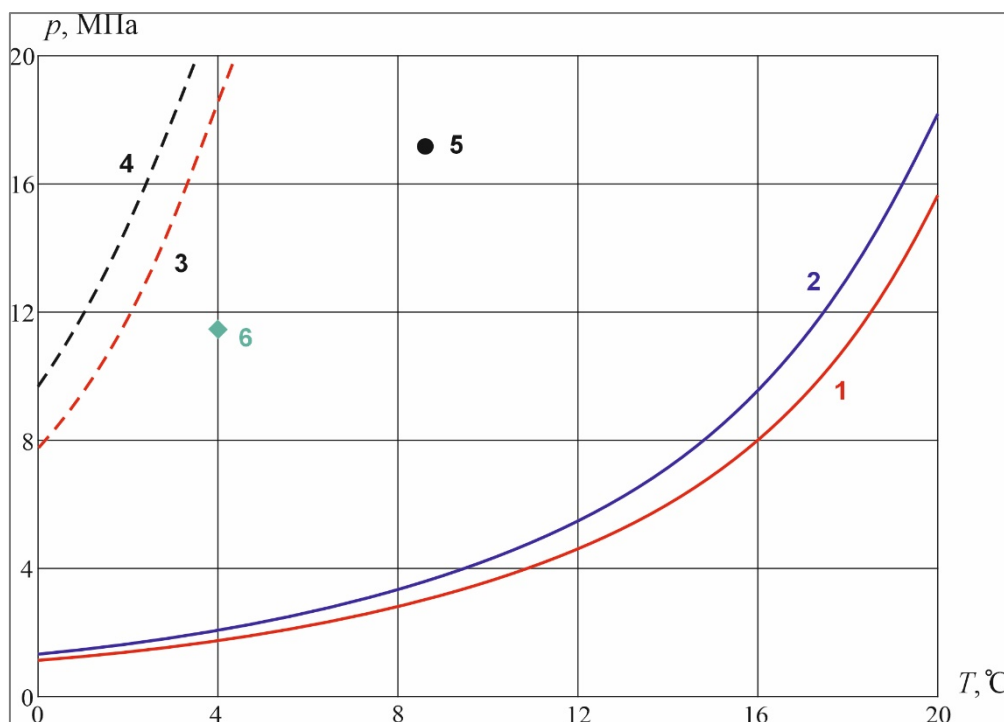


Рис. 3. Равновесные условия гидратообразования для пластового газа Буягинского газоконденсатного месторождения

Кривые 1, 2 - в случае пресной воды; кривые 3, 4 - в случае воды хлоркальциевого типа с минерализацией 231,1 г/л; кривые 1, 3 - для харыстанского горизонта; кривые 2, 4 - для осинского горизонта; точка 5 - пластовое условие харыстанского горизонта; точка 6 - пластовое условие осинского горизонта.

В ходе вычислений по методике Е.Д. Слоана [Sloan, Koh, 2008] выявлено, что при минерализации пластовых вод в осинском горизонте 368,3 г/л образование газовых гидратов невозможно. Но следует отметить, что «извлекаемые пластовые воды для Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения представляют собой практически насыщенные растворы хлоридно-кальциевого типа, минерализация которых достигает 400 г/л, что является следствием «выпаривания» пресной воды и перехода ее в гидратное состояние [Истомин и др., 2010].

Обсуждение результатов

Проведенные исследования показывают, что в условиях Буягинской площади газовые гидраты не образуются, т.к. высокая минерализация пластовых вод исключает эту возможность.

На юго-западном, северо-западном склонах Сунтарского поднятия основные перспективы будут связываться с аналогами верхнепротерозойских и нижнепалеозойских продуктивных горизонтов, выделенных в пределах Непско-Ботубинской антеклизы и Вилючанской седловины. Здесь пластовые воды, как и на Буягинской площади, будут иметь высокие степени минерализации пластовых вод.

На юго-восточном склоне в пределах Кемпендйской впадины широкое развитие имеют среднепалеозойские отложения, представленные в том числе девонскими соленосными пластами с толщинами до 2000 м. Здесь в 1985 г. пробурена Атыяхская параметрическая скв. 451. При бурении в интервале 3572-3582 м обнаружено поступление газа в промывочную жидкость. Пластовое давление в интервале получения газа оценено в 54 МПа, что выше условного гидростатического примерно на 18 МПа. Термометрия в скважине проведена до глубины 3475 м, и пластовая температура на этой отметке составила 63,6°C. Компонентный состав газа, полученного путем термовакуумной дегазации промывочной жидкости (в %):

- на глубине 3578 м (CH_4 – 97,4; C_2H_6 – 2,69; C_3H_8 – 0,91; C_4H_{10} – 0);
- на глубине 3580 м (CH_4 – 83,9; C_2H_6 – 8,4; C_3H_8 – 5,4; C_4H_{10} – 2,3).

Несмотря на утяжеление бурового раствора (до 1560 кг/м³), интенсивные газопроявления продолжались. В связи с указанными обстоятельствами не проведены промысловые геофизические исследования, и бурение прекращено на забое 3582 м.

Данные по составу и величине минерализации пластовых вод интервала газопроявления отсутствуют. Наличие соленосных пластов также предполагает высокую степень минерализации пластовых вод на перспективных подсолевых отложениях Кемпендйской впадины. К сожалению, имеющиеся данные не позволяют рассчитать равновесные условия гидратообразования для газа из интервала 3572-3582 м.

Вместе с тем, на территориях с небольшими величинами минерализации пластовых вод потенциальная возможность гидратообразования остается. К таковым территориям можно отнести северо-восточный склон Сунтарского поднятия, где в перспективных верхнепалеозойско-мезозойских отложениях отсутствуют соляные пласты, и пластовые воды имеют невысокие минерализации [Сивцев, 2019] (табл. 3).

Таблица 3

Минерализация пластовых вод Вилюйского газоносного района [Геология нефти..., 1981]

Возраст водовмещающих пород	Минерализация, г/л
мел	$\frac{0,2 \div 37,0}{5,2}$
средняя и верхняя юра	$\frac{0,7 \div 30,4}{4,2}$
нижняя юра	$\frac{4,0 \div 25,0}{30,2}$
средний и верхний триас	$\frac{0,8 \div 82,1}{38,2}$
нижний триас	$\frac{9,0 \div 111,0}{50,0}$
верхняя пермь	$\frac{13,0 \div 138,0}{84,0}$

При сопоставлении равновесных условий гидратообразования (с учетом состава газа, минерализации поровых вод и влияния минеральной матрицы), термодинамических и геохимических условий, существующих в разрезе пород, можно выделить зону стабильности газогидратов [Истомин, Якушев, 1992]. Следовательно, при наличии данных распределения пластовых температур и давлений по глубине скважин, а также данных, характеризующих геологическую среду, можно определить – могут или не могут существовать гидраты. Так С.Е. Агалаковым и А.Р. Курчиковым представлены данные, которые использованы для определения температур в перспективных резервуарах и картирования севера Западной Сибири с благоприятными для существования газогидратных залежей условиями [Агалаков, Курчиков, 2004].

Авторами возможности образования газовых гидратов в верхней части разреза не рассматриваются. В Вилуйской синеклизе традиционно верхняя часть разреза более детально не изучалась из-за слабых перспектив нефтегазоносности и заведомо низких пластовых давлений, которые обуславливают малые запасы и трудности при разработке. Поэтому отсутствие необходимых данных (давление и состав флюидов) не позволяет проводить кондиционные расчеты равновесных условий гидратообразования.

Заключение

Несмотря на относительную охлажденность разреза, высокая степень минерализации пластовых вод снижает возможность гидратообразования на перспективных территориях на юго-восточном, южном, юго-западном, западном и северо-западном склонах Сунтарского поднятия. Определенные возможности образования газовых гидратов появляются при поиске и разведке на северо-восточном склоне, где развиты верхнепалеозойско-мезозойские отложения со слабоминерализованными пластовыми водами.

Финансирование. Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (Рег. №122011100157-5).

Литература

Агалаков С.Е., Курчиков А.Р. Ресурсы газа в зонах стабильности газогидратов на севере Западной Сибири // Наука и техника в газовой промышленности. - 2004. - № 1-2. - С. 26-35.

Бурова И.А. Карбонатные коллекторы вендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса Восточной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2010. - Т. 5. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2010.pdf EDN: [OYQEPB](https://www.ngtp.ru/rub/2025/32_2025.html)

Бык С.Ш., Макогон Ю.Ф., Фомина В.И. Газовые гидраты. - М.: Химия, 1980. - 296 с.

Васильев С.А., Соболев П.Н., Таффарель Е.С., Голованова М.П., Гарифуллин И.И.

Нефтегазоносность Вилуйской синеклизы и перспективы поисков залежей углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2018. - №12. - С. 14-26. DOI: [10.30713/2413-5011-2018-12-14-26](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-12-14-26)

Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов, В.И. Вожов, В.Н. Воробьев, А.В. Гольберт, В.В. Гребенюк, М.П. Гришин, Т.И. Гурова, Д.И. Дробот, А.Э. Конторович, В.Л. Кузнецов, В.М. Лебедев, И.Г. Левченко, М.М. Мандельбаум, Н.В. Мельников, К.И. Микуленко, Г.Д. Назимков, В.Д. Накаряков, И.Д. Полякова, Б.Л. Рыбьяков, В.Е. Савицкий, В.В. Самсонов, О.Ф. Стасова, В.С. Старосельцев, А.А. Трофимук, Э.Э. Фотиади, А.В. Хоменко. - М.: Недра, 1981. - 552 с.

Гинсбург Г.Д. Об образовании кристаллогидратов природных газов в недрах / Гидрогеология Енисейского Севера. - Л.: НИИГА, 1969. - С. 109-128.

Истомин В.А., Изюмченко Д.В., Лапилин В.И., Косачук Г.П., Буракова С.В., Буточкина С.И. О возможной гидратонасыщенности пористых сред низкотемпературных газовых залежей // Эффективность освоения запасов углеводородов: науч.-техн. сб. в 4 ч. Ч. 2 Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования нефтегазоконденсатных пластовых систем; Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. - Ухта, 2010. - С. 32-45.

Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. - 506 с.

Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. - М.: Недра, 1992. - 236 с.

Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. - М.: Недра, 1974. - 208 с.

Мандельбаум М.М., Хохлов Г.А., Кондратьев В.А. Непско-Ботуобинская антеклиз: история выявления, геология, перспективы освоения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2004. - №1. - С. 28-37.

Рожин И.И. Термодинамические эффекты в математических моделях добычи природного газа в северных регионах // Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. - Якутск, 2015. - 22 с.

Сафронов А.Ф. Перспективы наращивания сырьевой базы нефтегазодобычи на территории РС(Я) // Наука и техника в Якутии. - 2009. - №2. - С. 15-21.

Свинобоев А.А., Сивцев А.И., Карпова М.И. Оценка запасов углеводородов Буягинской площади // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. Серия «Науки о Земле». - 2025. - №2. - С. 40-54. DOI: [10.25587/2587-8751-2025-1-40-54](https://doi.org/10.25587/2587-8751-2025-1-40-54)

Семенов В.П., Железняк М.Н. Особенности геотемпературного поля и залегания многолетнемерзлой толщи Вилуйской синеклизы // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. - 2018. - №4. - С.45-54. DOI: [10.31242/2618-9712-2018-26-4-45-54](https://doi.org/10.31242/2618-9712-2018-26-4-45-54)

Сивцев А.И. Перспективы нефтегазоносности северо-восточного склона Сунтарского поднятия // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России: материалы IX Всероссийской научно-практической конференции (г. Якутск, 10-12 апреля 2019 г.). - Якутск: Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, 2019. - Т. 1. - С. 260-263.

Ситников В.С., Севостьянова Р.Ф., Павлова К.А. Актуализация представлений о глубинном строении территорий Западной Якутии в связи с нефтегазоносностью осадочного чехла // Рифтогенез, орогенез и сопутствующие процессы: материалы IV Всероссийского симпозиума с участием иностранных ученых, посвященного 90-летию со дня рождения академика Н.А. Логачева (г. Иркутск, 14-15 октября 2019 г.). - Иркутск: Институт земной коры

Сибирского отделения РАН, 2019. - С. 196-198.

Стрижов И.Н., Ходанович И.Е. Добыча газа. - Москва-Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2003. - 376 с.

Федорович М.О., Космачева А.Ю. Прогноз нефтегазоносности Вилуйской гемисинеклизы на базе интерпретации геолого-геофизических материалов и технологии бассейнового моделирования (Республика Саха (Якутия)) // Георесурсы. - 2023. - №1. - С. 81-94. DOI: [10.18599/grs.2023.1.9](https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.9)

Черданцев Г.А., Головин С.В. Уточнение перспектив нефтегазоносности среднепалеозойских отложений южной части Вилуйской синеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2018. - №3. - https://ngtp.ru/rub/4/33_2018.pdf DOI: [10.17353/2070-5379/33_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/33_2018)

Черский Н.В., Никитин С.П. Изучение газоносности зон гидратообразования СССР. - Якутск: Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1987. - 260 с.

Черский Н.В., Царев В.П., Никитин С.П. Исследование и прогнозирование условий накопления ресурсов газа в гидратных залежах. - Якутск: Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1983. - 156 с.

Якушев В.С. Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне. - М.: ВНИИГАЗ, 2009. - 192 с.

Kay W.B. Density of hydrocarbon gases and vapors at high temperature and pressures // Industrial & Engineering Chemistry Research. - 1936. - Vol. 28. - P. 1014-1019.

Lemeshev Y., Sivtsev A., Karpova M. On the Issue of Isolated Well Productivity a Number of Areas of the Republic of Sakha (Yakutia) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (Vladivostok, 25-26 Jan 2021). - 2021. - Vol. 720. - 012099. DOI: [10.1088/1755-1315/720/1/012099](https://doi.org/10.1088/1755-1315/720/1/012099)

Sloan E.D., Koh C.A. Clathrate hydrates of natural gases. - Boca Raton: Taylor & Francis Group/CRC Press, 2008. - 720 p.

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 08.07.2025

Published 05.09.2025

Sivtsev A.I.

M.K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russia, maraday@yandex.ru

Rozhin I.I.

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, FRC "Yakut Scientific Center SB RAS", Yakutsk, Russia, i_rozhin@mail.ru

ASSESSMENT OF THE POSSIBILITY OF GAS HYDRATE FORMATION IN GAS-BEARING LEVELS ON THE SLOPES OF THE SUNTAR UPLIFT

High oil and gas potential of the territory of the slopes of the Suntar uplift, a first-order structure in the east of the Siberian platform (Western Yakutia), is noted. A brief description of the geological structure and oil and gas potential of the Buyagin area, located on the western slope of the Suntar uplift, is given. Based on the component composition of gas, the degree and type of mineralization of formation water, the chemical equilibrium conditions for hydrate formation for the Kharystan and Osinsk levels are calculated. Calculations show that gas hydrates do not form in the exposed section of the Buyagin area due to the high degree of mineralization of formation water. It is concluded that similar highly mineralized formation waters will be encountered in promising formations and on other slopes of the Suntar uplift, composed of Upper Proterozoic-Lower Paleozoic and Middle Paleozoic strata. The possibility of gas hydrate formation in the zones of Upper Paleozoic-Mesozoic strata with low-mineralized formation waters on the northeastern slope of the Suntar uplift is indicated.

Keywords: gas component composition, formation water mineralization, hydrate formation, gas hydrates, Kharystan level, Osinsk level, Buyagin area, Suntar uplift, Western Yakutia.

For citation: Sivtsev A.I., Rozhin I.I. Otsenka vozmozhnosti obrazovaniya gazovykh gidratov v gazonosnykh plastakh na sklonakh Suntarskogo podnyatiya [Assessment of the possibility of gas hydrate formation in gas-bearing levels on the slopes of the Suntar uplift]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2025, vol. 20, no. 3, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2025/32_2025.html EDN: KZIVRZ

References

Agalakov S.E., Kurchikov A.R. Resursy gaza v zonakh stabil'nosti gazogidratov na severe Zapadnoy Sibiri [Gas resources in gas hydrate stability zones in the north of Western Siberia]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 2004, no. 1-2, pp. 26-35. (In Russ.).

Burova I.A. Karbonatnye kolektory vendsko-nizhnnekembriyskogo neftegazonosnogo kompleksa Vostochnoy Sibiri [Carbonate reservoirs of the Vendian-Lower Cambrian petroleum complex, Eastern Siberia]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2010, vol. 5, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2010.pdf (In Russ.). EDN: OYQEPB

Byk S.Sh., Makogon Yu.F., Fomina V.I. *Gazovye gidraty* [Gas hydrates]. Moscow, Khimiya, 1980, 296 p. (In Russ.).

Cherdantsev G.A., Golovin S.V. Utochnenie perspektiv neftegazonosnosti srednepaleozoyskikh otlozheniy yuzhnoy chasti Vilyuyskoy sineklizy [Petroleum prospects update concerning Middle-Paleozoic sequences belonging the southern part of Viluyui syncline]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2018, vol. 13, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/33_2018.pdf (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/33_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/33_2018)

Cherskiy N.V., Nikitin S.P. *Izuchenie gazonosnosti zon gidratoobrazovaniya SSSR* [Study of gas carrying capacity of hydrate formation zones of the USSR]. Yakutsk, Izd-vo YaF SO AN USSR, 1987, 260 p. (In Russ.).

Cherskiy N.V., Tsarev V.P., Nikitin S.P. *Issledovanie i prognozirovaniye usloviy nakopleniya resursov gaza v gidratnykh zalezakh* [Investigation and prediction of gas resource accumulation

conditions in hydrate reservoirs]. Yakutsk, Izd-vo YaF SO AN USSR, 1983, 156 p. (In Russ.).

Fedorovich M.O., Kosmacheva A.Yu. Prognoz neftegazonosnosti Vilyuyskoy gemisineklizy na baze interpretatsii geologo-geofizicheskikh materialov i tekhnologii basseynovogo modelirovaniya (Respublika Sakha (Yakutiya)) [Prediction of oil and gas occurrence in the Vilyuy hemisineclise according to interpretation of geological and geophysical data and basin modeling (Republic of Sakha (Yakutia))]. *Georesursy*, 2023, no. 1, pp. 81-94. (In Russ.). DOI: [10.18599/grs.2023.1.9](https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.9)

Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy [Geology of oil and gas of the Siberian platform]. A.S. Antsiferov, V.E. Bakin, I.P. Varlamov, V.I. Vozhov, V.N. Vorob'ev, A.V. Gol'bert, V.V. Grebenyuk, M.P. Grishin, T.I. Gurova, D.I. Drobot, A.E. Kontorovich, V.L. Kuznetsov, V.M. Lebedev, I.G. Levchenko, M.M. Mandel'baum, N.V. Mel'nikov, K.I. Mikulenko, G.D. Nazimkov, V.D. Nakaryakov, I.D. Polyakova, B.L. Ryb'yakov, V.E. Savitskiy, V.V. Samsonov, O.F. Stasova, V.S. Starosel'tsev, A.A. Trofimuk, E.E. Fotiadi, A.V. Khomenko. Moscow: Nedra, 1981, 552 p. (In Russ.).

Ginsburg G.D. *Ob obrazovanii kristallogidratov prirodnnykh gazov v nedrakh* [On the formation of crystal hydrates of natural gases in the subsoil]. *Gidrogeologiya Eniseyskogo Severa*. Leningrad, NIIGA, 1969, pp. 109-128. (In Russ.).

Istomin V.A., Izyumchenko D.V., Lapshin V.I., Kosachuk G.P., Burakova S.V., Butochkina S.I. O vozmozhnoy gidratonasyschennosti poristyykh sred nizkotemperaturnyykh gazovykh zalezhey [On the possible hydrate saturation of porous media of low-temperature gas accumulations]. *Effektivnost' osvoeniya zapasov uglevodorodov: nauch.-tekhn. sb. v 4 ch. Ch. 2 Razrabotka i ekspluatatsiya mestorozhdeniy. Kompleksnye issledovaniya neftegazokondensatnykh plastovykh sistem*; Filial OOO «Gazprom VNIIGAZ» v Ukhta, Ukhta, 2010, pp. 32-45. (In Russ.).

Istomin V.A., Kvon V.G. *Preduprezhdenie i likvidatsiya gazovykh gidratov v sistemakh dobychi gaza* [Prevention and elimination of gas hydrates in gas production systems]. Moscow, OOO «IRTs Gazprom», 2004, 506 p. (In Russ.).

Istomin V.A., Yakushev V.S. *Gazovye gidraty v prirodnnykh usloviyakh* [Gas hydrates in natural conditions]. Moscow, Nedra, 1992, 236 p. (In Russ.).

Kay W.B. Density of hydrocarbon gases and vapors at high temperature and pressures. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 1936, vol. 28, pp. 1014-1019.

Lemeshev Y., Sivtsev A., Karpova M. On the Issue of Isolated Well Productivity in a Number of Areas of the Republic of Sakha (Yakutia). *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* (Vladivostok, 25-26 Jan 2021). 2021, 012099. DOI: [10.1088/1755-1315/720/1/012099](https://doi.org/10.1088/1755-1315/720/1/012099)

Makogon Yu.F. *Gidraty prirodnnykh gazov* [Natural gas hydrates]. Moscow, Nedra, 1974, 208 p. (In Russ.).

Mandel'baum M.M., Khokhlov G.A., Kondrat'ev V.A. Nepsko-Botuobinskaya antekliza: istoriya vyyavleniya, geologiya, perspektivy osvoeniya [Nepa-Botuoba anteclise: history of discovery, geology, development prospects]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2004, no. 1, pp. 28-37. (In Russ.).

Rozhin I.I. *Termodinamicheskie efekty v matematicheskikh modelyakh dobychi prirodnogo gaza v severnykh regionakh* [The thermodynamic effects in mathematical models of natural gas production in northern regions]. Avtoreferat dissertatsii na soiskanie uchenoy stepeni doktora tekhnicheskikh nauk, Yakutsk, 2015, 22 p. (In Russ.).

Safronov A.F. Perspektivy narashchivaniya syr'evoy bazy neftegazodobychi na territorii RS(Ya) [Prospects of increase of raw material base of oil and gas extraction in the Sakha Republic (Yakutia)]. *Nauka i tekhnika v Yakutii*, 2009, no. 2, pp. 15-21. (In Russ.).

Semenov V.P., Zheleznyak M.N. Osobennosti geotemperaturnogo polya i zaleganiya mnogoletnemerzloy tolshchi Vilyuyskoy sineklizy [Features of geotemperature field and occurrence of permafrost section of Vilyuy syneclise]. *Prirodnye resursy Arktiki i Subarkтики*, 2018, no. 4, pp. 45-54. (In Russ.). DOI: [10.31242/2618-9712-2018-26-4-45-54](https://doi.org/10.31242/2618-9712-2018-26-4-45-54)

Sitnikov V.S. Sevost'yanova R.F., Pavlova K.A. Aktualizatsiya predstavleniy o glubinnom stroenii territoriy Zapadnoy Yakutii v svyazi s neftegazonosnost'yu osadochnogo chekhla

[Actualization of ideas about the deep structure of the territories of Western Yakutia in connection with the oil and gas potential of the sedimentary cover]. *Riftogenez, orogenez i soputstvuyushchie protsessy: materialy IV Vserossiyskogo simpoziuma s uchastiem inostrannykh uchenykh, posvyashchennogo 90-letiyu so dnya rozhdeniya akademika N.A. Logacheva* (Irkutsk, 14-15 Oct 2019). Irkutsk: Institut zemnoy kory Sibirskogo otdeleniya RAN, 2019, pp.196-198. (In Russ.).

Sivtsev A.I. Perspektivy neftegazonosnosti severo-vostochnogo sklona Suntarskogo podnyatiya [Prospects for oil and gas content in the North-Eastern slope of the Suntarsk uplift]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Severo-Vostoka Rossii: materialy IX Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii (Yakutsk, 10-12 Apr 2019)*. Yakutsk: Severo-Vostochnyy federal'nyy universitet imeni M.K. Ammosova, 2019, vol. 1, pp. 260-263. (In Russ.).

Sloan E.D., Koh C.A. *Clathrate hydrates of natural gases*. Boca Raton: Taylor & Francis Group/CRC Press, 2008, 720 p.

Strizhov I.N., Khodanovich I.E. *Dobycha gaza* [Gas production]. Moscow-Izhevsk, In-t komp'yuternykh issledovaniy, 2003, 376 p. (In Russ.).

Svinoboev A.A., Sivtsev A.I., Karpova M.I. Otsenka zapasov uglevodorodov Buyaginskoy ploshchadi [Assessment of hydrocarbon reserves of the Buyagin area]. *Vestnik Severo-Vostochnogo federal'nogo universiteta im. M.K. Ammosova. Seriya «Nauki o Zemle»*, 2025, no. 2, pp. 40-54. (In Russ.). DOI: [10.25587/2587-8751-2025-1-40-54](https://doi.org/10.25587/2587-8751-2025-1-40-54)

Vasil'ev S.A., Sobolev P.N., Taffarel' E.S., Golovanova M.P., Garifullin I.I. Neftegazonosnost' Vilyuyskoy sineklizy i perspektivy poiskov zalezhey uglevodorodov [Oil and gas potential of Vilyuy syncline and prospects of hydrocarbon accumulations searching]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2018, no. 12, pp. 14-26. (In Russ.). DOI: [10.30713/2413-5011-2018-12-14-26](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-12-14-26)

Yakushev V.S. *Prirodnyy gaz i gazovye gidraty v kriolitozone* [Natural gas and gas hydrates in the cryolithozone]. Moscow, VNIIGAZ, 2009, 192 p. (In Russ.).