

# Расчёт потребности ингибиторной композиции для предупреждения гидратообразования в скважинах Уренгойского месторождения

Ю.А. Беляев (Москва, Россия)

belyaev-y@yandex.ru

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

А.Г. Чукаев

chukaev@gmail.com

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

**Изучена температурная депрессия антигидратной ингибиторной композиции на основе аммиака. Проведены расчёты потребности композиции для скважин Уренгойского месторождения.**

## Материалы и методы

Лабораторные исследования, расчёты.

## Ключевые слова

нефть, газ, гидраты, аммиак, антигидратный ингибитор, лабораторные исследования, расчёты

The calculation of the needs of the inhibitor compositions to prevent hydrate formation in the wells of the Urengoy field

## Authors

Yuri A. Belyaev (Moscow, Russia)

SR "Scientific Center of Nonlinear Wave Mechanics and Technology" RAS, Ph.D.

Aleksey G. Chukaev

SR "Scientific Center of Nonlinear Wave Mechanics and Technology" RAS, Ph.D.

## Abstract

Studied temperature depression antihydrate inhibitor compositions on the basis of ammonia. The calculations of the needs of the compositions for the wells of the Urengoy field.

## Materials and methods

Laboratory studies, calculations.

## Results

Specified temperature depression inhibitor composition of water-methane-ammonia depending on the concentration of ammonia. The calculation of the needs of the compositions for the prevention of hydrogenation five samples of the Urengoy oil.

Одним из основных осложнений при добыче и транспорте нефти и газа является образование и отложение гидратов в стволах газовых и нефтяных скважин, коммуникациях, аппаратах систем сбора, а также в магистральных газо- и нефтепроводах. Это явление наиболее выражено на дальнем Севере в условиях вечной мерзлоты. Для предупреждения возникновения и ликвидации газогидратных и парафиногидратных отложений (ПГО) в скважинах и трубопроводах предложено значительное количество антигидратных ингибиторов (АИ) и технических решений [1–4]. В промысловой практике для очистки от гидратов особенно газовых скважин чаще всего применяют метанол [5–6]. Однако, он летуч, является высоко токсичным реагентом, требует особых условий хранения, отпуск его находится под особо строгим контролем.

В технологической практике наиболее предпочтительны ингибиторы с высокой упругостью паров. Они позволяют защищать гидратоопасный интервал большей протяжённости. Основной характеристикой любого антигидратного ингибитора является величина снижения температуры начала фазового перехода по сравнению с температурой начала гидратообразования (НГО) в системе газ–вода, т.е. температурная депрессия.

Из применяемых АИ аммиак обладает наибольшей упругостью паров. В этой связи на лабораторной установке высокого давления, технологическая схема которой представлена в работе [3], была исследована зависимость изменения температурной депрессии от количества добавляемого в систему аммиака. Результаты представлены в таблице 1.

Экспериментальные данные показывают, что подача аммиака в систему метан-вода, ведёт к росту температурной депрессии, причём она в 2–3 раза повышается с увеличением количества аммиака. Причем подобная тенденция наблюдается и при повышении давления в системе. Но этот рост менее существенен.

Результатом обработки экспериментальных данных явилось получение расчетных зависимостей, позволяющих определять точки равновесных температур начала гидратообразования системы вода-метан и вода-метан-аммиак, с погрешностью аппроксимации не превышающей 1% (таблице 2).

Приведённые экспериментальные данные позволяют также произвести расчёт потребности ингибиторной композиции на водоаммиачной основе для предупреждения загидративания нефтяных скважин.

Расчёты были проведены по характеристикам работы скважин Уренгойского месторождения. Исходные данные для расчёта приведены в таблице 3.

Расчёт необходимого количества аммиачного раствора 28%-ной концентрации в качестве антигидратного ингибитора проводили по модифицированной формуле [3]:

$$g_{\text{га}} = \frac{W_{\text{н}} - C_2}{C_1 - C_2} + 0,001 C_2 \times 5,92a \times G$$

$g_{\text{га}}$  — расход 28%-ого водоаммиачного раствора, кг на 1 т добытой нефти;

$C_1$  — весовая концентрация свежего раствора, %;

$C_2$  — весовая концентрация отработанного раствора, %

$W_{\text{н}}$  — обводнённость нефти, кг/тону нефти

$a$  — равновесная концентрация аммиака в газовой фазе, (г/100ом<sup>3</sup> газа, на 1% NH<sub>3</sub> в жидкой фазе) определяется по монограмме.

$G$  — газовый фактор, тыс. м<sup>3</sup> /т.

Система вода-метан + NH <sub>3</sub> , % мас	Давление, ати				
	50	60	70	80	90
<b>Равновесная темп-ра начала гидратообразования системы вода-метан, °С</b>					
0	5,8	7,5	8,9	10,2	11,3
<b>Температурная депрессия системы вода-метан-аммиак, °С</b>					
3	2,4	2,5	2,6	2,7	3,0
5	4,0	4,3	4,5	4,8	5,0
7	5,2	5,8	6,3	6,6	7,2
9	6,6	7,6	7,6	8,8	9,4

Таб. 1 — Температурная депрессия в процессе гидратообразования системы вода-метан и вода-метан-аммиак

В таблице 4 приведены данные расчета расхода ингибиторной композиции. Экспериментальные данные получены при давлении 120 ати.

### Заключение

Расчеты показывают, что для более обводнённой скважины № 6462 (8,4%) требуется наибольшее количество антигидратного ингибитора (25,28 кг/т).

Установлено, что в присутствии ингибитора гидратообразования 28%-ой водоаммиачной смеси не требуется большого количества ингибитора, а равновесная температура гидратообразования (температурная депрессия) понижилась на 5–8°C, что корректируется с данными таблицы 1. Установлена слабая зависимость температурной депрессии от расхода ингибитора, что возможно связано с

составом газа растворенного в нефти.

### Итоги

Определены температурные депрессии ингибиторной композиции вода-метан-аммиак в зависимости от концентрации аммиака. Проведён расчёт потребности композиции для предупреждения загидративания пяти проб Уренгойской нефти.

### Выводы

На основе экспериментальных данных рассчитана зависимость депрессия метан-вода-аммиачной композиции от концентрации аммиака и давления в смеси. Дается расчетная формула, по которой определено необходимое количество ингибитора для действующих скважин Уренгойского месторождения.

Ингибиторная система	Конц. ингибитора, % масс.	Расчетные зависимости
Метан-вода	—	$t = 21,60 \lg p - 30,9125$
Метан-вода-аммиак	3	$t = 19,9827 \lg p - 30,5616$
—	5	$t = 17,1236 \lg p - 27,2058$
—	7	$t = 14,9664 \lg p - 24,67685$
—	9	$t = 11,2846 \lg p - 20,1185$

Таб. 2 — Уравнения для теоретического расчёта равновесной температуры начала гидратообразования в системе метан-вода и метан-вода-аммиак

№ скважины	Дебит, т/сут	Обводнённость, %	Газовый фактор, м³/т	Рпласт. Кгс/см²	t пласт °С	Р на устье, Кгс/см²	t на устье, °С	Влаго соде в пласте, г/м³	Влаго соде на устье г/м³
6478	40	1,4	1561	226	80	40	9	2,5	0,27
6448	50	2,2	1895	243	80	54	6	2,5	0,20
6462	50	8,4	1806	249	78	30	8	2,3	0,24
6265	60	0,2	370	263	78	80	6	2,5	0,16
6295	105	0,97	260	263	80	110	7	2,6	0,12

Таб. 3 — Данные работы скважин Уренгойского месторождения

№ скважины	Равновесная т-ра НГО при Ру и ту, без ИГ °С*	Расчётное к-во ИГ, кг/т	Расчётное к-во ИГ, л/час	Равновесная т-ра НГО в присутствии ИГ, °С*	Температурная депрессия, °С
6478	15,57	6,60	12,26	10,55	5,02
6448	17,9	19,19	44,52	10,6	7,3
6462	13,5	25,28	58,65	6,5	8,0
6265	22,4	3,22	8,98	17,3	5,1
6295	23,3	13,25	42,06	16,8	6,5

Таб. 4 — Результаты расчета

### Conclusions

On the basis of experimental data the calculated dependence of depression methane-water-ammonium composition of ammonia concentration and pressure in the mixture. Given the calculation formula, which determines the necessary number of inhibitor for current wells Urengoy field

### Keywords

oil, gas hydrates, ammonia, antihydrate inhibitor, laboratory researches, calculations

### References

1. Khoroshilov V.A., Belyaev Yu.A. i dr. Sostav dlya predotvrashcheniya parafinogidratnykh otlozheniy i korrozii v skvazhine pri dobyche nefi. [Ingredients to avoid parafinogidratnyh deposits and corrosion in the well for oil production] Patent R.F.№ 1806161, 30.03.93 g. Byulyuten inventions. № 12.
2. Belyaev Yu.A. Preduprezhdenie voznikoveniya gidratnykh, parafinogidratnykh otlozheniy i korrozii v skvazhinakh pri dobyche serovodorodsoderzhashchey nefi [Preventing hydrate, parafinogidratnyh deposits and corrosion in the wells in the extraction of oil sour]. Ekspozitsiya Neft' Gaz, 2011, issue 3/H, pp. 55–56.
3. Belyaev Yu.A. Issledovanie effektivnosti antigidratnykh ingibitorov [Study of the effectiveness of inhibitors antigidratnyh]. Ekspozitsiya Neft' Gaz, 2011, issue 2/H, pp. 12–13.
4. Makagon Yu.F. Gidraty prirodnykh gazov [Hydrates of Natural Gases] Moscow: Nedra, 1974, p.33, 208p.
5. Gritsenko A.I., Istomin V.A., Kulkov A.N., Suleimanov R.S., Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na svernykh mestorozhdeniyakh Rossii [Collection and field preparation Fold gas fields in Russia] Moscow: Nedra, 1999, pp. 272 474p.
6. Istomin V.A. Preduprezhdenie i likvidatsiya gazovykh gidratov v sisteme sbora i promyslovoy obrabotki gaza i nefi [Prevention and elimination of gas hydrates in the system of data collection and field processing of gas and oil] Moscow: VNII Egazprom, 1990, 214p.

### Список использованной литературы

1. Хорошилов В.А., Беляев Ю.А. и др. Состав для предотвращения парафиногидратных отложений и коррозии в скважине при добыче нефти. Патент Р.Ф. № 1806161, 30.03.93 г. Бюл. изобр. № 12.
2. Беляев Ю.А. Предупреждение возникновения гидратных, парафиногидратных отложений и коррозии в скважинах при добыче сероводородсодержащей нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2011. № 3/Н. С. 55–56.
3. Беляев Ю.А. Исследование эффективности антигидратных ингибиторов // Экспозиция Нефть Газ. 2011. 2/Н. С. 12–13.
4. Макагон Ю.Ф. Гидраты природных газов. М.: Недра, 1974. С. 33. 208с.
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. С. 272, 474с.
6. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системе сбора и промысловой обработки газа и нефти. М.: ВНИИГазпром, 1990. 214 с.