

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГИДРАТНЫХ, ПАРАФИНОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И КОРРОЗИИ В СКВАЖИНАХ ПРИ ДОБЫЧЕ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЮЩЕЙ НЕФТИ

PREVENTING OF THE HYDRATE, PARAFINOHYDRATE DEPOSITS AND CORROSION APPEARANCE IN THE WELLS DURING PRODUCTION SULPHURETTED OIL

УДК 622.276

Ю.А. БЕЛЯЕВ

ст. н.с. «Научного центра нелинейной волновой механики и технологии РАН», канд. техн. наук.

Москва
belyaev-y@yandex.ru

YU. A. BELYAEV

SR «Scientific Center of Nonlinear Wave Mechanics and Technology

Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

Антигидратные, антикоррозионные характеристики, АСПО, ПГО, метанол, хлористый кальций, температурная депрессия

KEYWORDS:

Antihydrate, anticorrosive behaviour, APPS, PHS, methanol, chloride calcium, temperature depression

Изучены антигидратные характеристики применяемых реагентов в сопоставлении с характеристикой метанола. Проведено промышленное испытание антигидратной и антикоррозионной композиции.

Antihydrate characteristics of the used reagents in comparison with the characteristic of methanol have been carried out. Antihydrate and anticorrosive composition industrial tests have been carried out.

Предупреждение возникновения и ликвидация газогидратных и парафиногидратных отложений в скважинах при добыче природного газа и сернистой нефти является серьезной технологической проблемой. Для предупреждения и разрушения газогидратов с помощью различных ингибиторов и их композиций предложено множество технологических решений [1-4]. Основной характеристикой любого антигидратного ингибитора (АИ) служит величина снижения

температуры начала фазового перехода по сравнению с температурой начала гидратообразования в системе газ – вода. В настоящее время в промысловой практике в качестве ингибиторов гидратообразования используют электролиты (хлористый кальций, хлористый литий, пластовые воды) и относительно летучие вещества (метанол, гликоли, изопропанол, ацетон и др.). В промысловой практике чаще всего для очистки особенно газовых скважин применяют

метанол [5-6]. Однако предлагаемые реагенты не в полной мере отвечают необходимым требованиям, особенно при добычи тяжёлых сернистых нефтей. В данном случае процесс осложняется образованием асфальтносмолопарафиновых отложений (АСПО), а также проявлением коррозии. Поэтому экспериментально изучены антигидратные характеристики предлагаемых реагентов на основе аммиака, а также комплексной композиции в сопоставлении с известной ▶

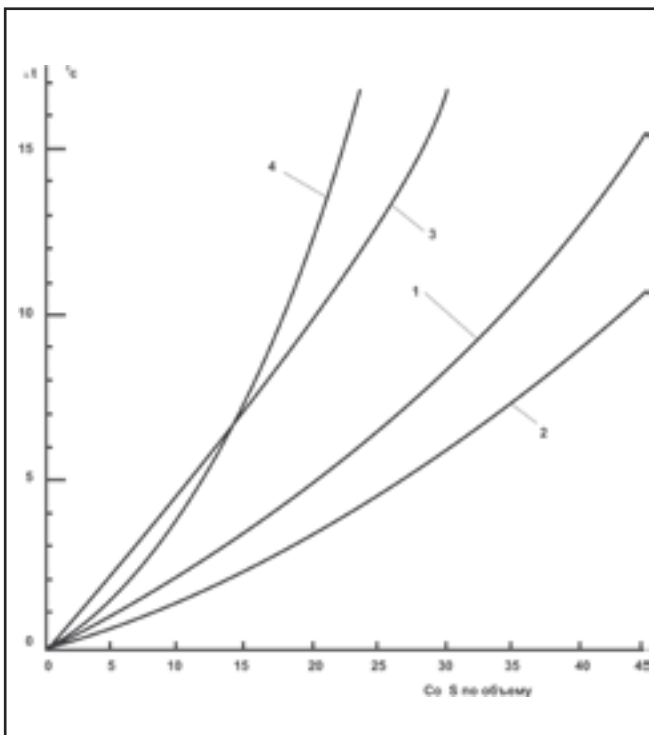


Рис. 2. Понижение температуры начала гидратообразования в зависимости от концентрации раствора ингибитора, % об.: 1 – изопропанол; 2 – полиэтиленгликоль; 3 – метанол; 4 – кальций хлористый.

№ п/п	Название ингибитора	Вид уравнения	Примечание
1	Изопропанол ингибитора, % об	$\Delta t = 0,1646 C_2 (0,0261 C_2 + 1)$	C_2 – концентрация
2	Полиэтиленгликоль	$\Delta t = 0,1019 C_2 (0,0324 C_2 + 1)$	
3	Метанол	$\Delta t = 0,3477 C_2 (0,0213 C_2 + 1)$	
4	Хлористый кальций	$\Delta t = 0,05 C_2 (0,6 C_2 + 1)$	

Таб. 1. Уравнения для теоретического расчета кривых депрессии.

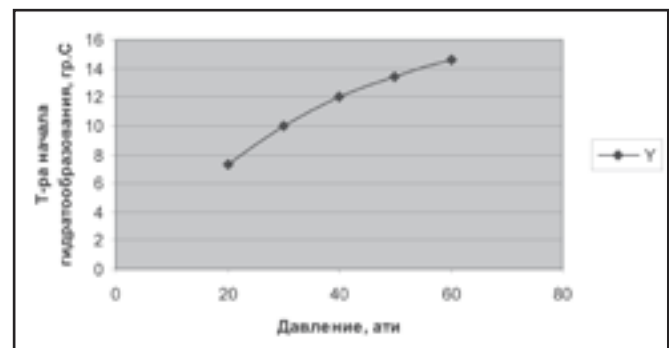


Рис. 2. График температуры начала гидратообразования.

характеристикой метанола. Исследование процесса образования гидратов и изучение работы ингибиторов гидратообразования и предотвращения коррозии проводили на лабораторной установке высокого давления, представленной на рис. 1. Основой установки является термостатированная камера исследования гидратов высокого давления (до 200 атм) с мешалкой. В камеру через манифольд В10 – В12 и В6 из ёмкости нагнетали исследуемую жидкость, после чего из контейнера или от скважины через манифольд В5 заполняли камеру исследуемым газом. Кроме того, через манифольд Б6 в камеру предусмотрена подача с помощью ручного пресса фиксированного количества дополнительных исследуемых жидких реагентов. Температуру в камере измеряли при помощи образцовой термометры с точностью до 0,1 °С, а давление – образцовым манометром. Момент образования гидратов, динамику их образования и структуру можно было воочию наблюдать через полированное толстостенное оптическое стекло. На рисунке 2 представлены графики понижения температуры начала гидратообразования (температурной депрессии) реагентов, полученные автором экспериментальным путём.

Коэффициент аппроксимации (сходимость точек с экспериментом) составляет 99 %.

Из анализа графиков видно, что при повышении концентрации активного компонента в составе ингибитора гидратообразования более 30 % об., температурная депрессия (ТД) кальция хлорида в 1,5 раза выше ТД для метанола и более чем 4 раза выше ТД полиэтиленгликоля. При добычи сероводородсодержащих нефтей в скважинах помимо образования парафиногидратов наблюдается коррозия скважинного оборудования,

поэтому необходимо применять комплексную систему реагентов, которая бы не только способствовала предотвращению отложения парафинов, гидратов, но и уменьшала коррозию. В республике Казахстан на месторождении Жанажол добывают сероводородсодержащую нефть с высоким содержанием асфальтеносмолопарафиновых углеводородов. Это способствует не только быстрому запарафиниванию и загидрированию скважин, но и коррозии промышленного оборудования. Для решения таких проблем предложена комплексная композиция: СНПХ-7212 – Север 1 – метанол. Ингибитор парафиноотложения СНПХ – 7212 представляет собой раствор оксикаликированных, оксипропилированных алкилфенолов в ароматических углеводородах. Ингибитор коррозии «Север-1» представляет собой 40 ÷ 50 %-й раствор пиридиновых соединений в этиловом спирте. Метанол-ингибитор гидратообразования. Все компоненты вырабатываются в промышленных масштабах. На лабораторной установке определена температура начала гидратообразования, представленная на рисунке 2.

Графическая зависимость показывает, температура начала гидратообразования высокая, в результате чего имеется большая вероятность образования гидратов.

На модельных пластинках, выполненных из стали НКТ исследовано влияние состава композиции на динамику гидратообразования и коррозию металла, выявлены оптимальные расходы реагента, которые отрабатаны на работающих скважинах. Результаты лабораторных исследований представлены в таблице 1.

На основе проведённых исследований в промышленных условиях испытана

антигидратная композиция СНПХ – 7212 – Север-1 – метанол на скважине № 331 месторождения Жанажол. Технические характеристики работы скважины № 331 приведены в таблице 2.

Оптимальное соотношение компонентов составляет, (% масс): 33 – 33 – 34 соответственно, расход реагента – 0,9 % масс.

Процесс осуществляли следующим образом. Количество компонентов ИК рассчитывали из предложенного состава компонентов и дебита нефти. Состав готовили смешением расчётных количеств компонентов в отдельной ёмкости, закачивали в затрубное пространство и дозировали в НКТ. В результате обработки парафиногидратные отложения составили 0,17 мм/сут. До обработки эта величина составляла 0,72 мм/сут т.е. более, чем в 4-е раза меньше, а коррозия – 0,016 г/м² час, т.е. в 5 раз ниже, чем до обработки (0,11 г/м² час.)

До обработки скважина работала 14 суток до запарафинивания, после обработки – 120 суток. Загидрирования не наблюдалось. Минимальный расход композиции составил 0,03 мас % в расчёте на дебит нефти.

Выводы.

1. Экспериментально установлено, что оптимальным ингибитором гидратообразования в процессе добычи природного газа является хлористый кальций при его концентрации в растворе выше 20% об.
2. Исследована комплексная антигидратная композиция, позволяющая добывать сероводородсодержащие нефти, а также достичь высокого эффекта по предупреждению парафиногидратных отложений и коррозии. Найдены оптимальный состав и удельные расходы. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Хорошилов В.А., Беляев Ю.А., Баландин Н.Н., Мякотин В.Н., Арсамиков М.У. «Состав для предотвращения парафиногидратных отложений и коррозии в скважине при добыче нефти». Патент РФ №1806161, 30. 03. 93 г., Бюл. изобр. № 12.
2. Варшавский А.И., Царёв В.П., Черепанова М.Ю., Жутов А.Н., Ненахов В.А. «Способ разрушения гидратных пробок в газовых скважинах» Патент РФ № 1550099, 15.03.90 г., Бюл.изобр. 10.
3. Хорошилов В.А., Дегтярёв Б., Бухгалтер Э.Б., «Предупреждение гидратообразования в газовых скважинах и шельфах рассольными пластовыми водами» Экспресс – информация, МИНГАЗПРОМ, № 17, 1969г., с. 5-10.
4. Беляев Ю.А., Беляев В.А., Катцин Г.В., Ковязин Д.М. «Состав для удаления парафиногидратных и/или асфальтеносмолопарафиновых отложений и способ его применения», Патент РФ № 2073690, 1997г., Бюл. изобр. № 5.
5. Гриценко А.И, Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. М. Недра, 1999 г., 474 с.
6. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системе сбора и промысловой обработки газа и нефти. М. ВНИИГазпром, 1990 г., 214 с.

Состав	Состав композиции: СНПХ-7212, Север-1, Метанол, % масс. соответственно	Расход композиции в пересчёте на дебит, % мас.	Скорость образования ПГО, мм/сут	Скорость коррозии НКТ, г/м ² в час
1*	0,5: 0,5 : 90	0,030	0,721	0,090
2**	35 : 35 : 30	0,30	0,615	0,016
3	33 : 33 : 34	0,030	0,295	0,016
4	33 : 33 : 34	0,060	0,222	0,016
5	33 : 33 : 34	0,075	0,174	0,016
6	33: 33 : 34	0,090	0,171	0,016
7	5 : 5 : 90	0,030	0,278	0,022
8	5 : 5 : 90	0,060	0,226	0,022
9	5 : 5 : 90	0,075	1,177	0,022
10	5 : 5 : 90	0,90	0,173	0,022
11	1 : 1 : 98	0,030	0,284	0,040
12	1 : 1 : 98	0,060	0,0233	0,040
13	1 : 1 : 98	0,075	0,179	0,040
14	1 : 1 : 98	0,09	0,174	0,040

Таб. 1. Влияние состава композиции на скорость образования ПГО и скорость коррозии. * – запарафинивание; ** – загидрирование

№№ п/п	Параметры эксплуатации	Значение
1	Режимный дебит, м ³ /сут	50
2	Давление пластовое, кг.с/см ²	271
3	Давление забойное, кг.с/см ²	267
4	Давление на устье, кг.с/см ²	90
5	Газовый фактор, м ³ /т	140
6	Обводнённость, %	0,12

Таб. 2. Характеристика работы скважины № 331 м.р. Жанажол.