

## СТАТЬИ

УДК 553.981:622.279.72

**О ВОЗМОЖНОМ ОБРАЗОВАНИИ ГИДРАТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА  
В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ  
НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ****Калачева Л.П., Рожин И.И.***Институт проблем нефти и газа СО РАН – обособленное подразделение ФГБУН Федерального исследовательского центра «Якутский научный центр СО РАН», Якутск, e-mail: lpko@mail.ru*

В работе рассмотрена возможность гидратообразования на месторождениях Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции Восточной Сибири. Равновесные условия гидратообразования в пластовых условиях рассчитаны по методике Слоана с использованием уравнения состояния газа Редлиха – Квонга на основании компонентного состава газа. Показано, что практически на всех месторождениях, исключая некоторые скважины с более глубоким интервалом перфорации Быхахтакского ГКМ, гидратообразование возможно как в продуктивных пластах, так и в призабойной зоне и стволах скважин. Косвенными геохимическими маркерами наличия гидратов также являются высокоминерализованные пластовые воды и наличие гелия в природном газе. При пластовых условиях на рассмотренных месторождениях образуются гидраты структуры КС-II с заполнением малых и больших полостей. В составе гидратов преобладают углеводороды C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub>, что приводит к повышению плотности гидратов относительно плотности гексагонального льда. Прогнозируемое наличие в продуктивных горизонтах и образование гидратов при разработке и эксплуатации месторождений Лено-Тунгусской НПП диктует необходимость проведения исследований, направленных на составление технологических схем с учетом индивидуальных геолого-промысловых данных и физико-химических свойств пластовых флюидов. Поскольку в настоящее время основным методом предупреждения и ликвидации гидратов является закачка метанола в пласт, в призабойную зону и стволы скважин, то также необходим поиск экономически эффективных путей сокращения эксплуатационных затрат по предупреждению техногенного гидратообразования.

**Ключевые слова:** Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция, природный газ, гидратообразование, равновесные условия гидратообразования, состав и свойства гидратов природного газа

**ON THE POSSIBLE FORMATION OF NATURAL GAS HYDRATES  
IN THE CONDITIONS OF THE LENA-TUNGUSKA  
PETROLEUM PROVINCE DEPOSITS****Kalacheva L.P., Rozhin I.I.***Institute of Oil and Gas Problems SB RAS – a separate subdivision of the Federal Research Center «Yakut Scientific Center SB RAS», Yakutsk, e-mail: lpko@mail.ru*

The paper considers the possibility of hydrate formation in the fields of the Lena-Tunguska petroleum province of Eastern Siberia. The equilibrium hydrate formation conditions in reservoir were calculated by the Sloan method using the equation of state of the Redlich-Kwong gas based on the blend composition of the gas. It has been shown that in almost all fields, with the exception of some wells with deeper perforation intervals of the Bysakhtakh gas condensate field, hydrate formation is possible whether in productive strata or in the bottom hole zone and well bores. Indirect geochemical markers of the presence of hydrates are also highly mineralized stratum water and the presence of helium in natural gas. Under reservoir conditions, hydrates of the KS-II structure are formed in the examined fields with filling of small and large cavities. The composition of hydrates is dominated by hydrocarbons C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub>, which leads to an increase in the density of hydrates relative to the density of hexagonal ice. The predicted presence in the productive horizons and the formation of hydrates during the development and operation of the Lena-Tunguska oil and gas fields necessitates research aimed at compiling technological workflows taking into account the individual geological and production data and the physicochemical properties of the formation fluids. Since at present the main method of preventing and eliminating hydrates is the injection of methanol into the formation, into the bottomhole zone and well bores, it is also necessary to search for cost-effective ways to reduce operating costs for the prevention of technogenic hydrate formation.

**Keywords:** Lena-Tunguska oil and gas province, natural gas, hydrate formation, equilibrium hydrate formation conditions, composition and properties of natural gas hydrates

В настоящее время Республика Саха (Якутия) является одним из субъектов Российской Федерации, которые участвуют в экспорте углеводородного сырья в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) [1]. На территории республики открыто более 30 месторождений нефти и газа, которые находятся в пределах Лено-Тунгусской и Лено-

Вилуйской нефтегазоносных провинций востока Сибирской платформы. Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (ЛТ НПП) является самой богатой по разведанным и прогнозным запасам углеводородов. К ней приурочено более 25% всех начальных геологических суммарных ре-

сурсов углеводородов провинции [2]. Природные газы месторождений ЛТ НГП характеризуются высоким содержанием этана, наличием гелия и практически полным отсутствием соединений серы. Эти обстоятельства обуславливают привлекательность разработки и эксплуатации этих месторождений с точки зрения высокой рентабельности и экологической чистоты газохимического производства [1]. Однако главной особенностью инженерно-геологических условий месторождений ЛТ НГП является повсеместное развитие многолетнемерзлых пород, залегающих до глубины 400–600 м. Известно, что при проходке скважинами и подземными выработками интервала криолитозоны возникают внезапные выбросы газов, которые некоторые исследователи связывают с крупными по объему газовыми скоплениями в многолетнемерзлых породах в свободной или гидратной формах [3–5]. Сложные геокриологические условия и гидратонасыщенность криолитозоны свидетельствуют о возможности возникновения различных осложнений – вплоть до серьезных аварийных ситуаций – на всех стадиях освоения месторождений в северных регионах [6, 7].

Месторождения нефти и газа ЛТ НГП характеризуются низкими пластовыми температурами при начальных пластовых давлениях 10–19 МПа [8]. Пластовые воды имеют высокую минерализацию (до 400 г/л) и относятся к хлоридно-кальциевому генетическому типу [9]. Термобарические условия на этих месторождениях соответствуют равновесным условиям образования гидратов, однако высокая минерализация остаточной поровой влаги практически препятствует гидратообразованию в коллекторах пласта. Тем не менее не исключается наличие гидратов в коллекторах продуктивных горизонтов нефтегазоносных провинций Восточной Сибири [10], поскольку высокая минерализация пластовых вод и наличие гелия в составе природного газа являются косвенными геохимическими маркерами выявления газогидратов в зоне возможного гидратообразования (ЗВГО) [11].

Целью работы являлось термодинамическое обоснование существования гидратов в продуктивных горизонтах Лено-Тунгусской НГП и техногенного гидратообразования при эксплуатации месторождений.

#### Материалы и методы исследования

Термобарические условия гидратообразования природных газов месторождений Лено-Тунгусской НГП (табл. 1) были рассчитаны на основании компонентного состава газа по методике Слоана, где ис-

пользуется уравнение состояния газа Редлиха – Квонга [12, 13].

**Таблица 1**  
Месторождения Лено-Тунгусской НГП

Месторождение	Пластовые условия	
	температура, °С	давление, атм
Кедергинское ГМ	11–12	95–96
Верхневиллючанское НГМ	4–19	161–184
Озерное ГМ	12–13	133–135
Северо-Нелбинское ГКМ	10–11	133–150
Буягинское ГКМ	8–9	171–172
Бысахтахское ГКМ	17–30	308–314
Верхнечонское НГКМ	14–15	136–137
Иреляхское ГНМ	10–11	161–162
Талаканское ГНМ	12–13	116–126
Таранское ГНМ	11–12	110–111
Центрально-Талаканское ГНМ	11–13	97–102
Вилуйско-Джербинское НГМ	5–20	160–175
Ихтекское НГКМ	5–7	154–156
Маччобинское НГМ	10–13	155–163
Нелбинское НГМ	10	146–147
Таас-Юряхское НГКМ	8–14	141–144
Ботуобинское НГКМ	12–13	158–159
Нижнехамакинское НГКМ	13–17	119–129
Среднеботуобинское НГКМ	10–11	141–148
Чаяндинское НГКМ	7–10	131–135

Расчеты показали, что, кроме отдельных скважин Бысахтахского ГКМ с более глубоким интервалом перфорации, гидратообразование возможно на каждом из месторождений.

Расчет равновесных условий гидратообразования в пластовых условиях рассмотрен на примере природных газов Среднеботуобинского и Бысахтахского месторождений, отличающихся по условиям залегания и компонентному составу газа.

Среднеботуобинское НГКМ приурочено к Среднеботуобинской и Курунградской структурам северо-восточного склона Непско-Ботуобинской антеклизы. Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с карбонатными отложениями осинского и терригенными коллекторами ботуобинского и улаханского горизонтов. Газонефтяная залежь осинского горизонта приурочена к кавернозно-пористым доломитам и известнякам, залегающим в кровле подсолевого комплекса под мощной толщей каменных солей юрегинской свиты нижнего кембрия. Глубина залегания залежи варьи-

руется в пределах 1450–1550 м. Пластовое давление в залежи ниже гидростатического и составляет 13,9–15,8 МПа, пластовая температура равна 8 °С. Основная нефтегазовая залежь приурочена к преимущественно кварцевым песчаникам ботубинского горизонта. Глубина залегания этой залежи 1875–1925 м. Пластовое давление в залежи составляет 14–14,4 МПа, что ниже условного гидростатического, пластовая температура 12–14 °С [8].

Бысахтахское ГКМ расположено в зоне сочленения Березовской впадины с Джеюктинским выступом и приурочено к одноимённой положительной структуре северо-восточного простирания. Выделяются четыре продуктивных горизонта: бысахтахский, кудулахский и успунский в вендской части разреза и юряхский – в венд-нижнекембрийской части разреза. На Бысахтахском месторождении в зависимости от скважины пластовые температуры изменяются в интервале от 17 до 30 °С; а давления – от 166 до 315 атм [2].

**Результаты исследования и их обсуждение**

Расчет равновесных условий гидратообразования природного газа Среднеботубинского месторождения (рис. 1) показывает, что пластовые условия находятся глубоко в гидратной области.

На Бысахтахском месторождении образование гидратов возможно только в от-

дельных скважинах, для которых пластовые температуры и давления лежат в области гидратообразования (рис. 2). В скважинах, которые характеризуются высокими пластовыми температурами и давлениями, гидратообразование исключается (рис. 3).

Сравнение равновесных условий гидратообразования показывает, что природный газ Бысахтахского ГКМ (рис. 2, 3) месторождения образует гидраты при более высоком давлении по сравнению с природным газом Среднеботубинского НКМ (рис. 1).

Природные газы месторождений, независимо от компонентного состава, образуют гидраты кубической структуры II с заполнением молекулами газа, как малых, так и больших полостей кристаллической решетки (табл. 2). В составе гидратов из компонентов природного газа преимущественно концентрируются углеводороды C2-C4.

Степень заполнения малых полостей  $\theta_1$  не достигает максимального значения, так как часть полостей остается свободной. Высокое равновесное давление гидратообразования способствует более полному заполнению малых полостей в гидрате природного газа Бысахтахского месторождения по сравнению с гидратом природного газа Среднеботубинского месторождения. Большие полости гидратов заполняются крупными молекулами гидратообразователей, поэтому степени заполнения  $\theta_2$  обоих гидратов близки к единице.

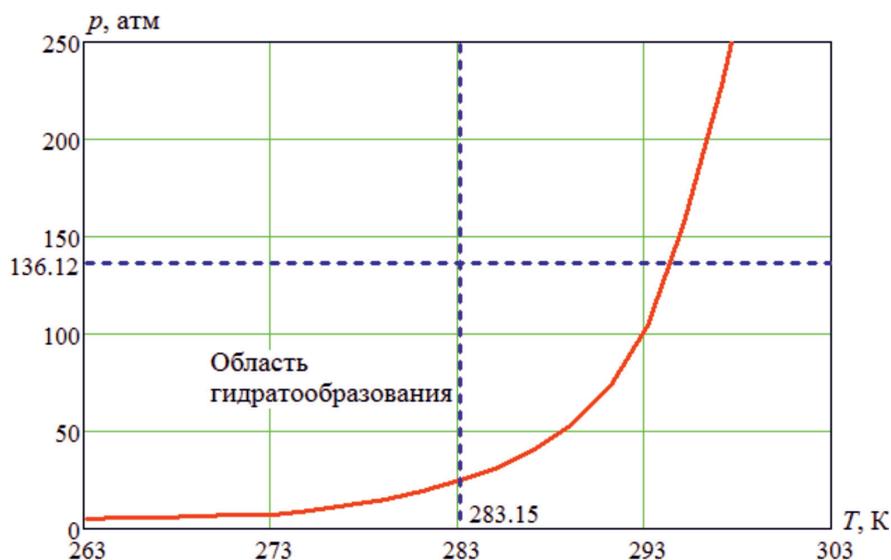


Рис. 1. Равновесные условия гидратообразования для пластового газа Среднеботубинского месторождения (1991 г., скважина № 160, интервал 1889–1899). Точка пересечения штриховых линий соответствует пластовому условию. Компонентный состав газа (% мол.):  $CH_4$  – 85,15;  $C_2H_6$  – 7,41;  $C_3H_8$  – 2,40;  $n-C_4H_{10}$  – 0,74;  $изо-C_4H_{10}$  – 0,29;  $C_{5+}$  – 0,93;  $CO_2$  – 0,05;  $N_2$  – 2,61;  $H_2$  – 0,14;  $He$  – 0,28

Гидратные числа, рассчитанные по степеням заполнения полостей, показывают, что состав гидрата Бысахтахского месторождения близок к стехиометрическому. Плотность гидратов природного газа Среднеботуобинского месторождения больше плотности гидратов природного газа

Бысахтахского ГКМ и превышают плотность гексагонального льда ( $0,912 \text{ г/см}^3$ ). Поскольку газовые гидраты цементируют породы и увеличивают их механическую прочность, изменяют их фильтрационные свойства и могут повлиять на бурение скважин на месторождениях [11, 14].

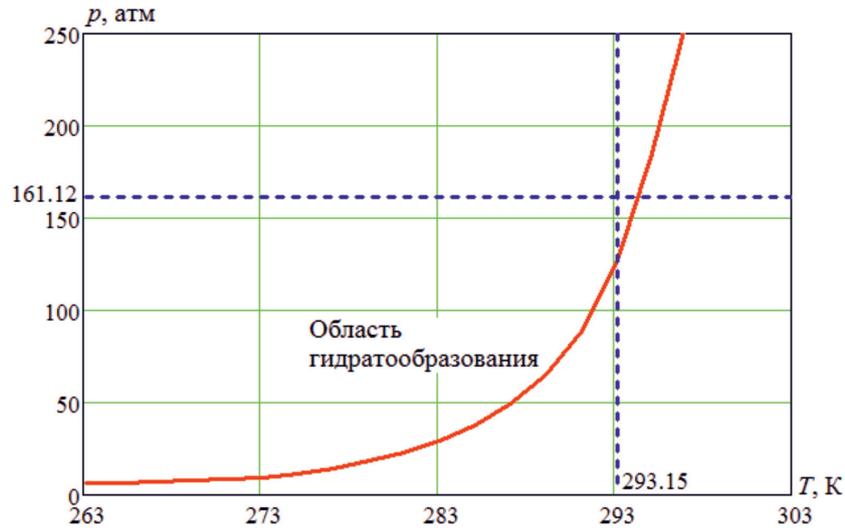


Рис. 2. Равновесные условия гидратообразования для пластового газа Бысахтахского месторождения (скважина № 187-02, интервал 1886–1896). Сплошная линия соответствует равновесным условиям гидратообразования. Точка пересечения штриховых линий соответствует пластовому условию.

Компонентный состав пластового газа (% мол.):  $\text{CH}_4$  – 90,423;  $\text{C}_2\text{H}_6$  – 5,580;  $\text{C}_3\text{H}_8$  – 1,484;  $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$  – 0,409;  $\text{изо-C}_4\text{H}_{10}$  – 0,173;  $\text{C}_{5+}$  – 0,774;  $\text{CO}_2$  – 0,180;  $\text{N}_2$  – 0,879;  $\text{H}_2$  – 0,069;  $\text{He}$  – 0,079

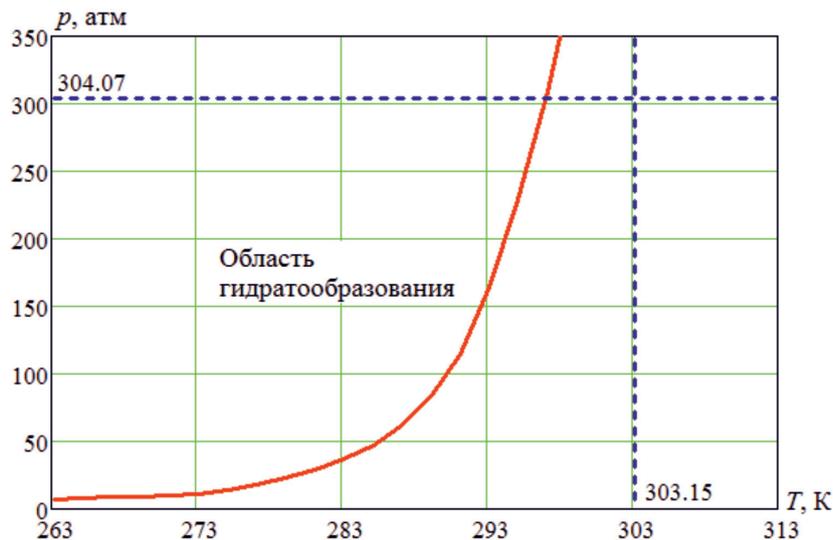


Рис. 3. Равновесные условия гидратообразования для пластового газа Бысахтахского месторождения (скважина № 187-02, интервал 2620–2905). Сплошная линия соответствует равновесным условиям гидратообразования. Точка пересечения штриховых линий соответствует пластовому условию.

Компонентный состав пластового газа (% мол.):  $\text{CH}_4$  – 90,10;  $\text{C}_2\text{H}_6$  – 4,52;  $\text{C}_3\text{H}_8$  – 0,92;  $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$  – 0,19;  $\text{изо-C}_4\text{H}_{10}$  – 0,09;  $\text{C}_{5+}$  – 1,41;  $\text{CO}_2$  – 0,87;  $\text{N}_2$  – 1,74;  $\text{H}_2$  – 0,05;  $\text{He}$  – 0,06

Таблица 2

Состав и свойства гидратов природных газов

Компонент	Среднебугубинское НГКМ	Бысахтахское ГКМ
	Содержание компонентов в гидрате, % мол.	
	гидрат	гидрат
Метан	63,41	74,40
Этан	4,61	6,03
Пропан	26,30	16,51
Изобутан	4,51	1,98
н-бутан	1,15	0,47
Диоксид углерода	0,02	0
Азот	0	0,32
Молярная масса, г/моль	26,40	22,49
Степень заполнения полостей	малых $\theta_1$	0,7619
	больших $\theta_2$	0,9946
Гидратное число $n$	6,75	6,04
Плотность гидратов, г/см <sup>3</sup>	0,939	0,931

### Заключение

Низкие пластовые температуры месторождений Лено-Тунгусской НГП способствуют переходу углеводородов в гидратное состояние в продуктивных горизонтах. Наличие гидратов косвенно подтверждается высокой минерализацией пластовых вод и наличием гелия в природном газе. На месторождениях также возможно техногенное гидратообразование в призабойной зоне пласта и в стволах скважин. Основным методом борьбы с техногенным гидратообразованием до сих пор остается закачка термодинамических ингибиторов в скважины и призабойную зону пласта [9].

В связи с этим при разработке и эксплуатации каждого месторождения Лено-Тунгусской НГП необходимы исследования, направленные на составление технологических схем с учетом индивидуальных геолого-промысловых данных и физико-химических свойств пластовых флюидов, а также на поиск экономически эффективных путей сокращения эксплуатационных затрат по предупреждению техногенного гидратообразования.

*Работа выполнена в рамках госзаказа Министерства науки и высшего образования РФ № 0377-2018-0002.*

### Список литературы

1. Соромотин А.М. Нефтегазовые ресурсы Республики Саха (Якутия): состояние, перспективы использования // Вестник СВФУ. 2014. Т. 11. № 6. С. 129–136.
2. Бурова И.А. Карбонатные коллекторы вендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса Восточной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010.

- Т. 5. № 2. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/4/23\\_2010.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2010.pdf) (дата обращения: 24.11.2019).

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

4. Перлова Е.В., Микляева Е.С., Леонов С.А., Ткачёва Е.В., Ухова Ю.А. Газовые гидраты полуострова Ямал и прилегающего шельфа Карского моря как осложняющий фактор освоения региона // Вести газовой науки. 2017. № 3 (31). С. 255–262.

5. Афанасенков А.П., Волков Р.П., Яковлев Д.В. Аномалии повышенного электрического сопротивления под слоем многолетнемерзлых пород новый поисковый признак залежей углеводородов // Геология нефти и газа. 2015. № 6. С. 40–52.

6. Федосеев С.М. Реликтовые газовые гидраты как возможный источник загазованности подземных горных выработок криолитозоны // Наука и образование. 2014. № 1. С. 40–45.

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

8. Сафронов А.Ф., Сафронов Т.А. Геолого-экономические аспекты развития нефтегазового комплекса Республики Саха (Якутия). Якутск: Изд-во ЯНЦ СО РАН, 2008. 184 с.

9. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: справочник / Под ред. Л.М. Зорькина. М.: Недра, 1989. 382 с.

10. Полозков А.В., Астафьев Д.А., Истомин В.А., Полозков К.А., Гафтуняк П.И. Выявление газогидратных зон в низкотемпературных породах при строительстве скважин и ожидаемые типы газогидратных залежей // Вести газовой науки. 2011. № 3 (8). С. 78–86.

11. Якуцени В.П. Газогидраты – нетрадиционное газовое сырье, их образование, свойства, распространение и геологические ресурсы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8. № 4. DOI: 10.17353/2070-5379/50\_2013.

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

13. Рожин И.И. Термодинамические эффекты в математических моделях добычи природного газа в северных регионах: дис. ... докт. техн. наук. Новосибирск, 2015. 264 с.

14. Чувиллин Е.М., Гребенкин С.И., Жмаев М.В. Влияние гидрато- и льдообразования на газопроницаемость песчаных пород // Вести газовой науки. 2018. № 3 (35). С. 264–273.