

7. Н.И. Слюсарев. Технология и техника повышения нефтеотдачи пластов. Учебное пособие. Издательство СПГИ, Санкт-Петербург, 2003 г., 78 стр.

8. Henry Terrell, "Nanotech in the oil field: The potential is huge", World oil, November 2014, 21.

ТҮЙІН

Бұл мақалада нанотехнологияны мұнай-газ саласында қолдану мүмкіндіктері талқыланды. Қабаттың мұнай бергіштігін көтеру, мұнайдың ластануынан суларды тазарту, көмір қышқылы газы бөліп алу және наноинформаторлар ретінде нанотехнологияларды қолдану мүмкіндіктері қарастырылған.

RESUME

This paper discusses the possibilities of using nanotechnology in industry. The possibility of using nanotechnology: to enhance oil recovery; as adsorbents from oil pollution; to remove carbon dioxide and how nanoformers.

УДК 622.276.5

Теңелген Ә.Т., МНГДРҒ-21

Хамидуллин Р.А., НГДР-41

Научный руководитель: Нариков К. А., к.т.н., и.о. доцента

Западно - Казахстанский аграрно-технический университет им. Жангир хана, г.Уральск

ПОВЫШЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛИМЕРНО-МИНЕРАЛЬНЫХ СОСТАВОВ

Аннотация

Одним из путей интенсификации добычи нефти может быть разработка новых составов технологической жидкости для скважин на основе поверхностно-активных полимеров, амбарной нефти и минеральных соединений. В связи с химической агрессивностью и необходимостью снижения солеотложений в технологических жидкостях необходимо уменьшить содержание хлоридов.

Ключевые слова: нефтеотдача, интенсификации, деэмульгатор, поверхностно-активных полимер, гомолитазатора, степень снижения, концентрационный предел.

Основной причиной уменьшения нефтеотдачи на месторождениях Западного Казахстана является быстрое увеличение обводненности добываемой нефти. Одним из путей интенсификации добычи нефти может быть разработка новых составов технологической жидкости для скважин на основе поверхностно-активных полимеров, амбарной нефти и минеральных соединений. В связи с химической агрессивностью и необходимостью снижения солеотложений в технологических жидкостях необходимо уменьшить содержание хлоридов.

Для исследования применены пробы амбарной нефти месторождений Мангистауской области. Отбор проб нефтешламов производили как непосредственно с поверхности прудов, так и с глубины 0,7 – 1,0 м. Исследования показали, что содержание хлоридов-ионов в амбарной нефти неоднородно и сильно зависит от глубины отбора проб. Кроме того, концентрация хлористых солей во всей исследованной амбарной нефти существенно превышает регламентные показатели товарной нефти первой и даже второй группы. Амбарная нефть месторождений «Жетыбая» и «Озен» представляет собой смолистое пастообразное вещество, а нефть Каражанбаса – высоковязкую жидкость.

ИК спектры амбарной нефти отличаются наличием полос поглощения в области 1620 – 1630 см⁻¹ (δ НОН) и 3500 – 3600 см⁻¹, соответствующих поглощению гидроксильных групп. Появляются полосы в области 550, 700 – 800 см⁻¹, отвечающие валентным колебаниям связи С – S, что может свидетельствовать о наличии сульфоксидов, меркаптанов и пр. Появление полосы в области 800 – 900 см⁻¹ говорит о наличии эпокси групп.

В отобранных образцах определяли содержание хлористых солей. Полученные данные представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Содержание хлоридов в амбарной нефти месторождений Мангистауской области

Место отбора проб	Плотность г/см ³	Концентрация хлористых солей в пересчете на NaCl, мг/л	
		на поверхности	на глубине 0,7-1,0 м
«Жетыбай» цех по подготовке нефти	0,912	117 – 148,2	210 – 240,7
«Озен» амбар УПН и ПО	0,937	950 – 970	2960-3100
«Каражанбас» НГДУ пром.1	0,891	110 – 130	206– 230
СП «Арман» цех по подготовке нефти	0.899	100 – 120	170– 210

Как следует из вышеизложенного, нефть месторождения «Озен» отличается высоковязкостью и высокозастываемостью, что является следствием формирования пространственно сшитых структур в результате образования специфических связей между элементами нефти с участием компонентов как органической, так и неорганической природы.

Для получения гомолитазатора в систему вводилась композиция из мицеллообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полиакриламида (ПАА).

Преимуществом этого метода является то, что смесь ПАВ и ПАА добавляется в ходе перемешивания амбарной нефти с водой (40 об. %). Уже после первой обработки можно достичь исчезновения среднего эмульсионного слоя, механических примесей, которые почти полностью переходят в нижний солевой слой.

Проведен цикл исследований действия аминоксодержащих деэмульгаторов RP-6592, RP-6334 в лабораторных условиях. Деэмульгаторы добавлены в водную эмульсию амбарной нефти (20 %) при перемешивании при 70°C. При добавлении обоих деэмульгаторов выпадает белый осадок. Водный слой обладает высокой вязкостью со временем фильтрации (3–4 сут). После третьей промывки водой при 65–70°C содержание хлорид ионов снижается до 2,5 – 3,5 % от исходного (таблица 2).

Таблица 2 - Лабораторные опыты с использованием композиции ПАВ и ПАА

№ стадии обр. водой	V _{ПАВ} , мл				
	0	1	2	5	10
Содержание хлорид-ионов, мг/л					
1	1194	1718	2079	1915	1620
2	1029	332,6	263,7	208	447,4
3	931	217,8	43,9	86,6	145,6
4	865,9	93,2	53,8	66,9	57
Снижение содержания хлорид-ионов, %					
1	12,57	5,42	2,58	3,49	3,52

Из данных таблицы 2 видно, что в случае использования композиции ПАВ и ПАА степень снижения содержания хлорид ионов увеличивается. Однако существует определенный концентрационный предел, выше которого содержание хлорид ионов начинает вновь возрастать.

При последующей двукратной промывке нефтяной фракции водой дополнительное выпадение осадка не наблюдалось, водный слой оставался прозрачным. После третьей промывки водой содержание хлоридионов снижается до 50 – 60 %. Данные опыты приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Результаты лабораторных опытов с использованием деэмульгаторов RP-6592 и RP-6334

№ стадии обработки водой	RP-6592	RP-6334
	Содержание хлорид-ионов, мг/л	
1	1227	1052
2	759	935
3	637	645
	Снижение содержания хлорид-ионов, %	
1	51,9	61,3

С целью снижения себестоимости процессов при подготовке нефти, а также повышение эффективности работы скважины в присутствии дорогостоящего деэмульгатора дисольвана-4411 нами проведены эксперименты по частичной замене его другими высокомолекулярными композициями ПАВ. Так, его можно частично заменить на высокомолекулярный ПАА (Итоку, Япония) или использовать смесь дисольван (0,1 %) – моющее ПАВ (аминол-КДЕ) (10 %) (техн.). Результаты этих исследований приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Изменение содержания хлористых солей амбарной нефти в присутствии различных деэмульгаторов (мг/л)

№ стадии обработки водой	ПАА	Дисольван	Дисольван	Дисольван +
	(2 %)	(2 %)	(0,1 %)	ПАВ
1	275,0	213,0	166,61	242,0
2	44,4	160,9	55,54	37,9
3	40,9	34,9	17,74	2,92

Вывод. Из проведенных результатов исследований можно сделать вывод об эффективности использования композиционных полифункциональных ПАВ для подготовки нефти по сравнению с индивидуальными деэмульгаторами. Наилучшая комбинация деэмульгаторов представляет собой смесь маслорастворимых промышленных деэмульгаторов и дифильных водорастворимых моющих ПАВ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нурабаев Б.К. Ингибирование процессов солеотложений // Нефть и газ Казахстана. - 2002. - № 1. - С. 136 - 138.
2. Нурабаев Б.К. Становление и развитие национальной нефтяной политики РК за 10 лет независимости // Нефть и газ. - 2002. - № 2. - С. 32 - 37.
3. Тойпасова У.М., Нурабаев Б.К., Джусипбеков У.Ж. Влияние различных деэмульгаторов на степень обессоливания амбарной нефти //Химический журнал Казахстана. - 2005. - № 1. - С. 135 - 139.
4. Тойпасова У.М., Нурабаев Б.К., Мамытбеков Г.К., Усманов С.У., Джусипбеков У.Ж. Обессоливание высоковязкой нефти месторождений Западного Казахстана // Известия Национальной академии наук Кыргызской Республики. - 2005. - № 2. - С. 88 - 89.

ТҮЙІН

Мақалада Қазақстандағы көмірсутекті шикізат өндірісін өңдеу қиындықтары мен жағдайлары біріктіріліп қарастырылған. Магистральды газқұбырларындағы айдау агрегаттарында қолданатын нығыздағыштарды өзгерту мақсатында, құрғақ газ нығыздағышты қолданудың нәтижелері келтірілген.

RESUME

The article summarizes the state and problems of the processing industry of hydrocarbon raw materials in Kazakhstan. The results of using a system of dry gas seals in lieu of oil in compressor stations of main gas pipelines, the main advantages and preeminence, its economic efficiency.