

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 03.09.2024 г.

Принята к публикации 25.11.2024 г.

EDN: RBYYZA

УДК 553.981:622.279.72(571.56)

**Сивцев А.И.**

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, Якутск, Россия, [maraday@yandex.ru](mailto:maraday@yandex.ru)

**Рожин И.И.**

Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутский научный центр СО РАН, Якутск, Россия, [i\\_rozhin@mail.ru](mailto:i_rozhin@mail.ru)

## **ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА ПРЕДПАТОМСКОГО ПРОГИБА (НА ПРИМЕРЕ КЭДЭРГИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

*Отмечена высокая перспективность промышленной газоносности верхней части разреза Предпатомского регионального прогиба на примере залежей Кэдэргинского и Мухтинского месторождений. Приведено краткое геологическое описание разреза и тектонической позиции Кэдэргинского газоконденсатного месторождения. Представлены результаты испытания келорского продуктивного горизонта, приуроченного ичерской свите нижнего кембрия. На основе компонентного состава газа, степени и типа минерализации пластовой воды рассчитаны равновесные условия гидратообразования для келорского горизонта. Сделан вывод, что в верхней части разреза Кэдэргинского газоконденсатного месторождения из-за высокой минерализации пластовых вод газовые гидраты не образуются. Сделано предположение, что слабоминерализованные пластовые воды в верхней части разреза могут быть сосредоточены в прискладчатом крыле Предпатомского прогиба. Показана возможность образования газовых гидратов в зонах распространения слабоминерализованных пластовых вод в верхней части разреза.*

**Ключевые слова:** келорский продуктивный горизонт, минерализация пластовой воды, условия гидратообразования, Кэдэргинское газоконденсатное месторождение, Предпатомский прогиб.

---

**Для цитирования:** Сивцев А.И., Рожин И.И. Изучение возможности гидратообразования в верхней части разреза Предпатомского прогиба (на примере Кэдэргинского газоконденсатного месторождения) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №4. - [https://www.ngtp.ru/rub/2024/37\\_2024.html](https://www.ngtp.ru/rub/2024/37_2024.html) EDN: RBYYZA

---

### **Введение**

В Предпатомском региональном прогибе и прилегающей части северо-западного склона Алданской антеклизы в последние годы открыты крупные по запасам Кэдэргинское и Мухтинское газоконденсатные месторождения (ГКМ). На новых месторождениях газоконденсатные залежи установлены в толбачанской, олекминской, чарской и ичерской свитах нижнего кембрия. Газоносность верхней части разреза указанных площадей установлена еще в 80-х гг. прошлого века [Бурова, 2010]. Проведение дополнительных геологоразведочных работ (сейсморазведка и бурение) позволило подтвердить промышленное значение интервалов получения притоков газа.

Поскольку Предпатомский региональный прогиб расположен в зоне сплошного и островного развития многолетнемерзлых пород, верхняя часть разреза имеет пониженные значения пластовых температур. В этой связи в данной работе предпринята попытка рассмотрения возможностей образования газовых гидратов в пластовых условиях верхней части разреза Предпатомского прогиба на примере пластовых условий Кэдэргинского месторождения.

### **Геологическое строение и газоносность**

Кэдэргинское ГКМ открыто в 2021 г. в пределах Среднебирюкского лицензионного участка (ЛУ) в 45 км северо-западнее г. Олекминска.

В геологическом строении территории Среднебирюкского ЛУ принимают участие метаморфические породы архейского возраста, осадочные отложения рифея, нижнего палеозоя, несогласно перекрывающие их юрские и четвертичные отложения (рис. 1). Мощность осадочного чехла по материалам сейсморазведочных работ изменяется от 2,5 до 4,0-5,5 км. Глубоким бурением вскрыт разрез до чекурдахской свиты верхнего рифея (скв. 432, забой 3957 м).

В тектоническом отношении территория Среднебирюкского ЛУ относится к юго-восточной окраине Сибирской платформы, располагаясь большей частью в пределах Березовской впадины – отрицательного тектонического элемента первого порядка меридионального простирания, осложняющего северо-восток Предпатомского регионального (перикратонного) прогиба, несколько меньшей - к востоку, охватывает северо-западный склон Алданской антеклизы (рис. 2).

С 1982 по 1984 гг. Сангарской нефтегазоразведочной экспедицией ПГО «Ленанефтегазгеология» в пределах Кэдэргинской структуры пробурено шесть поисковых скважин (Кэдэргинская 431, 432, 434, 435, 436, 438). Испытаниями в открытом стволе и эксплуатационной колонне скважин подтверждена газоносность отложений билирской (осинский горизонт, пласт О-1) и ичерской (келорский горизонт, пласт А-1) свит нижнего кембрия.

Поисково-оценочная скв. Среднебирюкская-1П пробурена в 2020 г. на юге Среднебирюкского ЛУ, в северной части Кэдэргинской структуры. В результате испытаний установлено газоконденсатное насыщение юрхского и биркинского горизонтов и подтверждено газовое насыщение келорского горизонта (табл. 1).

Самый верхний установленный уровень газоносности (келорский продуктивный горизонт) Кэдэргинского месторождения приурочен к метегеро-ичерским отложениям, представленными известняками и доломитами с прослоями аргиллитов и ангидритов.

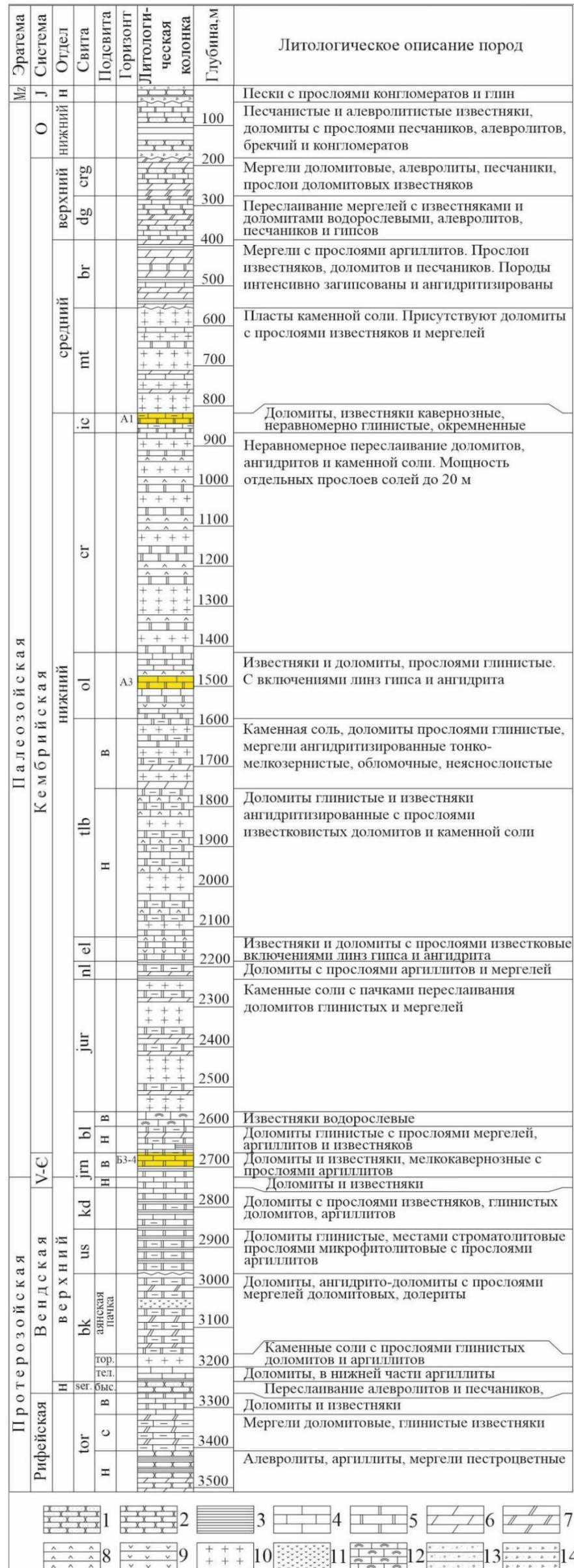
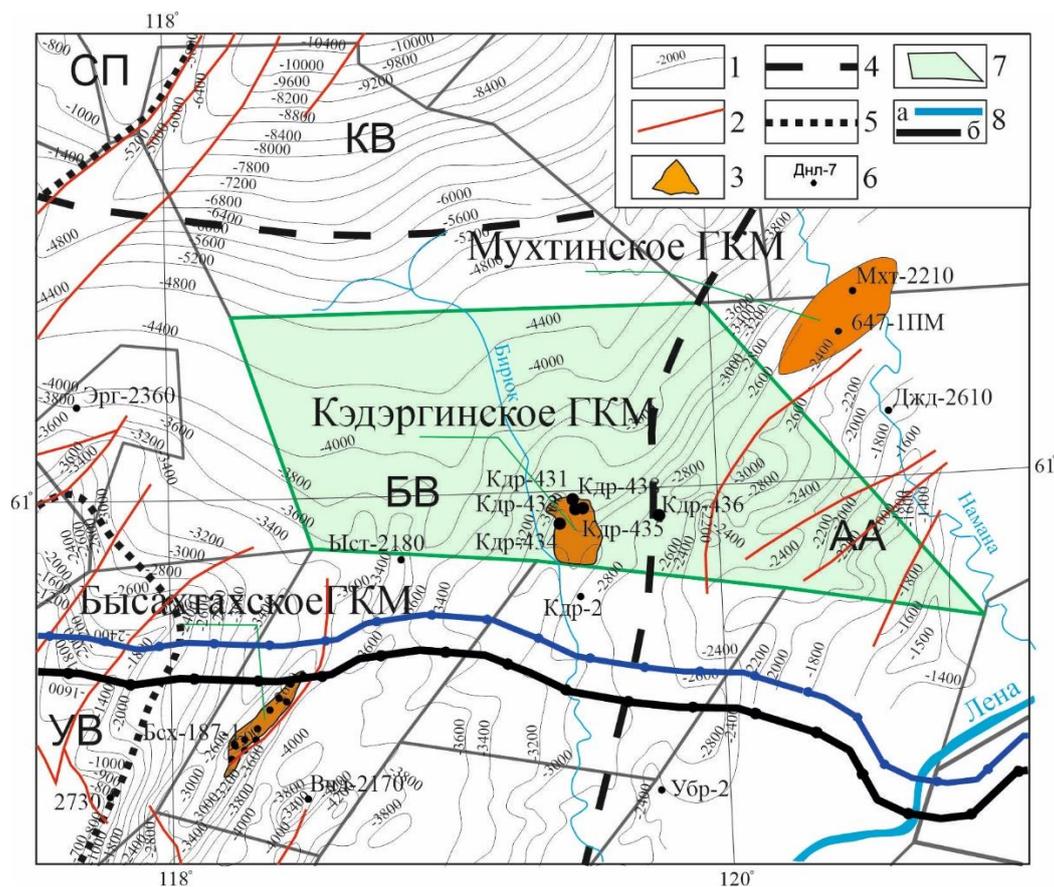


Рис. 1. Разрез скважины Среднебирюкская-III Кэдргинского месторождения по результатам бурения

1 - песчаники, 2 - алевролиты, 3 - аргиллиты, 4 - известняки, 5 - доломиты, 6 - мергели, 7 - доломитистые мергели, 8 - ангидриты, 9 - гипсы, 10 - каменная соль, 11 - долериты, 12 - известняки водорослевые, 13 - пески, гравелиты, 14 - брекчии, конгломераты. Свиты: tor - торгинская, ser - сералахская, bk - бюкская, us - успунская, kd - кудулахская, jm - юряхская, bl - билирская, jur - юрегинская, nl - нелбинская, el - эльганская, tlb - толбачанская, ol - олекминская, cr - чарская, ic - ичерская, mt - метежерская, dg - джуктинская, сrg - чаргольская; пачки (горизонты): быс - бысахтахская, тел - телгеспитская, тор - торсальская; продуктивные горизонты: B3-4 - верхнеюряхская, A3 - биркинская, A1 - келорская. Желтым цветом выделены уровни выявленных продуктивных горизонтов.



**Рис. 2. Тектоническое расположения Среднебирюкского лицензионного участка**

1 - изогипсы отражающего горизонта КВ (кровля терригенного венда), 2 - разрывные нарушения, 3 - месторождения углеводородов, 4 - границы надпорядковых тектонических элементов, 5 - границы структур 1-го порядка, 6 - скважины и их номера, 7 - зоны развития надвиговых складок, представляющие основной нефтегазопоисковый интерес в подсолевой карбонатной толще (аллохтон), 8 - Среднебирюкский ЛПУ: а - газопровод «Сила Сибири», б - нефтепровод ВС-ТО. АА - Алданская антеклизы, УВ - Уринский выступ, БВ - Березовская впадина, СП - Сунтарское поднятие, КВ - Кемпендяйская впадина.

Проницаемые прослои связаны с зонами кавернозности, трещиноватости, выщелачивания карбонатов. Стратиграфически продуктивный горизонт приурочен к отложениям ичерской свиты. Флюидоупором для горизонта является соленосная толща метегерской свиты мощностью порядка 200 м. В пределах Среднебирюкского ЛПУ горизонт вскрыт всеми семью скважинами.

В процессе бурения скв. 431 при забое 803 м произошло полное поглощение промывочной жидкости удельного веса 1220-1240 кг/м<sup>3</sup> с последующим аварийным выбросом газа с расчетным дебитом более 2 млн. м<sup>3</sup>/сут. В скв. 432, пробуренной в непосредственной близости от скв. 431, при испытании в открытом стволе келорского горизонта получен приток газа всего в 38 тыс. м<sup>3</sup>/сут на шайбе 7 мм. При испытании этого же горизонта в эксплуатационной колонне скв. 438 дебит газа составил 130 тыс. м<sup>3</sup>/сут на шайбе 13 мм. При испытании келорского горизонта в скв. Срб-1П получен приток газа дебитом до 78,83 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Таблица 1

**Продуктивные горизонты открытых в 2021-2022 гг. месторождений Предпатомского прогиба и северо-западного склона Алданской антеклизы [Сивцев, Тимофеев, Мещеряков, 2024]**

Номер п/п	Скважина	Свита	Интервал испытания, м	Дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут
Кэдэргинское газоконденсатное месторождение				
1	Среднебирюкская 1-П	юряхская	2662-2697	115,8
2		олекминская	1450-1466	218,3
3		ичерская		78,83
4	Кэдэргинская 431	ичерская	аварийный	>2000
5	Кэдэргинская 432	ичерская	757-807	37,75
6	Кэдэргинская 435	ичерская	840-852 862-865	5,27
7	Кэдэргинская 438	ичерская	892-908	203,17
Мухтинское газоконденсатное месторождение [Мельников и др., 2023]				
8	Мухтинская 647-1ПМ	толбачанская	1193,06-1206,56	16,52
9		чарская	883,0-887,0	43,64
			915,2-920,5	
			933,0-937,6 940,0-944,6	
10	Мухтинская 2210	чарская	1092-1122	4,47
			1088-1107	28,63
			968-1022	3,07

Пласт А1 обладает хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, его эффективная толщина изменяется от 19,0 м (скв. 438, интервал 893,5-928,6 м) до 34,2 м (скв. 435, интервал 842,5-892,7 м). В скв. 432 (интервал 764,6-820,4 м) эффективная толщина составляет 30,0 м. Средневзвешенные значения пористости коллекторов по данным ГИС изменяются от 7% (скв. 435) до 8% (скв. 432).

Залежь пласта А1 (новая) - газовая, пластовая, сводовая. Условный подсчетный уровень для залежи принят на абсолютной отметке -586,5 м. Размеры залежи составляют: площадь залежи - 91,4 км<sup>2</sup>, длина – порядка 13,2 км, ширина – 8,3 км, высота залежи – 140 м. Средневзвешенное по площади значение эффективной газонасыщенной толщины – 21,1 м.

### Исходные данные

Для численного эксперимента взяты составы пластового газа и воды келорского продуктивного горизонта Кэдэргинского месторождения и состав воды метегеро-ичерского комплекса Бысахтахского месторождения. Также произведены расчеты для пластовых условий (температура и давление) верхних залежей Кэдэргинского и Мухтинского месторождений.

*Состав пластового газа.* При исследовании пласта А1 (келорский горизонт) отобраны 2 пробы пластового газа (табл. 2). Согласно результатам анализа свободного газа, плотность в стандартных условиях в среднем составила 1,068 кг/м<sup>3</sup> (относительная плотность по воздуху

– 0,887). Содержание метана - в среднем 63,77%, этана – 2,31%, пропана – 0,61%, изо-бутана – 0,13%, нормального бутана – 0,19%, пентан + высшие – 0,26%, азота – 2,22%, гелия – 0,03%, углекислого газа – 30,39%, водорода – 0,089%.

Таблица 2

**Компонентный состав газа (келорский горизонт (ичерская свита), инт. 821,0-868,0 м, пробы №1 и №2)**

Компонент	Содержание компонента в баллоне				Среднее мол. %
	Проба 1		Проба 2		
	мол. %	масс. %	мол. %	масс. %	
He	0,029	0,005	0,029	0,005	0,03
H <sub>2</sub>	0,090	0,007	0,088	0,007	0,09
CO <sub>2</sub>	30,371	52,005	30,409	52,458	30,39
N <sub>2</sub>	2,218	2,418	2,227	2,445	2,22
CH <sub>4</sub>	63,621	39,713	63,924	40,198	63,77
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,348	2,747	2,276	2,683	2,31
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,638	1,095	0,588	1,016	0,61
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,128	0,289	0,124	0,283	0,13
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,198	0,447	0,173	0,395	0,19
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,075	0,210	0,061	0,173	0,07
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,063	0,176	0,044	0,125	0,05
C <sub>6</sub>	0,067	0,226	0,036	0,121	0,05
C <sub>7</sub>	0,074	0,288	0,012	0,048	0,04
C <sub>8</sub>	0,061	0,271	0,004	0,018	0,03
C <sub>9</sub>	0,015	0,077	0,002	0,009	0,01
Сумма					100,00

*Состав пластовых вод.* По классификации Сулина пластовые воды келорского горизонта относятся хлоркальциевым с минерализацией 323,95 г/л. Содержание брома в водах 429,60 мг/л. Ионный состав пробы воды келорского горизонта представлен в табл. 3.

Таблица 3

**Ионный состав пробы воды (келорский горизонт (ичерская свита), инт. 821,0-868,0 м)**

Показатели	Результаты измерений		
	мг/дм <sup>3</sup>	мг-экв/дм <sup>3</sup>	% мг-экв
Натрий-ион (Na <sup>+</sup> )	33108,80	1440,14	24,69
Калий-ион (K <sup>+</sup> )	8154,00	208,54	3,58
Кальций-ион (Ca <sup>2+</sup> )	72520,00	3618,76	62,04
Магний-ион (Mg <sup>2+</sup> )	6872,00	565,36	9,69
Аммоний-ион (NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> )	менее 0,20	-	-
Хлорид-ион (Cl <sup>-</sup> )	201799,40	5692,51	99,35
Бромид-ион (Br <sup>-</sup> )	429,60	5,38	0,09
Сульфат-ион (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	321,20	6,69	0,12
Нитрит-ион (NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> )	менее 0,12	-	-
Нитрат-ион (NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	165,60	2,67	0,05
Фосфат-ион (PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> )	менее 0,12	-	-
Фторид-ион (F <sup>-</sup> )	176,80	9,31	0,16
Йодид-ион (I <sup>-</sup> )	менее 0,12	-	-
Гидрокарбонат-ион (HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	менее 6,10	-	-
Карбонат-ион (CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )	400,00	13,33	0,23

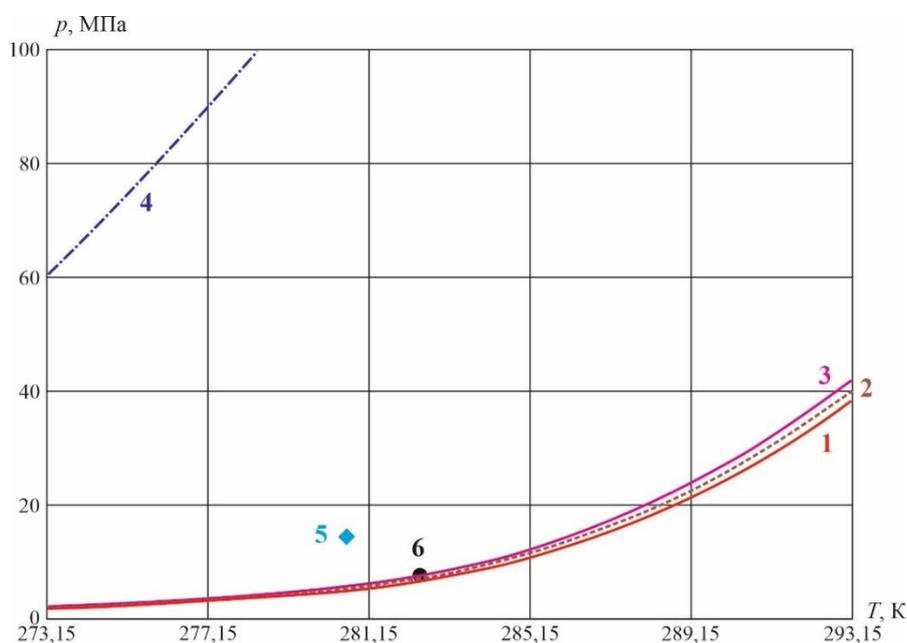
Пластовое давление пересчитано по результатам испытаний пласта А1 в скв. Сбр-1П на глубину 2/3 от толщины залежи и принято равным 7,85 МПа.

Пластовая температура залежи келорского горизонта по результатам замеров составила 282,4 К. Изменение температуры (Т) по глубине (х) по данным термометрии в скв. Среднебирюкская 1-П описывается по уравнению  $x = (T + 2,00509)/0,0114$  с коэффициентом корреляции  $R^2 = 0,9944$ .

Состав воды метегеро-ичерского комплекса Бысахтахского месторождения изменяется от хлоридно-сульфатного кальциево-натриевого с минерализацией 5,5 г/л (скв. 1871) до сульфатно-хлоридного натриевого с минерализацией 16,0 г/л (скв. 1875).

### Экспериментальная часть

Для расчетов равновесных условий гидратообразования по ранее опубликованной методике [Sloan, Koh, 2008] взят компонентный состав газа, полученный в ходе испытания келорского продуктивного горизонта. На рис. 3 приведены кривые равновесных условий, выше которых находятся области гидратообразования (ЗГО) для различных составов и степеней минерализации пластовых вод.



**Рис. 3. Равновесные условия гидратообразования для пластового газа Кэдэргинского газоконденсатного месторождения**

Сплошная кривая 1 - для пресной воды; пунктирная кривая 2 - для воды сульфатно-натриевого типа с минерализацией 16 г/л; сплошная кривая 3 - для воды хлоридно-натриевого типа с минерализацией 16 г/л; штрих-пунктирная кривая 4 - для воды хлоркальциевого типа с минерализацией 323,95 г/л; точка 5 соответствует пластовому условию залежи чарской свиты Мухтинского ГКМ ( $p_{пл} = 14,6$  МПа,  $T_{пл} = 280,6$  К, интервал 1092-1122 м, минерализация воды 16 г/л); точка 6 - пластовому условию келорского горизонта Кэдэргинского ГКМ ( $p_{пл} = 7,85$  МПа,  $T_{пл} = 282,4$  К, интервал 821,1-858 м, минерализация воды 16 г/л).

При заданном компонентном составе пластового газа (об. %) Кэдэргинского ГКМ:  $\text{CH}_4$  – 63,77,  $\text{C}_2\text{H}_6$  – 2,31,  $\text{C}_3\text{H}_8$  – 0,61,  $i\text{C}_4\text{H}_{10}$  – 0,13,  $n\text{C}_4\text{H}_{10}$  – 0,19,  $\text{C}_5\text{H}_{12+}$  – 0,26,  $\text{N}_2$  – 2,22,  $\text{CO}_2$  – 30,39,  $\text{He}$  – 0,03,  $\text{H}_2$  – 0,089; молярная масса – 25,567 г/моль, критические давление и температура  $p_{\text{кр}} = 5,416$  МПа,  $T_{\text{кр}} = 228,634$  К. Критические параметры газовой смеси определены по правилу Кейя [Кау, 1936]:

$$p_{\text{кр}} = \sum_{i=1}^n y_i p_{\text{кри}}, T_{\text{кр}} = \sum_{i=1}^n y_i T_{\text{кри}},$$

где  $p_{\text{кри}}$ ,  $T_{\text{кри}}$ ,  $y_i$  – критические давление и температура, молярная доля  $i$ -го компонента газовой смеси.

Согласно рис. 3, возможно образование газовых гидратов КС-II с гидратным числом  $n = 7,038$ , т.к. точки 5 и 6 лежат выше кривой 1 (минерализация взята равной 16 г/л), если не учитывать минерализацию пластовой воды.

В условиях пластовых вод метегеро-ичерского комплекса Бысахтахского месторождения – хлоридно-натриевого и сульфатно-натриевого типов воды с минерализацией 16 г/л, что соответствует массовой концентрации 1,58% мас. и плотности водного раствора 1009,1 кг/м<sup>3</sup>, возможно образование газовых гидратов (см. рис. 3, кривые 2 и 3). Равновесные условия гидратообразования для вод хлоридно-натриевого и сульфатно-натриевого типа с минерализациями 16 г/л (см. рис. 3, кривые 2 и 3) смещаются относительно РТ-условий для пресной воды (см. рис. 3, кривая 1) в область более высоких давлений и низких температур из-за антигидратной активности воды. Активность воды является единственным параметром, влияющим на состояние равновесия гидратов. При снижении активности воды температура равновесия гидратов также уменьшается.

При минерализации пластовых вод хлоркальциевого типа с концентрацией 311 г/л, что соответствует массовой концентрации 25,26% мас. и плотности водного раствора 1231,1 кг/м<sup>3</sup>, гидраты не образуются, т.к. точки 5 и 6 лежат ниже кривой 4 (см. рис. 3).

### Обсуждение результатов

Высокая минерализация пластовых вод, обусловленная наличием соленосных отложений в верхней части разреза Кэдэргинского месторождения, препятствует образованию газовых гидратов.

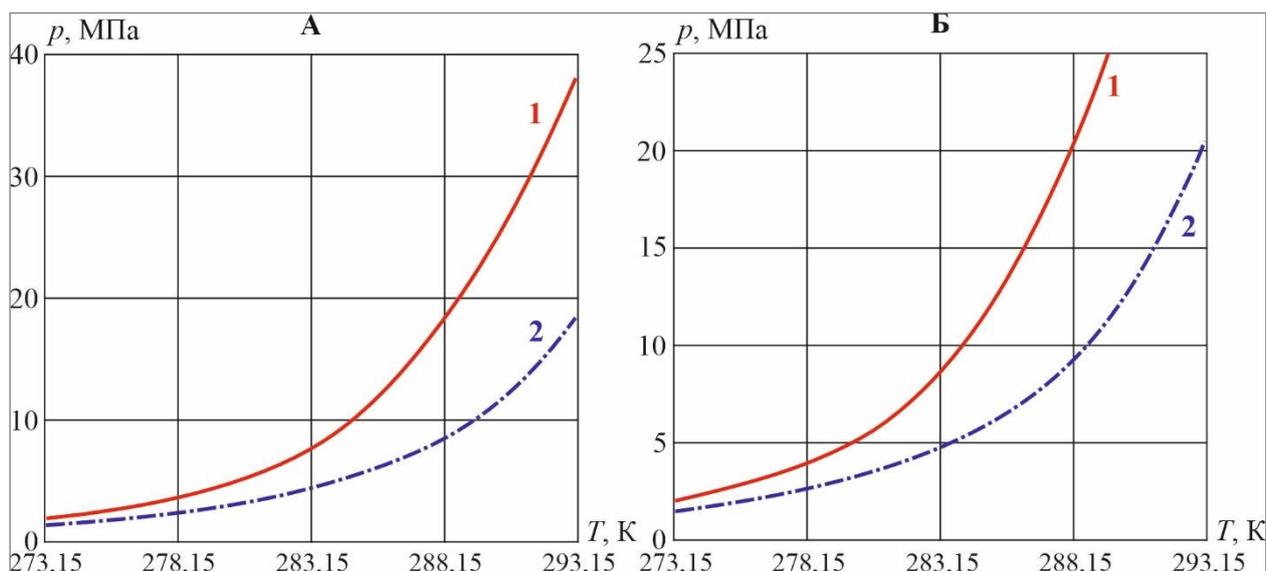
Вместе с тем химический состав пластовых вод верхней части разреза в регионе практически не изучен. На сопредельных площадях воды метегеро-ичерского комплекса опробованы на Бысахтахской площади. При бурении скважин 1871, 1874, 1875 с глубин 366, 31, 504 м в отложениях метегерской свиты вскрыты напорные самоизливающиеся воды с запахом сероводорода. Воды - сульфатно-натриевого типа. Состав воды изменяется от

хлоридно-сульфатного кальциево-натриевого с минерализацией 5,5 г/л (скв. 1871) до сульфатно-хлоридного натриевого с минерализацией 16,0 г/л (скв. 1875). Содержание в водах брома - 2,40-13,58 мг/л.

Таким образом, в условиях Быхтахского ГКМ – при небольших величинах минерализации пластовых вод гидратообразование возможно (см. рис. 3, точки 5 и 6).

Обращает на себя внимание повышенное содержание  $\text{CO}_2$  (до 31 об. %) в составе газа келорского горизонта, что традиционно связывают с процессами окисления жидких и газообразных УВ, катагенеза рассеянного органического вещества (РОВ) и гидролиза карбонатов [Гуриева и др., 1982]. Залежи в верхней межсолевой части разреза Кэдэргинского месторождения могли образоваться при переформировании залежей из нижних этажей в ходе новейших тектонических процессов, происходивших в палеогеновое, неогеновое и неоплейстоценовое время [Ситников, Спектор, 2004]. По всей видимости, высокое содержание  $\text{CO}_2$  в келорском горизонте может быть связано с процессами окисления углеводородов в верхней части разреза, т.к. в нижних залежах это не отмечено.

Наличие повышенного содержания  $\text{CO}_2$  (до 31 об. %) в компонентном составе газа значительно уменьшает область гидратообразования. Если сравнить полученные равновесные условия образования гидратов природного газа с равновесными условиями гидратообразования газа, в котором принимается отсутствие в его компонентном составе диоксида углерода, то получаются кривые, показанные на рис. 4. При расчете *PT*-условий без учета диоксида углерода компонентный состав пластового газа (об. %) принято (добавив содержание  $\text{CO}_2$  к  $\text{CH}_4$ , рассматривается почти метановый газ):  $\text{CH}_4$  – 94,16,  $\text{C}_2\text{H}_6$  – 2,31,  $\text{C}_3\text{H}_8$  – 0,61,  $i\text{C}_4\text{H}_{10}$  – 0,13,  $n\text{C}_4\text{H}_{10}$  – 0,19,  $\text{C}_5\text{H}_{12+}$  – 0,26,  $\text{N}_2$  – 2,22, He – 0,03,  $\text{H}_2$  – 0,089. В этом случае равновесные кривые гидратообразования смещаются в сторону низких давлений и высоких температур, т.е. при отсутствии диоксида углерода в природном газе область гидратообразования расширяется и возможность образования смешанных газогидратов возрастает. При фиксированной температуре гидрат метана появляется при более высоком давлении, нежели гидрат диоксида углерода. Это объясняется тем, что энергия единицы объема, требуемая для образования гидрата метана, меньше, чем энергия, которая выделяется при образовании гидрата диоксида углерода. Разница между скрытыми теплотами образования гидратов  $\text{CO}_2$  и  $\text{CH}_4$  на единицу объема значения составляет  $\Delta L = 0,711 \cdot 10^8$  Дж/м<sup>3</sup> [Цыпкин, 2018].



**Рис. 4. Равновесные условия гидратообразования для пластового газа Кэдэргинского газоконденсатного месторождения**

*А - для пресной воды; Б - для воды хлоридно-натриевого типа с минерализацией 16 г/л; сплошные кривые 1 - с учетом диоксида углерода; штрих-пунктирные кривые 2 - без учета диоксида углерода в составе газа.*

### Заключение

Проведенные исследования показывают, что в верхней части разреза Кэдэргинского ГКМ газовые гидраты не образуются из-за высокой минерализации пластовых вод и повышенного содержания диоксида углерода. Вместе с тем на территориях с небольшими величинами минерализации пластовых вод в верхней части разреза потенциальная возможность гидратообразования имеется. К таковым зонам можно отнести прискладчатое крыло Предпатомского прогиба, где отсутствуют соляные пласты в верхней части разреза [Бурова, Кубетова, Шостак, 2011]. Возможно, данное явление связано с достаточно активными процессами водообмена, обусловившими размывание соляных пластов и ингибирование газогидратов.

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

### Литература

*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](http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2010.pdf)

*Бурова И.А., Кубетова Н.Л., Шостак К.В.* Распространение основных соленосных толщ в верхневендско-нижнекембрийском осадочном комплексе Западной Якутии // Нефтегазовая

геология. Теория и практика. - 2011. - Т. 6. - №4. - [http://www.ngtp.ru/rub/4/46\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/46_2011.pdf)

*Гуриева С.М., Максимов С.П., Панкина Р.Г., Запивалов Н.П., Дахнова М.В.* Генезис CO<sub>2</sub> и прогноз его содержания в газах юга Западной Сибири // Геология нефти и газа. - 1982. - №11. - С. 22-27.

*Мельников П.Н., Погодаев А.В., Матвеев А.И., Порожун В.И., Царев В.В., Соболева Е.Н.* Открытие нового нефтегазоносного района на северо-западном склоне Алданской антеклизы Сибирской платформы // Геология нефти и газа. - 2023. - №2. - С. 5-16. DOI: [10.31087/0016-7894-2023-2-5-16](https://doi.org/10.31087/0016-7894-2023-2-5-16)

*Сивцев А.И., Тимофеев Н.Г., Мещеряков В.А.* Перспективные нефтегазовые объекты на северо-востоке Предпатомского прогиба // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. - 2024. - Т. 29. - № 2. - С. 193-203. DOI: [10.31242/2618-9712-2024-29-2-193-203](https://doi.org/10.31242/2618-9712-2024-29-2-193-203)

*Ситников В.С., Спектор В.Б.* Новейшая тектоника нефтегазоносных территорий на юго-западе Якутии // Тихоокеанская геология. - 2004. - Т. 23. - №6. - С. 45-54.

*Цыпкин Г.Г.* Термодинамические условия образования гидрата CO<sub>2</sub> при инъекции углекислоты в пласт, содержащий гидрат метана // Известия РАН. Механика жидкости и газа. - 2018. - №5. - С. 103-112. DOI: [10.31857/S056852810001798-8](https://doi.org/10.31857/S056852810001798-8)

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

*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 03.09.2024

Published 25.11.2024

**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, Yakutsk Scientific Center SB RAS, Yakutsk, Russia, i\_rozhin@mail.ru

## **STUDY OF GAS HYDRATE FORMATION POSSIBILITIES IN THE UPPER PART OF THE PREDPATOM TROUGH (ON EXAMPLE OF THE KEDERGIN GAS CONDENSATE FIELD)**

*High prospects of the industrial gas content in the upper part of the Predpatom regional trough section are noted using Kedergin and Mukhtin fields as an example. A brief geological description of the section and tectonic position of Kedergin gas condensate field is given. The results of testing the Kelor productive unit confined to the Icher Formation of the Lower Cambrian are presented. Based on the gas component composition, the degree and type of stratum water mineralization, the equilibrium conditions of the hydrate formation for the Kelor productive unit are calculated. It is concluded that gas hydrates do not form in the upper part of the section of Kedergin gas condensate field due to high mineralization of the stratum water. It is suggested that weakly mineralized stratum waters in the upper part of the section may be concentrated in the folded wing of the Predpatom trough. The possibility of the gas hydrate formation in the zones of weakly mineralized stratum waters distribution in the upper part of the section is shown.*

**Keywords:** Kelor productive unit, reservoir water mineralization, hydrate formation conditions, Kedergin gas condensate field, Predpatom trough.

---

**For citation:** Sivtsev A.I., Rozhin I.I. Izuchenie vozmozhnosti gidratoobrazovaniya v verkhney chasti razreza Predpatomskogo progiba (na primere Kederginskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya) [Study of gas hydrate formation possibilities in the upper part of the Predpatom trough (on example of the Kedergin gas condensate field)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2024, vol. 19, no. 4, available at: [https://www.ngtp.ru/rub/2024/37\\_2024.html](https://www.ngtp.ru/rub/2024/37_2024.html) EDN: RBYYZA

---

### **References**

Burova I.A. Karbonatnye kollektory vendsko-nizhnembriyskogo 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](http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2010.pdf) (In Russ.).

Burova I.A., Kubetova N.L., Shostak K.V. Rasprostranenie osnovnykh solenosnykh tolshch v verkhnevendsko-nizhnembriyskom osadochnom komplekse Zapadnoy Yakutii [Distribution of the main strata of salt in Upper Vendian - Lower Cambrian sedimentary sequences of Western Yakutia]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2011, vol. 6, no. 4, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/46\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/46_2011.pdf) (In Russ.).

Gurieva S.M., Maksimov S.P., Pankina R.G., Zapivalov N.P., Dakhnova M.V. Genezis CO<sub>2</sub> i prognoz ego sodержaniya v gazakh yuga Zapadnoy Sibiri [Origin of CO<sub>2</sub> and predicting its content in gases from southern West Siberia]. *Geologiya nefiti i gaza*, 1982, no. 11, pp. 22-27. (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.

Mel'nikov P.N., Pogodaev A.V., Matveev A.I., Poroskun V.I., Tsarev V.V., Soboleva E.N. Otkrytie novogo neftegazonosnogo rayona na severo-zapadnom sklone Aldanskoy anteklizy Sibirskoy platformy [Discovery of new petroleum district on north-western slope of Aldan Syncline (Siberian Platform)]. *Geologiya nefiti i gaza*, 2023, no. 2, pp. 5-16. (In Russ.). DOI: [10.31087/0016-](https://doi.org/10.31087/0016-)

7894-2023-2-5-16

Sitnikov V.S., Spektor V.B. Noveyshaya tektonika neftegazonosnykh territoriy na yugo-zapade Yakutii [Neotectonics of oil and gas territories in South-Western Yakutia]. *Tikhookeanskaya geologiya*, 2004, vol. 23, no. 6, pp. 45-54. (In Russ.).

Sivtsev A.I., Timofeev N.G., Meshcheryakov V.A. Perspektivnye neftegazovye ob"ekty na severo-vostoke Predpatomskogo progiba [Oil-and-gas potential of the northeast Predpatom trough]. *Prirodnye resursy Arktiki i Subarktiki*, 2024, vol. 29, no. 2, pp. 193-203. (In Russ.). DOI: [10.31242/2618-9712-2024-29-2-193-203](https://doi.org/10.31242/2618-9712-2024-29-2-193-203)

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

Tsyarkin G.G. Termodinamicheskie usloviya obrazovaniya gidrata SO<sub>2</sub> pri inzhektionsii uglekisloty v plast, soderzhashchiy gidrat metana [Thermodynamic conditions of formation of CO<sub>2</sub> hydrate in carbon dioxide injection into a methane hydrate reservoir]. *Izvestiya RAN. Mekhanika zhidkosti i gaza*, 2018, no. 5, pp. 103-112. (In Russ.). DOI: [10.31857/S056852810001798-8](https://doi.org/10.31857/S056852810001798-8)