

© Д. А. МОЛЧАНОВ,¹ А. В. ШИРШОВА,² С. С. ПОЛИТОВА³

¹Тюменский нефтяной научный центр

^{2,3}Тюменский государственный университет

982345555@mail.ru, albstain@gmail.com, GashevaSS@gmail.com

УДК 550.8.024

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ ГАЗОГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ
В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ С УЧЕТОМ РЕЖИМА ЕЕ РАБОТЫ
И СОСТАВА ПОПУТНОГО ГАЗА**

**DETERMINE THE DEPTH OF GAS HYDRATE FORMATIONS
IN OIL WELLS REGARDING THE OPERATING MODE
AND COMPOSITION OF ASSOCIATED GAS**

Актуальной проблемой нефтегазовой промышленности в северных условиях является образование пробок газового гидрата в стволе добывающей нефтяной скважины. На участках образования пробок возможно замедление потока добываемой нефти или полная его остановка, что недопустимо в условиях промышленной разработки месторождений. В данной работе рассмотрена методика прогнозирования этого явления, которая основана на расчете распределения давления и температуры вдоль ствола добывающей нефтяной скважины с учетом изменяющегося состава попутного нефтяного газа. С помощью фазовых диаграмм условий существования газового гидрата в координатах «давление — температура» при учете режима работы скважины прогнозируются участки, на которых возможно образование пробок из газового гидрата. Показано, что учет состава попутного газа смещает прогнозируемую глубину образования газовых гидратов на сотни метров.

Formation of hydrate deposits (obstructions) in the producing oil well borehole is one of the urgent problems facing the oil and gas industry in the northern regions. The oil flow within these obstructed sections may slow down or stop completely, which is unacceptable for the field development. This paper studies the method aimed at predicting this event based on calculation of pressure and temperature distribution along the wellbore in accordance with the general equations of fluid dynamics and thermal physics. The sections where hydrate formation is possible are predicted by means of hydrate-existing condition diagrams in the «pressure-temperature» coordinates, if we calculate the PT conditions in a wellbore and associated petroleum gas composition. It is shown that the consideration of associated gas composition displaces the projected depth of gas-hydrate formations for hundreds of meters.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Газогидрат, нефтяная скважина, глубина гидратообразования.

KEY WORDS. Gas hydrate, oil well, gas hydrate formation depths.

В последнее время в мире вновь значительно усилился интерес к проблеме исследования газовых гидратов. Предпосылкой к выполнению данной работы является проблема, с которой столкнулись на нефтяных месторождениях Восточной Сибири, где остро встал вопрос об образовании газогидратных пробок в стволе скважин в ходе их эксплуатации. Образующаяся пробка перекрывает проходное сечение скважины, и ее дальнейшая эксплуатация становится невозможна. Причиной этому служит комплекс факторов: большая глубина залегания продуктивного горизонта, значительная мощность вечномерзлых пород, соответствующий состав попутного газа, а также суровые климатические условия. Для возвращения скважин в рабочее состояние необходимо проведение мероприятий по «растеплению» гидратной пробки большой протяженности. На это тратятся значительные средства, однако устранение последствий аварии не решает самой проблемы гидратообразования.

Для борьбы с образованием газогидратных пробок и его предотвращением необходимо знать глубину, на которой скважина подвержена образованию гидратов. Существующие математические модели разработаны в основном для газовых скважин [1-4]. Для нефтяных скважин данная методика оценки неприменима, т. к. она не учитывает многих процессов, происходящих в нефтяной скважине.

Целью настоящей работы является адаптация существующей физико-математической модели, описывающей образование газовых гидратов, к нефтяной скважине с учетом режима ее работы и изменения компонентного состава нефтяного газа при его движении в стволе скважины.

Задачи:

1. Написание программ для расчета распределения давления и температуры по высоте ствола действующей скважины и расчета фазовых переходов при подъеме продукции от забоя к устью скважины.

2. Разработка методики расчета интервала образования газовых гидратов в нефтяной скважине.

3. Апробация методики расчета с использованием данных реального месторождения Восточной Сибири, на котором существует проблема образования газогидратов.

Для решения поставленных задач использовался пакет символьной математики MAPLE 14. Решения делились на следующие этапы:

- Задаются необходимые исходные данные.
- На основе дифференциальных уравнений сохранения энергии, массы и импульса рассчитывается распределение давления и температуры по глубине действующей нефтяной скважины [5].
- На основе метода последовательных приближений фазового равновесия, рассчитываются фазовые переходы в системе нефть–газ в восходящем потоке скважины [6].
- Для определенных на шаге (2) термобарических условий рассматривается фазовое равновесие в системе нефть–газ. Если при данных условиях образуется паровая фаза, рассчитывается ее мольный состав [7].

- По методу Слоуна рассчитывается кривая фазового равновесия системы газогидрат–вода–газ для заданного компонентного состава паровой фазы [8; 9]. Экспериментальные исследования процесса газогидратообразования в водонефтяной эмульсии показали, что такие физико-химические свойства дегазированной нефти, как плотность и вязкость, слабо влияют на условия и кинетику газогидратообразования [10]. Следовательно, метод Слоуна может быть одинаково использован как для легкой, так и тяжелой нефти.

- Проверяются условия газогидратообразования для рассчитанных термобарических условий.

Этапы (3-5) повторяются для каждого участка скважины.

Начальные данные. В качестве объекта исследования было выбрано месторождение Восточной Сибири, на котором остро стоит вопрос образования газовых гидратов в скважинах.

Состав пластового флюида: CH_4 — 16,62%, C_2H_6 — 2,36%, C_3H_8 — 4,15%, $i\text{C}_4\text{H}_{10}$ — 0,79%, $n\text{C}_4\text{H}_{10}$ — 3,49%, $i\text{C}_5\text{H}_{12}$ — 1,88%, $n\text{C}_5\text{H}_{12}$ — 2,63%, C_6H_{14} — 5,48%, C_7H_{16} — 8,95%, C_8H_{18} — 4,45%, C_{9+} — 45,52%, N_2 — 0,59%; $H = 1200$ м — мощность мерзлых пород, $p_b = 45,5$ МПа; $T_b = 359$ K — забойное давление и температура; $R = 0,0315$ м — радиус НКТ; $m_1 = 0,346$ кг/с; $m_g = 0,0056148$ кг/с — массовый дебит жидкости и газа; $L = 3460$ м — глубина скважины. Обводненность добываемой продукции лежит в пределах 5-10% и считается достаточной для образования газовых гидратов.

Результаты расчетов. На рис. 1 представлены графики распределения давления и температуры в стволе скважины.



Рис. 1. Распределение давления и температуры в действующей скважине по глубине скважины

Зная распределение давления и температуры по стволу скважины, можно определить состав флюида на каждом интервале глубины. На рис. 2 показано изменение компонентного состава паровой фазы при подъеме флюида на поверхность.

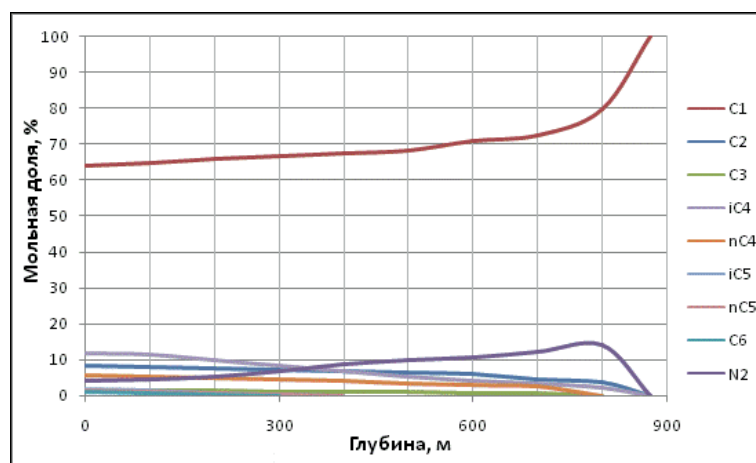


Рис. 2. Изменение состава газа, выделяющегося из нефти в зависимости от глубины скважины

Термобарические условия, при которых начинается разгазирование нефти, достигаются на глубинах выше 900 м. Начиная с этой глубины, проверялось условие возможности образования газового гидрата. Для обозначения границы интервала неопределенности для равновесной кривой газогидратообразования в зависимости от состава газа построены две кривые: равновесная кривая гидратообразования для метана и для газа сепарации (рис. 3). Эти два состава попутного газа являются предельными случаями. Для образования гидрата метана требуются наиболее низкая температура и наиболее высокое давление, тогда как для газа сепарации, содержащего максимальное количество тяжелых углеводородных компонентов, требуются более высокие температуры и более низкие давления, чем для метана.

Различные давления насыщения для газовых компонентов определяют диапазон возможных глубин гидратообразования.

На рис. 3 в координатах P-T отмечена область неопределенности (переходная зона), образование гидрата в которой существенно зависит от состава газа.

Сопоставив значения давления значениям температуры, достигаемых на одинаковых глубинах скважины, в соответствии с графиками на рис. 1, можно построить график режима работы скважины в координатах P-T. Если полученный график режима работы скважины в координатах P-T нанести на диаграмму (рис. 3), то будет видно, что его часть попадает в переходную зону. Сопоставив термобарические условия глубинам, заметим, что в переходную зону попадают интервалы глубин 240-540 м. Это достаточно значительный интервал. Такая неопределенность может повлечь за собой увеличение капитальных затрат на

мероприятия по ликвидации и предотвращению образования газогидратных пробок.



Рис. 3. Зоны образования газовых гидратов и график режима работы скважины

Для уточнения полученного результата итерационно находилась состав паровой фазы на исследуемом интервале глубин. Вычисления показали, что зона гидратообразования при найденном составе паровой фазы смещается до глубины 370 м (рис. 4).

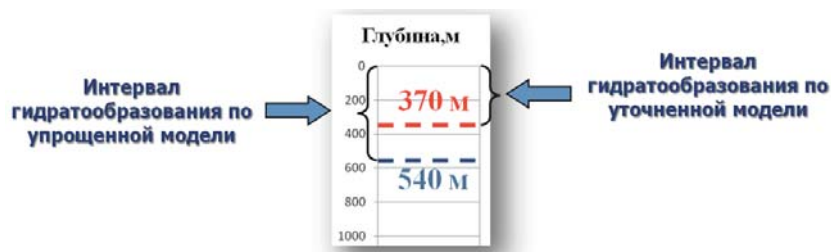


Рис. 4. Профиль скважины с обозначением глубин гидратообразования

Полученные результаты позволяют сделать следующие важные практические выводы. Упрощенная модель расчета, не учитывающая изменение состава газа при движении нефти в скважине, дает существенную погрешность. По результатам расчетов в упрощенной модели глубина гидратообразования начинается с отметок 540 м, а по результатом усовершенствованной нами модели — с глубины 370 м. Расхождение составляет порядка 160-180 м, что существенно в условиях капиталоемких мероприятий. В первую очередь это повлияет на выбор соответствующего оборудования для ликвидации аварии, или на меры по предотвращению образования гидратов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Макогон Ю. Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы // Российский химический журнал. Т. 48. № 3. 2003. С.70-79.
2. Бондарев Э. А., Бабе Г. Д., Гройсман А. Г. и др. Механика образования гидратов в газовых потоках. М.: Наука (Сибирское отделение), 1976. 158 с.
3. Васильев В. И., Попов В. В., Тимофеева Т. С. Вычислительные методы в разработке месторождений нефти и газа. Новосибирск, 2000. 127 с.
4. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа: пер. с англ. М.: Премиум Инжиниринг, 2007. 316 с.
5. Федоров К. М., Вершинин В. Е. и др. Оценка глубины гидратообразования в нефтяных скважинах, расположенных в зоне вечной мерзлоты // Вестник Тюменского государственного университета. № 7. 2013. С. 83-90.
6. Мукурджи Х., Брилл Дж. П. Многофазный поток в скважинах. Библиотека нефтяного инжиниринга. М.: Ижевск, 2006. 384 с.
7. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Изд. дом «Грааль», 2002. 575 с.
8. Слоун Д. Вводный обзор: обзор знаний о гидратах // Американский минеролог. 2004. С. 89.
9. Тернер Д., Слоун Д. Определение фазового равновесия и прогнозы отложений. // Материалы 4-й международной конференции по газовым гидратам. Якогама, 2002. С. 327-330.
10. Шабаров А. Б., Ширшова А. В., Гашева С. С. Влияние физико-химических свойств нефти на газогидратообразование в водонефтяных эмульсиях // Известия высших учебных заведений: нефть и газ. № 2. 2014. С. 88-93.

REFERENCES

1. Makogon, Y. F. Natural gas hydrates: habitat, models and resources // Russian Chemical Journal. T. 48. № 3. 2003. Pp.70-79.
2. Bondarev, E. A., Babe, G. D., Groysman, A. G. et al. The mechanics of hydrate formation in gas flows. M.: Nauka (Siberian Branch), 1976. Vol. 158.
3. Vasilev, V. I., Popov, V. V., Timofeeva, T. S. Computational methods in the development of oil and gas fields. Novosibirsk, 2000. Vol. 127.
4. Carroll, J., Natural gas hydrates. Translated from English. M.: Premium Engineering, 2007. Vol. 316.
5. Fedorov, K. M., Vershinin, V. E. Estimating the depth of hydrate formation in oil wells located in the permafrost zone // Vestnik of the Tyumen State University. № 7. 2013. Pp. 83-90.
6. Mukerji, H., Brill, J. P. Multiphase flow in wells, Library of Petroleum Engineering. Moscow-Izhevsk, 2006. Vol. 384.
7. Brusilovskiy, A. I., Phase transformations in the development of oil and gas fields. M.: «Graal», 2002. Vol. 575.
8. Sloan, E. D. Introductory overview: Hydrate knowledge development // American mineralogist. 2004. Vol. 89.
9. Turner, D., Sloan, D. Hydrate Phase Equilibria Measurements and Predictions in Sediments. // Proceedings of the 4th International Conference on Gas Hydrates. Yokohama, 2002. Pp. 327-330.

10. Shabarov, A. B., Shirshova, A. V., Gasheva, S. S., Influence of physical and chemical oil properties to hydrate formation in water-in-oil emulsions // Higher educational institutions news: Oil and Gas. № 2. 2014. Pp. 88-93.

Авторы публикации

Молчанов Дмитрий Александрович — главный специалист Тюменского нефтяного научного центра

Ширшова Альбина Вольфовна — доцент кафедры механики многофазных систем Физико-технического института Тюменского государственного университета, кандидат физико-математических наук

Политова Светлана Сергеевна — ассистент кафедры механики многофазных систем Физико-технического института Тюменского государственного университета

Authors of the publication

Dmitry A. Molchanov — Chef Specialist, Tyumen Petroleum Research Centre

Albina V. Shirshova — Cand. Sci. (Phus.-Math), Associate Professor, Department of Multiphase Systems Mechanics, Physics and Technical Institute Tyumen State University

Svetlana S. Politova — assistant, Department of Multiphase Systems Mechanics, Physics and Technical Institute Tyumen State University