

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/42_2018

УДК 553.981:622.279.72(571.56)

Калачева Л.П., Рожин И.И., Сивцев А.И.

Федеральное государственное бюджетное учреждение наук Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения Российской академии наук (ФГБУН ИПНГ СО РАН), Якутск, Россия, lpko@mail.ru, i_rozhin@mail.ru, maraday@yandex.ru

ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ И СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ СКВАЖИН ЧАЯНДИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рассмотрены актуальные проблемы освоения гигантского Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, связанные с особенностями геолого-промысловых характеристик продуктивных горизонтов и пластовых флюидов. Для составления рекомендаций по снижению рисков добычи природного газа оценена вероятность гидратообразования и солеотложения на примере ботубинского продуктивного горизонта.

На основе физико-химических свойств пластовых флюидов рассчитаны равновесные условия гидратообразования. Сделан вывод, что при разработке и эксплуатации Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения из-за аномально низкой пластовой температуры, несмотря на высокую минерализацию пластовых вод, возможно образование газовых гидратов. Определены минимальные концентрации раствора хлорида кальция и водометанольного раствора, препятствующие гидратообразованию при характерной пластовой температуре. Установлено, что увеличение минерализации растворов хлорида кальция приводит к концентрированию в клатратной фазе углеводородов C₂-C₄ и к повышению коэффициента жирности газа. Показано, что смешение высокоминерализованных пластовых вод с водометанольным раствором может привести к солеотложению в призабойной зоне скважин.

Ключевые слова: *природный газ, гидратообразование, пластовая вода, минерализация, водометанольный раствор, солеотложение, Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, Непско-Ботубинская антеклиза.*

Введение

Чаяндинское и Ковыктинское нефтегазоконденсатные месторождения (НГКМ) являются базовыми объектами крупной газодобычи в Восточной Сибири, которые должны обеспечить плановые объемы транспортировки газа по строящемуся газопроводу «Сила Сибири». В настоящее время запасы газа по Чаяндинскому НГКМ, приуроченные терригенным отложениям венда, составляют порядка 1,45 млрд. м³ по категориям С₁ и С₂. Также, в месторождении имеются запасы нефти в объеме свыше 90 млн. т по категориям С₁ и С₂. Начало промышленной добычи газа на Чаяндинском месторождении было запланировано на конец 2018 г. Это позволило бы обеспечить внутренние потребности Дальнего Востока в природном газе и начать прямые поставки газа в Китай в 2019 году в соответствии с контрактом, подписанным между ПАО «Газпром» и Китайской

Национальной Нефтегазовой Корпорацией в 2014 г.

Вместе с тем, несмотря на имеющиеся внушительные запасы газа и нефти, промышленная разработка Чаяндинского НГКМ потребует решения ряда проблем, связанных с особенностями геологических и термобарических условий, характерных для всех месторождений Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Это, прежде всего, аномально низкие пластовые давления и температуры, наличие неуглеводородных компонентов пластового газа (гелий, водород), сложное геологическое строение (анизотропия коллектора, малые толщины), высокая минерализация пластовой воды, наличие солей в матрице коллектора и т.д. В условиях малых толщин продуктивных горизонтов плотность сетки эксплуатационных скважин, обеспечивающая необходимый уровень добычи газа, будет иметь определяющую роль в эффективности разработки. В свою очередь, добычные возможности газовых скважин будут ограничены не только геолого-промысловыми характеристиками продуктивных горизонтов, но и мероприятиями по предупреждению образования гидратов в призабойной зоне пласта в существующих термобарических условиях.

В настоящее время на северных месторождениях основным методом предупреждения гидратообразования является ввод метанола. Одним из осложнений при использовании метанола в качестве ингибитора гидратообразования является кристаллизация солей при смешении водометанольных растворов с высокоминерализованными пластовыми водами, приводящее к солеотложениям в призабойной зоне скважин и промысловых коммуникациях. На формирование солеотложений также влияют пластовые температура и давление, использование водных растворов электролитов в качестве технологических жидкостей и систем поддержания пластового давления.

Постановка проблемы

Чаяндинское НГКМ расположено на юго-западе Республики Саха (Якутия) на территориях Ленского и Мирнинского районов. В тектоническом плане месторождение приурочено к наиболее приподнятой части Непско-Пеледуйского свода – структуры 1 порядка Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА). Месторождение располагается на северо-восточном склоне этого свода и приурочено к зоне выклинивания и фациального замещения вверх по восстанию вендских терригенных горизонтов, перекрытых преимущественно карбонатными отложениями иктехской серии венда и нижнекембрийскими образованиями, содержащими мощные соленосные толщи. Схематический разрез продуктивных горизонтов Чаяндинского НГКМ представлен на рис. 1.

Осадочный чехол Непско-Ботуобинской антеклизы преимущественно представлен

галогебно-карбонатными отложениями. Терригенные отложения приурочены нижней части разреза осадочного чехла в основном на юго-восточной части антеклизы. В пределах Чаяндинского НГКМ в терригенной части венда выделяются (сверху-вниз) следующие горизонты [Сафронов, 2000; Сафронов, Сафронов, 2008; Ситников и др., 2014]:

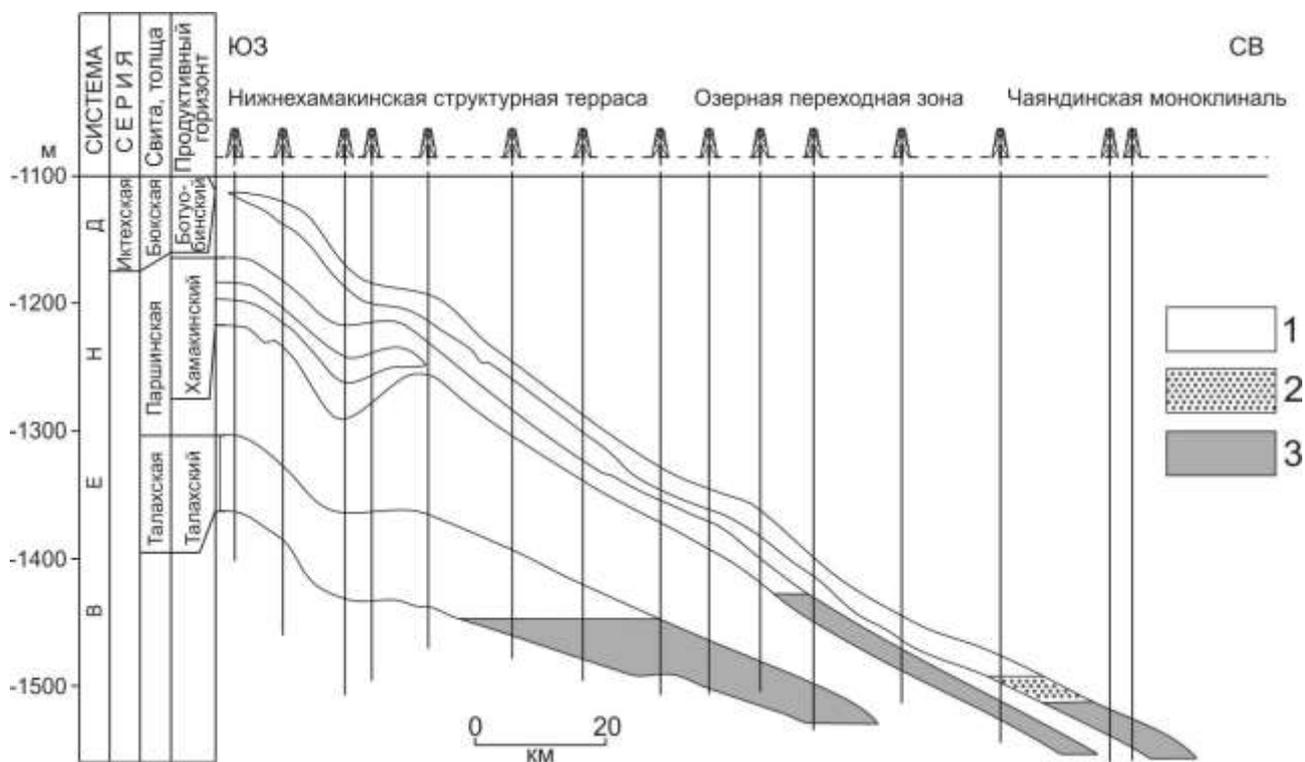


Рис. 1. Схематический разрез продуктивных горизонтов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения [Сафронов, 2000]

1 – газ, 2 – нефть, 3 – вода.

Ботубинский горизонт в плане представляет собой песчаную линзу весьма прихотливой формы, вытянутую в северо-восточном направлении. Мощность ботубинского горизонта изменяется от 0 до 28 м, глубины его залегания – от 1540 до 1970 м. К горизонту приурочена нефтегазовая залежь, высота которой составляет 330 м. Эффективные мощности газонасыщенных коллекторов колеблются от 0,4 до 21,4 м, нефтенасыщенных – от 4,4 до 20,8 м. Нефтяная оторочка распространена только в пределах Чаяндинской моноκлинали. Открытая пористость пород-коллекторов ботубинского горизонта 12÷22%, газопроницаемость – 0,16÷1,4 мкм². Максимальные дебиты газа около 600 тыс. м³/сут., нефти – около 60 м³/сут. в вертикальных скважинах. Пластовые давления: в пределах Озерной площади 13,14 МПа, в пределах Чаяндинской моноκлинали – до 13,9 МПа. Пластовая температура составляет 9°С.

Хамакинский горизонт отделяется от ботубинского горизонта 20÷55 м пачкой аргиллитов и алевролитов с тонкими прослоями доломитов. Глубины залегания горизонта в

пределах месторождения составляют 1370÷1850 м. К горизонту приурочена газоконденсатная залежь литологического типа с высотой около 430 м. Эффективные мощности в пределах месторождения изменяются от первых метров до 35 м. Горизонт характеризуется невыдержанностью фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов по латерали. Открытая пористость пород-коллекторов не превышает 21% (преобладают значения 8÷12%), а газопроницаемость достигает 0,871 мкм². Максимальные дебиты газа около 400 тыс. м³/сут. в вертикальных скважинах. Пластовые давления в хамакинском горизонте составляют 11,95÷13,33 МПа, пластовые температуры не превышают 13°C.

Мощность талахского горизонта – 29÷73 м. Глубина залегания горизонта в пределах ловушки 1620÷1770 м. К горизонту приурочена газоконденсатная залежь литологического типа, высота которой составляет 120 м. Эффективные газонасыщенные мощности изменяются от 5 до 45 м. Открытая пористость пород-коллекторов не превышает 20% (преобладают значения 8÷11%), газопроницаемость не более 0,12 мкм². Максимальные дебиты газа около 200 тыс. м³/сут. в вертикальных скважинах. Пластовое давление 12 МПа, пластовая температура 15°C.

Особенностью Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, как видно из представленных характеристик продуктивных горизонтов Чаяндинского НГКМ, является общая охлажденность разреза и наличие аномально низких пластовых давлений (АНПД) в венд-кембрийском продуктивном комплексе. Пластовые воды высоко минерализованные (до 400 г/л и выше) относятся к хлоридно-кальциевому типу, а по виду преобладающего катиона либо к кальциевой, либо к натриевой подгруппе вод [Воды нефтяных..., 1989]. Также для продуктивных горизонтов Чаяндинского НГКМ характерны относительно невысокие дебиты газодобывающих скважин (не более 600 тыс.м³/сут.).

При проектной производительности газопровода «Сила Сибири» в 61 млрд. м³ газа в год из Чаяндинского НГКМ планируется добывать порядка 30 млрд. м³ газа в год. Теоретически, невысокие дебиты газодобывающих скважин (среднее 250 тыс. м³/сут) при планируемых объемах добычи требуют строительства около 330-340 эксплуатационных скважин. Применение горизонтального бурения и совместное освоение пластов позволит несколько сократить количество эксплуатационных скважин.

Вместе с тем дополнительными ограничениями добычи газа, при имеющихся термобарических условиях разреза, могут стать угрозы гидратообразования и солеотложения в призабойных зонах пласта в эксплуатационных скважинах, особенно в газоводяных зонах залежей. На основе имеющихся геолого-промысловых данных и физико-химических свойств пластовых флюидов ботуобинского продуктивного горизонта попытаемся оценить вероятность гидратообразования и солеотложения целью разработки рекомендаций по

снижению рисков добычи газа.

Определение равновесных условий гидратообразования

Пластовые условия Чаяндинского НГКМ соответствуют условиям гидратообразования в призабойной зоне – температура пласта ниже равновесной при заданном давлении. Однако наличие засоленных пластовых вод, вероятно, способствует тому, что гидратонасыщенность призабойной зоны будет незначительной.

Пластовая вода Чаяндинского НГКМ по классификации В.А. Сулина относится к хлоридно-кальциевому типу [Воды нефтяных..., 1989], общая минерализация которой может достигать до 397 г/л [Троицкий и др., 2015]. Условия гидратообразования природного газа в случае отсутствия растворенных в пластовой воде солей были рассчитаны по методике Слоана [Sloan, Koh, 2008], где используется уравнение состояния Редлиха - Квонга. Затем для учета минерализации пластовой воды вычисленная равновесная кривая пересчитывается по методике, предложенной в работе [Истомин, Квон, 2004], что позволяет путем сравнения с конкретными пластовыми условиями определить возможность образования гидратов в призабойной зоне. При пересчете снижение (сдвиг) температуры начала гидратообразования при фиксированных давлениях природного газа для рассолов хлоридно-кальциевого типа определялось зависимостью вида:

$$\Delta T = \frac{55M}{\rho} = \frac{55\omega}{100},$$

где M – общая минерализация (в кг/м³), ρ – плотность (в кг/м³), зависящие от концентрации ω пластовой воды.

На рис. 2 представлены результаты расчета термобарических условий гидратообразования для пластового газа Чаяндинского НГКМ (1990 г., скважина №3215, интервал 1841÷1854 м, ботубинский горизонт) следующего состава (об. %): CH₄ – 85,55, C₂H₆ – 4,57, C₃H₈ – 1,43, *i*-C₄H₁₀ – 0,54, C₅H₁₂₊ – 0,42, CO₂ – 0,11, N₂ – 6,88, He – 0,44, H₂ – 0,06. На этом рисунке штрихпунктирная кривая соответствует равновесным условиям гидратообразования при отсутствии растворенных в пластовой воде солей. С увеличением минерализации растворов хлорида кальция повышаются равновесные давления при заданной температуре и понижаются температуры гидратообразования при заданном давлении вследствие снижения активности воды (табл. 1).

Точка пересечения пунктирных прямых соответствует пластовому условию (13,247 МПа и 282,15 К). Видно, что при концентрациях соли в пластовой воде ниже 19% возможно образование гидратов.

Таблица 1

Свойства растворов хлорида кальция в зависимости от их концентрации

$\omega(\text{CaCl}_2)$, %	5	10	15	20	25	30
Минерализация M , г/л	52,01	108,4	169,4	235,5	307,2	384,5
Плотность ρ , г/см ³	1,0401	1,0835	1,1292	1,1775	1,2284	1,3957
Активность воды $a(\text{H}_2\text{O})$	0,9789	0,9530	0,9193	0,8791	0,8333	0,8085

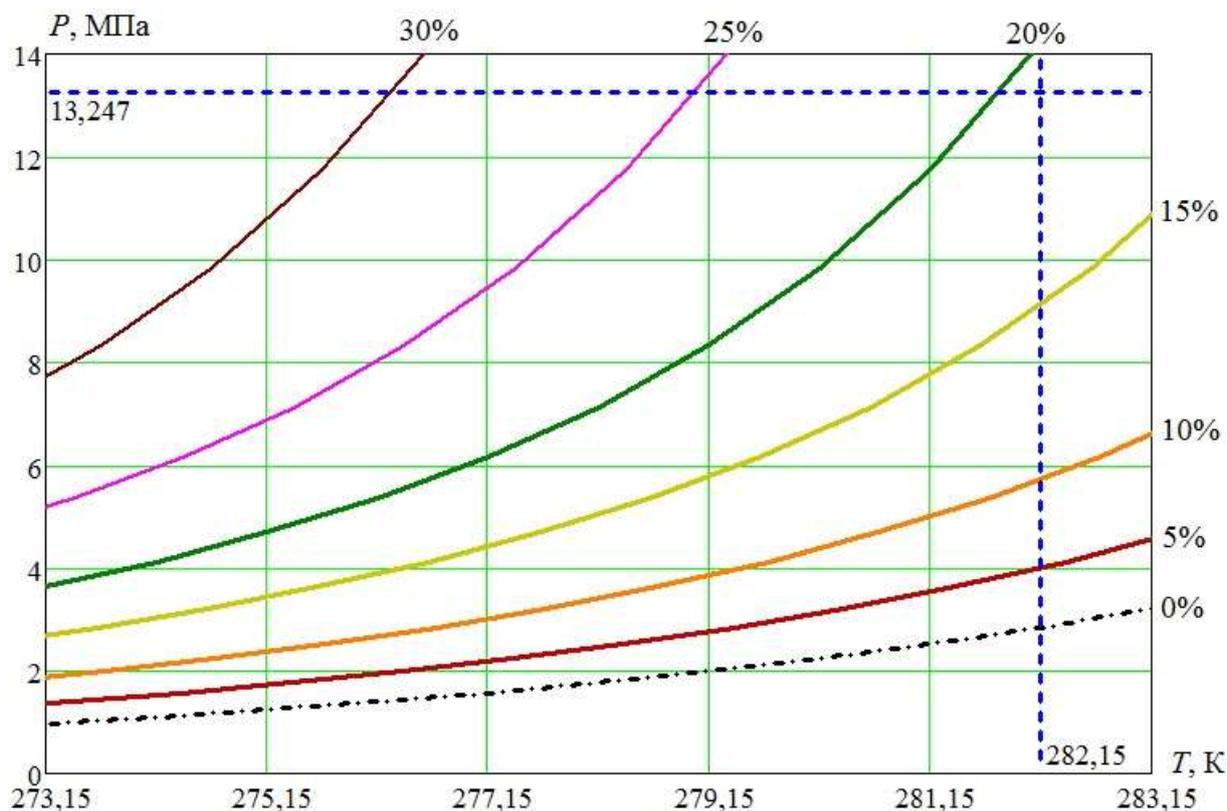


Рис. 2. Равновесные условия гидратообразования природного газа в зависимости от концентрации растворов хлорида кальция

Влияние концентрации минерализованных растворов на равновесные условия образования гидратов представлено на рис. 3. При значениях пластовых параметров (давление, температура и концентрация соли в пластовой воде), лежащих ниже данной термодинамической поверхности гидраты в призабойной зоне образовываться не будут. Наличие минерализованного раствора с концентрацией 30% предотвращает образование гидратов при пластовой температуре газа 282,15 К. При концентрациях солей меньше 19% существует опасность образования гидратов при отборе газа, о чем также свидетельствует рис. 2.

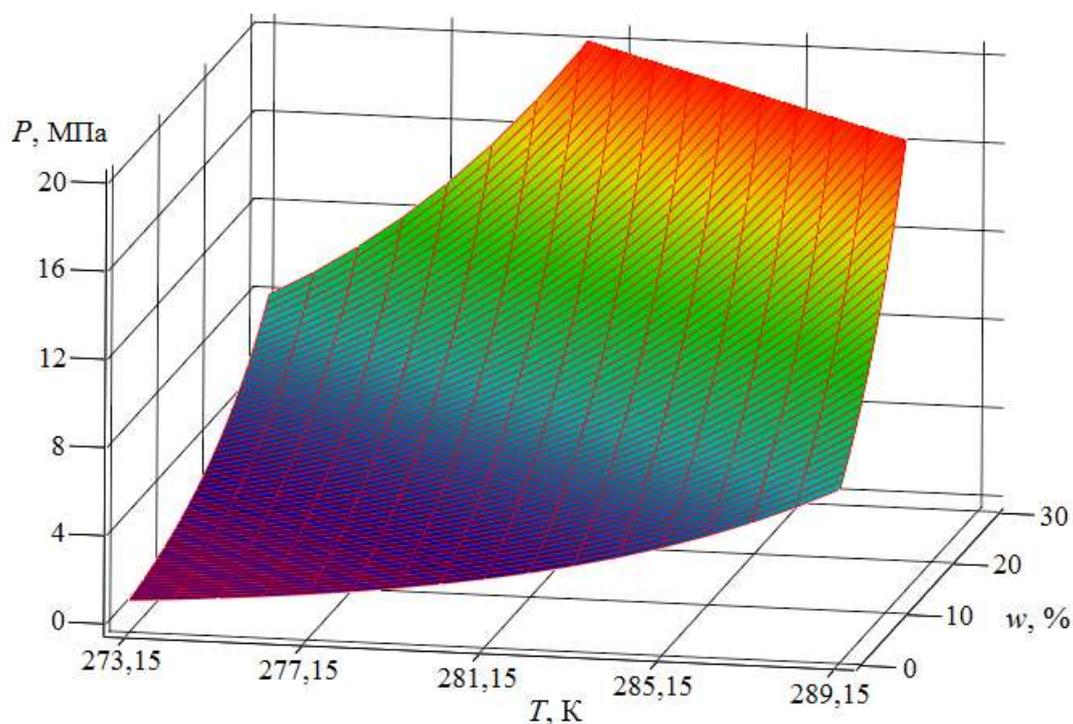


Рис. 3. Зависимость равновесных условий образования гидратов от концентрации растворов хлорида кальция

Сопоставление равновесных кривых образования гидратов с результатами расчетов распределения температуры и давления в газоносном пласте, а также в скважинах при различных темпах отбора газа позволяет определить интервал возможного образования гидратов в призабойной зоне и в стволе скважины.

Ранее в работах [Калачева и др., 2016а, 2016б, 2017а, 2017б] было изучено влияние минерализации пластовой воды на процесс гидратообразования природных газов месторождений востока Сибирской платформы, которые отличаются по условиям залегания, минерализацией пластовых вод и составом природного газа. Было показано, что термодинамические условия гидратообразования, газосодержание гидратов, их текстура, компонентный состав газа в твердой фазе зависят от вида преобладающего катиона в растворах хлоридно-кальциевого типа. В растворах электролитов с увеличением минерализации гидраты образуются при более высоком давлении, чем в дистиллированной воде. Визуальное наблюдение гидратов, полученных из растворов разных по своей химической природе солей, показало образование гидратов разных по своей текстуре: из растворов хлорида натрия образуются гранулярные, а из растворов хлорида кальция – слоистые гидраты. Было установлено, что в процессе гидратообразования сухой природный газ превращается в жирный с более высокой теплотой сгорания.

В табл. 2 представлены результаты расчетов состава гидратов при температуре пласта 282,15 К Чайядинского НГКМ в зависимости от концентрации растворов хлорида кальция.

Так как пластовый газ содержит более 0,2% об. пропана, а содержание этана более 0,6% об., в хлоркальциевом растворе будут образовываться слоистые гидраты со структурой КС-II [Истомин, Якушев, 1992]. Исходный природный газ по классификации Высоцкого [Природный газ..., 2006] относится к полужирным, так как коэффициент жирности (отношение суммы гомологов метана к содержанию метана) равен 8,14%. Состав газа в гидратах пластового газа Чайнинского НГКМ зависит от степени минерализации пластовой воды. При пластовой температуре с увеличением минерализации растет равновесное давление гидратообразования. С увеличением равновесного давления гидратообразования в твердой фазе наблюдается концентрирование пропана и бутанов, что приводит к повышению коэффициента жирности гидратного газа до 6,5 раз по сравнению с пластовым газом. Газы, содержащиеся в гидратах, относятся к жирным и высокожирным газам, которые являются ценным сырьем для нефтегазохимической промышленности.

Таблица 2

Состав пластового газа Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения и его гидратов в зависимости от концентрации растворов хлорида кальция

Компонент	Природный газ	Газ в гидрате						
		0	5%	10%	15%	20%	25%	30%
$T_{пл}, K$		282,15						
$P_{равн}, MPa$	13,247*	3,017	3,676	4,982	8,589	25,37	73,89	169,9
Метан	85,55	64,24	65,20	66,56	69,14	75,18	74,75	68,37
Этан	4,57	4,44	4,44	4,49	4,78	5,07	4,46	2,98
Пропан	1,43	24,8	24,05	22,96	20,70	14,91	14,94	19,6
Изобутан	0,16	3,95	3,74	3,41	2,71	1,49	1,79	4,50
Н-бутан	0,38	0,93	0,87	0,79	0,6	0,3	0,35	0,93
C5+	0,42	0	0	0	0	0	0	0
Углекислый газ	0,11	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,03	0,02
Азот	6,88	1,59	1,65	1,75	2,01	3,02	3,68	3,60
Водород	0,06	0	0	0	0	0	0	0
гелий	0,44	0	0	0	0	0	0	0
Коэффициент жирности, %	8,14	53,11	50,77	47,55	41,64	28,96	28,82	40,97

*пластовое давление.

Несмотря на высокую минерализацию пластовой воды количество солей бывает недостаточным для ингибирования гидратообразования. Поэтому для предотвращения образования гидратов в призабойной зоне, в стволах скважин на северных месторождениях обычно закачивают метанол и его растворы. Влияние термодинамических ингибиторов на условия гидратообразования обычно оценивают сопоставлением равновесных условий систем «газ – водный раствор ингибитора – гидрат» и «газ – вода – гидрат».

В качестве аналитической зависимости для снижения (сдвига) температуры начала

гидратообразования в присутствии водометанольного раствора (ВМР) использована термодинамически обоснованная зависимость вида [Истомин, Квон, 2004]

$$\Delta T = -A \ln \left(\frac{100-X}{100-0,4378X} \right),$$

где X – концентрация метанола в водном растворе, масс. %; A – эмпирический подгоночный коэффициент, зависящий от давления газа, его состава и структуры образующихся гидратов.

Для природных газов чисто газовых и газоконденсатных месторождений Севера России, т.е. для газов, образующих гидраты кубической структуры II, рекомендуется следующая зависимость [Истомин, Квон, 2004]

$$A = 81 - 0,33X + 0,01X(p - 7,5),$$

которая применима при $X < 80$ масс. %.

На рис. 4 аналогично рис. 2 показано, как меняются равновесные условия гидратообразования для Чайндинского месторождения в зависимости от концентрации ВМР. Видно, что при концентрациях ВМР больше 22% гидраты не будут образовываться.

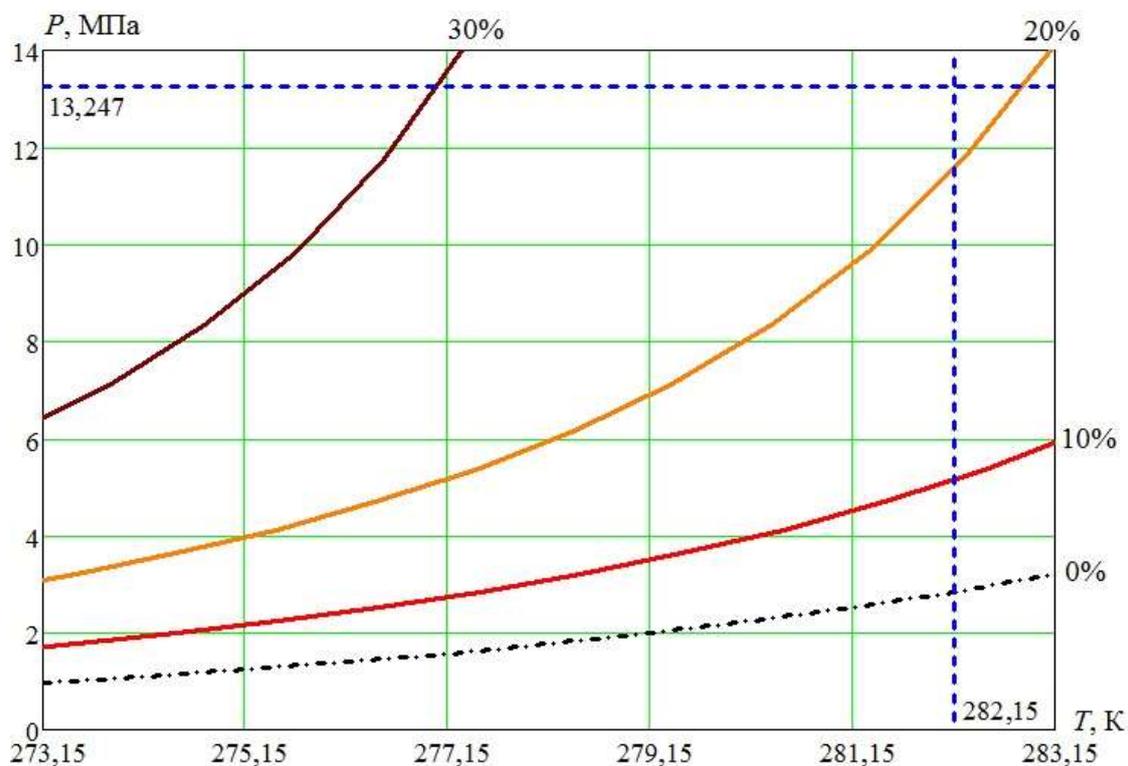


Рис. 4. Равновесные условия гидратообразования природного газа в зависимости от концентрации водометанольного раствора

Солеотложение при вводе водометанольных растворов в пласт с высокой минерализацией вод

Если добыча газа сопровождается выносом в скважины пластовой воды, снижение

концентрации метанола при смешении с пластовыми водами приводит к изменению активностей воды и метанола, которые характеризуют антигидратную активность ВМР.

Коэффициенты активности компонентов в растворах метанола можно найти по уравнениям Ван-Лаара [Истомин, Квон, 2004]:

$$\ln \gamma_1 = \ln \gamma_1^\infty \left[1 + \frac{\gamma_1^\infty}{\gamma_2^\infty} \left(\frac{1-x}{x} \right) \right]^{-2}; \quad (1)$$

$$\ln \gamma_2 = \ln \gamma_2^\infty \left[1 + \frac{\gamma_2^\infty}{\gamma_1^\infty} \left(\frac{x}{1-x} \right) \right]^{-2}; \quad (2)$$

где γ_1 – коэффициент активности воды, γ_2 – коэффициент активности метанола, x – мольная доля метанола в растворе.

Предельные коэффициенты активности γ_1^∞ и γ_2^∞ в диапазоне температур 243÷320 К могут быть определены по следующим зависимостям [6]:

$$\ln \gamma_1^\infty = 2,4 - \frac{530}{T}; \quad \ln \gamma_2^\infty = 2,2 - \frac{500}{T}. \quad (3)$$

Коэффициенты активности связаны с активностями воды a_1 и метанола a_2 соотношениями:

$$a_1 = \gamma_1(1-x); \quad a_2 = \gamma_2 x. \quad (4)$$

Мольная доля метанола x и его массовая концентрация $X_{\text{мас}}$ (% масс.) связаны соотношением:

$$X_{\text{мас}} = \frac{3200x}{18+14x}. \quad (5)$$

Результаты расчетов активностей воды и метанола в зависимости от концентрации ВМР при пластовых условиях приведены в табл. 3. С увеличением содержания метанола в ВМР антигидратная активность ингибитора растет, так как снижается активность воды.

Таблица 3

Активности воды и метанола в зависимости от концентрации водометанольного раствора для Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения

Содержание метанола в ВМР, % масс		85	90	95	100
Активность	воды, a_1	0,3139	0,2315	0,1309	0
	метанола, a_2	0,7864	0,8486	0,9181	1

При смешении ВМР с пластовыми водами концентрация солей в смеси «пластовая вода – ВМР» будет зависеть от содержания метанола. Основными компонентами пластовой воды Чаюдинского НГКМ являются хлориды кальция и натрия. С повышением концентрации

метанола в ВМР растворимость солей уменьшается (табл. 4). Например, растворимость CaCl_2 в растворах, содержащих 30 и 70% масс. метанола, составляет 17,8 и 12,5 г/на 100 г ВМР, соответственно [Коган и др., 1963]. А растворимость NaCl в тех же растворах, составляет 19,2 и 5,2 г [Справочник химика..., 1965]. Следовательно, при высокой минерализации пластовой воды закачка метанола приводит к снижению растворимости солей в водометанольном растворе. При этом избыточное количество соли может выпадать в виде осадка.

Таблица 4

Растворимость хлоридов кальция и натрия в водометанольном растворе

Концентрация метанола в ВМР, % масс.		30	40	50	60	70	80	90	100
Растворимость г/на 100 г ВМР	CaCl_2	17,8	16,5	15,2	13,9	12,5	11,2	9,9	8,3
	NaCl	19,2	14,8	11,3	7,8	5,2	3,3	2,1	1,31

В табл. 5 приведены значения активностей воды и метанола при смешении ВМР с пластовыми водами, рассчитанные по уравнениям (1)-(5). Здесь в качестве модели пластовой воды взят раствор хлорида кальция – основного компонента пластовой воды Чайядинского НГКМ. При этом концентрация модельной воды принималась равной минерализации пластовой воды. А содержание метанола 85-95% масс. в водных растворах соответствует практике предупреждения гидратообразования в скважинах и на установках промысловой обработки газа на всех северных месторождениях.

Установлено, что при смешении с хлоридно-кальциевыми пластовыми водами уменьшается массовое содержание метанола в ВМР (см. табл. 5). При отсутствии или небольшом поступлении пластовой воды на забой скважины антигидратная активность метанола практически сохраняется, так как наблюдается небольшое изменение активности воды после смешения по сравнению с исходным ВМР. При одинаковом соотношении воды и ингибитора или при увеличении объема выносимых пластовых вод происходит отложение солей. На Чайядинском НГКМ данный процесс начинается при подаче объемов метанола, сопоставимых с объемами пластовой воды. Следовательно, высокая минерализация пластовой воды приводит к солеотложению уже при небольших ее объемах, при этом увеличивается масса выпадающего из смеси осадка.

На основании полученных результатов можно предположить, что из многокомпонентной пластовой воды при смешении с ВМР преимущественно будет осаждаться галит. Количество выпадающего осадка при взаимодействии метанола с хлоридно-натриевыми природными рассолами будет больше, чем при его взаимодействии с

хлоридно-кальциевыми пластовыми водами вследствие более низкой растворимости хлорида натрия по сравнению с хлоридом кальция.

Таблица 5

Изменение массовой концентрации метанола при смешении с раствором хлорида кальция и возможность солеотложения на Чайядинском нефтегазоконденсатного месторождения

Концентрация исходного раствора метанола, % масс.	Масса раствора CH_3OH , кг	Масса раствора CaCl_2 , кг	ω (CH_3OH) в смеси, % масс.	Активность компонентов смеси		Масса осадка, г
				воды, a_1	CH_3OH , a_2	
85	5	0,1	83,83	0,3310	0,7728	0
	5	0,5	79,45	0,3902	0,7239	0
	5	5	50,04	0,6739	0,4402	217,5
	5	10	35,45	0,7805	0,3099	958,6
90	5	0,1	88,76	0,2533	0,8326	0
	5	0,5	84,12	0,3268	0,7762	0
	5	5	52,98	0,6506	0,4669	251,1
	5	10	37,54	0,7660	0,3284	992,3
95	5	0,1	93,69	0,1591	0,8993	0
	5	0,5	88,80	0,2527	0,8331	0
	5	5	55,92	0,6266	0,4937	284,6
	5	10	39,62	0,7513	0,3469	1025,8
100	5	0,1	98,62	0,0397	0,9761	0
	5	0,5	93,47	0,1637	0,8961	0
	5	5	58,87	0,6016	0,5209	318,3
	5	10	41,71	0,7363	0,3655	1059,5

Выводы

Невысокие дебиты газодобывающих скважин, обусловленные небольшими толщинами продуктивных горизонтов Чайядинского НГКМ, предполагают бурение большого количества эксплуатационных скважин для достижения запланированных объемов добычи. Наряду с этим, общая охлажденность разреза и низкие начальные пластовые давления накладывают дополнительные ограничения при добыче газа в виде гидратообразования и солеотложения.

Проведенные исследования показали, что равновесные кривые гидратообразования в хлоридно-кальциевых и водометанольных растворах смещены в область более высоких давлений и низких температур. Сдвиг равновесных кривых зависит от активности воды в растворах. На основании этих кривых определены минимальные концентрации раствора хлорида кальция и ВМР, препятствующие гидратообразованию при характерной пластовой температуре Чайядинского НГКМ, состав пластового газа которого практически не

изменяется для разных горизонтов. Образование гидратов в минерализованных растворах приводит к концентрированию в клатратной фазе углеводородов C₂-C₄ и к увеличению коэффициента жирности газов.

Показано, что смешение высокоминерализованных пластовых вод с ВМР может привести к солеотложению в призабойной зоне скважин. Этого можно избежать, используя ВМР пониженной концентрации.

Сопоставимость геолого-промысловых данных и физико-химических свойств пластовых флюидов талахского и хамакинского продуктивных горизонтов с ботуобинским продуктивным горизонтом позволяет предположить аналогичное поведение равновесных кривых гидратообразования и близкие концентрации ВМР для предотвращения солеотложения.

Методы и результаты проведенных исследований могут быть использованы при составлении технологическим схем разработки всех месторождений Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области.

Литература

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

Геология и нефтегазовый потенциал юго-запада Якутии: реалии и перспективы / Ситников В.С., Бурова И.А., Кушмар И.А., Баженова Т.К., Бурова И.А., Семенов В.П., Шибина Т.Д., Шостак К.В., Яшенкова Л.К. / Под ред. В.С. Ситникова и О.М. Прищепы. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014 – 436 с.

Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 509 с.

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

Калачева Л.П., Рожин И.И. Влияние состава вод хлоридно-кальциевого типа на свойства гидратов природного газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2017. – Т. 12. - №3. – http://www.ngtp.ru/rub/9/25_2017.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/25_2017

Калачева Л.П., Рожин И.И., Федорова А.Ф. Изучение влияния минерализации пластовой воды на процесс гидратообразования природных газов месторождений востока Сибирской платформы // Научные труды НИПИ «Нефтегаз» ГНКР. -2017. – №2. – С. 56–61.

Калачева Л.П., Рожин И.И., Федорова А.Ф. Изучение зависимости процессов образования и разложения гидратов природного газа от химической природы растворов

электролитов, имитирующих пластовые флюиды // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований, 2016. – №8 (Часть 4). – С. 565–569.

Калачева Л.П., Федорова А.Ф., Портнягин А.С. Изучение влияния минерализации модельной пластовой воды хлор-кальциевого типа на процессы образования и разложения гидратов природного газа // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. - 2016. – №6-4. – С. 719–722.

Коган В.Б., Фридман В.М., Кафаров В.В. Справочник по растворимости. В 3 ч. Том II. Тройные и многокомпонентные системы. Книга 2. – М.-Л.: Изд-во АН СССР, 1963. – 1122 с.

Природный газ. Метан: справочник / С.Ю. Пирогов, Л.А. Акулов, М.В. Ведерников, Н.Г. Кириллов, И.В. Наумчик, И.В. Соколова, А.П. Софьин. – СПб.: НПО «Профессионал», 2006. – 848 с.

Сафронов А.Ф. Геология нефти и газа. – Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2000. – 166 с.

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

Справочник химика. В 7 ч. Том 3. Химическое равновесие и кинетика. Свойства растворов. Электродные процессы / Под ред. Б.П. Никольского, В.А. Рабиновича. 2-е изд. – М.-Л.: Химия, 1965. – 1005 с.

Троцкий В.М., Соколов А.Ф., Истомин В.А., Рассохин С.Г., Ваньков В.П., Мизин А.В., Алеманов А.Е. Физическое моделирование процессов гидратообразования в режиме фильтрации природного газа в поровой среде Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – №4 (24). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – С. 99 - 109.

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

Kalacheva L.P., Rozhin I.I., Sivtsev A.I.

Institute of Oil & Gas Problems, Siberian Branch RAS, Yakutsk, Russia, lpko@mail.ru, i_rozhin@mail.ru, maraday@yandex.ru

STUDYING THE POSSIBILITY OF HYDRATE FORMATION AND SALT DEPOSITION IN THE BOTTOM HOLE OF WELLS OF CHAYANDA OIL-GAS-CONDENSATE FIELD

The actual problems of development of the Chayanda oil-gas-condensate field, related to the features of the geological characteristics of productive horizons and reservoir fluids, are considered. To compile recommendations for reducing the risks of natural gas production, the probability of hydrate formation and salt depositions is estimated using the example of the botuobinsky productive horizon.

The equilibrium conditions of hydrate formation are calculated based on the physicochemical properties of formation fluids. It is concluded that in the development and exploitation of the Chayanda oil-gas-condensate field due to an abnormally low reservoir temperature, in spite of the high mineralization of the formation water, it is possible to form gas hydrates. The minimum concentrations of a calcium chloride solution and a water-methanol solution that prevent hydrate formation at a characteristic reservoir temperature are determined. It is established that an increase in the mineralization of calcium chloride solutions leads to the concentration in the clathrate phase of C2-C4 hydrocarbons and to an increase the fat coefficient of gas. It is shown that mixing of highly mineralized formation waters with a water-methanol solution can lead to salt depositions in the bottom hole zone of wells.

Keywords: *natural gas, hydrate formation, stratum water, mineralization, water-methanol solution, salt deposition, Nepa-Botuoba antecline, Chayanda oil-gas-condensate field.*

References

Gazovye gidraty v prirodnyh usloviyah [Gas hydrates in natural conditions]. V.A. Istomin, V.S. Yakushev. Moscow, Nedra, 1992, 236 p.

Geologiya i neftegazovyy potentsial yugo-zapada Yakutii realii i perspektivy [Geology and oil and gas potential of the south-west of Yakutia: realities and prospects] V.S. Sitnikov, I.A. Burova, I.A. Kushmar, T.K. Bazhenova, I.A. Burova, V.P. Semenov, T.D. Shibina, K.V. Shostak, L.K. Yashenkova / Pod red. V.S. Sitnikova i O.M. Prishchepy. St Petersburg, FGUP VNIGRI, 2014, 436 p.

Geologo-ekonomicheskie aspekty razvitiya neftegazovogo kompleksa Respubliki Saha Yakutiya [Geological and economic aspects of the development of the oil and gas complex of the Republic of Sakha (Yakutia)] A.F. Safronov, T.A. Safronov. Yakutsk, Izd-vo YaNTs SO RAN, 2008, 184 p.

Kalacheva L.P., Fedorova A.F., Portnyagin A.S. *Izuchenie vliyaniya mineralizatsii modelnoy plastovoy vody hlor-kaltsievogo tipa na protsessy obrazovaniya i razlozheniya gidratov prirodnogo gaza* [Study of the influence of mineralization of model formation water of chlorine-calcium type on the processes of formation and decomposition of natural gas hydrates]. International Journal of Applied and Fundamental Research, 2016, no. 6-4, p. 719–722.

Kalacheva L.P., Rozhin I.I. *Vliyanie sostava vod khloridno-kal'tsievogo tipa na svoystva gidratov prirodnogo gaza* [The influence of the chloride-calcium-type water composition on the properties of natural gas hydrates]. Neftegasovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 2017, vol. 12, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/25_2017.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/25_2017

Kalacheva L.P., Rozhin I.I., Fedorova A.F. *Izuchenie zavisimosti protsessov obrazovaniya i razlozheniya gidratov prirodnogo gaza ot himicheskoy prirody rastvorov elektrolitov imitiruyushchih plastovye flyuidy* [The study of the dependence of the processes of formation and decomposition of natural gas hydrates on the chemical nature of solutions of electrolytes simulating formation fluids]. International Journal of Applied and Fundamental Research, 2016, no. 8 (Part 4),

p. 565–569.

Kalacheva L.P., Rozhin I.I., Fedorova A.F. *Izuchenie vliyaniya mineralizatsii plastovoy vody na protsess gidratoobrazovaniya prirodnyh gazov mestorozhdeniy vostoka Sibirskoy platformy* [The study of the stratum water mineralization influence on the hydrate formation process of the natural gas from the East Siberian platform fields]. SOCAR Proceedings, 2017, no.2, p. 56–61.

Pirogov S.Yu., Akulov L.A., Vedernikov M.V., Kirillov N.G., Naumchik I.V., Sokolova I.V., Sof'in A. P. *Prirodnyy gaz. Metan: Spravochnik* [Natural gas. Methane: handbook]. St Petersburg, NGO Professional, 2006, 848 p.

Preduprezhdenie i likvidatsiya gazovyh gidratov v sistemah dobychi gaza [Prevention and Elimination of Gas Hydrates in Gas Production Systems]. V.A. Istomin, V.G. Kvon. Moscow: "IRTs Gazprom", 2004, 509 p.

Safronov A.F. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas]. Yakutsk, YAF Izd-va SO RAN, 2000, 166 p.

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

Spravochnik himika. V 7 ch. Tom 3. Himicheskoe ravnovesie i kinetika. Svoystva rastvorov. Elektrodneye protsessy [Chemical Handbook. At 7 hours. Volume 3. Chemical equilibrium and kinetics. Properties of solutions. Electrode processes]. Pod red. B.P. Nikolskogo, V.A. Rabinovicha. Moscow-Leningrad, Himiya, 1965, 1005 p.

Spravochnik po rastvorimosti. V 3 ch. Tom II. Troynnye i mnogokomponentnyye sistemy. Kniga 2 [Handbook of Solubility. At 3 hours. Volume II. Triple and multicomponent systems. Book 2]. V.B. Kogan, V.M. Fridman, V.V. Kafarov. Moscow-Leningrad, Izd-vo AN SSSR, 1963, 1122 p.

Troitsky V.M., Sokolov A.F., Istomin V.A., Rassokhin S.G., Vankov V.P., Mizin A.V., Alemanov A.E. *Fizicheskoe modelirovanie protsessov gidratoobrazovaniya v rezhime filtratsii prirodnogo gaza v porovoy srede Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya* [Physical modeling of the hydrate formation processes in the regime of natural gas filtration in the porous environment of the Chayandinskoye field] *Vesti gazovoy nauki: Aktualnye voprosy issledovaniy plastovyh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov*. Moscow, Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 4(24), p. 99-109.

Vody neftyanyh i gazovyh mestorozhdeniy SSSR: Spravochnik [Waters of oil and gas fields of the USSR]. Pod red. L.M. Zor'kina. Moscow, Nedra, 1989, 382 p.

© Калачева Л.П., Рожин И.И., Сивцев А.И., 2018