

**«ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ-ГАЗ КЕШЕНІНІҢ
ИННОВАЦИЯЛЫҚ ДАМУЫ»**

**Халықаралық
ғылыми-тәжірибелік конференциясының**

МАТЕРИАЛДАРЫ

МАТЕРИАЛЫ

**Международной
научно-практической конференции**

**«ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ
НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА КАЗАХСТАНА»**

ЧАСТЬ 2

ПОЛИКОМПЛЕКСЫ ПАВ В ПРОЦЕССАХ ДЕЭМУЛЬГИРОВАНИЯ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

К.И.Омарова, А.О.Адильбекова, А.Е. Кابدуж, Ж.Т. Ешпанова

Казахский национальный университет им. аль-Фараби, г.Алматы, Казахстан

Введение

На современном этапе развития нефтедобывающей промышленности стоит проблема увеличения нефтеотдачи пластов (вытеснение остаточной нефти водой). В Казахстане происходит достаточно интенсивная добыча нефти и количество неизвлеченной нефти после разработки новых месторождений растет. Многочисленными опытно-промышленными испытаниями (Россия, США, Норвегия, Иран и т.д.) установлено, что химические методы являются основными и эффективными в процессах вторичной добычи нефти. Создание и внедрение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН) позволяет регулировать состояние разработки месторождений и интенсифицировать добычу нефти.

Промысловой основой регулирования процесса нефтеотдачи считают применение эластомерных систем: водные растворы полимеров, полимер-полимерные комплексы, образующие составы на основе полимеров [1,2]. Основным недостатком полимерных систем являются их низкая поверхностная активность на различных границах раздела фаз, подверженность механической деструкции в процессе вытеснения и снижение при этом эластомерных свойств [3].

В этом плане представляют интерес растворы ассоциатов неионных ПАВ и электролитов. Отличительная особенность таких систем – наличие полимера обеспечивает высокую вязкость водных растворов поликомплексов, а неионные ПАВ высокую поверхностную активность на различных границах раздела фаз.

Ранее нами было установлено, что вытеснение неполярных жидкостей (гексан, 50-60% растворы нефти в керосине) из отдельных капилляров правильной геометрической формы и пористых систем (в виде насыпных диафрагм) при $n > 2$ (n – относительная концентрация ПАВ в смеси, $n = [\text{ПАВ}]/[\text{ПЭ}]$) протекает с относительной высокой скоростью [6]. Сделано предположение, что одним из механизмов вытеснения является поверхностная диффузия макромолекул поликомплекса по поверхности капилляра под нефтью (моющее действие), возможность диспергирования, а также деэмульгирования нефти.

Для подтверждения предполагаемого механизма вытеснения в данной работе изучены свойства модельных прямых и обратных эмульсий на основе смеси углеводородов (толуол, гексан, циклогексан) и воды, а также нефтяных эмульсий, в присутствии поликомплексов ОП-10, блоксополимеров оксидов этилена и пропилена, а также моющее действие растворов поликомплексов на подложки нефти, сформированные на поверхности стальных и тефлоновых пластин.

Экспериментальная часть

В качестве объектов исследования были использованы: водорастворимые полимеры – метакриловая кислота (ПАК) с молекулярной массой $M_n = 5,7-7,5 \cdot 10^5$, полиметакриловая кислота (ПМАК) с молекулярной массой $M_n = 4,88 \cdot 10^5$; полиэтиленгликоль (ПЭГ) с молекулярной массой $3 \cdot 10^4$; неионные поверхностно-активные вещества – ОП-10, представляющие собой оксипропилированный октилфенол с общей формулой $\text{C}_{17}\text{H}_{35}\text{O}(\text{CH}_2\text{CH}_2\text{O})_n\text{H}$ ($n=10$), блоксополимер оксидов этилена и пропилена промышленного производства (Германия), толуол, гексан, циклогексан марки «чда»; нефть месторождения Кумколь.

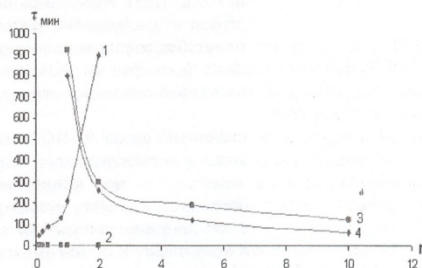
Модель эмульсии нефти готовилась из безводной нефти с добавлением водного раствора поликомплекса, количество которого в соответствии с [8] не превышает 30% объема смеси.

Обсуждение результатов

Комплексы на основе синтетических полиэлектролитов⁴ (СПЭ) – полиакрилол (ПАК), полиметакриловой (ПМАК) кислот, полиэтиленimina (ПЭИ) и неионных П (оксигетилированного фенола (ОП-10), блоксополимеров оксидов этилена и пропилен образующиеся в результате возникновения водородных связей и гидрофобн взаимодействий в системе СПЭ-ПАВ, представляют собой новые высокомолекулярные П/ Природа поликомплекса зависит от мольного соотношения компонентов.

Для всех типов изученных эмульсий концентрация дисперсной фазы составляла 3l (объем.). Устойчивость модельных (на основе смеси толуол, гексан, циклогексан) прям эмульсий возрастает с повышением относительной концентрации (n) ОП-10 – время жи: увеличивается от 45 до 100 мин. При n=5,10 устойчивость прямых эмульсий станови: практически безграничной (время наблюдения более 3 недель). В случае обратн модельных эмульсий наблюдается полное расслоение эмульсий при всех n (рисунок кривая 2).

Аналогичные зависимости наблюдаются и для нефтяных эмульсий (нефтян эмульсии были приготовлены на основе обезвоженной нефти Кумкольского месторождени



модельные эмульсии: 1-прямая, 2- обратная; (3,4)-нефтяные эмульсии, концентрация дисперсной фазы: 3- 30%,4- 20% (объем.)

Рисунок 1. Зависимость времени жизни различных типов эмульсий от относительной концентрации ОП-10 (поликомплекс ОП-10 – ПЭИ)

При малых концентрациях ОП-10 (n=0.1-0.8) нефтяные эмульсии устойчивы. Вре: жизни нефтяных эмульсий уменьшается от 800 до 56 мин с повышением относительн: концентрации ОП-10 (n=1-10). С ростом концентрации дисперсной фазы эмульси: (увеличение содержания воды) устойчивость эмульсий снижается (кривая 4).

Введение ОП-10 в растворы полиэлектролитов можно рассматривать к оксигетилирование макромолекул, их гидрофилизацию с заметным дебаланс гидрофильных и липофильных свойств дифильных макромолекул поликомплекса в сторо: полярной части при увеличении n. Подобные ПАВ стабилизируют прямые эмульсии способствуют деэмульгированию обратных эмульсий (в частности нефтяных).

Природа синтетического полиэлектролита влияет на время жизни эмульсий. Вре: жизни прямых эмульсий на основе толуола и воды (концентрация дисперсной фазы-толуо: 30%) в присутствии поликомплексов ПАК (ПМАК) и ОП-10 резко возрастает с увеличени: n и при n>1 эмульсии становятся безгранично устойчивыми (время наблюдения 10-12 суток

В случае обратных эмульсий на основе толуола и воды (дисперсная фаза вода – 30% при малых n (0.05- 0.5) длительное время сохраняют устойчивость (время наблюдения: суток). Быстрое расслоение эмульсии наблюдается в присутствии комплекса ПАК – ОП-: при n>0.8.

Из двух исследованных поликомплексов большей адсорбционной способностью обладает поликомплекс ПМАК - ОП-10. Для данного комплекса время жизни медленно уменьшается с ростом n и при $n=10$ наблюдается почти полное разрушение эмульсии.

Такая же закономерность наблюдается и для нефтяных эмульсий (содержание воды 30%). Время жизни нефтяных эмульсий в сравнении с модельными выше, в результате стабилизирующего действия компонентов нефти. Однако сильное уменьшение времени жизни (от 300 до 80 минут) с ростом n подтверждает деэмульгирующее действие поликомплексов на обратные эмульсии (в том числе и на нефтяные). Кривые зависимости времени жизни от относительной концентрации ОП-10 в смеси для поликомплексов на основе ПАК, ПМАК имеют вид аналогичный рисунку 1.

Исследованные поликомплексы оказывают смачивающее действие на подложки из нефти, сформированные на поверхности стекла. Наблюдается растекание водных растворов поликомплексов по поверхности пленки нефти и растекание возрастает с повышением n (углы смачивания уменьшаются от 90° до 30°). В случае поликомплексов ПЭИ заметно большее снижение углов смачивания вплоть до полного растекания по поверхности нефти. Такое действие поликомплексов ОП-10 и ПЭИ связано с их выраженным моющим действием на нефть. Так при нанесении капли водного раствора поликомплекса на нефтяной слой, сформированный на поверхности стекла, можно визуалью наблюдать смещение нефтяного слоя при растекании капли.

Оценку моющего действия вышеуказанных поликомплексов ОП-10 также оценивали по потере веса нефтяных подложек при выдерживании в растворах поликомплексов, а также по смещению нефтяного слоя при самопроизвольном растекании капли раствора, нанесенного на границу раздела нефтяного слоя и чистой поверхности стекла. Установлено увеличение потери веса (0,003 – 0,016г) нефтяных подложек на твердой поверхности с ростом времени выдерживания (0,5 – 5 часов) в растворах поликомплексов и увеличения n (рисунок 2).

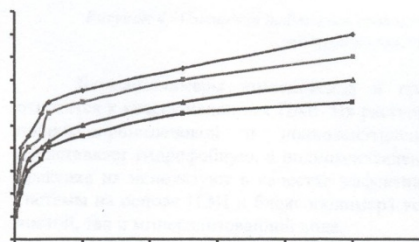


Рисунок 2 – Изменение веса нефтяной подложки в зависимости от относительной концентрации ОП-10 (ОП-10 – ПЭИ)

Наступающий мениск капли раствора обеспечивает диффузию макромолекул поликомплекса под слой нефти (отмывающее действие) и понижение поверхностного натяжения на межфазной границе нефть–водный раствор поликомплекса. С ростом относительной концентрации ПАВ величина смещения возрастает, что, по-видимому, связано с деэмульгирующим действием растворов поликомплексов (рисунок 3).

При использовании в качестве подложки для нефтяного слоя пластинок из тефлона величина смещения снижается (рисунок 4). Гидрофобная поверхность тефлона обеспечивает более прочный контакт с нефтью что затрудняет вытеснение ее с поверхности.

Было также изучено деэмульгирующее действие композиционных систем на основе полиэтиленimina (ПЭИ) и блоксополимера окиси этилена и окиси пропилена.

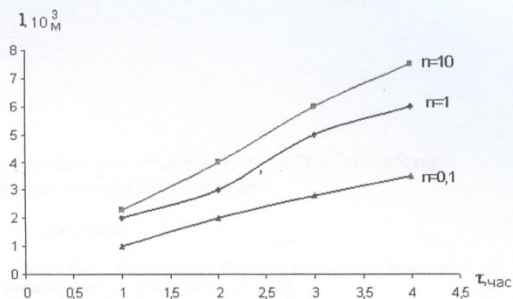


Рисунок 3 — Смещение нефтяного слоя на стекле при самопроизвольном растекании капли водного раствора поликомплекса ОП-10/ПЭИ

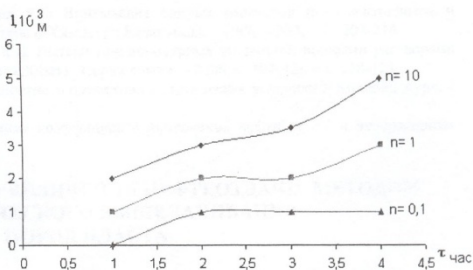


Рисунок 4 — Смещение нефтяного слоя на тефлоне при самопроизвольном растекании капли водного раствора поликомплекса.

Блоксополимеры этиленоксида и пропиленоксида, так называемые плороники, относятся к классу неионных ПАВ. Их растворимость в воде зависит от соотношения длины полиоксипропиленовой и полиоксипропиленовой цепи. Полиоксипропиленовая цепь представляет гидрофобную, а полиоксипропиленовая гидрофильную части молекулы ПАВ. На практике их используют в качестве эффективных деэмульгаторов нефти. Композиционные системы на основе ПЭИ и блоксополимера устойчивы – не образуют мути, осадков – как в чистой, так и минерализованной воде.

С ростом концентрации блоксополимера от 0,12 до 2 % время жизни эмульсии снижается от 83 минут до 21 минуты. Полное расслоение эмульсии достигается через 3-суток.

Деэмульгирующее действие композиционных систем на основе ПЭИ и блоксополимера проявляется в области высоких значений относительной концентрации блоксополимера в смеси ($n > 0.5-0.7$), время жизни эмульсии снижается от 260 минут до 28 минут. Повышение температуры до 60°C облегчает расслоение эмульсии – уменьшение времени жизни от 150 до 12 минут, при этом достигается полное расслоение эмульсии.

Заключение

Поликомплексы на основе ПЭИ и блоксополимера этиленоксида и пропиленоксида проявляют деэмульгирующее действие при высокой относительной концентрации

блоксополимера в смеси ($n > 0,5-0,7$), повышение температуры (60°C) способствует деэмульгирующему действию смеси вплоть до полного расслоения фаз.

Литература

1. Лыков О.П., Низова С.А., Валуева С.П., Силин М.А., Яиченко Е.Е. Реагенты нового поколения для процессов добычи нефти и газа // Химия и техн. топлив и масел. – 2000. – № 2. – С. 22-24.
2. Адамс Ч., Портвуд Дж.Т. Успешные обработки пласта в Канзасе с закачкой больших объемов гелеполимерного раствора // Нефтегазовые технологии. – 2002. – № 6. – С. 45-47.
3. Куренков В.Ф., Хартан Х.Г., Лобанов Ф.И. Деструкция полиакриламида и его производных в водных растворах // Журн. прикл. хим. – 2002. – Т. 75, вып. 7. – С. 1057-1068.
4. Omarova K.I., Musabekov K.B., Amriyeva Sh. The displacement of nonpolar liquids by water solutions of polycomplexes on the base of SAS and polyelectrolytes from porous systems // Тез.докл. XIII Межд.конф. "Поверхностные силы". – Москва, 2006. – С.115.
5. Амриева Ш.Р., Омарова К.И., Мусабеков К.Б. Впитывание водных растворов полиэлектролитов и поликомплексированных ПАВ в пористые системы // Хим.журн.Казахстана. – 2006. – №3. – С. 208-214.
6. Амриева Ш.Р., Омарова К.И., Мусабеков К.Б. Вытеснение неполярных жидкостей водными растворами поликомплексированных из капиллярных систем // Вестник КазНУ. Серия химич. – 2006. – №2(42). – С.118-123.
7. Пчелин В.А. О методах измерения поверхностного натяжения в статических условиях // Коллоид.журн. – 1991. – Т. 33, № 6. – С. 919-921.
8. ГОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.

ИННОВАЦИОННЫЙ СПОСОБ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ МЕТОДОМ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ ПОРОД ПЛАСТА

Ахмеджанов Т.К., Нуранбаева Б.М., Гусейнов И.Ш., Ибрагимов Р.Ш.,
Мырзах Е., Нурабаев М.Б.

Казахский национальный технический университет имени К.И.Сатпаева,
г.Алматы, Казахстан

Нефть является одной из основных источников энергетических ресурсов. В течении последних лет в нефтяной промышленности наблюдается устойчивая тенденция к ухудшению структуры запасов нефти. По некоторым прогнозам мировые запасы нефти могут быть исчерпаны уже в течении ближайших 50 лет. Это связано в основном со значительной выработкой высокопродуктивных месторождений, а также с открытием месторождений с трудно извлекаемыми запасами. Вместе с тем существующие технологии позволяют извлекать порядка 0,34-0,40 запасов нефти, содержащейся в месторождениях. По этим причинам в настоящее время заметно возрос интерес к поиску путей повышения третичной добычи нефти, и в частности к микробиологическим методам [1-3].

В основе этих методов лежит использование микроорганизмов, вводимых в пласт и их физиолого-биохимических особенностей: способность расти в широком диапазоне температур, давления, солености, в аэробных и анаэробных условиях и использовать для жизнедеятельности в качестве источника питания нефть [4-5]. В результате микробиологического синтеза непосредственно в пласте они образуют обширный ряд соединений, которые положительно влияют на процессы нефтевытеснения т.е. увеличивается подвижность нефти и изменяются фильтрационные свойства пласта.

Экспериментальная часть.

Наш эксперимент заключался в том, чтобы определить эффективность микробиологического воздействия на образцы горной породы, путём измерения петрофизических свойств образцов до и после микробиологического воздействия на него, а так же проанализировать изменения образцов нефти, подвергнутых микробиологическому воздействию.

| | |
|--|-----|
| <i>Б. Туктин</i> | 270 |
| Каталитическая безводородная технология переработки нефти <i>У.С. Карабагин, М.И. Курбанбаев, Б.Т. Муллаев,</i> <i>М.Р. Сисенбаева, Л.Н. Серебрякова, Е.В. Лагошин</i> | 275 |
| Способы борьбы с развитием сульфатредукции и с ее последствиями на месторождениях АО «ОЗЕНМУНАЙГАЗ» <i>Ф.С. Исмаилов, М.Н. Велиев</i> | 285 |
| Формулы притока жидкости и газа к вертикальной, наклонной и горизонтальной скважинам <i>Ф.С. Исмаилов, А.М. Гасымлы, Ф.Я. Абдуллаева, М.Г. Абдуллаев, Ф.К. Кязимов</i> | 290 |
| Увеличение нефтевытеснения из обводненного пласта и уменьшение поступления воды путем применения микробиологического метода <i>Ф.С. Исмаилов</i> | 295 |
| О потерях давлений в системе трубопроводов сбора и транспорта мультифазных продукций морских скважин <i>Ю.М. Кулиев, А.А. Сейдалиев, Л.К. Нуришаханова, А.Ю. Кулиева</i> | 297 |
| Забуривания вторых стволов в аварийной скважине. | |
| РАЗДЕЛ 5 | |
| <i>А.М. Елеференко</i> | 305 |
| К вопросу образования твердой фазы в пластовой нефтесторождения Узень <i>М.Р. Сисенбаева</i> | 310 |
| Совместимость вод месторождения Туркменой <i>А. Сакабеков, Е. Аужсани, А. Достихунов</i> | 313 |
| Построение теоретической модели вариограммы при определении фильтрационно-емкостных свойств нефтяного пласта <i>Е.О. Аялбергенов</i> | 316 |
| Исследование ингибиторов солеотложений и асфальтосмолопарафиновых отложений для месторождения Узень <i>Б.О. Дориева</i> | 322 |
| Совместимость вод месторождения Узень <i>Н.А. Бектенов., Е.Е. Ергожин., А.К. Мекебаева</i> | |
| Жана озен мұнайы мен глицидилметакрилат негізіндегі сульфокатиониттер және оларды экв колданылу <i>К.И. Омарова, А.О. Адильбекова, А.Е. Кабдуи, Ж.Т. Ешпанова</i> | 327 |
| Поликомплексы пав в процессах деэмульгирования обратных эмульсий <i>Ахмеджанов Т.К., Нуранбаева Б.М., Гусейнов И.Ш.,</i> <i>Ибрагимов Р.Ш., Мырзаи Е., Нурабаев М.Б</i> | 31 |
| Инновационный способ увеличения нефтеотдачи методом микробиологического пород пласта <i>П.З. Мамедов</i> | 336 |
| Особенности строения земной коры южного и среднего Каспия в свете исследований <i>Б.С. Серкебаева</i> | 340 |
| исследования по улучшению реологических свойств высоковязких и высокозастывающих нефтей западного Казахстана <i>Велиева Р.К., Бисенова М.А</i> | 347 |
| Причины коррозионных поражений нефтегазодобывающих скважин узеньского месторождения и способы защиты <i>А.С. Стреков, Е.Н. Мамалов, И.Н. Яковлева, Сабырбаева Г.С</i> | 358 |
| Повышение коэффициента извлечения нефти из пористой среды электрохимически активированной водой <i>Д. Нуkenов, Р.З. Мухаметшин, С.А. Пуанова</i> | 361 |
| К вопросу о генезисе геохимических разновидностей нефтей полуострова Бузачи и Урало-поволжья <i>Н.С. Гамидова, Н.А. Азимов, Г.Б. Ибрагимова, Р.Г. Велиева, Р.К. Газиева</i> | 368 |
| исследование коррозионной агрессивности продукции скважин месторождения Узень и защита нефтепромыслового оборудования бактерицид-ингибитором от коррозии. | |