

Рис. 4: Раствор $H_2O+NaOH+крахмал$

а – зависимость интенсивности рассеянного света от времени; *б* – зависимость среднего радиуса частиц от времени

Для раствора $H_2O+NaOH+крахмал$ была записана зависимость интенсивности рассеянного света от времени и определены значения средних радиусов частиц (рис. 4). Из первого графика (рис. 4.а) видно, что после 300 минуты наблюдается сильный разброс интенсивности от времени, что свидетельствует о выпадении тяжелых частиц, и как следствие, о седиментационной неустойчивости системы. Также можно отметить, что раствор $H_2O+NaOH+крахмал$ является полидисперсной системой, в которой частицы имеют порядок 10, 100 и 1000 нм (рис. 4б).

В результате работы можно сделать вывод о пригодности метода ДРС для исследования раствора крахмала в воде, так как были получены значения средних радиусов частиц всех рассматриваемых смесей. Для дальнейших экспериментов рекомендовано использовать химически чистую щелочь для приготовления раствора, а также исследовать другие концентрации крахмала в воде.

Литература

1. Буровые промысловые и тампонажные растворы / Учеб. Пособие / Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
2. Буря Е.Г. Исследование процессов агрегации асфальтенов в углеводородных системах: На правах рукописи. Дис. на соискание ученой степени канд. тех.наук. – Москва, 2001. – 109 с.
3. Маковой Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
4. Программируемый коррелятор Photocor-FC. / Руководство пользования.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАВНОВЕСНЫХ УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОТРАДНИНСКОЕ

А.М. Васильева

Научный руководитель ассистент О.В. Носова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Отраднинское месторождение находится на территории Ленского района Республики Саха (Якутия). С сентября 2009 года в режиме опытно-промышленной эксплуатации ввелась в работу одна скважина. Во время эксплуатации отмечалась крайне нестабильная работа этой скважины. Причиной такой работы было являлось образование устойчивых газовых гидратов, как в призабойной зоне, так и в стволе самой скважины.

Для предупреждения образования гидратов в скважинах необходимо создать такой режим отбора газа, при котором его температура будет выше равновесной температуры гидратообразования, поэтому важно правильно определить равновесные условия образования гидратов.

Цель работы: определить условия гидратообразования на Отраднинском газоконденсатном месторождении. Для осуществления этой цели ставятся следующие задачи:

- Освоение методики инженерного расчета равновесных условий гидратообразования.
- Расчет давления гидратообразования в зависимости от температуры.
- Расчет условия образования гидратов с учетом изменения состава газа в процессе разработки.
- Оценка влияния ингибитора на условия образования гидратов.

В настоящее время при определении условий гидратообразования, несмотря на наличие достаточно строгих расчетных методов, в инженерной практике обычно 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 В.А. Истомин и В.Г. Квон [1], сохранив преимущества простых расчетных схем, разработали расчетную методику, приближающуюся к точности надежных экспериментальных данных.

Эта методика расчета равновесных условий 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 , $i-C_4H_{10}$, CO_2 , H_2S . В этой методике в качестве первого шага фиксируют некоторую температуру, для которой определяют давление гидратообразования исследуемой смеси газов.

Вначале, исходя из термодинамической модели идеального газового гидрата, разрабатывается форма эмпирических зависимостей для давления p_m^0 на основе упрощения формально более строгих термодинамических методик и затем подбираются по экспериментальным данным коэффициенты в получаемых термодинамически обоснованных формулах. При этом используются наиболее достоверные экспериментальные данные.

Алгоритм определения равновесных условий гидратообразования для многокомпонентной газовой смеси Отрадненского месторождения: $CH_4 - 83.15$, $C_2H_6 - 4.16$, $C_3H_8 - 1.48$, $i-C_4H_{10} - 0.17$, $n-C_4H_{10} - 0.50$, $i-C_5H_{12} - 0.12$, $n-C_5H_{12} - 0.17$, $C_6H_{14} - 0.17$, $C_7H_{16+} - 0.28$, $CO_2 - 0.07$, $N_2 - 9.50$, $He - 0.21$, $H_2 - 0.02$ состоит в следующем:

Рассчитывается давление гидратообразования p_m^0 (в МПа) при температуре $T_0 = 273,15$ К по уравнению, которое для гидратов кубической структуры II имеет вид:

$$\left[1 + p_m^0 (2,5y_{CH_4} + 1,4y_{CO_2} + 0,67y_{N_2} + 46,1y_{H_2S}) \right]^2 = \frac{1}{p_m^0 \left(\frac{y_{CH_4}}{231} + \frac{y_{C_2H_6}}{2,3} + \frac{y_{C_3H_8}}{0,176} + \frac{y_{i-C_4H_{10}}}{0,113} + \frac{y_{n-C_4H_{10}}}{1,6} + \frac{y_{CO_2}}{26,3} + \frac{y_{N_2}}{2323} + \frac{y_{H_2S}}{10,47} \right)},$$

где y – мольная доля i -го компонента газовой смеси

$$\left[1 + p_m^0 (2,5 \cdot 83,15 + 1,4 \cdot 0,07 + 0,67 \cdot 9,50) \right]^2 = \frac{1}{p_m^0 \left(\frac{83,15}{231} + \frac{4,16}{2,3} + \frac{1,48}{0,176} + \frac{0,17}{0,113} + \frac{0,50}{1,6} + \frac{0,07}{26,3} + \frac{9,50}{2323} \right)},$$

$$p_m^0 = 0,917 \text{ МПа} = 9,353 \text{ ат}$$

Методом термодинамического подобия определяется равновесное давление гидратообразования p_m при температуре $T > 273,15$ К, используя условия гидратообразования для эталонной газовой смеси. Предполагается, что если исследуемая и эталонная газовые смеси близки по составу (по гидратообразующим компонентам), то их равновесные кривые гидратообразования практически эквидистантны. В этом случае давление гидратообразования p_m для заданной температуры T можно определить из соотношения:

$$\frac{p_m}{p_e} \approx \frac{p_m^0}{p_e^0} \quad \text{или} \quad \frac{p_m z}{p_e z_e} \approx \frac{p_m^0 z^0}{p_e^0 z_e^0},$$

где z – коэффициент сжимаемости газовой смеси; верхний индекс «0» соответствует температуре $T_0 = 273,15$ К, а нижние индексы «m» и «e» соответствуют исследуемой и эталонной газовой смеси. Наиболее подходящей является эталонная кривая гидратообразования с близкими значениями коэффициента сжимаемости и с близкой суммой молярных долей в газе наиболее гидратообразующих компонентов – пропана, изобутана и сероводорода.

В.А. Истоминым [1] для определения условий гидратообразования при температуре $T > 273,15$ К предложен набор эталонных кривых гидратообразования, записанных в форме:

$$\ln p = -\frac{A}{T} + B \quad \text{или} \quad \ln pz = -\frac{A_1}{T} + B_1,$$

где A, B, A_1, B_1 – параметры, зависящие от состава.

С учетом этих зависимостей искомое давление p_m при температуре $T > T_0$ находится по уравнению:

$$p_m = p_m^0 \exp \left(A \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T} \right) \right) \quad \text{или} \quad p_m = p_m^0 \frac{z^0}{z} \exp \left(A_1 \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T} \right) \right).$$

При температуре $T = 278,15$ К давление гидратообразования будет равно:

$$p_m = 9,353 \frac{0,97}{0,954} \exp \left(982458 \left(\frac{1}{273,15} - \frac{1}{278,15} \right) \right) = 18,147 \text{ ат}$$

Для расчета коэффициента сжимаемости газовой смеси можно использовать соотношение Латонова-Гуревича или соотношение Бергло.

В результате расчета по данной методике была построена кривая равновесных условий гидратообразования (Рис. 1). Равновесная кривая, вычисленная по уравнению Латонова - Гуревича, была пересчитана для учета засоленности пластовой воды по методике предложенной В.А. Истоминым и В.Г. Квоном [1]. Пластовые условия Отрадненского месторождения ($p_{пл} = 192 \text{ ат}$, $T_{пл} = 13,2^\circ \text{C}$) соответствуют условиям гидратообразования в призабойной зоне. Однако, наличие засоленных пластовых вод, вероятно, способствует тому, что гидратонасыщенность призабойной зоны будет незначительной.

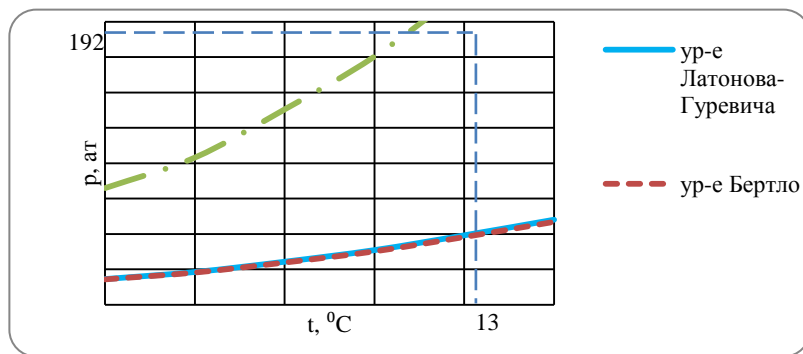


Рис.1 Кривая равновесных условий гидратообразования для Отрадинского газоконденсатного месторождения

В процессе разработки газоконденсатного месторождения изменяется фазовое состояние пластовых смесей. Вследствие этого состав добываемого газа непрерывно меняется – уменьшается количество тяжелых углеводородов (Таблица) Из полученной кривой равновесных условий гидратообразования можно сделать вывод, что давление образования гидратов в процессе разработки уменьшается (Рис. 2).

Таблица

Изменение состава газа в процессе разработки

Компонент	Состав пластового газа,	
	% моль	
CH ₄	83,15	84,6371
C ₂ H ₆	4,16	4,2
CO ₂	0,07	0,07
C ₃ H ₈	1,48	1,3
iC ₄ H ₁₀	0,17	0,04
nC ₄ H ₁₀	0,50	0,009
iC ₅ H ₁₂	0,12	0,005
nC ₅ H ₁₂	0,17	0,005
ΣC ₆ H ₁₄	0,17	0,003
C ₇ H ₁₆₊ высш.	0,28	0,0009
N ₂	9,50	9,5
HE	0,21	0,21
H ₂	0,02	0,02
H ₂ S	-	-
Всего	100,00	100,00

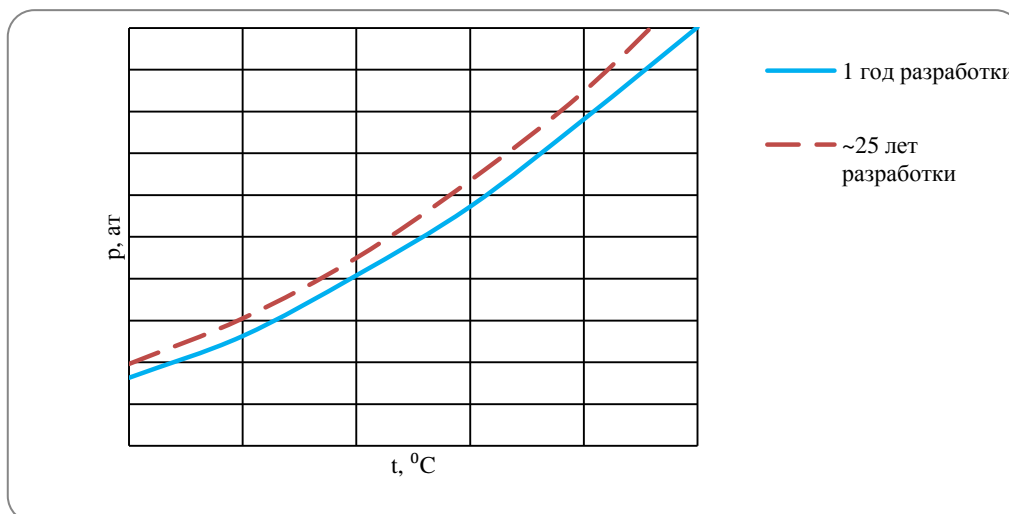


Рис.2 Кривая равновесных условий гидратообразования для Отрадинского газоконденсатного месторождения с учетом изменения состава газа в процессе разработки

С помощью разработанного алгоритма можно также определить, насколько изменяются равновесные параметры гидратообразования в присутствии ингибитора. В качестве аналитической зависимости для снижения температуры начала гидратообразования в присутствии водометанольного раствора использована термодинамически обоснованная зависимость вида [1]

$$\Delta T = -A \ln\left(\frac{100-X}{100-0.4378X}\right),$$

где X – концентрация метанола в водном растворе, масс.%, A – эмпирический подгоночный коэффициент, зависящий от давления и состава газа. Для природных газов газоконденсатных месторождений Севера России, т.е. для газов, образующих гидраты кубической структуры II, рекомендуется следующая зависимость

$$A = 81 - 0.33X + 0.01X(p - 7.5)$$

По полученным результатам были построены кривые гидратообразования с учетом присутствия водометанольного раствора с разными концентрациями (Рис.3). В пластовых условиях Отраднинского месторождения гидраты не будут образовываться при концентрации метанола в водном растворе 30% масс.

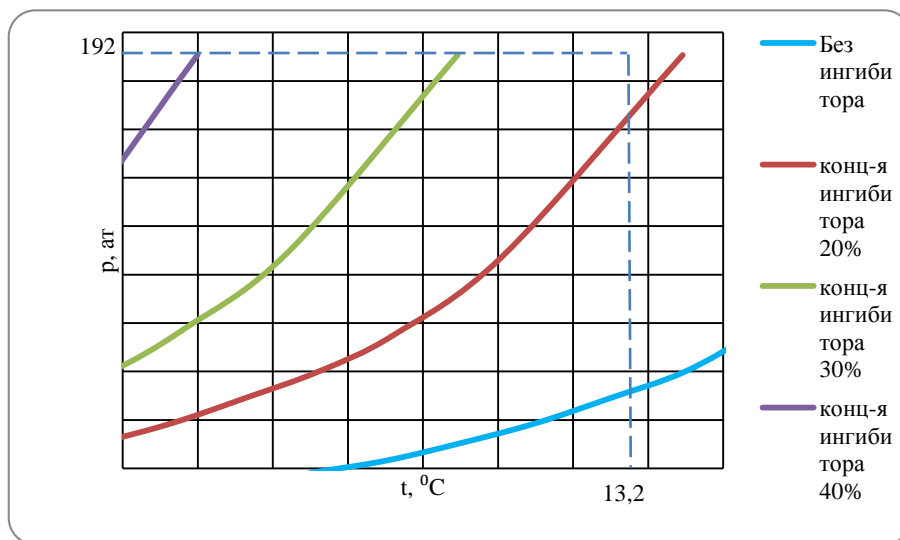


Рис.2 Кривая равновесных условий гидратообразования для Отраднинского газоконденсатного месторождения с учетом присутствия водометанольного раствора

Литература

1. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 508 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВОДОИЗОЛЯЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ НА ЗАЛЕЖИ №31 БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

Р.Ф. Вафин, Р.А. Хасанова, Е.Т. Куклина

Научный руководитель старший преподаватель Р.Ф. Вафин
Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

При существующих ценах и уровне рентабельности добычи нефти в старых нефтедобывающих регионах основными источниками углеводородного сырья остаются уже разрабатываемые объекты, в большинстве своем вступившие в позднюю стадию разработки, таких как Ромашкинское нефтяное месторождение Республики Татарстан.

В процессе закачивания, ремонта и эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин происходит ухудшение проницаемости призабойной зоны пласта, что приводит к отключению нефтенасыщенных пропластков с пониженной проницаемостью, снижению продуктивности (приемистости) скважин, а также увеличению обводненности добываемой продукции и консервации активных геологических запасов нефти. Эти процессы крайне отрицательно влияют на текущую и конечную нефтеотдачу.

В этих условиях значительным резервом увеличения производительности скважин и нефтеотдачи пласта является применение высокоэффективных третичных методов добычи [4]. Залежь № 31 расположена в северной части Ромашкинского месторождения, в пределах Чишминской, Сармановской и Ташляирской