



УДК 665.61.543.32

## УСТРАНЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ НОВЫМ РЕАГЕНТОМ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ



### REMOVAL OF SCALING BY A NEW REAGENT IN OIL FIELDS AT A LATE STAGE OF EXPLOITATION

**Акберова Айгюн Фазил**

диссертант,  
научный сотрудник отдела  
проектирования воздействия на пласт и ПЗС,  
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR,  
г. Баку, Азербайджан  
aygunshukurova@gmail.com

**Akberova of Aygun Fazil**

Author of Dissertation,  
Researcher, Impact Design Department  
For formation and CCD,  
NEP «Neftegaz», SOCAR,  
Baku, Azerbaijan  
aygunshukurova@gmail.com

**Аннотация.** В статье представлены результаты исследования по определению химического состава пластовых вод и сложных солевых отложений месторождения «Карачухур». Показано, что сложные солевые отложения образуются вследствие смешивания пластовых вод и в процессах их транспортировки по трубопроводам. Установлено, что пластовые воды относятся, в основном, к хлоркальциевым и гидрокарбонатно-натриевым типам вод, содержащим сероводород и сульфид железа. Кроме того, наличие асфальтенов, смол и парафиновых компонентов нефти усугубляет образование более сложных осадков. Для устранения солеотложений предложен новый композиционный состав.

**Annotation.** The article presents research data to determine chemical composition of produced water and complex saline deposits in Karachukhur field. Research has shown that complex saline deposits are formed due to formation waters blending as well as during pipeline transportation. It is found that that formation waters are mainly of calcium chloride and sodium hydrocarbonate types containing hydrogen sulphide and iron sulphide. Basic methods to prevent formation and removal of complex structure salt deposits are considered as well. Therefore new composition has been proposed.

**Ключевые слова:** солеотложение, композиционные составы, ингибитор солеотложения, сульфидсодержащие солевые осадки.

**Keywords:** scaling, compositions, salting inhibitor, sulfide-containing salt sediments.

## Введение

Опыт эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии показывает, что наибольшее количество осложнений в процессе добычи нефти вызывают солевые отложения, содержащие в своем составе сульфид железа.

Наиболее интенсивное образование солевых отложений с сульфидом железа происходит в скважине на приеме насоса, в его рабочих частях и далее в насосно-компрессорских трубах (НКТ). Дальнейшее отложение солей с меньшей интенсивностью происходит в системах нефтесбора, подготовки нефти и поддержания пластового давления [1–4].

На основании анализа эксплуатации данного месторождения, установлено, что после закачки в пласт различных вод начинается интенсивный процесс солеотложения в нефтепромысловом оборудовании. При этом осадки в начальный период в основном были представлены сульфатом кальция. Далее состав твердых осадков становится комплексным, включающим карбонат кальция и сульфид железа. Во всех осадках присутствуют асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО).

Основными причинами образования солевых отложений являются перенасыщенность пластовой воды сульфатами и карбонатами.

Основой для образования любых видов осадков в скважинах являются отложения АСПО на поверхности металла НКТ. Углеводороды, благодаря большей смачиваемости металла в сравнении с водой, в первые же минуты подъема обводненной нефти, образуют на поверхности оборудования пленку, которая со временем утолщается.

Активные соединения нефти полярной частью адсорбируются на металле, гидрофобизируя его поверхность. После образования на поверхности оборудования адсорбционного монослоя молекулы, возникает разность полярности и потенциалов между твердой поверхностью и прилегающим слоем жидкости. Уравновешивание разности полярности и потенциалов происходит за счет притягивания к твердой поверхности образовавшихся кристаллов солей сульфида железа, АСПО. Притягивание и прилипание частиц имеет непрерывный характер. Таким образом, адсорбционный гидрофобный слой является активизирующим адгезирующим элементом для улавливания кристаллов солей, гипса и сульфида железа. Рост отложений связан с дальнейшим нарастанием АСПО, обволакиванием им кристаллов солей и улавливанием новых частиц из потока.



### Цель работы

Целью настоящей работы является исследование компонентного состава сульфидсодержащих осадков, выявление основных закономерностей формирования и интенсивности роста осадков, а также разработка нового композиционного состава для предупреждения образования сложных осадков в нефтепромысловом оборудовании, и их удаления.

### Практическая часть

Пластовые воды нефтяных скважин месторождения «Карачухур» отличаются довольно высоким содержанием сероводорода и минерализацией, способными образовывать солевые отложения на поверхности оборудования за короткий период времени эксплуатации. Химический состав пластовых вод ряда нефтяных скважин месторождения «Карачухур» приведены в таблице 1.

**Таблица 1** – Химический состав пластовых вод нефтяных скважин месторождения «Карачухур»

№ скв.	Анионы, мг/л			Катионы, мг/л				H <sub>2</sub> S, мг/л
	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	Na+K	Fe <sup>+2</sup>	
250	19852,0	63,3	1464,0	681,3	705,3	11887,6	77,2	306
857	34,386	26,3	2562,0	160,3	72,9	24037,1	334,2	153
402	41476,5	92,1	1220,0	821,6	121,6	27382,0	13,5	35
275	6381,0	23,0	5307,0	80,1	24,3	6635,5	269,6	120
279	27189,7	72,4	3635,6	40,0	31,6	19763,9	13,5	80
302	45730,5	51,0	1525,0	601,2	486,4	29905,5	308,2	20
318	41851,4	8,2	1159,0	921,8	355,0	26989,1	648	30
879	110604	207,4	610,0	4148,2	133,7	69991,6	167,1	10–15

Из данных таблицы 1 видно, что пластовые воды скважин 250, 402, 302, 318 и 879 относятся к хлоркальциевым, а скважин 857, 275 и 279 к гидрокарбонатным водам, содержащим сероводород и железо, включая сульфиды. Хлоркальциевые воды отличаются высоким содержанием осадкообразующих ионов кальция и магния. Общая минерализация этих вод достигает 328,79 г/л. Концентрация сероводорода в пластовых водах составляет 10–306 мг/л. Высокое содержание сероводорода содержащих компонентов в составе таких вод отрицательно влияет на нефтяную фазу.

Компонентный состав солевых отложений, выделенных из технологических узлов нефтепромыслового оборудования месторождения «Карачухур» представлен в таблице 2.

**Таблица 2** – Компонентный состав солевых отложений, выделенных из нефтяного оборудования месторождения «Карачухур»

Место отбора пробы осадка	Компоненты солевых отложений	Массовое содержание компонентов отложений, %	Примечание
Резервуар для отстоя водонефтяных эмульсий	FeS	13	Твердая неоднородная масса серого цвета
	CaSO <sub>4</sub> ·2H <sub>2</sub> O	65	
	CaCO <sub>3</sub>	5	
	АСПО	17	
Трубопровод, транспортирующий водонефтяную эмульсию	FeS	21	Твердая неоднородная масса бурого цвета
	CaSO <sub>4</sub> ·2H <sub>2</sub> O	43	
	CaCO <sub>3</sub>	17	
	АСПО	19	
Выкидная линия эксплуатационной скважины	FeS	25	Твердая неоднородная масса темного цвета
	CaSO <sub>4</sub> ·2H <sub>2</sub> O	16	
	CaCO <sub>3</sub>	45	
	АСПО	14	

Из таблицы 2 становится ясным, что осадки, выделенные из нефтяного оборудования месторождения «Карачухур» имеют различный компонентный состав, агрегатное состояние и цвет.

Имеется существенный интервал изменения каждого компонента осадка, который обусловлен разнообразием химического состава пластовых вод и термобарических условий их образования, а также наличием высокомолекулярных компонентов нефтей.

Известно, что для защиты от солеотложения приемлемым способом является применение ингибиторов солеотложения. Эффективность ингибиторов солеотложения зависит не только от его



химического состава и свойств, но и от того, насколько правильно он подобран к условиям той или иной скважины. Потенциальными ингибиторами солеотложения являются неионогенные полифосфаты, органические производные фосфоновой и фосфорной кислот, низкомолекулярные карбоновые кислоты. Кроме них, полимеры и сополимеры карбоновых кислот типа акриловой или малеиновой кислот, различные композиции перечисленных соединений также являются ингибиторами солеотложения. Однако, как показывает опыт работы по подбору эффективных ингибиторов солеотложения, разработка многокомпонентных композиционных составов является наиболее эффективным [5–6].

Для указанной цели был создан многокомпонентный ингибирующий состав, на основе смеси различных химических соединений. Для успешной борьбы с образованиями сложных осадков и удаление их из оборудования практически отсутствуют соответствующие методы определения условий и причин образования осадков, их прогнозирования, композиционные составы и технологические способы их дозирования в добываемую жидкость с целью предупреждения отложения или удаления осадков.

При этом необходимо в лабораторных условиях оценить эффективные дозировки композиции в пластовую воду для полного предупреждения образования осадков различных видов. Лабораторные испытания с разработанной композицией проводились на модели пластовой воды. Содержание ионов  $\text{Ca}^{2+}$  в пластовой воде составляло 8500 мг/л. Результаты проведенных работ приведены в таблицах 3 и 4. Как видно из полученных данных, разработанный состав влияет на эффективность предотвращения образования осадков кальция. Состав предотвращает осаждение карбонатных и сульфатных солей кальция. При этом предложенный состав эффективно растворяет сложные комплексные соли, содержащие  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{FeS}$  и АСПО. Эти свойства позволяют использовать его как растворитель соли с целью удаления уже образовавшихся отложений в различных технологических нефтепромысловых оборудованьях.

Эффективность ингибирования минеральных солевых отложений оценивалась по единой методике [7], основанной на способности реагента удерживать катионы  $\text{Ca}^{2+}$  в модельных и пластовых водах нефтяных месторождений. Методика испытаний состояла в следующем:

В колбу емкостью 100 мл вносили пипеткой заданное количество 1 %-ного водного раствора испытуемой композиции реагентов. Затем туда же добавляли 50 мл раствора 1 искусственно приготовленной карбонатной или сульфатной воды, продукты перемешивали, затем доливали раствор 2 карбонатной, либо сульфатной воды в количестве 50 мл. В колбу емкостью 100 мл вносили пипеткой заданное количество 1 %-ного водного раствора испытуемой композиции реагентов. После тщательного перемешивания пробу выдерживали при 80 °С в течение 6 часов. Одновременно ставили контрольную пробу без добавки реагента. Пробы фильтровали в горячем виде и в фильтрах трилометрическим методом определяли содержание ионов кальция. Каждый опыт проводили в двукратной повторности. Защитный эффект ингибирования неорганических солей определялся по формуле:  $\text{Э} = (\text{C}_x - \text{C}_0) / (\text{C}_и - \text{C}_0)$ , где Э, % – защитный эффект;  $\text{C}_x$ , мг/дм<sup>3</sup> – содержание осадкообразующих ионов в растворе в присутствии ингибирующей композиции, определенное после опыта;  $\text{C}_0$ , мг/дм<sup>3</sup> – содержание осадкообразующих ионов в растворе, не содержащем ингибирующей композиции, определенное после опыта;  $\text{C}_и$ , мг/дм<sup>3</sup> – содержание осадкообразующих ионов в исходном растворе, определенное до опыта. Нейтрализующий эффект реагента оценивался по йодометрической методике [ОСТ-39-234-89]. Результаты лабораторных исследований в модельной воде приведены в таблице 3.

**Таблица 3** – Результаты лабораторных исследований по ингибирующим и нейтрализующим свойствам композиционного состава в модельной воде

Модельная вода	Расход реагента, г/т	Нейтрализующий эффект, %	Защитный эффект ингибитора, %
«Карбонатная» вода – 95 % (объемом) = 600 мг/л $\text{H}_2\text{S}$	10	3,5	20,1
	25	7,3	31,3
	50	15,1	53,5
	75	28,0	70,0
	100	40,5	82,5
	150	55,0	91,5
	200	70,0	100,0
	250	86,5	100,0
	300	100	100,0

Из таблицы 3 становится ясным, что подача приготовленного состава в модельной воде при расходе 200 г/т приводит к высокому защитному эффекту. Нейтрализующий эффект сероводорода при этом расходе составляет 70 %. Максимальный нейтрализующий эффект наблюдается в случае использования реагента с расходом 300 г/т.



С целью изучения влияния композиционного состава на эффективность предотвращения отложения кальциевых солей и нейтрализующие свойства в пластовых водах, отобранных в вышеупомянутых скважинах, были проведены соответствующие исследования, результаты которых представлены в таблице 4.

Как видно из таблицы 4, в пластовой воде защитные эффекты из-за разнообразия химического состава пластовых вод различны. Максимальное потребление реагента составляет 300 г/т.

Представленные в таблицах 3 и 4 данные свидетельствуют о том, что композиция обладает наиболее высоким защитным эффектом по предотвращению образования отложения кальциевых солей и нейтрализующим свойством при указанной дозировке для пластовых вод повышенной минерализации.

**Таблица 4** – Результаты лабораторных исследований по ингибирующим и нейтрализующим свойствам композиционного состава в пластовой воде

№ скважины, горизонт	Обводненность скважины, %	При различных дозировках (г/т) нейтрализующий и ингибирующий эффект реагента, %						
		10	25	50	100	200	250	300
250 IV	99,6	10,8*	23,1	31,5	53,5	75,0	86,5	100,0
		35,0	52,5	63,0	72,5	81,5	93,5	98,5
857 IX	97,7	19,4	39,3	53,5	80,2	90,0	100,0	100,0
		42,0	63,0	75,6	83,5	92,5	98,0	98,0
402 VII	99,6	42,5	68,0	87,5	100	100	100	100
		28,3	35,1	43,5	56,5	68,0	75,8	90,0
275 VIII	99,2	13,0	21,5	32,1	58,5	76,0	100	100
		35,1	43,5	56,5	70,0	81,5	90,0	98,0
279 QUG	98,4	18,5	27,5	41,0	60,0	78,0	100,0	100,0
		38,5	47,0	58,0	73,5	85,0	93,0	98,0
302 IV	95,9	45,0	73,0	100,0	100	100	100	100
		41,5	55,0	67,5	75,0	85,0	90	96,0
318 V	99,4	40,0	65,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
		42,5	57,0	70,0	76,5	83,0	95,0	99,0
879 V	98,8	75	100	100	100	100	100	100
		45,3	58,5	71,5	78,0	85	96,0	98,0

### Заключение

Проведенными исследованиями установлен компонентный состав и научно обоснован механизм образования сульфидсодержащих осадков. Выявлены основные закономерности формирования и интенсивность роста осадков.

Разработан новый композиционный состав для предупреждения образования, также удаления сложных осадков в нефтепромысловом оборудовании, основанный на изменении адгезионных свойств поверхности оборудования, связывании осадкообразующих ионов.

### Литература

1. Джордан М. Предотвращение отложения солей в процессе добычи нефти на глубоководных месторождениях / М. Джордан, Э. Макей // Нефтегазовые технологии. – 2006. – № 1. – С. 44–48.
2. Исследование солеотложения в скважинах ОАО «НК «Роснефть»-Ставропольнефтегаз» и ОАО «НК «Роснефть»-Турнефтегаз» и рекомендации для его предупреждения / В.В. Рагулин [и др.]. – М. : Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 2006. – № 1. – С. 38–41.
3. Предотвращение солеотложение в системе поддержания пластового давления / В.В. Шайдаков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 6. – С. 70–71.
4. Использование ингибирующих композиций в составе азотсодержащей пены для борьбы с коррозией и солеотложением в скважинах / Ю.В. Антипин [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2009. – Т. 7. – № 1. – С. 149–154.
5. Яркеева Н.Р. Повышение эффективности предотвращения солеотложений в скважинах на поздней стадии разработки залежей : автореф. ... дис. канд. техн. наук. – Уфа, 2003. – 24 с.
6. Опыт и перспективы ингибирования солеотложения на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» / А.Н. Семеновых [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 68–71.
7. Бикчантева Н.В. Исследование свойств нового ингибитора солеотложений СНГХ-5312 (марок С и Т) / Н.В. Бикчантева, Н.В. Монахова, И.В. Алешкина // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 11. – С. 39–40.

### References

1. Jordan M. Prevention of salt deposition during oil production in deepwater fields / M. Jordan, E. Makey // Oil and Gas Technologies. – 2006. – № 1. – P. 44–48.



2. Investigation of salt deposition in the wells of Rosneft-Stavropolneftegaz OJSC and Rosneft-Purneftegaz OJSC and recommendations for its prevention / V.V. Ragulin [et al.]. – M. : Scientific and Technical Bulletin of Rosneft Oil Company, 2006. – № 1. – P. 38–41.
3. Prevention of scaling in the reservoir pressure maintenance system / V.V. Shaydakov [et al.] // Oil industry. – 2007. – № 6. – P. 70–71.
4. The use of inhibitory compositions in the composition of nitrogen-containing foam to combat corrosion and scaling in wells / Yu.V. Antipin [et al.] // Oil and gas business. – 2009. – Vol. 7. – № 1. – P. 149–154.
5. Yarkeeva N.R. Improving the efficiency of preventing scaling in wells at a late stage of reservoir development : Abstract. dis. Cand. tech. sciences. – Ufa, 2003. – 24 p.
6. Experience and prospects of inhibition of scaling in the fields of OAO Yuganskneftegaz / A.N. Semenov [et al.] // Oil industry. – 2005. – № 8. – P. 68–71.
7. Bikchanteva N.V. Investigation of the properties of the new scale inhibitor SNPCH-5312 (grades C and T) / N.V. Bikchanteva, N.V. Monakhova, I.V. Aleshkina // Oil industry. – 2000. – № 11. – P. 39–40.