

УДК 550.8

**ИЗУЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК  
ИНГИБИТОРОВ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ КИНЕТИЧЕСКОГО  
ТИПА ПРИ ПРИМЕНЕНИИ И УТИЛИЗАЦИИ НА ОБЪЕКТАХ  
НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ**

**STUDY OF OPERATIONAL CHARACTERISTICS OF KINETIC  
HYDRATE INHIBITORS DURING THEIR APPLICATION  
AND DISPOSAL AT OIL AND GAS PRODUCTION SITES**

Фаресов А.В., Пономарев А.И.,  
ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический  
университет», г. Уфа, Российская Федерация  
ЗАО «Опытный завод Нефтехим», г. Уфа, Российская Федерация

A.V. Faresov, A.I. Ponomarev,  
FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”,  
Ufa, the Russian Federation  
CJSC Neftechim Technologies, Ufa, the Russian Federation  
e-mail: faresov@gmail.com

**Аннотация.** Проведен сравнительный анализ ингибиторов гидратообразования различных типов действия: термодинамические и кинетические, рассмотрены преимущества и недостатки каждого класса реагентов. Увеличение области применения ингибиторов гидратообразования низкой дозировки привело к необходимости определить возможные последствия применения реагентов данного типа на дозировочное оборудование, а также на фильтрационно-емкостные свойства пласта при утилизации через нагнетательные скважины вместе с попутно-добываемой водой. Для проведения лабораторных испытаний выбран кинетический тип ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А, представляющий собой стереорегу-

лярный сополимер N-винилпирролидона и капролактама.

Проведены испытания коррозионной агрессивности ингибитора гидратообразования гравиметрическим методом согласно ГОСТ 9.506-87 «Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах». Результаты испытаний показали, что скорость коррозии составила 0,009 мм/год, в силу чего кинетический ингибитор гидратообразования СОНГИД-1801А относится к низкоагрессивным реагентам.

Определено влияние кинетического ингибитора гидратообразований на фильтрационно-емкостные свойства пласта. Исследования выполнены на автоматизированной установке для определения фильтрационно-емкостных свойств керна в пластовых условиях температуры и давления, позволяющей прокачивать через образец породы различные жидкости с постоянной скоростью или с постоянным перепадом давления. По результатам испытаний установлено, что протестированный ингибитор гидратообразования за счет содержащихся в его составе поверхностно-активных веществ незначительно (до 10%) улучшает фильтрационно-емкостные свойства пласта.

В соответствии со стандартами нефтяных компаний («Единые технические требования по основным классам химических реагентов» № П1-01.05 М-0044 ОАО «НК «Роснефть») определена совместимость ингибитора гидратообразования с пластовой водой и добываемым газовым конденсатом. Результаты испытаний по определению совместимости ингибитора гидратообразования и пластовой воды различной минерализации подтвердили, что реагент полностью совместим с пластовой водой и газовым конденсатом Зайкинского месторождения, не вызывая помутнения или выпадения осадка.

**Abstract.** A comparative study of various types of hydrate inhibitors (thermodynamic and kinetic) was conducted along with a discussion of the advantages and disadvantages of each class of inhibitor. The increased application of low dosage hydrate inhibitors has made it necessary to evaluate possible neg-

ative consequences of the use of these chemicals in relation to injection equipment and reservoir properties during their disposal through injection wells together with produced water. The kinetic hydrate inhibitor, SONHYD-1801A, a stereoregular copolymer of N-vinylpyrrolidone and caprolactam, was chosen for laboratory testing.

The kinetic hydrate inhibitor corrosiveness testing was conducted by a gravimetric method, based on the state standard test procedure GOST 9.506-87 "Corrosion Inhibitor Evaluation for Metals in Water - Petroleum Environments". These test results gave a corrosion rate of 0.009 mm/year. For this reason, SONHYD-1801A was considered only slightly corrosive.

The impact of this kinetic hydrate inhibitor on reservoir porosity and permeability was evaluated. An automated set-up was used in the tests for determination of reservoir properties of a core sample under the conditions which are close to in-situ environment. The set-up allows pumping various liquids through a core sample at a constant speed or constant pressure drop. The results showed that the tested hydrate inhibitor slightly improves reservoir properties by as much as ten percent due to the presence of surfactants in its structure.

In compliance with the standards of oil companies (United Technical Requirements to Main Classes of Chemicals, No. П1-01.05 М-00446 ОАО НК Роснефт), the compatibility of hydrate inhibitor with formation waters and produced gas condensate was determined. The evaluation of compatibility of hydrate inhibitor with produced waters of various salinity confirmed that the chemical is fully compatible with formation waters and gas condensate of the Zaikinskoye oilfield, without causing turbidity and precipitation.

**Ключевые слова:** ингибитор гидратообразования низкой дозировки, газогидрат, СОНГИД-1801А.

**Key words:** low dosage hydrate inhibitor, gas hydrate, SONHYD-1801A.

## Введение

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, таких, 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.

Однако 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. Принцип действия ингибиторов основан на предотвращении формирования кристаллов в гидрате за счет блокирования полимерной молекулой центра кристаллизации. Большим преимуществом ингибиторов кинетического типа стала дозировка, которая кратно ниже дозировок термодинамических ингибиторов. Это позволяет существенно 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 [1-5].

Однако, помимо оценки эффективности КИГ по предотвращению гидратообразования, необходимо определить возможные последствия воздействия реагентов данного типа на дозировочное оборудование, а также фильтрационно-емкостные свойства пласта при утилизации вместе с попутно-добываемой водой через нагнетательные скважины.

### **Экспериментальная часть**

Для исследования вопросов применения ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А на объектах нефтегазодобывающих компаний на предприятии ЗАО «Опытный завод Нефтехим» были проведены испытания по следующим направлениям:

- оценка коррозионной агрессивности КИГ;
- оценка влияния реагента на фильтрационно-емкостные свойства пласта;
- проверка совместимости реагента с моделью пластовой воды и газовым конденсатом.

### **Оценка коррозионной агрессивности ингибитора гидратообразования кинетического типа**

Испытание коррозионной агрессивности ингибитора гидратообразования проводили гравиметрическим методом согласно ГОСТ 9.506-87 «Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах». В качестве образцов использовали плоские прямоугольные пластинки размером 50×10×2 мм, изготовленные из стали Ст. 20. Для подвески образцов в них сверлили отверстие диаметром 2 мм. Образцы маркировались цифровым клеймом. Перед проведением испытаний поверхность стальных образцов шлифовали до шероховатости Ra не более 1,6 мкм по ГОСТ 2789-73, протирали ватой и выдерживали в эксикаторе с CaCl<sub>2</sub>, по истечении часа взвешивали на аналитических весах с погрешностью не более 0,0001 г.

Продолжительность экспозиции металлических пластинок в товарной форме ингибитора гидратообразования составляла 6 часов при температуре 25 °С. По результатам тестирования установлено, что ингибитор гидратообразования обладает низкой скоростью коррозии 0,009 мм/год и может применяться путем постоянной подачи при помощи дозирочного оборудования без риска коррозионных разрушений.

### **Оценка влияния ингибитора гидратообразования на фильтрационно-емкостные свойства пласта**

Ингибитор гидратообразования применяется в системе нефтегазосбора методом постоянной подачи в выкидные линии (шлейфы) скважин, а также в газопроводы на площадочных объектах. Так как реагент после разделения и очистки углеводородного сырья попадает в систему ППД, то он неизбежно оказывается в продуктивном пласте вместе с рабочим агентом – водой. Поэтому становится актуальным вопрос о влиянии водного раствора реагента на возможное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта. В связи с этим были проведены лабораторные исследования влияния водного раствора ингибитора гидратообразования кинетического типа на коллекторские свойства образцов породы продуктивных отложений Зайкинского месторождения.

Продуктивными коллекторами на Зайкинского месторождения служат полиминеральные песчаники и алевролиты, являющиеся коллекторами порового типа. Особенностью песчано-алевролитовых коллекторов продуктивной толщи является их высокая неоднородность и глинистость. Повсеместно наблюдаются частые переслаивания и выклинивания песчано-алевролитово-глинистых пород, оказывающих существенное влияние на процессы вытеснения углеводородов из пластов, перемещения фронта нагнетаемых вод по пласту. Коллекторские свойства пород продуктивных горизонтов изменяются в широких пределах: проницаемость – от 0,01 до 1,0 мкм<sup>2</sup> и более, пористость составляет 21-24%, глинистость доходит до

40%, с чем связано высокое значение начальной водонасыщенности – до 37%.

Для проведения лабораторных экспериментов из керна, отобранного в скважине № 2641 Зайкинского месторождения из интервала 3088,00–3088,30 м, были высверлены параллельно напластованию 4 цилиндрических образца, диаметром 28 мм. После экстракции образцов в спиртобензольной смеси, отмыва солей дистиллированной водой, сушки до постоянного веса при температуре 90 °С, были определены их фильтрационно-емкостные свойства (таблица 1).

Таблица 1. Характеристика кернов

№№ п/п	Лабораторный номер образца	Длина, см	Нефтенасыщенность	Пористость, %	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>
1	У-1	6,61	+	18,9	0,048
2	У-2	6,49	+	18,0	0,044
3	У-3	6,69	+	18,4	0,052
4	У-4	6,51	+	18,5	0,034

По полученным результатам коллекторских и петрографических исследований, пористость экстрагированных образцов породы 18,0 - 19,0% соответствует величине пустотного пространства 12 - 15% по шлифам. Мелкозернистость и высокая глинистость, низкая проницаемость для песчаников относит их к породам с низкими коллекторскими свойствами.

Вода для проведения экспериментов была отобрана на БКНС Зайкинского месторождения. Компонентный состав сточной воды представлен в таблице 2.

Таблица 2. Ионный состав воды системы ППД

№ п/п	Вода	Содержание ионов, мг/л											
		анионы					катионы						
		Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	K <sup>+</sup>	Na <sup>+</sup>	Sr <sup>2+</sup>	Ba <sup>2+</sup>	Fe <sub>общ</sub>
1	Сточная (из КНС-6а)	31220	219	-	651	-	2451	791	155	15878	119	22	8,4

Как следует из компонентного состава сточной воды БКНС, солеотложения могут быть представлены как карбонатами, так и сульфатами, а при определенных термобарических условиях еще и галитом.

Исследования выполнены на автоматизированной установке для определения фильтрационно-емкостных свойств керна в пластовых условиях температуры и давления, позволяющей прокачивать через образец породы различные жидкости с постоянной скоростью или с постоянным перепадом давления.

В экспериментах по определению степени влияния ингибитора гидратообразования СОНГИД–1801А на коллекторские свойства образцов породы использовались растворы данного реагента в пластовой воде с концентрацией 0,25%. В контрольном опыте концентрация реагентов была увеличена в 10 раз и составляла 2,5%.

Термобарические условия в экспериментах согласно ОСТ 39 – 195 – 86 соответствовали пластовым: температура – плюс 60 °С, пластовое давление – 6,0 МПа, горное давление – 10,0 МПа.

Исходные данные об образцах породы и моделях пластов, количестве прокачанной жидкости и сведения о полученных результатах приведены в таблице 3.

Таблица 3. Результаты испытаний по изучению влияния ингибитора гидратообразований (ИГО) на фильтрационно-емкостные характеристики пласта

№ опыта	Номера образцов	Насыщенность образцов	Нач. проницаемость по пл. воде, мкм <sup>2</sup>	Состав и объем прокачиваемой жидкости	Конечная проницаемость по пл. воде, мкм <sup>2</sup>	Изменение проницаемости по пластовой воде, %	Остаточный фактор сопротивления, доли ед.
1	У-3	вода	0,0300	10 объемов пор 0,25% р-ра ИГО	0,0310	3,3	0,97
2	У-1, У-6	вода	0,0210	10 объемов пор 0,25% р-ра ИГО	0,0210	0	1,00
3	У-2	ост. нефть	0,0050	10 объемов пор 0,25% р-ра ИГО	0,0055	10,0	0,91



В проведенных опытах в 3-х образцах породы из 4-х моделировалась 100% насыщенность пластовой водой. В образце У-2 моделировалась остаточная нефтенасыщенность путем вытеснения керосина пластовой водой. Для уменьшения относительной погрешности в экспериментах один из опытов (№ 2 таблица 3) проводился на составных моделях из 2-х образцов.

Следует отметить, что начальные проницаемости образцов породы по воде намного ниже их проницаемости по воздуху, что можно объяснить их высокой глинистостью.

В конце каждого опыта производилась контрольная закачка растворов, концентрация реагента в которых была увеличена в 10 раз. В результате контрольных закачек фильтрационное сопротивление образцов пород и моделей пластов не возросло.

Конечная проницаемость пористых сред в результате закачки ингибитора гидратообразования не изменилась или несколько увеличилась. Это можно объяснить тем, что ингибиторы гидратообразования обладают поверхностно-активными свойствами и способствуют удалению из каналов фильтрации механических осадков в виде солей.

#### **Проверка совместимости реагента с моделью пластовой воды и газовым конденсатом**

Исходя из опыта применения реагентов на месторождениях, а также в соответствии со стандартами нефтяных компаний («Единые технические требования по основным классам химических реагентов» № П1-01.05 М-0044 ОАО «НК «Роснефть») применяемый ингибитор гидратообразования должен иметь полную совместимость с пластовой водой месторождения без расслаивания и образования осадка.

Критерием совместимости является то, что если при приготовлении 0,25-2,5%-ных растворов ингибитора в воде с определенным содержанием ионов  $\text{Ca}^{2+}$  (г/л), не наблюдается в течение 24 часов помутнения (выпаде-

ние осадка), то ингибитор при данной концентрации считается совместимым с пластовой водой.

Результаты испытаний по определению совместимости ингибитора гидратообразования и пластовой воды различной минерализации подтвердили, что реагент полностью совместим с пластовой водой и газовым конденсатом Зайкинского месторождения, не вызывая помутнения или выпадения осадка.

### **Выводы**

1. В ходе проведенных испытаний установлено, что изученный ингибитор гидратообразований относится к низкоагрессивным коррозионным реагентам, т.к. измеренная скорость коррозии товарной формы реагента составляет 0,009 мм/год.

2. Из проведенных испытаний следует, что протестированный кинетический ингибитор гидратообразования за счет содержащихся в его составе поверхностно-активных веществ незначительно (до 10%) улучшает фильтрационно-емкостные свойства пласта.

3. Ингибитор гидратообразований СОНГИД-1801А типа совместим с пластовыми флюидами.

### **Список используемых источников**

1 Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М.: Недра, 1985. 232 с.

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

3 Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. М.: ИРЦ Газпром, 2004. 508 с.

4 Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 1992. 236 с.

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

## References

- 1 Makogon Yu.F. Gazovie gidrati, predupregdenie ih obrazovaniya i ispol'zovanie. M.: Nedra, 1985. 232 s. [in Russian].
- 2 Faresov A.V., Ponomarev A.I. Studies on the Efficiency of Kinetic Hydrate Inhibitors // Oil and GAS Business. 2013. T.11, № 4. С. 86-95. [in Russian].
- 3 Istomin V.A., Kvon V.G. Predupregdenie i likvidaciya gazovih gidratov v sistemah dobichi gaza. M.: IRC Gazprom, 2004. 508 s. [in Russian].
- 4 Istomin V.A., Yakushev V.S. Gazovie gidrati v prirodnihi usloviyah. M.: Nedra, 1992. 236 s. [in Russian].
- 5 Carroll J.J. Gidrati prirodnogo gaza. M.: Tehnoproess, 2007. 316 s. [in Russian].

## Сведения об авторах

### About the authors

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

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

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

A.I. Ponomarev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of the Chair «Development and Exploitation of Gas and Gas Condensate Fields», FSBEI NPE USPTU, Ufa, the Russian Federation.

e-mail: faresov@gmail.com