

**Казанский Федеральный Университет**

**Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов**

**Kazan Federal University**

**Department of oil & gas technology and carbon materials**

**Методы борьбы с солеотложениями на Туймазинском месторождении**

**Methods of combating salt deposits at the Tuymazinskoye field**

**Горынцева Ксения Юрьевна, Goryntseva Ksenia Yurievna <sup>1</sup>**

**Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich <sup>2</sup>**

**Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich <sup>3</sup>**

магистрант кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов<sup>1</sup>

кандидат технических наук,

доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов <sup>2</sup>,

доктор технических наук, профессор, академик РАЕН <sup>3</sup>

заведующий кафедрой технологии нефти, газа и углеродных материалов

Казань, Россия

УДК 665.5-405. Шифр научной специальности ВАК: 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, 1.4.12. «Нефтехимия»

E-mail: kemalov@mail.ru<sup>2</sup>, alim.kemalov@mail.ru<sup>3</sup>

**Аннотация:** Отложение солей в нефтедобыче происходит при любых способах эксплуатации. Наличие неорганических солей на поверхности рабочих органов насосов повышает их износ, приводит к заклиниванию вала электроцентробежного насоса (ЭЦН) и плунжера штангоглубинного насоса (ШГН), разрушению рабочих колес. В этих условиях межремонтный период работы механизированного фонда скважин существенно снижается. Поэтому крайне важным является борьба с солеотложениями и предотвращение их образования. Практическое значение имеет задача выявления местоположения и состава солевых отложений – первый шаг в разработке эффективных методов их устранения. Продолжительность выноса ингибитора в значительной мере зависит от величины адсорбции ингибитора солеотложений на поверхности породы пласта. При этом, чем больше адсорбция ингибирующего вещества и медленнее его десорбция с породы, тем продолжительнее и эффективнее предотвращения образования отложений солей. Предупреждение

солеотложения достигается использованием ингибиторов в оптимальных дозировках, значения которых определяются содержанием солеобразующих ионов  $\text{HCO}_3^-$  и  $\text{Ca}^{2+}$  в пластовой воде. Выбор ингибитора и его оптимальной дозировки производится на основании результатов экспериментальных работ по исследованию эффективности ингибиторов солеотложения для вод различного ионного состава.

**Ключевые слова:** нефтедобыча, солеотложение, ингибиторы, силовые поля

**Abstract:** Salt deposition in oil production occurs in all modes of operation. The presence of inorganic salts on the surface of the working bodies of pumps increases their wear, leads to jamming of the shaft of the electric centrifugal pump (ECP) and the plunger of the deep-groove pump (SHGN), destruction of the impellers. In these conditions, the inter-repair period of the mechanized well stock is significantly reduced. Therefore, it is extremely important to combat salt deposits and prevent their formation. The task of identifying the location and composition of salt deposits is of practical importance – the first step in developing effective methods for their elimination. The duration of removal of the inhibitor largely depends on the amount of adsorption of the salt deposition inhibitor on the surface of the formation rock. At the same time, the greater the adsorption of the inhibitory substance and the slower its desorption from the rock, the longer and more effective it is to prevent the formation of salt deposits. The prevention of salt deposition is achieved by using inhibitors

**Keywords:** oil production, salt deposition, inhibitors, force fields

## 1 ВВЕДЕНИЕ (INTRODUCTION)

Нефтедобыча – сложный процесс, при котором необходимо учитывать большое количество факторов: от геологического строения залежей и особенностей влияния методов увеличения нефтеотдачи (МУН), в особенности третичных, на состав и свойства добываемых флюидов, до минерального состава пластовых вод, их совместимости с водой, применяемой для поддержания пластового давления [1,2]. При добыче нефти и газа на внутренней поверхности

промысловых трубопроводов и оборудования широкого ряда месторождений образуются отложения неорганических солей. В эксплуатационных колоннах насосно-компрессорных труб (НКТ) и наземном оборудовании солевой осадок накапливается в виде слоя с толщиной в несколько сантиметров, плотно прилегающих к их внутренней поверхности. Рост солевых отложений приводит к снижению скорости добычи за счёт увеличения неровности поверхности труб, при этом в них снижается диаметр протока. Следовательно, давление растёт, а добыча падает. По мере увеличения роста кристаллов становится невозможным доступ к нижним секциям скважины, при этом поток через трубы стремительно падает. Причинами солеотложения является первое – смешивание вод различного состава, химически несовместимые друг с другом, второе – изменение температуры, давления, выделения газов. Все это приводит к тому, что фактическая концентрация превышает равновесную и происходит выпадение вещества из раствора.

В нефтяной сфере эта проблема на сегодняшний день является актуальной, поскольку большинство месторождений находится на поздних стадиях разработки, характеризующихся высокой обводненностью продукции, что в свою очередь, является благоприятным условием для формирования различных отложений, осложненных условий добычи. [7,8]

Методами предотвращения солеотложения являются химические и безреагентные методы. Химические применение различного рода ингибиторов, применение воды высокой минерализации. Безреагентные: воздействие на растворы магнитными силовыми полями, защитные покрытия поверхности труб, конструктивные изменения оборудования.

Эффективность мер борьбы с солеотложением при добыче нефти зависит от комплексного подхода к решению данной проблемы. Необходимо знание физико-химических процессов и причин, вызывающих отложения солей в различных условиях залегания нефти, умение заранее прогнозировать, надёжно контролировать и своевременно предотвращать возможное появление солевых осадков в процессе эксплуатации скважин. Особое внимание нужно уделять правильному выбору нужных методов борьбы с отложением солей,

позволяющих добиться наибольшей их эффективности в конкретных промысловых условиях с учетом экономической целесообразности.[4]

Рассмотрим Туймазинское месторождение. На нем активно применяются химические методы, так как среди существующих методов предупреждения солеотложения наиболее эффективным является использование химических реагентов-ингибиторов. Для ингибирования карбонатных и сульфатных отложений рекомендуются ингибиторы СНПХ-5301, СНПХ-5312С, отложений соединений железа – СНПХ-5313, разработанные НИИНЕФТЕПРОМХИМ (г. Казань), наиболее часто применяемые для относительно высокопроницаемых пластов. Для борьбы против комплексных сульфатных и сульфидсодержащих отложений могут применяться ингибитор солеотложений ПАП-С-1, разработанный фирмой ООО «ИПЦ Интех», новые реагенты серии СОНСОЛ-2001, серии СОНСОЛ-2002 (карбонаты и сульфаты кальция, железа, бария), разработанные ЗАО «Опытный завод НЕФТЕХИМ», а также удалителя-ингибиторы СОНСОЛ-3003м, СОНСОЛ-3001, предназначенные для удаления и предупреждения карбонатных и сульфидсодержащих отложений.[4]

Область применения ингибиторов солеотложений – все постоянно эксплуатирующиеся скважины, независимо от способа эксплуатации. Предупреждение отложения неорганических солей в добывающей скважине и насосном оборудовании достигается путем обработки попутно добываемой воды ингибиторами солеотложений по различным технологиям. Добываемой воде каждой осложненной солеотложением скважины соответствует свое оптимальное содержание ингибиторов, обеспечивающее предотвращение солеотложения.

## **2 МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ (MATERIALS AND METHODS).**

### **Добавка раствора ингибитора солеотложений в призабойную зону пласта**

Технология применяется во всех скважинах, эксплуатируемых в постоянном или периодическом режиме, независимо от способа эксплуатации,

во всем диапазоне дебитов, в которых возможна добавка раствора ингибитора в призабойную зону пласта.[5]

Не рекомендуется проводить обработки скважин по данной технологии при низких коллекторских свойствах пласта.

Таблица 1 - Ингибиторы солеотложений, рекомендуемые для месторождений Туймазинского УДН

Виды неорганических солей	Ингибитор солеотложений	Дозировка, мг/л	Примечание
Гипс	СНПХ-5312С	15-20	
	ПАП-С-1	15-20	
	СОНСОЛ-2002а	15-25	Модифицирован к условиям Туймазинского УДН
Карбонаты	СНПХ-5312С	25-30	
	ПАП-С-1	15-20	
	СОНСОЛ-2002а	20-25	Модифицирован к условиям Туймазинского УДН
Соли бария	СОНСОЛ-2001Б	20-35	Модифицирован к условиям Туймазинского УДН
	ХПС-007	30-40	
Сульфидсодержащие	СНПХ-5313	50-70	
	ПАП-С-1	30-45	

### **Постоянная дозировка с использованием дозирующих устройств**

Область применения – все скважины, оборудованные УЭЦН (установка электрического центробежного насоса) или УЭДН (установка погружных диафрагменных электронасосов), и скважины, оборудованные СШНУ (штанговая скважинная насосная установка), с дебитом более 5 т/сут.

Рекомендуется постоянную дозировку ингибитора солеотложений с использованием дозирующих устройств производить по капиллярному кабелю или бронированной капиллярной. Для осуществления непрерывного дозирования ингибитора на устье скважины устанавливается емкость,

дозировочное устройство и подключается по известным схемам к затрубному пространству.

Рассчитаем потребности в ингибиторе для технологии непрерывного ингибирования осложнений скважины

Объемная доля воды в добываемой скважинной продукции ( $n_0$ ) рассчитывается по формуле

$$n_0 = \frac{0,15}{\left[0,15 + (1 - 0,15) \times \frac{1005}{867,5}\right]} = 0,132$$

Количество ингибитора, дозируемого в скважину ( $P$ , кг/сут) рассчитывается по формуле

$$P = P_0 \times Q_{жс} \times n_0 \times \gamma_3 / 10^6$$

- в течение первых 10 дней в режиме «ударной дозировки» -

$$P_n = 5 \times 30 = 150 \text{ г/т};$$

$$P = 150 \times 0,132 \times 1005 / 10^6 = 0,399 \text{ кг/сут}$$

- по истечении десятидневного срока в режиме «оптимальной дозировки»-

$$P_0 = 30 \text{ г/т};$$

$$P = 30 \times 20 \times 0,132 \times 1005 / 10^6 = 0,080 \text{ кг/сут}$$

### **Периодическая заливка**

Технология применяется во всех скважинах, эксплуатируемых в постоянном режиме, независимо от способа эксплуатации во всем диапазоне дебетов.

Периодическая заливка ингибитора солеотложения в межтрубное пространство работающей скважины может производиться или насосным способом, либо с помощью устройства (капельницы). [6]

Рассчитаем потребности в ингибиторе для технологии периодического ингибирования осложненной солеотложением скважины

Определяется вынос воды с забоя скважины.

Число Рейнольдса для нефти рассчитывается по формуле

$$Re = 1,274 \times (1 - 0,132) \times \frac{1,231}{172800 \times 0,062 \times 2,16 \times 10^{-6}} = 1176$$

Так как  $2600 \times 0,062^2 / (0,062^2 + 0,062^2) = 2080 > 1800$ , то с забоя осуществляется неполный вынос воды и для защиты от солеотложения может использоваться технология периодического ингибирования.

Плотность газонасыщенной жидкости ( $\gamma, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ) рассчитывается по формуле

$$\gamma = \frac{\left[ 867,5 + 1,096 * 70,3 + 1005 \times \frac{0,132}{1 - 0,132} \right]}{\left[ 1,231 + \frac{0,132}{1 - 0,132} \right]} = 793,48$$

Объем жидкости на забое и в затрубном пространстве скважины ( $V_3, \text{м}^3$ ) рассчитывается по формуле

$$V_3 = 3,14 \times 0,073^2 \times (2600 - 1800) + 3,14 \times (0,062^2 - 0,0365^2) \times (1800 - 1200) = 18,12$$

Рассчитывается количество ингибитора (P, кг), подаваемого на забое скважины по формуле

$$P = 2,0 \times 30 \times 793 \times 0,15 \times (20 \times 30 + 18,18) / 10^6 = 4,4 \text{ кг},$$

где K=2,0 – коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность выноса его с забоя скважины;

$\tau$  – периодичность обработки – 30 сут.

Так как P=4,4 кг, то при проведении первой обработки рекомендуется закачивать 50 кг ингибитора.

Если уже произошло отложение неорганических солей, то их рекомендуется удалить.

Перед началом обработки скважины с целью удаления отложений неорганических солей в подземном оборудовании и эксплуатационной колонне, необходима предварительная их очистка от АСПО (асфальтосмолопарафиновые отложения), которая может осуществляться обработкой ГНО (глубиннонасосное оборудование) скважины растворителем АСПО в количестве 1,5-5,0 тонн.

При применении ингибитора солеотложения СОНСОЛ-3003м предварительной обработки растворителем АСПО не требуется.

Удаление солей сульфата кальция (гипса) осуществляется путем обработки интервала отложений раствором 20-25 объемных долей каустической соды с последующим удалением продуктов реакции раствора 15 объемных долей соляной кислоты или механическим путем.[5]

Расходы ингибиторов-растворителей приведены в табл. 2

Таблица 2 - Расходы ингибиторов-растворителей, рекомендуемые для скважин Туймазинского УДН.

Ингибитор солеотложений	Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут.	Расход реагента на одну обработку, м <sup>3</sup>	Примечание
СОНСОЛ-3003м СОНСОЛ-3001	1-5	0,025	Расходы ингибиторов и периодичность обработок уточняется по промышленным данным, но не реже 1 раза в месяц
	5-15	0,050	
	15-25	0,050	
	25-50	0,100	
	50-100	0,150	
	100-200	0,200	

#### 4. ОБСУЖДЕНИЕ (DISCUSSION)

Установлено, что применение ингибиторов солеотложения, рассмотренных в данной статье, позволяет не только удалять уже образовавшиеся отложения карбонатов, но и предотвращать их образование за счет снижения рН.

#### 5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ (CONCLUSION)

Таким образом, на основе расчетов можно сделать вывод, что при непрерывном ингибировании получим наименьший расход ингибиторов. Преимущественно лучше использовать методы предотвращения, чем удаления солеотложения.

## КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ (CONFLICT OF INTEREST)

Автор подтверждает, что представленные данные не содержат конфликта интересов.

## БИБЛИОГРАФИЯ (BIBLIOGRAPHY):

1. Кемалов, Р.А., Кемалов А.Ф., 2012. Комплексные исследования высоковязкой нефти Аканского месторождения с целью определения геохимических факторов извлечения нефти при различных способах воздействия. Нефтяное хозяйство, 10: 114-116. / Kemalov, R.A., A.F. Kemalov, 2012. / Complex investigations of heavy oil of Akanskoye deposits. Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry, Issue 10, October 2012, Pages 114-116.
2. Mai, A., Heavy oil waterflooding: Effects of flow rate and oil viscosity / A. Mai, A. Kantzas // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2009. – Vol. 48 (3). – P. 42-51
3. Каплан, Л.С., Семенов, А.В., Разгоняев, Н.Ф. Развитие техники и технологий на Туймазинском месторождении, Уфа, 1998.
4. Габдрахманов, Н.Х. Эксплуатация малодебитных скважин Туймазинского нефтяного месторождения, Недра, 2004.
5. Стандарт организации. Технологический регламент по применению методов защиты добывающих скважин от неорганических отложений на месторождении ОАО «АНК «Башнефть», Уфа, 2005
6. АСПО – методы предотвращения и борьбы с асфальто-смолопарафиноотложениями // Большой информативный нефтяной сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://nefrussia.ru/aspo-metody-predotvrashhenija-i-borby-s-asfalto/>
7. Xyla, A.G., Mikroyannidis, J., Koutsoukos, P.G. / The inhibition of calcium carbonate precipitation in aqueous media by organophosphorus compounds – 1992. – Vol. 153 (2). – P. 537-551. DOI: 10.1016/0021-9797(92)90344-L
8. Li, H.-Y., Ma, W., Wang, L., Liu, R., Wei, L.-S., Wang, Q / The inhibition of calcium carbonate precipitation in aqueous media by organophosphorus compounds – 2006. – Vol. 196(1-3) – P. 237-247. DOI: 10.1016/j.desal.2005.11.024