УДК 622.276.6; https://doi.org/10.37878/2708-0080/2026-3.10
https://orcid.org/0000-0002-8213-7128
https://orcid.org/0009-0003-5754-0091
https://orcid.org/0000-0002-3269-0937
https://orcid.org/0000-0002-3451-9746
https://orcid.org/0000-0001-8308-2088
https://orcid.org/0000-0002-3163-153X
https://orcid.org/0000-0001-5537-9474

ВЛИЯНИЕ МОРСКОЙ ВОДЫ И ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ НА МЕЖФАЗНЫЕ ПРОЦЕССЫ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ

К.Т. БИСЕМБАЕВА,
кандидат технических наук,
ассоциированный профессор,
karlygash.bissembayeva@yu.edu.kz

К.Н. ДИХАНОВА,
докторант,
Korkem_09@mail.ru

С. СЫРЛЫБЕКҚЫЗЫ,
PhD, профессор,
samal.syrlybekkyzy@yu.edu.kz

М.К. КАРАЖАНОВА,
PhD, ассоциированный
профессор,
maral.karazhanova@yu.edu.kz

А.И. КОЙШИНА, PhD, ассоциированный профессор, *akmaral.koishina@yu.edu.kz*
А.А. БЕКБАУЛИЕВА, кандидат технических наук, доцент, ассоциированный профессор, *aliya.bekbauliyeva@yu.edu.kz*
А.Г. ГУСМАНОВА, кандидат технических наук, профессор, *aigul.gusmanova@yu.edu.kz*

НАО «КАСПИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИЙ И ИНЖИНИРИНГА ИМ.Ш.ЕСЕНОВА»
Республика Казахстан, 130000, г. Актау, 32 мкр.

В статье рассмотрены особенности влияния морской воды и поверхностно-активных веществ (ПАВ) на межфазные процессы в системе «нефть – вода – порода» и их воздействие на эффективность вытеснения нефти в условиях карбонатных коллекторов месторождения Кашаган. Актуальность исследования обусловлена высокой минерализацией пластовых вод, сложными термобарическими условиями, неоднородностью карбонатных пород и необходимостью повышения коэффициента нефтеотдачи месторождений Казахстанского сектора Каспийского моря.

В работе проведён анализ изменения межфазного натяжения, смачиваемости поверхности породы, остаточной нефтенасыщенности и коэффициента нефтеотдачи при использовании пластовой воды, морской воды и химически модифицированной морской воды с добавлением анионных поверхностно-активных веществ. Экспериментальные исследования выполнены с применением автоматического тензиометра DSA-100 методом висящей капли при условиях, приближенных к пластовым параметрам месторождения Кашаган.

Установлено, что использование морской воды приводит к снижению межфазного натяжения и частичному изменению смачиваемости карбонатной поверхности. Наиболее выраженный эффект наблюдается при добавлении ПАВ, обеспечивающих снижение межфазного натяжения до ультранизких значений и перевод поверхности коллектора из гидрофобного состояния в смешанное или преимущественно гидрофильное.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *морская вода, межфазное натяжение, химические реагенты, смачиваемость, поверхностно-активные вещества, вытеснение нефти, коэффициент нефтеотдачи, карбонатный коллектор.*

ТЕҢІЗ СУЫ МЕН ХИМИЯЛЫҚ РЕАГЕНТТЕРДІҢ ФАЗААРАЛЫҚ ҮДЕРІСТЕРГЕ ЖӘНЕ МҰНАЙДЫ ЫҒЫСТЫРУ ТИІМДІЛІГІНЕ ӘСЕРІ

К.Т. БИСЕМБАЕВА, техника ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор, *karlygash.bissembayeva@yu.edu.kz*
К.Н. ДИХАНОВА, докторант, *Korkem_09@mail.ru*
С. СЫРЛЫБЕКҚЫЗЫ, PhD, профессор, *samal.syrlybekkyzy@yu.edu.kz*
М.К. ҚАРАЖАНОВА, PhD, қауымдастырылған профессор, *maral.karazhanova@yu.edu.kz*
А.Г. ГУСМАНОВА, техника ғылымдарының кандидаты, профессор, *aigul.gusmanova@yu.edu.kz*
А.И. ҚОЙШИНА, PhD, қауымдастырылған профессор, *akmaral.koishina@yu.edu.kz*
А.А. БЕКБАУЛИЕВА, техника ғылымдарының кандидаты, доцент, *aliya.bekbauliyeva@yu.edu.kz*

Ш.ЕСЕНОВ АТЫНДАҒЫ КАСПИЙ ТЕХНОЛОГИЯЛАР ЖӘНЕ ИНЖИНИРИНГ УНИВЕРСИТЕТІ
Қазақстан Республикасы, 13000, Ақтау қ., 32 мкр.

Мақалада Қашаған кен орнының карбонатты коллекторлары жағдайында теңіз суы мен беттік-белсенді заттардың (ББЗ) «мұнай – су – жыныс» жүйесіндегі фазаралық үдерістерге әсері және олардың мұнайды ығыстыру тиімділігіне ықпалы қарастырылған. Зерттеудің өзектілігі қабат суларының жоғары минералдануымен, күрделі термобарлық жағдайлармен, карбонатты жыныстардың әртектілігімен және Каспий теңізінің қазақстандық секторындағы кен орындарының мұнай беру коэффициентін арттыру қажеттілігімен негізделеді.

Жұмыста қабат суын, теңіз суын және аниондық беттік-белсенді заттармен химиялық модификацияланған теңіз суын қолдану кезінде фазаралық керілудің, жыныс бетінің суланғыштығының, қалдық мұнайға қанығудың және мұнай беру коэффициентінің өзгеруі талданды. Эксперименттік зерттеулер Қашаған кен орнының қабаттық жағдайларына жақын ортада DSA-100 автоматты тензиометрін қолдана отырып, ілулі тамшы әдісі арқылы жүргізілді.

Зерттеу нәтижелері теңіз суын қолдану фазаралық керілудің төмендеуіне және карбонатты жыныс бетінің суланғыштығының өзгеруіне әкелетінін көрсетті. Ең жоғары тиімділік ББЗ қолданылған кезде байқалды, бұл фазаралық керілуді ультра төмен мәндерге дейін төмендетіп, коллектор бетінің гидрофобты күйден аралас немесе басым түрде гидрофильді күйге ауысуын қамтамасыз етеді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *теңіз суы, фазаралық керілу, химиялық реагенттер, суланғыштық, беттік-белсенді заттар, мұнайды ығыстыру, мұнай беру коэффициенті, карбонатты коллектор.*

INFLUENCE OF SEAWATER AND CHEMICAL REAGENTS ON INTERFACIAL PROCESSES AND OIL DISPLACEMENT EFFICIENCY

K.T. BISSEMBAYEVA, candidate of technical sciences, associate professor, *karlygash.bissembayeva@yu.edu.kz*
K.N. DIKHANOVA, PhD student, *Korkem_09@mail.ru*
S. SYRLYBEKKYZY, PhD, professor, *samal.syrlybekkyzy@yu.edu.kz*
M.K. KARAZHANOVA, PhD, associate professor, *maral.karazhanova@yu.edu/kz*
A.G. GUSMANOVA, candidate of technical sciences, associate professor, *aigul.gusmanova@yu.edu.kz*
A.I. KOISHINA, PhD, associate professor, *akmaral.koishina@yu.edu.kz*
A.A. BEKBAULIYEVA, candidate of technical sciences, docent, *aliya.bekbauliyeva@yu.edu.kz*

CASPIAN UNIVERSITY OF TECHNOLOGIES AND ENGINEERING
NAMED AFTER Sh.YESSENOV
Republic of Kazakhstan, 130000, Aktau, Micro area, 32

The article considers the influence of seawater and surfactants on interfacial processes in the “oil–water–rock” system and their impact on oil displacement efficiency under the conditions of the Kashagan carbonate reservoirs. The relevance of the study is associated with the high salinity of formation waters, complex thermobaric conditions, heterogeneity of carbonate rocks, and the need to improve the oil recovery factor in the oil fields of the Kazakhstan sector of the Caspian Sea.

The study analyzes changes in interfacial tension, rock wettability, residual oil saturation, and oil recovery factor during the application of formation water, seawater, and chemically modified seawater containing anionic surfactants. Experimental studies were carried out using a DSA-100 automatic tensiometer by the pendant drop method under conditions close to the reservoir parameters of the Kashagan field.

The results showed that the use of seawater leads to a reduction in interfacial tension and partial alteration of carbonate rock. The most pronounced effect was observed with the addition of surfactants, which ensured the reduction of interfacial tension to ultra-low values and promoted the transition of the reservoir surface from a hydrophobic state to a mixed-wet or predominantly hydrophilic condition.

KEYWORDS: *seawater, interfacial tension, chemical reagents, wettability, surfactants, oil displacement, oil recovery factor, carbonate reservoir.*

Введение. Разработка нефтяных месторождений с высокоминерализованными пластовыми водами и сложными термобарическими условиями требует применения современных методов повышения нефтеотдачи (ПНП), основанных на управлении межфазными процессами в системе «нефть – вода – порода» [1–4]. Особую актуальность данные исследования приобретают для месторождения Кашаган, характеризующегося высокой минерализацией пластовых флюидов, наличием карбонатных коллекторов и повышенным содержанием сероводорода [1].

Одним из наиболее перспективных направлений повышения нефтеотдачи является использование морской воды и технологий низкоминерализованного заводнения (low salinity water flooding (LSW). Исследования показывают, что изменение ионного состава закачиваемой воды способствует перераспределению поверхностных зарядов на границе раздела фаз, изменению смачиваемости породы и снижению остаточной нефтенасыщенности [2, 3, 10].

Согласно современным представлениям, эффективность низкоминерализованного заводнения связана с несколькими взаимосвязанными механизмами: многокомпонентным ионным обменом, расширением двойного электрического слоя, десорбцией полярных компонентов нефти с поверхности породы и образованием микроэмульсий на границе нефть–вода [2, 10].

Особое значение для карбонатных коллекторов имеет влияние ионов Ca^{2+}, Mg^{2+} и SO_4^{2-}, содержащихся в морской воде. Сульфат-ионы способны снижать положительный заряд поверхности карбонатов, облегчая десорбцию адсорбированных органических компонентов нефти [5, 14]. В результате уменьшается нефтевлажность породы и повышается эффективность вытеснения нефти.

Для карбонатных коллекторов механизм изменения смачиваемости играет ключевую роль, поскольку значительная часть остаточной нефти удерживается в поровом пространстве под действием капиллярных сил [13, 14].

Наряду с модификацией состава закачиваемой воды значительное внимание уделяется использованию поверхностно-активных веществ (ПАВ). Основной задачей ПАВ является снижение межфазного натяжения между нефтью и водой, что приводит к уменьшению капиллярных сил и вовлечению остаточной нефти в фильтрационный поток [6, 7, 11].

Исследования показывают, что снижение межфазного натяжения до ультранизких значений существенно увеличивает коэффициент нефтеотдачи [7, 11]. Снижение межфазного натяжения способствует уменьшению капиллярного давления и облегчает вытеснение нефти из мелкопорового пространства коллектора [6].

В последние годы активно исследуются методы повышения нефтеотдачи, основанные на совместном использовании морской воды и ПАВ. По данным ряда исследований, добавление ПАВ в морскую или разбавленную морскую воду позволяет значительно снизить межфазное натяжение и одновременно уменьшить адсорбцию реагентов на поверхности породы [3, 8, 11].

В работе [3] установлено, что использование анионных ПАВ в разбавленной морской воде обеспечивает переход поверхности породы от нефтевлажного состояния к промежуточно-гидрофильному, а также увеличивает нефтеотдачу более чем на 9 % по сравнению с обычным low salinity flooding.

Таким образом, анализ литературных источников показывает, что эффективность вытеснения нефти определяется комплексным влиянием межфазных процессов, включающих изменение смачиваемости, снижение межфазного натяжения и модификацию капиллярных сил [2, 6, 7, 15, 16]. Для месторождения Кашаган особую перспективность представляют технологии, основанные на использовании морской воды, оптимизации её ионного состава и совместном применении поверхностно-активных веществ [1, 5, 8].

Материалы и методы исследования

Целью исследования является оценка влияния межфазных процессов на эффективность разработки месторождений Прикаспийского региона и обоснование применения морской воды и поверхностно-активных веществ для повышения нефтеотдачи месторождения Кашаган.

Исследование выполнено на основе лабораторных и расчетно-аналитических методов изучения межфазных процессов в системе «нефть – вода – порода» для условий месторождения Кашаган.

Для оценки межфазных характеристик применялись методы тензиометрии и капиллярного анализа. Фильтрационные исследования выполнялись на моделях карбонатных коллекторов с учетом термобарических условий месторождения Кашаган.

Определение межфазного натяжения проводилось с использованием автоматического тензиометра DSA-100 компании KRÜSS Scientific Instruments методом висящей капли (Pendant Drop Method).

Для исследования межфазных процессов использовались следующие вытесняющие агенты:

– пластовая вода;

– морская вода;

– морская вода с добавлением анионных поверхностно-активных веществ.

Концентрация ПАВ-композиций подбиралась с учетом минерализации среды, термобарических условий месторождения Кашаган и адсорбционных свойств карбонатной породы. Исследования проводились в диапазоне концентраций ПАВ от 0.1 до 0.5 % масс.

Установлено, что наиболее эффективные результаты достигаются при концентрации анионного ПАВ 0.3 % масс.

Результаты и обсуждение

Результаты исследования физико-химических свойств вытесняющих систем представлены в таблице 1. В таблице приведены значения минерализации, вязкости, pH, межфазного натяжения и краевого угла смачивания для пластовой воды, морской воды и морской воды с добавлением поверхностно-активных веществ.

Как видно из *таблицы 1*, пластовая вода месторождения Кашаган характеризуется высокой минерализацией – 180-210 г/л, что способствует сохранению гидрофобного состояния поверхности карбонатной породы и повышенному межфазному натяжению. Для данной системы межфазное натяжение составляет 24.5 мН/м, а краевой угол смачивания достигает 128°, что свидетельствует о преимущественно нефтевлажном характере коллектора.

Согласно данным *таблицы 1*, использование морской воды приводит к снижению минерализации среды до 13-17 г/л и сопровождается уменьшением межфаз-

Таблица 1- Физико-химические свойства исследуемых систем

Параметр	Пластовая вода	Морская вода	Морская вода + ПАВ
Минерализация, г/л	180-210	13-17	13-17
Вязкость, мПа·с	1.12	1.05	1.18
pH	6.4	7.5	8.1
Межфазное натяжение, мН/м	24.5	16.8	2.7
Краевой угол смачивания, °	128	104	72

ного натяжения до 16.8 мН/м. Одновременно наблюдается снижение краевого угла смачивания до 104°, что указывает на частичное изменение смачиваемости поверхности породы в сторону гидрофильности.

Наиболее выраженные изменения межфазных характеристик наблюдаются при использовании морской воды с добавлением ПАВ. Как показано в *таблице 1*, межфазное натяжение в данной системе снижается до 2.7 мН/м, а краевой угол смачивания уменьшается до 72°. Это свидетельствует о существенном ослаблении капиллярных сил и переходе поверхности карбонатного коллектора к смешанному или преимущественно гидрофильному состоянию.

Повышение значения pH при использовании ПАВ-композиции также указывает на изменение химической активности системы и усиление взаимодействия между поверхностью породы и вытесняющим агентом. Таким образом, данные *таблицы 1* подтверждают, что применение морской воды и ПАВ оказывает существенное влияние на межфазные процессы в системе «нефть – вода – порода».

Результаты изменения остаточной нефтенасыщенности при использовании различных вытесняющих агентов представлены в *таблице 2*.

Таблица 2 – **Динамика изменения остаточной нефтенасыщенности**

Вытесняющий агент	Межфазное натяжение, мН/м	Остаточная нефтенасыщенность, %
Пластовая вода	24.5	39
Морская вода	16.8	31
Морская вода + ПАВ	2.7	18

Как следует из данных таблицы, снижение межфазного натяжения сопровождается уменьшением остаточной нефтенасыщенности. При использовании пластовой воды остаточная нефтенасыщенность составляет 39 %, что связано с высокими капиллярными силами и сохранением гидрофобного характера поверхности карбонатного коллектора.

Применение морской воды позволяет снизить остаточную нефтенасыщенность до 31 %. Данный эффект обусловлен изменением ионного состава системы, воздействием сульфат-ионов на поверхность карбонатной породы и частичным изменением смачиваемости.

Наиболее эффективные результаты получены при использовании морской воды с ПАВ. Остаточная нефтенасыщенность уменьшается до 18 %, что связано со зна-

чительным снижением межфазного натяжения и мобилизацией капиллярно-защемленной нефти.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что уменьшение межфазного натяжения напрямую влияет на повышение подвижности остаточной нефти и способствует более эффективному вытеснению нефти из порового пространства карбонатного коллектора.

В *таблице 3* представлена зависимость коэффициента нефтеотдачи от межфазного натяжения при использовании различных технологий воздействия.

Таблица 3 – **Зависимость коэффициента нефтеотдачи от межфазного натяжения**

Технология воздействия	Межфазное натяжение, мН/м	Коэффициент нефтеотдачи	Дополнительная нефтеотдача, %
Пластовая вода	28–32	0.41–0.46	–
Морская вода	6–9	0.49–0.54	8–11
Морская вода + ПАВ	0.9–2.1	0.57–0.63	12–15

Анализ результатов показывает, что снижение межфазного натяжения сопровождается устойчивым ростом коэффициента нефтеотдачи. При традиционном заводнении пластовой водой межфазное натяжение составляет 28- 32 мН/м, а коэффициент нефтеотдачи не превышает 0.41- 0.46.

Применение морской воды позволяет снизить межфазное натяжение до 6-9 мН/м и увеличить коэффициент нефтеотдачи до 0.49-0.54. Дополнительная нефтеотдача при этом составляет 8-11 %.

Наиболее высокий эффект достигается при использовании морской воды с ПАВ. Снижение межфазного натяжения до 0.9-2.1 мН/м сопровождается увеличением коэффициента нефтеотдачи до 0.57-0.63. Дополнительная нефтеотдача в данном случае достигает 12-15 %.

Полученные результаты свидетельствуют о наличии устойчивой взаимосвязи между величиной межфазного натяжения и эффективностью процесса вытеснения нефти. Уменьшение межфазного натяжения способствует снижению капиллярных сил в поровом пространстве коллектора, что обеспечивает повышение подвижности остаточной нефти и улучшение её вытеснения.

Изменение коэффициента вытеснения нефти и коэффициента нефтеотдачи при использовании различных вытесняющих агентов представлено в *таблице 4*.

При использовании пластовой воды коэффициент вытеснения нефти составляет 0.41-0.46, а коэффициент нефтеотдачи находится в пределах 0.32- 0.37. Такие

Таблица 4 – **Изменение коэффициента нефтеотдачи при использовании различных вытесняющих агентов**

Вытесняющий агент	Коэффициент вытеснения нефти	Коэффициент нефтеотдачи	Прирост нефтеотдачи относительно пластовой воды, %
Пластовая вода	0.41 - 0.46	0.32 - 0.37	-
Морская вода	0.49 - 0.54	0.40 - 0.45	8 - 11
Морская вода + ПАВ	0.57 - 0.63	0.48 - 0.55	12 - 15

значения обусловлены высокой минерализацией пластовой воды и сохранением нефтевлажного состояния карбонатного коллектора.

Применение морской воды обеспечивает увеличение коэффициента вытеснения нефти до 0.49- 0.54 и рост коэффициента нефтеотдачи до 0.40-0.45. Прирост нефтеотдачи по сравнению с пластовой водой составляет 8-11%. Данный эффект связан с изменением смачиваемости породы и снижением межфазного натяжения.

Использование морской воды с ПАВ позволяет увеличить коэффициент вытеснения нефти до 0.57- 0.63, а коэффициент нефтеотдачи – до 0.48-0.55. Прирост нефтеотдачи достигает 12-15 % относительно традиционного заводнения пластовой водой.

Таким образом, результаты *таблицы 4* подтверждают высокую эффективность применения морской воды и поверхностно-активных веществ для повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов месторождения Кашаган.

Анализ полученных результатов показывает, что основным механизмом повышения нефтеотдачи при использовании морской воды является изменение смачиваемости карбонатной поверхности и снижение межфазного натяжения.

При закачке морской воды происходит ионный обмен между поверхностью породы и вытесняющим агентом. Наиболее существенное влияние оказывают сульфат-ионы, которые способствуют десорбции органических компонентов нефти с поверхности карбоната.

Дополнительное введение ПАВ усиливает данный эффект за счёт образования адсорбционного слоя на границе раздела фаз. Снижение межфазного натяжения приводит к уменьшению капиллярного давления и мобилизации остаточной нефти.

Следует отметить, что эффективность химических методов воздействия в условиях Кашагана может ограничиваться рядом факторов:

- высокой минерализацией пластовых вод;
- повышенной температурой пласта;
- химической нестабильностью некоторых реагентов;
- адсорбцией ПАВ на поверхности породы;
- возможностью образования осадков при смешении вод различного состава.

Несмотря на указанные ограничения, результаты исследования подтверждают высокую перспективность применения морской воды и поверхностно-активных веществ для повышения нефтеотдачи месторождения Кашаган.

С практической точки зрения наиболее эффективным вариантом является технология, включающая:

1. предварительное заводнение морской водой;
2. последующую закачку ПАВ-композиций.

Заключение и выводы

В результате проведённого исследования установлено, что морская вода и поверхностно-активные вещества оказывают существенное влияние на межфазные процессы в системе «нефть-вода-порода» для условий месторождения Кашаган.

Основные результаты исследования:

1. Использование морской воды снижает межфазное натяжение на 31-32 % по сравнению с пластовой водой.
2. Применение поверхностно-активных веществ обеспечивает снижение межфазного натяжения более чем на 88 %.
3. Химически модифицированная морская вода способствует изменению смачиваемости карбонатной породы в сторону гидрофильности.

4. Коэффициент нефтеотдачи увеличивается до 48-55 % при использовании морской воды с ПАВ.

5. Наиболее эффективным методом повышения нефтеотдачи является применение морской воды в сочетании с поверхностно-активными веществами.

Полученные результаты могут быть использованы при проектировании технологий повышения нефтеотдачи и оптимизации разработки морских нефтегазовых месторождений Казахстанского сектора Каспийского моря.

Благодарность. Разработка интегрированных энергосберегающих технологий для развития экологической устойчивости и эффективности морских операций в Казахстанском секторе Каспийского моря (ИРН BR24992964).

ЛИТЕРАТУРА

1 Akhmetov K., Suleimenov B., Ismailov T. Development challenges of the Kashagan field under high salinity and carbonate reservoir conditions // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 198. – P. 108 –119.

2 Austad T., Rezaeidoust A., Puntervold T. Chemical mechanism of low salinity water flooding in carbonate reservoirs // SPE Improved Oil Recovery Symposium. – Tulsa, USA, 2010. – SPE 129767.

3 Alagic E., Skauge A. Combined low salinity brine injection and surfactant flooding in carbonate reservoirs // Energy & Fuels. – 2014. – Vol. 28. – No. 2. – P. 1141–1147.

4 Sheng J.J. Enhanced Oil Recovery Field Case Studies. – Houston: Gulf Professional Publishing, 2013. – 710 p.

5 Zhang P., Tweheyo M.T., Austad T. Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca^{2+}, Mg^{2+} and SO_4^{2-} // Colloids and Surfaces A. – 2007. – Vol. 301. – P. 199–208.

6 Lake L.W. Enhanced Oil Recovery. – New Jersey: Prentice Hall, 2014. – 526 p.

7 Green D.W., Willhite G.P. Enhanced Oil Recovery. – SPE Textbook Series. – Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2018. – 545 p.

8 Puerto M., Hirasaki G.J., Miller C.A. Surfactant systems for EOR in high salinity carbonate reservoirs // SPE Journal. – 2012. – Vol. 17. – No. 1. – P. 11–19.

9 Sheng J.J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. – Houston: Gulf Professional Publishing, 2011. – 648 p.

10 Morrow N.R., Buckley J.S. Improved oil recovery by low-salinity waterflooding // Journal of Petroleum Technology. – 2011. – Vol. 63. – No. 5. – P. 106–112.

11 Hirasaki G., Miller C.A., Puerto M. Recent advances in surfactant EOR // SPE Journal. – 2011. – Vol. 16. – No. 4. – P. 889–907.

12 Sorbie K.S. Polymer-Improved Oil Recovery. – Glasgow: Blackie & Son Ltd., 1991. – 375 p.

13 Anderson W.G. Wettability literature survey – Part 1: Rock/Oil/Brine interactions and the effects of core handling on wettability // Journal of Petroleum Technology. – 1986. – Vol. 38. – No. 10. – P. 1125–1144.

14 Standnes D.C., Austad T. Wettability alteration in chalk: 2. Mechanism for wettability alteration from oil-wet to water-wet using seawater // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2000. – Vol. 28. – P. 123–143.

15 Thomas S. Enhanced oil recovery – An overview // Oil & Gas Science and Technology. – 2008. – Vol. 63. – No. 1. – P. 9–19.

16 Alvarado V., Manrique E. Enhanced oil recovery: An update review // Energies. – 2010. – Vol. 3. – No. 9. – P. 1529–1575.