

КОМБИНИРОВАННЫЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИИ АСП

Э. Ф. Велиев

Государственная нефтяная компания Азербайджанской республики НИПИ „Нефтегаз”;
Азербайджан, AZ1012, Баку, Проспект Зардаби, 88А;
e-mail: Elchin.f.veliyev@socar.az

Методи збільшення нафтовидобутку з року в рік стають все більш актуальними зі зростанням кількості родовищ, що знаходяться на пізній стадії експлуатації. На сьогоднішній день розроблено різні методи та технології, засновані на сучасних та наукових досягненнях. Технологія АСП є комбінованим методом підвищення нафтовіддачі і являє собою закачування суміші поверхнево-активної речовини (ПАР), лугоу та полімеру. Механізм впливу заснований на мобілізації залишкової нафти шляхом зниження поверхневого натягу ПАР і лугом, а також збільшенням коефіцієнта охоплення пласта полімерним витісненням. Успішність впровадження технології АСП багато в чому залежить від типу мікроемульсії, що утворюється, відповідно до описуваної класифікації Віндзора і безпосередньо пов'язаної з мінералізацією пластової води. Так, за найбільш сприятливу величину мінералізації для впровадження технології АСП приймається значення, при якому утворюється мікроемульсія III типу. Саме в цьому випадку спостерігаються найменший поверхневий та міжфазний натяг. Однак, слід зазначити, що на практиці утримання необхідного рівня мінералізації середовища є технічно складним завданням з огляду на зміне значень їх у флюїдів, що закачуються в процесі фільтрації. Існують різні підходи до вирішення цієї задачі, найбільш поширеним з яких є закачування буферних об'ємів зниженої мінералізації між розчинами ПАР і полімеру. У поданій роботі проведено дослідження з розробки складу для ефективного впровадження технології АСП в умовах родовища Гюнешлі (Азербайджан), вивчено вплив обсягу та мінералізації буферної об'ємівки на утворення емульсії III типу за класифікацією Віндзора та можливість застосування як полімерної складової колоїдно-дисперсних гелевих частинок.

Ключові слова: нафтовидобуток, нафтовіддача, поверхнево-активні речовини, полімер

Методы увеличения нефтедобычи из года в год становятся все более актуальными с ростом количества месторождений находящихся на поздней стадии эксплуатации. На сегодняшний день разработаны различные методы и технологии, основанные на современных и научных достижениях. Технология АСП является комбинированным методом повышения нефтеотдачи и представляет собой закачку смеси поверхностно-активного вещества (ПАВ), щелочи и полимера. Механизм воздействия основан на мобилизации остаточной нефти путем снижения поверхностного натяжения ПАВ-ом и щелочью, а также увеличением коэффициента охвата пласта полимерным вытеснением. Успешность внедрения технологии АСП во многом зависит от типа образующейся микроэмульсии, традиционно описываемой классификацией Виндзора и напрямую связанной с минерализацией пластовой воды. Итак, как наиболее благоприятная величина минерализации для внедрения технологии АСП принимается значение, при котором образуется микроэмульсия III типа. Именно в этом случае наблюдаются наименьшее поверхностное и межфазное натяжение. Однако, следует отметить, что на практике поддержание необходимого уровня минерализации среды является технически сложной задачей в силу изменения ее значений у закачиваемых флюидов в процессе фильтрации. Существуют различные подходы к решению данной задачи, наиболее распространенным из которых является закачка буферных оторочек пониженной минерализации между растворами ПАВ и полимера. В представленной работе проведено исследование по разработке состава для эффективного внедрения технологии АСП в условиях месторождения Гюнешли (Азербайджан), изучено влияния объема и минерализации буферной оторочки на образование эмульсии III типа по классификации Виндзора и возможность применения в качестве полимерной составляющей колоидно-дисперсных гелевых частиц.

Ключевые слова: нефтедобыча, нефтеотдача, поверхностно-активные вещества, полимер

Enhanced oil recovery techniques are growing more urgent each year as the number of mature fields grows. To date, various methods and technologies have been developed based on modern scientific achievements. The ASP technology is a combined method of enhanced oil recovery, which is the injection of a mixture of surfactant, alkali

and polymer. The mechanism behind this technology is based on the residual oil mobilization by reducing surface tension with surfactant and alkali, as well as by increasing the sweeping efficiency by the polymer displacement. The success of the ASP technology implementation largely depends on the type of microemulsion formed, traditionally described by the Winsor classification and directly related to the salinity of the formation water. Thus the value at which a type III microemulsion is formed is taken as the most favorable mineralization value for the introduction of ASP technology. It is in this case that the lowest surface and interfacial tension is observed. However, it should be noted that in practice, maintaining the desired mineralization level of the medium is a technically difficult task due to the change of its values in the injected fluids during the filtration process. There are various approaches to solving this problem, the most common is the injection of low salinity buffer layer between the surfactant and polymer solutions. The presented work dwells upon a study on development of composition for effective implementation of ASP technology in conditions of the Guneshli field (Azerbaijan) has been carried out. The effect of volume and mineralization of preflush layer on formation of the type III emulsion by Winsor classification and possibility of using colloidal dispersed gel particles as a polymer component has been studied.

Key words: enhanced oil recovery, alkaline, surfactant, polymer, colloidal dispersion gel, emulsion

Введение

Методы увеличения нефтедобычи из года в год становятся все более актуальными с ростом количества месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации [1-5]. На сегодняшний день разработаны различные методы и технологии, основанные на современных научных достижениях [6-10]. Не редко подобные новшества представляют собой малоизученный симбиоз уже известных и изученных технологий. Технология АСП является одним из таких комбинированных методов повышения нефтеотдачи и состоит в закачке смеси поверхностно-активного вещества (ПАВ), щелочи и полимера [11-15]. Механизм воздействия основан на мобилизации остаточной нефти путем снижения поверхностного натяжения ПАВ-ом и щелочью, а также увеличением коэффициента охвата пласта полимерным вытеснением [16-19]. Успешность внедрения технологии АСП во многом зависит от типа образующейся микроэмульсии, традиционно описываемой классификацией Виндзора и напрямую связанной с минерализацией пластовой воды [20]. Итак, как наиболее благоприятная величина минерализации для внедрения технологии АСП принимается значение, при котором образуется микроэмульсия III типа [21-25]. Именно в этом случае наблюдаются наименьшее поверхностное и межфазное натяжение. Однако, следует отметить, что на практике поддержание необходимого уровня минерализации среды является технически сложной задачей в силу изменения ее значений у закачиваемых флюидов в процессе фильтрации. Существуют различные подходы к решению данной задачи, наиболее распространённым из которых является закачка буферных оторочек пониженной минерализации между растворами ПАВ и полимера [26-29]. Возможны и некоторые другие технические модификации. Так, к примеру, Шенг пред-

ложил дополнительно, помимо буферных оторочек, закачивать и в качестве вытесняющей жидкости воду малой минерализации [30]. Механизм всего разнообразия вышеописанных технологий на практике сводится к попытке создания благоприятных условий для образования микроэмульсии III типа по классификации Виндзора (как правило, за счет понижения минерализации пластовых вод). Однако, несмотря на множество технических модификаций, эффективность данного подхода все же остается невысокой. Причиной является неодинаковое воздействие солёности пластовых вод на все три составляющих элемента АСП заводнения. Так, к примеру, в условиях высокой минерализации пластовых вод закачка слабоминерализованной оторочки в определенных случаях может иметь негативные последствия (например, при высокой концентрации глинистых включений в коллекторской породе), а высокая минерализация пластовой воды, в свою очередь, создает не самые благоприятные условия для полимерной составляющей. Как видно, при внедрении технологии АСП возможны сценарии, при которых необходимо учитывать и взаимоисключающие факторы, что значительно снижает диапазон возможного применения данного метода. Таким образом, с точки зрения эффективности и успешности внедрения АСП заводнения можно выделить два ключевых фактора: образование эмульсии III типа по классификации Виндзора и стабильность полимерной составляющей в текущих пластовых условиях. Оба фактора напрямую зависят от химического состава применяемых компонентов. Необходимо подобрать такой компонентный состав ПАВ и щелочи, который позволит создать эмульсию III типа в пласте, не сильно изменив первоначальную минерализацию пластовых вод, и в этих условиях одновременно обеспечить стабильность полимерной составля-

Таблиця 1 – Свойства месторождения «Гюнешли»

Вязкость АРІ	Вязкость нефти в пластовых условиях, сП	Вязкость нефти при температуре 20°C, сП	Нефтенасыщенность, %	Тип коллектора	Давление насыщения, МПа
31,4	1,2	4,6	77	песчаник	23,2
Мощность пласта, м	Средняя проницаемость, мД	Средняя пористость, %	Средняя глубина, м	Температура, °С	Текущее давление пласта, МПа
65,3	198	26	2920	62	15,8

Таблиця 2 – Свойства образцов керна

Образец	Проницаемость, мД	Пористость, %	Длина, см	Диаметр, см
1	194	23	20.21	7.75
2	198	22	20.15	7.56

щей. Первая задача сводится к подбору соответствующей рецептуры состава ПАВ и щелочи, а наиболее перспективным для решения второй задачи является применение коллоидно-дисперсных гелей, коллоидных систем, не обладающих жесткой полимерной матрицей, вследствие чего более устойчивых к пластовым условиям.

С этой целью в представленной работе проведено исследование по разработке состава для эффективного внедрения технологии АСП в условиях месторождения Гюнешли (Азербайджан), изучено влияния объема и минерализации буферной оторочки на образование эмульсии III типа по классификации Виндзора и возможность применения в качестве полимерной составляющей коллоидно-дисперсных гелевых частиц.

Экспериментальная часть

Материалы

Керн. Все образцы керна, используемые в испытаниях, были отобраны из основного горизонта – Свита Перерыва, месторождения «Гюнешли». Данные по образцам керна и месторождению «Гюнешли» приведены в таблицах 1 и 2.

Нефть / Пластовая вода. При всех экспериментах по вытеснению были использованы нефть и пластовая вода с месторождения «Гюнешли». Свойства нефти и пластовой воды приведены в таблице 3.

Щелочная среда создавалась водным раствором карбоната натрия (Na_2CO_3). Коллоидно-гелевые частицы были получены на основе гидролизованного полиакриламида (НРАМ) согласно методике и составу, описанным в работах [31-32].

Таблиця 3 – Свойства нефти и пластовой воды

Наименование	Нефть	Пластовая вода
Вязкость в скважинных условиях, сП	1,2	0,49
Вязкость при 20°, сП	4,6	1,02
Плотность, кг/м ³	712	1078

В качестве ПАВ использовалась смесь двух анионных поверхностно-активных веществ: сульфанола и натриевой соли сульфосукцината бис-(2-этилгексила) (ДОСС). 2-метилпропанол-1 (Изобутанол – ИБ) и Триэтилортоацетат (ТЭОА) были использованы в качестве соразворителей (табл. 4).

Эксперименты, проведенные в представленной работе, разделены на две группы:

– определение типа эмульсии – для нахождения наиболее оптимального состава смеси щелочи и ПАВ;

– эксперименты по вытеснению на керновом материале – для подтверждения ранее полученных результатов и оценки эффективности применения КДГ в качестве полимерной составляющей при АСП заводнении.

Определение типа эмульсии

Тип эмульсии согласно классификации Виндзора определялся по изменению коэффициента растворимости нефти и воды в зависимости от значений минерализации. Цель данного эксперимента сводиться к нахождению значения минерализации, при которой коэффициент растворимости нефти и воды будет одинаковым. Данное значение называется оптимальным уровнем минерализации. Минерализация среды изменялась путем разбавления синтети-

Таблиця 4 – Характеристики сорастворителів

Характеристики	Триэтилортоацетат	2-Метилпропанол-1
Химическая формула	$C_8H_{18}O_3$	$C_4H_{10}O$
Молярная масса, г/моль	162,22	74,12
Давление пара, (мм рт.ст.	-	$9 \pm 0,1$
Плотность, г/см ³	0,8847	0,8016
Температура плавления, °С	-68	-108 °С
Температура кипения, °С	144-146	108 °С
Температура вспышки, °С	78	28 °С
Кинематическая вязкость (20°С)	-	4 мм ² /с
Описание	Бесцветная жидкость с эфирным запахом	Бесцветная, горючая жидкость с характерным запахом
Растворимость	Хорошо растворим в спирте, эфире и воде	8,5 масс % при 20 °С растворим в воде

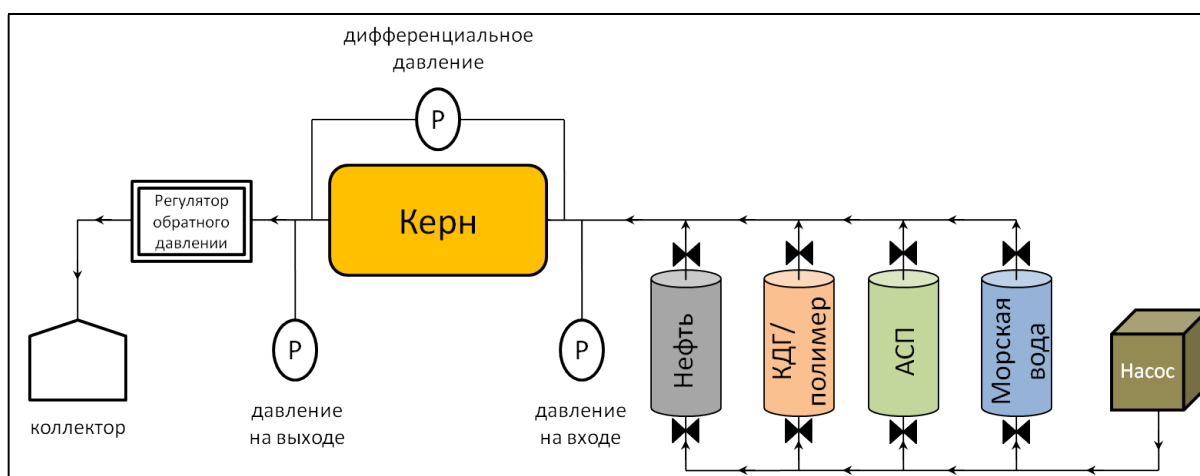


Рисунок 1 – Схема экспериментальной установки

ческой пластовой воды с соленостью 30000 мг/л⁻¹ деионизированной. После получения рассчитанных значений минерализации пластовую воду смешивали с образцом нефти из месторождения «Гюнешли» в соотношении 1:1 (масс./масс.). Полученные образцы располагались в штативе в порядке возрастания солености пластовой воды. Объемы водной, нефтяной и эмульсионной фаз измерялись при равновесном состоянии, когда не наблюдалось значительного изменения объема фаз. Уравнения (1, 2) были использованы для расчета коэффициентов растворимости нефти и воды:

$$\sigma_n = \frac{V_n}{V_{нае}}, \quad (1)$$

$$\sigma_v = \frac{V_v}{V_{нав}}, \quad (2)$$

где σ – (мл/мл) коэффициент растворимости, V (мл) - объем при равновесном состоянии; подстрочные индексы n , v и $нав$ обозначают нефть, воду и поверхностно-активное вещество соответственно.

Уравнение (3) было использовано для расчета значения межфазного натяжения при оптимальном уровне минерализации [33]:

$$\gamma = \frac{0,3}{(\sigma_{опт})^2}, \quad (3)$$

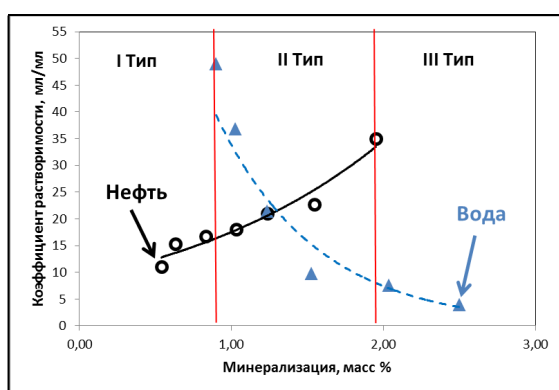
где γ – межфазное натяжение (мН/м), $\sigma_{опт}$ – коэффициент растворимости воды или нефти, определенный при оптимальном уровне минерализации. При оптимальном уровне минерализации значения коэффициента растворимости должны быть больше или равны 10 мл/мл, а межфазного поверхностного натяжения – меньше 0,003 мН/м.

Исследования на керновом материале

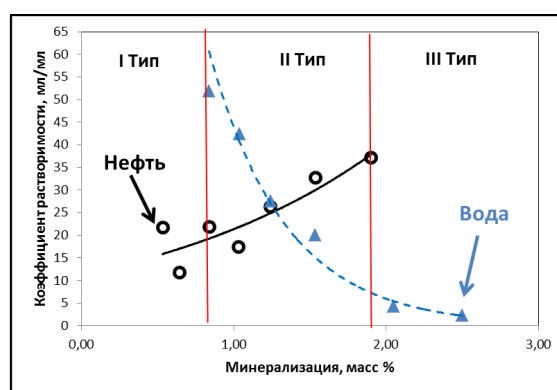
Для определения эффективности полученного состава была проведена следующая серия экспериментов по вытеснению нефти на керновых образцах в пластовых условиях месторождения «Гюнешли». Эксперименты проводились согласно методике, описанной в работах [34-35]. Схема экспериментальной установки приведена на рис. 1.

Таблиця 5 – Фізико-хімічні показателі складових композицій АСП

№	Состав Композиции АСП			Фізико-Хімічні Показателі		
	Na ₂ CO ₃ , %	ПАВ, масс %, (сульфанол:ДОСС)	Сорастворитель, %	Опт. минерализация, %	Опт. коэфф. растворимости, мл/мл	Поверхностное натяжение, мН/м
1	0	1 (1:3)	5% ИБ	2,5	4,5	0,0284
2	1	1 (1:2)	5% ИБ	2,0	5,0	0,0346
3	0	2 (1:3)	5% ИБ	1,5	3,5	0,0295
4	1	2 (1:2)	5% ИБ	1,0	6,5	0,0214
5	0	1 (1:3)	5% ТЭОА	2,0	6,0	0,0132
6	1	1 (1:2)	5% ТЭОА	1,5	7,5	0,01245
7	0	2 (1:3)	5% ТЭОА	1,0	8,5	0,01132
8	1	2 (1:2)	5% ТЭОА	1,2	21,4	0,000576
9	1	2 (1:3)	5% ТЭОА	1,25	27	0,000384
10	1	3(1:3)	5% ТЭОА	1,26	27,4	0,00037



(а)



(б)

Рисунок 2 – Динаміка змінення коефіцієнтів розчинності

Результати та обговорення

Визначення типу емульсії

Тільки в двох зразках, в яких в якості сорастворителів застосовували ТЭОА, спостерігалися оптимальні значення коефіцієнта розчинності – більше 10 мл/мл. Дані зразки були обрані для подальших досліджень на ядрі матеріалі (табл. 5). Динаміка змінення коефіцієнта розчинності для обох зразків показана на рис. 2. Як видно з отриманих результатів, незначительне збільшення концентрації ПАВ збільшує коефіцієнт розчинності з 21,4 до 27. Дальнєше збільшення концентрації ПАВ к подібному ефекту не привело. Результати експерименту показали, що оптимальним складом для технології АСП буде являтися: 1 масс.% Na₂CO₃, 2 масс. % 1:3 (масс./масс.) суміші Сулфанол: ДОСС в якості ПАВ і 5 масс. % ТЭОА в якості сорастворителя. Концентрація полімерної складової складала 3000 мг/л. Експеримент показав, що емульсія III типу за класифікацією Віндзора

утворюється в діапазоні мінералізації від 0,85 до 1,6 масс.% для обох зразків. Емульсія II типу утворюється в більш високих діапазонах солоності, що на практиці буде відповідати етапу закачки витісняючого агента (т.е. морської води). Емульсія I типу буде утворюватися на етапі попередньої промивки в разі закачки слабомінералізованої води в якості буферного розчину. Примічально, що ефір більш ефективний в якості роздільника дисперсних фаз емульсії і забезпечує більшу їх стабільність. [36]. Таким чином, для досягнення рівня мінералізації пластової води, при якій утворюється емульсія III типу за класифікацією Віндзора в умовах високої мінералізації пластових вод, необхідно закачка оторочки слабомінералізованої води.

Дослідження на ядрі матеріалі

Експерименти на ядрі матеріалі проводилися згідно наступної процедури:

– спочатку в зразку ядра створювалася залишкова водо- і нафтенаситненість;

Таблиця 6 – Динамика изменения КИН

Объем буферной оторочки	Вытесняющий агент	$\Delta P_{\text{буфер}}$ бар	$\Delta P_{\text{АСП}}$ бар	$\Delta P_{\text{вытес.агент}}$ бар	КИН, %	Коэффициент остаточного сопротивления
0,1	Полимерный раствор	0,2	0,3	0,6	44,6	1,2
0,25	Полимерный раствор	0,2	0,4	1,0	58,3	1,6
0,5	Полимерный раствор	0,2	0,7	1,8	64,2	1,8
0,1	Раствор КДГ	0,2	0,3	0,5	53,5	2,4
0,25	Раствор КДГ	0,2	0,4	0,8	74,4	4,5
0,5	Раствор КДГ	0,2	0,7	1,3	76,3	7,1

– закачивалась оторочка раствора слабоминерализованной воды (500 млн^{-1}) в количестве:

0,5 поровых объемов (п.о.) пласта

0,25 поровых объема (п.о.) пласта

0,1 порового объема пласта

– закачивалась оторочка АСП в количестве 0,5 поровых объемов (п.о.);

– закачивался вытесняющий агент:

– полимерный раствор

– коллоидно-дисперсные гелевые частицы (КДГ).

Таким образом, в данной серии экспериментов была поставлена задача определить влияние объема предварительно закачиваемой буферной оторочки и типа вытесняющего агента на коэффициент извлечения нефти (КИН). При закачке буферной жидкости в количестве 0,1 от порового объема пласта наблюдались наименьшие значения КИН, что связано с недостаточным уменьшением минерализации среды для образования эмульсии III типа. Увеличение объема оторочки с 0,25 до 0,5 привело к росту КИН, но одновременно существенно возросло давление закачки, что, по всей видимости, обусловлено набуханием глинистых частиц в составе керна (табл. 6).

Следует также отметить, что при применении в качестве вытесняющего агента полимера давление закачки возросло больше по сравнению с применением КДГ. В данном случае низкая минерализация среды создала более благоприятные условия для набухания полимерного раствора, тем самым увеличив значения гидравлических сопротивлений. Для КДГ, представляющих собой разрозненные сферические гелевые частицы, увеличение минерализации среды приводит к уменьшению их размера в силу увеличения отталкивающих сил и, как следствие, роста давления закачки не наблюдается. Однако значения фактора остаточного сопротивления были выше при вытеснении раство-

ром КДГ, что объясняется их лучшей устойчивостью в высокоминерализованной среде по сравнению с раствором полимера.

Выводы

Применение эфира в качестве соразработителя более эффективно при создании композиции для АСП заводнения.

Закачка 0,25 поровых объемов слабоминерализованной воды в качестве буферной жидкости позволяет получить в пласте эмульсию III типа согласно классификации Виндзора.

Применение КДГ в качестве вытесняющего агента более эффективно по сравнению с использованием полимера.

Литература

1. Шахвердиев А. Х. О., Мандрик И. Э., Панахов Г. М. О., Аббасов Э. М. О. Способ разработки нефтяной залежи. 2009.
2. Сулейманов Б. А. Об эффекте проскальзывания при фильтрации газированной жидкости. *Коллоидный журнал*. 1997. № 59(6). С. 807-812.
3. Сулейманов Б. А. О фильтрации дисперсных систем в неоднородной пористой среде. *Коллоидный журнал*. 1995. № 57(5). С. 743-746.
4. Veliyev E. F. Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*. 2020. No 2. P. 50-66.
5. Veliyev E. F., Aliyev A.A., Mammadbayli T.E. Machine Learning Application to Predict the Efficiency of Water Coning Prevention Techniques Implementation. *SOCAR Proceedings*. 2021. No 1. P. 104-113.
6. Suleimanov B. A., Dyshin O. A., Veliyev E. F. Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. OnePetro*. 2016, October.

7. Сулейманов Б. А., Исмаилов Ф. С., Веліев Э. Ф. О влиянии наночастиц металла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти. *Нефтяное хозяйство*. 2014. № 1. С. 86-88.
8. Suleimanov B. A., Guseynova N. I., Veliyev E. F. Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. *SPE Russian Petroleum Technology Conference. OnePetro*. 2017, October.
9. Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 2020. No 3. P. 126-134.
10. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 2020. No 34(28). 2050260.
11. Vishnyakov V., Suleimanov B., Salmanov A., Zeynalov E. *Primer on Enhanced Oil Recovery*. Gulf Professional Publishing, 2019.
12. Shutang G., Qiang G. Recent progress and evaluation of ASP flooding for EOR in Daqing oil field. *SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia. OnePetro*. 2010, April.
13. Zhu Y., Hou Q., Liu W., Ma D., Liao G. Recent progress and effects analysis of ASP flooding field tests. *SPE improved oil recovery symposium. OnePetro*. 2012, April.
14. Sheng J. J. A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding. *SPE western regional & AAPG pacific section meeting 2013 joint technical conference. OnePetro*. 2013, April.
15. Guo H., Ma R., Kong D. Success and lessons learned from asp flooding field tests in China. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. OnePetro*. 2017, October.
16. Guo H., Li Y., Wang F., Yu Z., Chen Z., Wang Y., Gao X. ASP flooding: theory and practice progress in China. *Journal of Chemistry*, 2017.
17. Lei Z., Yuan S., Song J., Yuan J., Wu Y.S. AA Mathematical Model for Emulsion Mobilization and Its Effect on EOR during ASP Flooding. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery. OnePetro*. 2008, April.
18. Matsuura T., Stoll W. M., van Batenburg D. W., van Wunnik J. N. M., Boerrigter P. M. Modelling of ASP flooding using X-ray CT core flooding experiments. *In IOR 2015-18th European Symposium on Improved Oil Recovery 2015*, April. pp. cp-445. European Association of Geoscientists & Engineers.
19. Nurxat N., Gussenov I., Tatykhanova G., Akhmedzhanov T., Kudaibergenov S. Alkaline/surfactant/polymer (ASP) flooding. *International Journal of Biology and Chemistry*. 2015. No 8(1). P. 30-42.
20. Winsor P. A. Hydrotrophy, solubilisation and related emulsification processes. *Transactions of the Faraday Society*. 1948. No 44. P. 376-398.
21. Levitt D. B., Chamerois M., Bourrel M., Gauer P., Morel D. The effect of a non-negative salinity gradient on ASP flood performance. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference. OnePetro*. 2011, July.
22. Vazquez O., Fursov I., Beteta A., Mackay E. Optimization of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding Minimizing Risk of Scale Deposition. *IOR 2017-19th European Symposium on Improved Oil Recovery*. 2017, April. Vol. 2017, No. 1, pp. 1-20. European Association of Geoscientists & Engineers.
23. Ebag-Ololo J., Chon B. H. Experimental investigation of the influence of salinity gradient on low-concentration surfactant flooding in Berea sandstone. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. 2018. No 68. P. 355-363.
24. Battistutta E., van Kuijk S.R., Groen K.V., Zitha P.L. Alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding of crude oil at under-optimum salinity conditions. *SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference. OnePetro*. 2015, August.
25. Hosseini-Nasab S. M., Padalkar C., Battistutta E., Zitha P. L. J. Mechanistic modeling of the alkaline/surfactant/polymer flooding process under sub-optimum salinity conditions for enhanced oil recovery. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2016. No 55(24). P. 6875-6888.
26. Han X., Kurnia I., Chen Z., Yu J., Zhang G. Effect of oil reactivity on salinity profile design during alkaline-surfactant-polymer flooding. *Fuel*, 2019. No 254. P. 115738.
27. Gao S., He Y., Zhu Y., Han P., Peng S., Liu X. Associated Polymer ASP Flooding Scheme Optimization Design and Field Test after Polymer Flooding in Daqing Oilfield. *SPE Improved Oil Recovery Conference. OnePetro*. 2020, August.
28. Guo H., Li Y., Li Y., Kong D., Li B., Wang F. Lessons learned from ASP flooding tests in China. *SPE reservoir characterisation and simulation conference and exhibition. OnePetro*. 2017, May.
29. Riswati S. S., Bae W., Park C., Permadi A. K., Efriza I., Min B. Experimental analysis to design optimum phase type and salinity gradient of alkaline surfactant polymer flooding at low saline reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. No 173. P. 1005-1019.
30. Sheng J. J. Optimum phase type and optimum salinity profile in surfactant flooding. *Journal of petroleum science and engineering*. 2010. No 75(1-2). P. 143-153.

31. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. No 193. P. 107411.

32. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*. 2021. No 35(01). P. 2150038.

33. Huh C. Interfacial tensions and solubilizing ability of a microemulsion phase that coexists with oil and brine. *Journal of colloid and interface science*. 1979. No 71(2). P. 408-426.

34. Suleimanov B. A., Latifov Y. A., Veliyev E. F. Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*. 2019. No 1. P. 19-29.

35. Велиев Э. Ф. Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2021. № 1(78), С. 61–72. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-1\(78\)-61-72](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-1(78)-61-72)

36. Chang L., Pope G. A., Jang S. H., Tagavifar M. Prediction of microemulsion phase behavior from surfactant and co-solvent structures. *Fuel*, 2019. No 237. P. 494-514.