

UDC 550.8

**DEVELOPMENT OF THE METHOD FOR PREDICTING FIELD  
DOSAGE OF KINETIC HYDRATE INHIBITOR**

**РАЗРАБОТКА МЕТОДА НОРМИРОВАНИЯ ИНГИБИТОРА  
ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ КИНЕТИЧЕСКОГО ТИПА**

A.V. Faresov, A.I. Ponomarev

CJSC Neftechim Technologies, Ufa, the Russian Federation  
FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”,  
Ufa, the Russian Federation

Фаресов А.В., Пономарев А.И.

ЗАО «Опытный завод Нефтехим», г. Уфа, Российская Федерация  
ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический  
университет», г. Уфа, Российская Федерация  
e-mail: faresov@gmail.com

**Abstract.** The increased application of low dosage hydrate inhibitors in oil and gas production has made it necessary to develop a method for determining the consumption rates of kinetic hydrate inhibitors, as no techniques are currently available for that purpose. The method was developed in the experiments with the kinetic hydrate inhibitor SONHYD-1801A, representing a stereoregular copolymer of N-vinylpyrrolidone and caprolactam.

The currently used technology for application of kinetic hydrate inhibitor SONHYD-1801A has been improved, allowing effective prevention of hydrate formation in pipelines. It is stated that the chemical can be used for continuous injection in the oil, oil-gas and oil/gas-condensate fields to prevent hydrate formation during the production and transportation of associated gas within the limited temperature and pressure range.

For the experiment, a model gas hydrate-forming mixture was prepared, consisting of methane and propane in the ratio of 60/40 respectively, and with a 99.98% purity of the components. This gas mixture simulates the composition of both associated gas and gas produced from oil-gas-condensate fields.

Based on the investigations performed, it is established that the kinetic hydrate inhibitor SONHYD-1801A is able to reduce the hydrate equilibrium temperature within the range of 14°C against the equilibrium temperature. The operating pressure range is up to 15 MPa, and the inhibiting capacity is not reduced considerably as in the case with low temperatures.

An empirical equation has been obtained that shows kinetic hydrate inhibitor consumption vs. pressure, temperature and water content of the gas mixture. Based on the equation, a method has been developed for optimal consumption of kinetic hydrate inhibitor under various gas flow regimes.

**Аннотация.** В связи с увеличением области применения ингибиторов гидратообразования низкой дозировки для практики добычи нефти и газа является актуальным разработка методики нормирования расхода кинетических ингибиторов гидратообразования, т.к. в настоящее время подобные методики отсутствуют. Разработка методики производилась на примере кинетического ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А, представляющего собой стереорегулярный сополимер N-винилпирролидона и капролактама.

Усовершенствована действующая технология применения ингибитора гидратообразования кинетического типа СОНГИД-1801А, позволяющая эффективно предотвращать образование гидратов в трубопроводах. Определено, что реагент при технологии постоянной подачи может применяться на нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождениях для предотвращения гидратообразования при добыче и транспортировке попутного нефтяного газа в ограниченном диапазоне температур и давлений.

Для проведения испытаний в качестве модельного газогидратообразователя была выбрана газовая смесь, состоящая из метана и пропана в соотношении 60/40 соответственно, с чистотой компонентов 99,98%. Представленная газовая смесь моделирует гидратообразующий компонентный состав попутного газа и газа, добываемого на нефтегазоконденсатных месторождениях.

На основании проведенных исследований установлено, что ингибитор гидратообразования кинетического типа СОНГИД-1801А может снижать равновесную температуру гидратообразования в пределах 14 °С относительно равновесной. Рабочий диапазон исследованных давлений составляет до 15 МПа, при этом значительного снижения ингибирующей способности, как в случае низких температур, не наблюдается.

Получена эмпирическая зависимость расхода ингибитора гидратообразования кинетического типа от давления, температуры газовой смеси и содержания воды. На её основе разработана методика оптимизации расхода кинетического ингибитора гидратообразования для различных режимов транспортировки газа.

**Key words:** method for determining the consumption rates of kinetic hydrate inhibitors, prevention of hydrate formation, SONHYD-1801A.

**Ключевые слова:** методика нормирования ингибитора гидратообразования кинетического типа, предотвращение гидратообразования, СОНГИД-1801А.

The formation of gas hydrates is one of the major challenges encountered during hydrocarbon production in both natural gas fields and oilfields with a high gas-to-oil ratio. The prevention of hydrates traditionally includes the use of classical thermodynamic inhibitors. These are most often alcohols, such as methanol and glycols. The mechanism of thermodynamic hydrate inhibitors in-

volves lowering the activity of water in the aqueous solution and consequently changing of the equilibrium conditions of hydrate formation.

Advancements since the turn of the century led to the development of fundamentally new kinetic hydrate inhibitors (KHI). They are generally water-soluble polymers with nitrogen and oxygen in their structures. The inhibition mechanism was shown to consist of two main components. Inhibitor polymer side groups adsorb to the hydrate crystal surface by hydrogen bonding. By adsorbing on the hydrate crystal, the polymer forces the crystal to grow around and between the polymer strands, with a small radius of crystal curvature. Inhibitors also sterically block non-polar solutes such as methane from entering and completing a hydrate cavity. Weak interaction between non-polar solute and hydrophobic part of the inhibitor side groups in the model [1]. A great advantage of kinetic inhibitors is that they work at dosages much lower than those required for thermodynamic inhibitors, thus ensuring a significant reduction in operating expenses. Kinetic hydrate inhibitors are also classified as “environmentally-friendly”, thus minimizing the risks associated with their transportation and storage. Due to the above-mentioned advantages, field operators over the last ten years feel more and more inclined to choose KHIs as a hydrate control method. Today a number of upstream companies has successfully performed field trials and efficiently apply low dosage hydrate inhibitors [2-6].

However, at present there are no techniques for determining the consumption ratios of kinetic hydrate inhibitors. Efficient dosages are generally identified by practical consideration.

In view of the above, it is of current concern for the oil and gas sector to improve the application techniques for kinetic hydrate inhibitors and develop a method to determine their consumption rates.

For the experiment, a model gas hydrate-forming mixture was prepared, consisting of methane and propane in the ratio of 60/40 respectively, and with a 99.98% purity of the components. This gas mixture simulates the composition of both associated gas and hydrate-forming part of gas from oil-gas-condensate

fields. It is also explained by the fact that natural gas hydrate crystals form a CS-II structure, if propane exceeds 0.2mol%. In order to minimize the impact of component variations on the final result, the gas mixture was prepared in sufficient volume for running the entire set of tests.

To investigate the inhibiting efficiency, a kinetic hydrate inhibitor SONHYD-1801A was added into the cell with distilled water (100 ml vol.). A commercial form of inhibitor was injected at a dosage of 10 g/l. A series of tests were run to determine the range of temperatures under which the inhibitor exhibits efficient performance and prevents hydrate formation for a long period. A hydrate formation curve for an aqueous methane-propane mixture was calculated using software developed at the Centre for Gas Hydrate Research, Heriot-Watt University, Edinburgh. The results are illustrated in Figure 1.

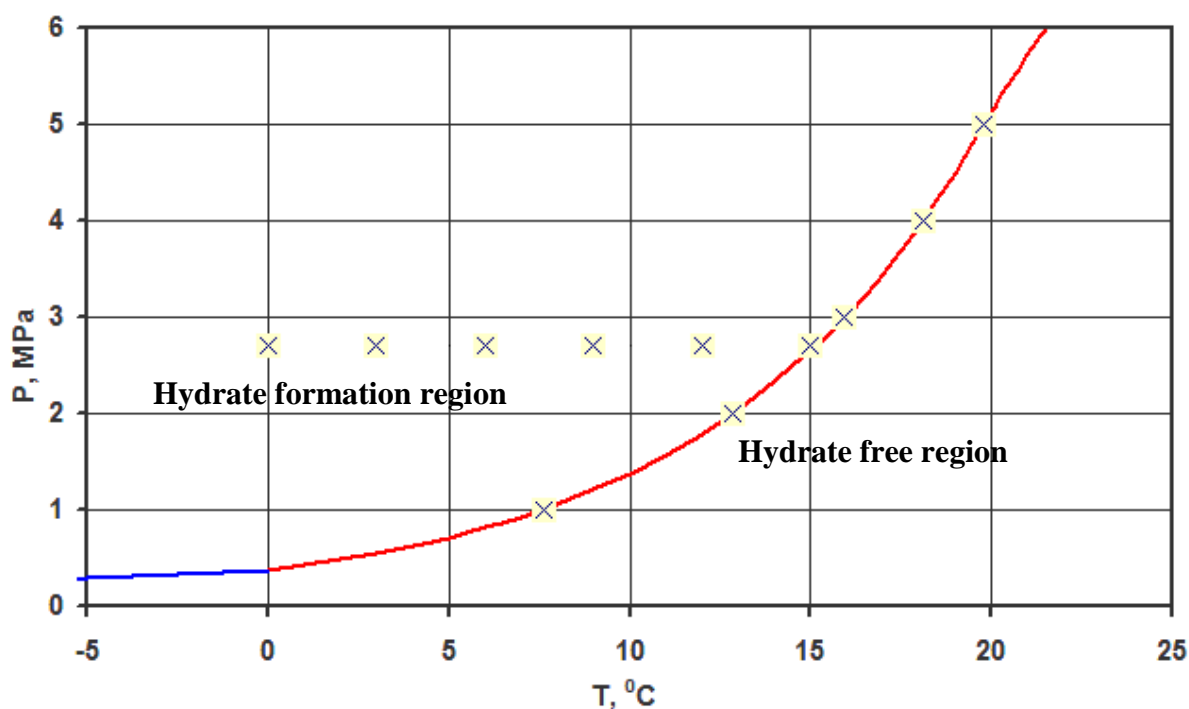


Figure 1. A calculated hydrate formation curve for a methane-propane mixture

The temperatures (15°, 12°, 9°, 6°, 3°, 0°) were chosen for running the experiments under a pressure of 2.7 MPa. The results are illustrated in Figure 2. They show that the tested hydrate inhibitor is able to reduce the hydrate formation

temperature by 14°C against the equilibrium temperature within 24 hours. Below 1°C there's a sharp drop in hydrate inhibition time.

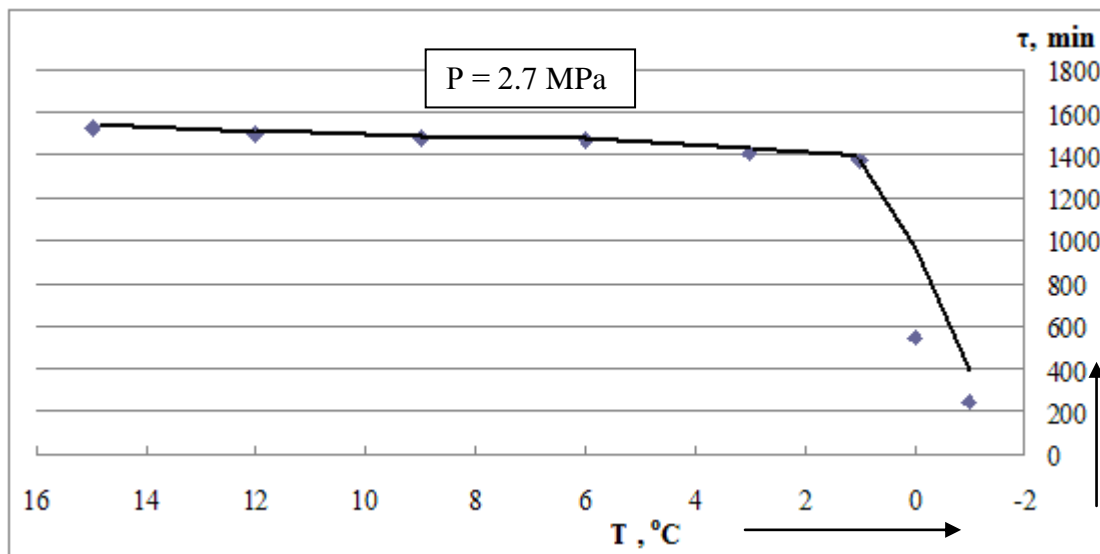


Figure 2. Determination of the decrease in hydrate formation temperature against the equilibrium temperature

Following the determination of the temperature range applicable for the hydrate inhibitor SONHYD-1801A, the pressure range was determined. The tests under the temperatures 1°, 5°, 10°, 15°C were run with a variety of pressures: 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15 MPa.

The results in Figure 3 show that the tested hydrate inhibitor is capable of preventing hydrate formation for over 20 hours within the full range of pressures under the temperatures which are up to 5 °C below the hydrate equilibrium temperature. No sharp decrease in the efficiency was recorded, which is observed during the temperature drops. The decrease in temperature by 14 °C against the hydrate equilibrium temperature has reduced the inhibiting capacity of the chemical to 13 hours.

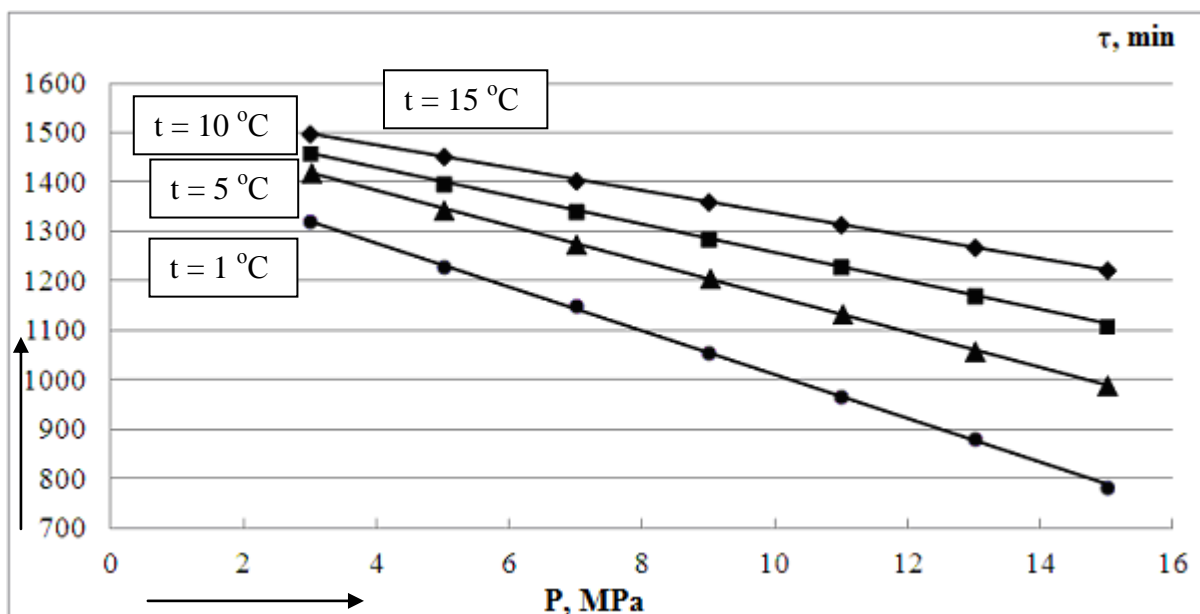


Figure 3. Determination of the pressure range applicable for the use of the hydrate inhibitor

Based on the investigations performed, it is established that the kinetic hydrate inhibitor SONHYD-1801A is able to reduce the hydrate equilibrium temperature within the range of 14 °C against the equilibrium temperature. The operating pressure range is up to 15 MPa, and the inhibiting capacity is not reduced considerably as in the case with low temperatures.

Since the hydrate inhibitor being studied belongs to a class of kinetic inhibitors, it is necessary to determine the reaction rate of blocking the nucleation centers against the chemical consumption. The consumption of the chemical was calculated according to the following equation:

$$v = \frac{(C_2 - C_1)}{(\tau_2 - \tau_1)} = \frac{\Delta C}{\Delta \tau} \quad (1)$$

where,  $v$  – hydrate inhibitor consumption, mg/l·min;

$\Delta C$  – change in concentration in the experiments, mg/l;

$\Delta \tau$  – time interval when the change in concentration occurred, min.

To determine the consumption rate, the chemical was injected at a dosage of 1 g/l. The delay in hydrate formation process was observed under the pressure of 2.7 MPa and the temperature of 15 °C, compared to the blank test without the

inhibitor. Under these conditions, the consumption rate of the hydrate inhibitor is  $0.531 \cdot 10^{-3}$  g/l·min.

Further, a series of experiments under a variety of pressures (1, 2, 3, 4 and 5 MPa) and the temperatures equal to hydrate equilibrium conditions was conducted. Based on the test results, the inhibitor consumption is  $0.527 \cdot 10^{-3}$  g/l·min.

Hereafter, the effect of temperature and pressure on the hydrate formation in methane-propane mixture in the presence of kinetic hydrate inhibitor at a dosage of 1 g/l was investigated. A series of experiments under various temperatures and pressures was performed for this purpose. The results are shown in Figure 4.

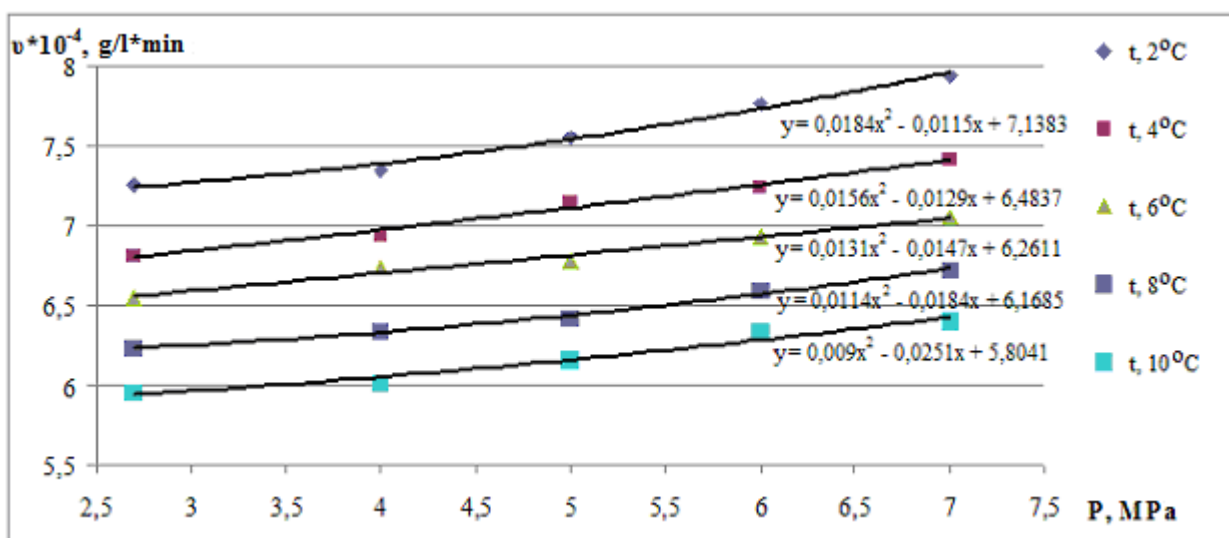


Figure 4. Determination of the delay in hydrate formation process, as a result of pressure and temperature changes in the tested system in the presence of the hydrate inhibitor

The analyzed results demonstrate that by decreasing the temperature by 1°C or increasing the pressure by 0.1 MPa, the consumption of the chemical rises by 2-3%.

Thus, the consumption rate can be determined by the formula:

$$v_i = v_{const} \times (\Delta t + \Delta P \times 10) \times 1,03 \quad (2)$$

where,  $v_i$  – the required hydrate inhibitor consumption for the given system conditions, g/l·min;



$v_{\text{const}}$  – hydrate inhibitor consumption for equilibrium conditions,  
 $v_{\text{const}} = 0.527 \cdot 10^{-3}$  g/l·min;

$\Delta t$  – temperature change against the equilibrium temperature, °C;

$\Delta P$  – pressure change against the equilibrium pressure, MPa;

1.03 – increase of hydrate inhibitor consumption value in case of change in equilibrium conditions.

Based on the above formula, one can calculate the concentration of the kinetic hydrate inhibitor, required to prevent the system from hydrate formation during a given time interval:

$$C = v_i \times \tau \quad (3)$$

where,  $C$  – hydrate inhibitor concentration, which is required for blocking hydrate formation processes for a specified time, g/l;

$\tau$  – required hydrate formation delay time, min

The daily consumption rate of the chemical required to prevent hydrate formation in a difficult field is calculated according to the following formula:

$$C_{\text{une}} = v_i \times 10^{-3} \times \tau \times W_{\text{H}_2\text{O}} \times W_{\text{газ}} \times Q \times k \quad (4)$$

where,  $C_{\text{inh}}$  – consumption of the inhibitor per day, kg/day;

$W_{\text{H}_2\text{O}}$  – free water in the gas condensate, l;

$W_{\text{газ}}$  – specific humidity of gas, l;

$Q$  – gas production rate of a well, 1000cu.m/day;

$k$  – assurance coefficient for unaccounted factors,  $k = 1.10 \div 1.25$ .

Specific humidity of gas was determined according to the following equation, stated by Istomin V.A. [7]:

$$W_{\text{газ}} = \frac{0,09984 \times z_{\text{см}}}{P} \times \exp\left(18,3036 - \frac{3816,14}{T - 46,13}\right) \times \exp\left(\frac{18 \times P}{R \times T} + \frac{2 \times \beta_{\text{см}} \times P}{z_{\text{см}} \times R \times T + \alpha_{\text{см}} \times \beta_{\text{см}} \times P}\right) \quad (5)$$

where,  $z_{\text{см}}$  – compression factor of the gas mixture;

$P$  – pressure, MPa;

$T$  – temperature, K;

$R$  – universal gas constant,  $R = 8.31314$  J/(mole·K);

$\alpha_{CM}, \beta_{CM}$  – coefficients calculated in the following equations:

$$\alpha_{CM} = \sum_i \alpha_i \times y_i \quad (6)$$

$$\beta_{CM} = \sum_i \beta_i \times y_i \quad (7)$$

where,  $y_i$  – mole fraction of the  $i$ -th component in the gas mixture;

$\alpha_i, \beta_i$  – empirical coefficients of the  $i$ -th component in the gas mixture,

that have various values for different components:

CH <sub>4</sub>	$\alpha = 0.725,$	$\beta = \exp(6.87 - 0.0093 \cdot T);$
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	$\alpha = 0.6,$	$\beta = \exp(4.649 - 0.0093 \cdot T);$
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	$\alpha = 0.5,$	$\beta = \exp(7.665 - 0.00874 \cdot T);$
<i>i</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	$\alpha = 0.4,$	$\beta = \exp(7.91 - 0.00878 \cdot T);$
<i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	$\alpha = 0.4,$	$\beta = \exp(7.98 - 0.0088 \cdot T);$
C <sub>5+ВЫСШ</sub>	$\alpha = 0.3,$	$\beta = \exp(8.15 - 0.009 \cdot T);$
N <sub>2</sub>	$\alpha = 0.8,$	$\beta = \exp(7.27 - 0.012 \cdot T).$

The derived empirical equations have a tolerance probability of 0.95. To a sufficient degree of accuracy this is correlated with the field data, obtained during the field trials.

## Conclusions

1. The currently used technology for application of kinetic hydrate inhibitor SONHYD-1801A has been improved, which allows effective prevention of hydrate formation in pipelines.

2. The range of temperatures and pressures has been established, within which the inhibitor is able to prevent hydrate formation for more than 24 hours: the temperature of the hydrate region is up to 14 °C, the pressure of the hydrate region is up to 12 MPa. The magnitude of the parameters shift into the hydrate region against the equilibrium conditions of hydrate formation is identified.

3. This chemical can be used for continuous injection in the oil, oil-gas and oil/gas-condensate fields to prevent hydrate formation during the production and transportation of associated gas within the limited temperature and pressure range.

4. An empirical equation has been obtained that shows kinetic hydrate inhibitor consumption vs. pressure, temperature and water content of the gas mixture. Based on the equation, a technique has been developed for optimal consumption of kinetic hydrate inhibitor under various gas flow regimes.

---

Одной из основных проблем, осложняющих процессы добычи углеводородов на месторождениях природного газа и газонефтяных месторождениях с высоким газовым фактором, является образование газовых гидратов. Для предотвращения гидратообразования традиционно применяют классические ингибиторы термодинамического действия, основными представителями которых является класс спиртов, такие как метанол и гликоли. Механизм действия ингибиторов гидратообразования термодинамического действия заключается в снижении активности воды в водном растворе и, как следствие, в изменении равновесных условий образования гидратов.

С развитием науки в конце прошлого века были разработаны принципиально новые ингибиторы гидратообразования кинетического действия, которые представляют собой водорастворимые полимеры, содержащие в своей структуре атомы азота и кислорода. Выделены два основных принципа механизма ингибирования. Боковые группы полимера-ингибитора адсорбируются на поверхности кристалла гидрата посредством водородных связей. Адсорбируясь на кристалле гидрата, полимер способствует разрастанию кристалла вокруг и между нитями полимера с небольшим радиусом кривизны кристалла. Ингибиторы также стерически блокируют вход и заполнение полости гидрата неполярными растворенными веществ-

вами, такими как метан. Также отмечено небольшое взаимодействие между неполярным растворенным веществом и гидрофобной частью боковых групп ингибитора в модели [1]. Большим преимуществом ингибиторов кинетического типа стала дозировка, которая кратно ниже дозировок термодинамических ингибиторов. Это существенно позволяет снизить операционные затраты. Кинетические ингибиторы гидратообразования (КИГ) также относятся к категории «экологичных», что снижает риски при транспортировке, хранении и применении. В связи с перечисленными преимуществами в последнее десятилетие КИГ набирают все большую популярность у добывающих компаний при выборе методов борьбы с гидратообразованием. На сегодняшний день на ряде объектов нефтегазодобывающих компаний успешно прошли опытно-промышленные испытания и эффективно применяются ингибиторы гидратообразования низкой дозировки [2-6].

Однако для кинетических ингибиторов гидратообразования в настоящее время отсутствуют методики нормирования расхода реагентов данного типа, подбор эффективных дозировок выполняется опытным путем.

В связи с вышеизложенным совершенствование технологии применения ингибиторов гидратообразования кинетического типа и разработка метода нормирования их расхода актуальны для практики добычи нефти и газа.

Для проведения испытаний в качестве модельного газогидратообразователя была выбрана газовая смесь, состоящая из метана и пропана в соотношении 60/40 соответственно, с чистотой компонентов 99,98%. Представленная газовая смесь моделирует гидратообразующий компонентный состав попутного газа и газа, добываемого на нефтегазоконденсатных месторождениях. Также это объясняется тем, что кристаллы гидрата природного газа образуют структуру КС-II при содержании в составе пропана более 0,2 мол.%. Минимизация влияния состава смеси на конечный результат

достигалась за счет приготовления смеси газов в объеме, достаточном для всей серии опытов.

Для определения эффективности ингибитора гидратообразования в камеру заливается 100 мл 1%-ного раствора товарной формы испытываемого ингибитора кинетического типа СОНГИД-1801А в дистиллированной воде. Основным действующим компонентом реагента является стереоспецифический сополимер N-винилпирролидона и капролактама. Эффективность данного реагента по сравнению с классическим реагентом, предотвращающим гидратообразование метанолом, была ранее подтверждена. Результаты показали, что СОНГИД-1801А предотвращает гидратообразование при дозировке в 32 раза ниже метанола [5].

Проведена серия опытов по определению диапазона температур, в которых реагент способен эффективно работать, предотвращая гидратообразование в течение продолжительного времени. Для водонасыщенной метан-пропановой смеси был произведен расчет кривой гидратообразования с использованием программного обеспечения Центра газогидратных исследований университета Heriot-Watt г. Эдинбург. Результаты расчетов представлены на рисунке 1.

Для проведения экспериментов при давлении 2,7 МПа были выбраны температуры: 15, 12, 9, 6, 3, 0 °С. Результаты экспериментов показаны на рисунке 2, из которых следует, что исследуемый ингибитор гидратообразования в течение 24 часов способен снизить температуру гидратообразования относительно равновесной на 14 °С. Ниже температуры 1 °С происходит резкое падение времени ингибирования процесса гидратообразования.

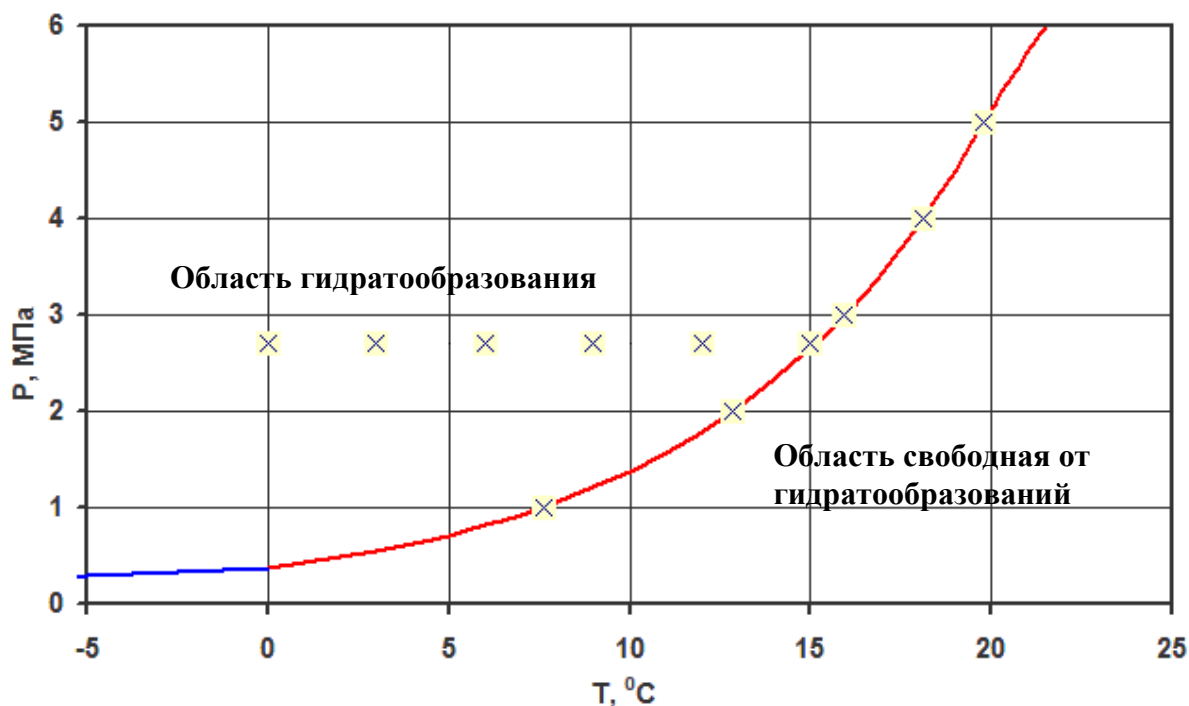


Рисунок 1. Расчетная равновесная кривая гидратообразования для метан-пропановой смеси

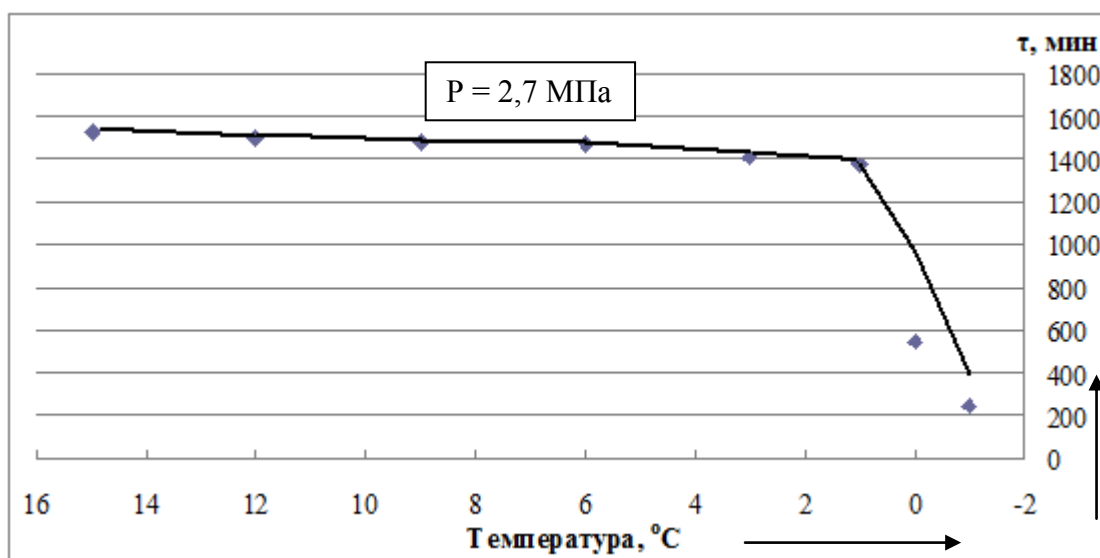


Рисунок 2. Определение величины снижения температуры образования газогидратов от равновесной

После определения температурного диапазона применимости исследуемого ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А был определен диапазон давлений, при которых возможно применение реагента. Для проведения экспериментов при температурах 1, 5, 10, 15 °С были выбраны давления: 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15 МПа.

Результаты экспериментов представлены на рисунке 3, из которых следует, что исследуемый ингибитор гидратообразования в течение более 20 часов способен предотвращать гидратообразование во всем исследуемом диапазоне давлений при температурах до 5 °С ниже относительно равновесной температуры гидратообразования без резкого снижения своей эффективности, которая наблюдалась при изменении температуры. При снижении температуры на 14 °С относительно равновесной ингибирующая способность реагента сохраняется в течение 13 часов.

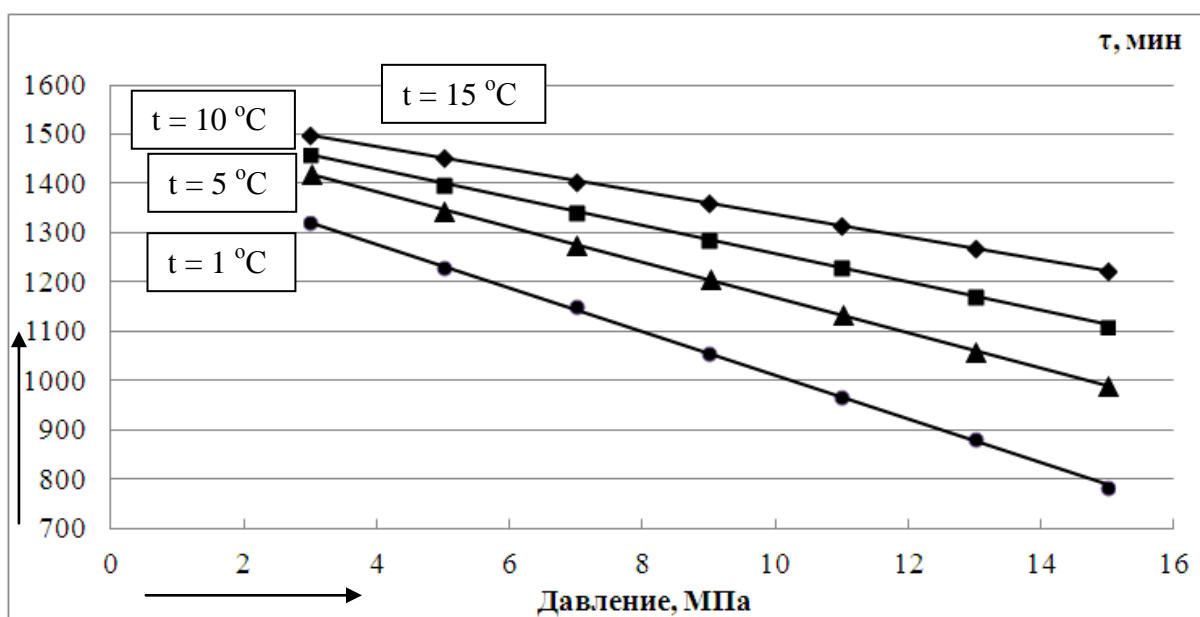


Рисунок 3. Определение диапазона давлений, при которых допускается использование ингибитора гидратообразования

На основании проведенных исследований установлено, что ингибитор гидратообразования кинетического типа СОНГИД-1801А может снижать равновесную температуру гидратообразования в пределах 14 °С относительно равновесной. Рабочий диапазон исследованных давлений составляет до 15 МПа, при этом значительного снижения ингибирующей способности, как в случае низких температур, не наблюдается.

Так как изучаемый ингибитор гидратообразования относится к классу кинетических, то для определения потребности реагента необходимо определить скорость реакции блокирования центров кристаллизации по расходу реагента. Удельный расход реагента определялся по уравнению:

$$v = \frac{(C_2 - C_1)}{(\tau_2 - \tau_1)} = \frac{\Delta C}{\Delta \tau} \quad (1)$$

где,  $v$  – расход ингибитора гидратообразования, мг/л·мин;

$\Delta C$  – изменение концентрации в исследуемых экспериментах, мг/л;

$\Delta \tau$  – интервал времени, в течение которого произошло изменение концентрации, мин.

Для определения удельного расхода был взят реагент с дозировкой 1 г/л. При давлении 2,7 МПа и температуре 15 °С зафиксировано время задержки процесса гидратообразования по сравнению с системой без ингибитора. Установлено, что для данных условий удельный расход ингибитора гидратообразования составляет  $0,531 \times 10^{-3}$  г/л·мин.

В дальнейшем была проведена серия экспериментов при давлении 1, 2, 3, 4 и 5 МПа при температурах, соответствующих неравновесным условиям гидратообразования (на 0,5 °С). По результатам испытаний установлено, что определенный расход ингибитора гидратообразования составляет  $0,527 \times 10^{-3}$  г /л·мин.

Для определения влияния температуры и давления на скорость процесса гидратообразования в метан-пропановой смеси в присутствии ингибитора гидратообразования кинетического типа с дозировкой 1 г/л проведена серия экспериментов. Результаты испытаний представлены на рисунке 4.



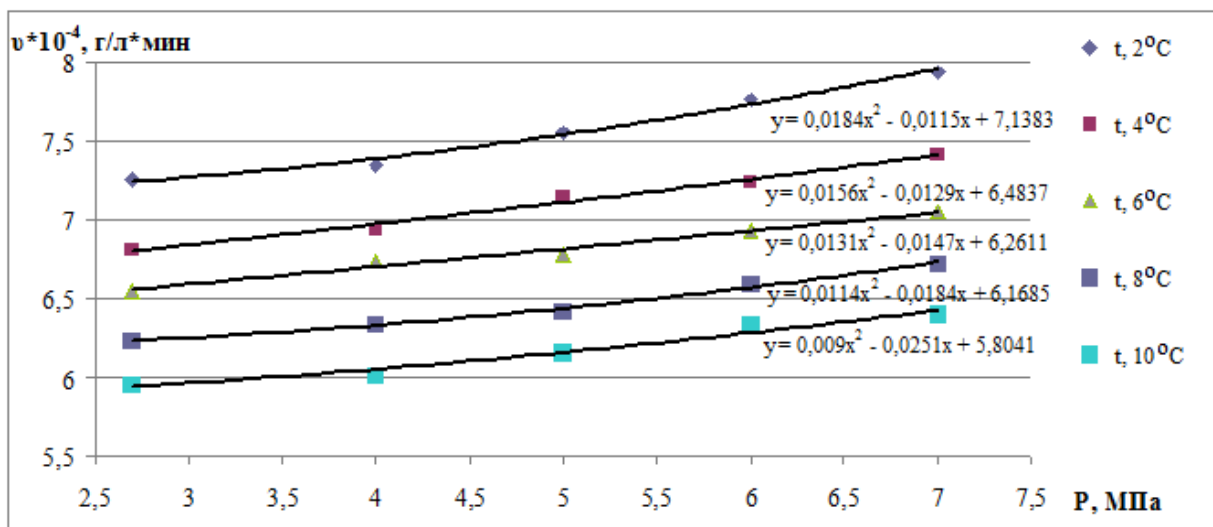


Рисунок 4. Определение времени задержки процесса гидратообразования при изменении давления и температуры испытываемой среды в присутствии ингибитора гидратообразования

На основании анализа полученных результатов установлено, что при снижении температуры на 1 °C или увеличения давления на 0,1 МПа расход реагента увеличивается на 2-3%.

Таким образом, расход реагента можно определить как:

$$v_i = v_{const} \times (\Delta t + \Delta P \times 10) \times 1,03 \quad (2)$$

где,  $v_i$  – искомый расход ингибитора гидратообразования для заданных условий системы, г/л·мин;

$v_{const}$  – расход ингибитора гидратообразования для равновесных условий,  $v_{const} = 0,527 \times 10^{-3}$  г/л·мин;

$\Delta t$  – изменение температуры относительно равновесной, °C;

$\Delta P$  – изменение давления относительно равновесного, МПа;

1,03 – коэффициент увеличения расхода ингибитора гидратообразования при изменении равновесных условий.

На основании полученной зависимости можно определить концентрацию ингибитора гидратообразования кинетического типа, требуемую для защиты системы сбора газа от гидратообразования на заданный промежуток времени:

$$C = v_i \times \tau \quad (3)$$

где,  $C$  – концентрация ингибитора гидратообразования, требующаяся для блокирования процессов гидратообразования на требуемое время, г/л;

$\tau$  – требуемый интервал времени задержки гидратообразования, мин

Расчет суточной потребности реагента, необходимой для предотвращения гидратообразования на осложненном объекте, производился по формуле:

$$P_{инг} = v_i \times 10^{-3} \times \tau \times W_{H_2O} \times W_{газ} \times Q \times k \quad (4)$$

где,  $P_{инг}$  – суточная потребность ингибитора, кг/сут;

$W_{H_2O}$  – содержание свободной воды в газоконденсате, л;

$W_{газ}$  – влагосодержание газа, л;

$Q$  – дебит скважины по газу, 1000м<sup>3</sup>/сут;

$k$  – коэффициент запаса на неучтенные факторы,  $k = 1, 10 \div 1, 25$ .

Влагосодержание газа определялось на основе зависимостей, установленных В.А. Истоминым [7]:

$$W_{газ} = \frac{0,09984 \times z_{см}}{P} \times \exp\left(18,3036 - \frac{3816,14}{T - 46,13}\right) \times \exp\left(\frac{18 \times P}{R \times T} + \frac{2 \times \beta_{см} \times P}{z_{см} \times R \times T + \alpha_{см} \times \beta_{см} \times P}\right) \quad (5)$$

где,  $z_{см}$  – коэффициент сжимаемости газовой смеси;

$P$  – давление, МПа;

$T$  – температура, К;

$R$  – универсальная газовая постоянная,  $R = 8,31314$  Дж/(моль·К);

$\alpha_{см}$ ,  $\beta_{см}$  – коэффициенты, вычисляемые по формулам:

$$\alpha_{см} = \sum_i \alpha_i \times y_i \quad (6)$$

$$\beta_{см} = \sum_i \beta_i \times y_i \quad (7)$$

где,  $y_i$  – мольная доля  $i$ -го компонента газовой смеси;

$\alpha_i$ ,  $\beta_i$  – эмпирические коэффициенты для  $i$ -го компонента газовой смеси, имеющие для различных компонентов следующие значения:

$$CH_4 \quad \alpha = 0,725, \quad \beta = \exp(6,87 - 0,0093 \cdot T);$$

$$C_2H_6 \quad \alpha = 0,6, \quad \beta = \exp(4,649 - 0,0093 \cdot T);$$

$C_3H_8$	$\alpha = 0,5,$	$\beta = \exp(7,665 - 0,00874 \cdot T);$
$i-C_4H_{10}$	$\alpha = 0,4,$	$\beta = \exp(7,91 - 0,00878 \cdot T);$
$n-C_4H_{10}$	$\alpha = 0,4,$	$\beta = \exp(7,98 - 0,0088 \cdot T);$
$C_{5+высш}$	$\alpha = 0,3,$	$\beta = \exp(8,15 - 0,009 \cdot T);$
$N_2$	$\alpha = 0,8,$	$\beta = \exp(7,27 - 0,012 \cdot T).$

Полученные эмпирические зависимости имеют допустимую вероятность 0,95, что с достаточной степенью достоверности соотносится с промышленными данными, полученными в ходе опытно-промышленных испытаний.

## Выводы

1. Усовершенствована действующая технология применения ингибитора гидратообразования кинетического типа СОНГИД-1801А, позволяющая эффективно предотвращать образование гидратов в трубопроводах.

2. Определен диапазон температур и давлений, при которых ингибитор способен предотвращать процессы гидратообразования в течение более 24 часов: температура гидратной области – до 14 °С, давление гидратной области – до 12 МПа. Указаны величины смещения показателей в гидратную область относительно равновесных условий гидратообразования.

3. Реагент при технологии постоянной подачи может применяться на нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождениях для предотвращения гидратообразования при добыче и транспортировке попутного нефтяного газа в ограниченном диапазоне температур и давлений.

4. Получена эмпирическая зависимость расхода ингибитора гидратообразования кинетического типа от давления, температуры газовой смеси и содержания воды. На её основе разработана методика оптимизации расхода кинетического ингибитора гидратообразования для различных режимов транспортировки газа.

## References

- 1 Makogon TY, Sloan ED, editors. Mechanism of kinetic hydrate inhibitors. Proceedings of the 4th International Conference on Gas Hydrates, Yokohama, Japan; 2002. [in English].
- 2 Istomin V.A., Kvon V.G. Prevention and elimination of gas hydrates in gas production systems. M.: IRC Gazprom, 2004. 508 p. [In Russian].
- 3 Istomin V.A., Yakushev V.S. Gas hydrates in natural conditions. M.: Nedra, 1992. 236 p. [in Russian].
- 4 Makogon Yu.F. Gas hydrates, preventing their formation and use. M.: Nedra, 1985. 232 p. [In Russian].
- 5 Faresov A.V., Ponomarev A.I. Studies on the Efficiency of Kinetic Hydrate Inhibitors // Oil and GAS Business. 2013. T.11, № 4. Pp. 86-95. [In Russian].
- 6 Carroll J.J. Natural gas hydrates. M.: Tehnopress, 2007. 316 p. [In Russian].
- 7 STO Gazprom 3.1-3-010-2008 «Method of calculating the consumption rates of chemicals in the gas enterprises OAO «Gazprom». M.: OAO «Gazprom», 2009. 50 p. [In Russian].

## Список используемых источников

- 1 Makogon TY, Sloan ED, editors. Mechanism of kinetic hydrate inhibitors. Proceedings of the 4th International Conference on Gas Hydrates, Yokohama, Japan; 2002.
- 2 Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. М.: ИРЦ Газпром, 2004. 508 с.
- 3 Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 1992. 236 с.
- 4 Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М.: Недра, 1985. 232 с.

5 Фаресов А.В., Пономарев А.И. Исследование эффективности ингибиторов гидратообразования кинетического типа // Нефтегазовое дело. 2013. Т.11, № 4. С. 86-95.

6 Кэрролл Дж. Гидраты природного газа. М.: Технопресс, 2007. 316 с.

7 СТО Газпром 3.1-3-010-2008 «Методика расчета норм расхода химреагентов по газодобывающим предприятиям ОАО «Газпром». М.: ОАО «Газпром», 2009. 50 с.

### **About the authors**

#### **Сведения об авторах**

A.V. Faresov, Chief of Marketing Department CJSC Neftechim Technologies, Ufa, the Russian Federation

Фаресов А.В., начальник отдела маркетинга ЗАО «Опытный завод Нефтехим», г. Уфа, Российская Федерация

e-mail: faresov@gmail.com

A.I. Ponomarev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of the Chair “Development and Exploitation of Gas and Gas Condensate Fields”, FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”, Ufa, the Russian Federation

Пономарев А.И., д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация