



КОМБИНИРОВАННОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЗИМОВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЬЕТНАМА

В. И. Щетников¹, В. В. Мухаметшин^{*2}, Л. С. Кулешова³, Э. М. Велиев³,
Р. Р. Степанова³, Л. З. Самигуллина³

¹СП «Вьетсовпетро», Вунгтау, Вьетнам; ²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия; ³Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Октябрьский, Россия

Surfactant enzymes combined application for oil production intensification in Vietnam

V. I. Shchetnikov¹, V. V. Mukhametshin^{*2}, L. S. Kuleshova³, E. M. Veliev³, R. R. Stepanova³, L. Z. Samigullina³

¹JV "Vietsovpetro", Vung Tau, Vietnam; ²Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia;

³Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University (Branch in the City of Oktyabrsky), Oktyabrsky, Russia

ABSTRACT

The article shows that in the conditions of Vietnamese fields to prevent a decrease in the enzymes activity in reservoir conditions due to high salinity and temperature, it is necessary to include chelate compounds limiting the metal ions influence. The results of the EDTA-chelate experiment showed that at EDTA concentrations from 2.0 to 0.8%, the turbidity of the enzyme solution decreased during the testing time, demonstrating the positive effect of EDTA with enzymes in a salt water environment. The results of a study comparing changes in the enzyme and surfactant solutions surface tension showed that the addition of 1% stabilizer EDTA, 1% surfactant alpha-olefinsulfonate to the enzyme solution increases the activity of the system. Based on the experimental data obtained using the Modde 5.0 software, the optimal concentrations of enzyme and surfactant solutions for the minimum value of surface tension were determined. The optimal effect of the minimum surface tension value is 1.735 mN/m with components was obtained at a ratio of components enzyme:surfactant=0.477:0.3. Based on the results of optimization, the component composition of the system was obtained: microbial product of enzyme origin is 50%; Surfactant is 30%; stabilizer is 1.0%; microorganisms inhibitor is 0.5%.

KEYWORDS

Enzyme;
Surfactants;
Bottomhole formation zone;
Chelate compounds;
Surface tension.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

В настоящее время применяются различные методы стимуляции призабойной зоны для интенсификации нефтедобычи [1–6]. Популярным считается использование кислотных растворов для очистки и повышения проницаемости призабойной зоны, растворителей для отмывания призабойной зоны от органических загрязнений, поверхностно-активных веществ (ПАВ) для изменения смачиваемости пород флюидами и т.д. [7–12]. Эффективность каждого метода зависит от характеристик залежей и конкретных причин снижения дебита [13–20]. Вместе с тем, использование энзим комплексов биохимического происхождения является новым эффективным методом во Вьетнаме, который был исследован, разработан и испытан в нефтедобывающей промышленности [21–24].

Биотехнология на основе энзим-комплексов предназначена для увеличения проницаемости призабойной зоны добывающих скважин за счет уменьшения поверхностного

натяжения между жидкостями и твердой породой.

Преимущество применения энзим-комплексов для интенсификации добычи нефти:

- хорошо растворяются в воде;
- не оказывают вредного влияния на окружающую среду;
- не загрязняют призабойную зону добывающих скважин;
- являются катализаторами биологических реакций, что ускоряет завершение биореакторного процесса.

Применение биотехнологии на основе энзим-комплексов позволит увеличить дебиты добывающих скважин по нефти, снизить темпы роста обводненности продукции и получить положительный технико-экономический эффект.

Энзимы являются специфическими протеинами, которые образуются внутри живого организма в процессе его развития. Каждый энзим представляет собой биологический катализатор, который помогает изменять состояние вещества, вступающего с ним в реакцию и

*E-mail: vv@of.ugntu.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220200672>

уменьшает количество энергии, необходимой для протекания реакции. Количество катализатора почти не изменяется в течении реакции. Катализатор в незначительном количестве может повышать скорость соответствующей химической реакции во много раз [25–26].

Эзимы, используемые в нефтедобывающей промышленности, представляют собой раствор, содержащий высокоактивные протеины, повышающие скорость реакции разделения связей С-С, С-N в углеводородах, и, следовательно, снижающих вязкость нефти. Кроме этой функции, некоторые специальные энзимы также снижают коагуляционную силу между нефтью и породами за счет изменения смачиваемости пород нефтью. Вследствие этого, подвижность нефти повышается по сравнению с водой и нефть более легко извлекается из породы. На основе этих свойств технология использования энзим-комплексов применяется для стимуляции призабойной зоны эксплуатационных скважин [26–27].

Активность энзимов может снижаться в пластовых условиях (высокая минерализация и температура). Белковая природа энзимов делает их весьма чувствительным к повышенной концентрации солей в воде, особенно ионов кальция и магния [28]. Для предотвращения этого явления необходимо включение хелатных соединений, чтобы ограничить влияние ионов металлов. Хелаты работают гораздо медленнее и «мягче» кислот, не склонны к активным химическим реакциям с пластовыми флюидами или минералами, слагающими коллектор, что позволяет существенно снизить риск загрязнения призабойной зоны пласта. К дополнительным преимуществам хелатных соединений относятся: низкая коррозионная активность, малая токсичность, легкость транспортировки и хранения. Так как стоимость хелатных реагентов остается пока относительно высокой, энзимы в сочетании с хелатными реагентами рекомендуется использовать там, где требуется удаление карбоната кальция, например, при заканчивании скважин щелевыми или гравийными фильтрами [29, 30].

Для предотвращения повышенной концентрации солей в воде были проведены лабораторные исследования с применением ЭДТА-хелатного вещества, которые обычно используют в промышленности. Устойчивость свойств энзимов в морской воде при температуре 140 °С при различных концентрациях ЭДТА определяется двумя параметрами – поверхностным натяжением и мутностью

раствора во время термостатирования.

Результаты эксперимента показали, что первоначальный энзим-раствор был мутным после 6 дней тестирования и происходило увеличение мутности в разные дни теста. При изменении концентрации ЭДТА от 2.0 до 0.8 % мутность энзим-раствора уменьшилась в течение времени тестирования, что демонстрирует положительный эффект применения ЭДТА с энзимами в соленой среде. На основании экспериментальных результатов, представленных в таблице 1, концентрация ЭДТА, использованного в сочетании с энзимом, составляет 1% от общего объема раствора.

Таким образом, лабораторные исследования комплексов на основе энзимов показали, что высокая вязкость нефти может повышать связывающую силу между нефтью и породой, и таким образом на основе вязкости нефти необходимо выбрать соответствующие добавки для энзимного комплекса, чтобы улучшить очищение призабойных зон путем снижения вязкости нефти.

Одним из результатов применения энзимов является изменение смачиваемости породы нефтью. Эффект заключается в изменении поверхностного натяжения между нефтью и породой пласта. Для выполнения этой функции энзимы должны иметь такие же свойства, как поверхностно-активные вещества. Однако естественная поверхностная активность энзимов недостаточна для проникновения в породу и изменения поверхностного натяжения на границах «нефть-вода», «нефть-порода» пласта. Поэтому энзимы нужно комбинировать с поддерживающим комплексом ПАВ, чтобы улучшить их свойства. Кроме того, теоретически присутствие поверхностно-активного вещества активизирует действие энзим-растворов путем изменения структуры центра активности молекулы, что приводит к более легкому взаимодействию с нефтью [31–33].

Для контакта с гидрофобными молекулами энзимам нужна поддержка поверхностно-активных веществ. Согласно результатам исследований, использование анионных поверхностно-активных веществ дает лучший эффект. При наличии анионов полярные группы отрицательно заряженных активных частиц должны иметь возможность создавать ионные связи с белковыми молекулами через аминокислотные группы и изменять пространственную структуру в пользу развития каталитической реакции. Кроме того, они обладают высокой поверхностной активностью, способствуют дисперсии белковых

Оптическая плотность энзимов при температуре 140 °С в морской воде в присутствии стабилизаторов ЭДТА

Таблица 1

% ЭДТА	Время, сут					
	0	3	6	9	12	15
	Оптическая плотность					
0	100	91	84	75	68	67
0.2	100	93	86	79	69	67
0.4	100	96	91	84	72	71
0.6	100	96	93	86	73	73
0.8	100	98	94	89	76	76
1	100	99	95	94	92	92
1.2	100	99	96	94	92	92
1.4	100	99	96	94	93	92

молекул в энзим-растворе, что повышает вероятность адгезии белков на поверхности горной породы [34, 35]. Поверхностно-активное вещество альфаолефинсульфонат обладает высокой поверхностной активностью, повышая термостабильность комплекса в пластовых условиях. Таким образом, этот компонент включен в раствор для повышения активности энзима.

С целью сравнения изменения поверхностного натяжения энзим-раствора и энзим-ПАВ раствора были проведены лабораторные исследования. Для проведения экспериментов 10% раствор энзима разбавляют морской водой с добавлением 1% стабилизатора ЭДТА, 1% поверхностно-активного вещества альфаолефинсульфонат. Затем снова определяют поверхностное натяжение смеси после термостатирования. Результаты изменения поверхностного натяжения энзим-раствора и энзим-ПАВ раствора при термостатировании при 140 °С приведены на рисунке 1.

Как видно из рисунка, добавление ПАВ в энзим-раствор повышает активность системы. Поверхностное натяжение системы имеет 5.8 мН/м, после добавления в раствор ПАВ – 2.7 мН/м. Поверхностное натяжение исходного энзим-раствора повышается во время тестирования, что указывает на снижение активности. В то же время, в энзим-ПАВ растворе поверхностное натяжение раствора изменяется незначительно. Это доказывает, что добавленное ПАВ способствует изменению характеристик исходного энзим-раствора, а именно увеличению поверхностной активности и термостойкости [36].

С целью определения оптимальной концентрации энзим-раствора (x_1) и поверхностно-активных веществ (x_2) для минимального значения поверхностного натяжения энзим-растворов используем программу Modde 5.0 (Modeling and Design) для обработки данных.

Оценка эффекта двух независимых факторов – концентрация энзим-раствора и концентрации поверхностно-активных веществ на функцию поверхностного натяжения (y) приведена в таблице 2.

Отношение между целевой функцией (y) и фактором (x) описывается уравнением парной регрессии, которое получено на основании результатов испытаний на стандартных статистических обработках по Фишеру:

$$y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_{11}x_1^2 + b_{22}x_2^2 + b_{12}x_1x_2 \quad (1)$$

Совместимость регрессионной модели выражается через коэффициент корреляции R2. Определение оптимальных условий для изменения поверхностного натяжения определяется и рассчитывается при помощи программного обеспечения Modde 5.0. Планирование эксперимента выполнено на основе оптимизации уравнения парной регрессии (табл. 3).

Полученные на основании экспериментальных иссле-

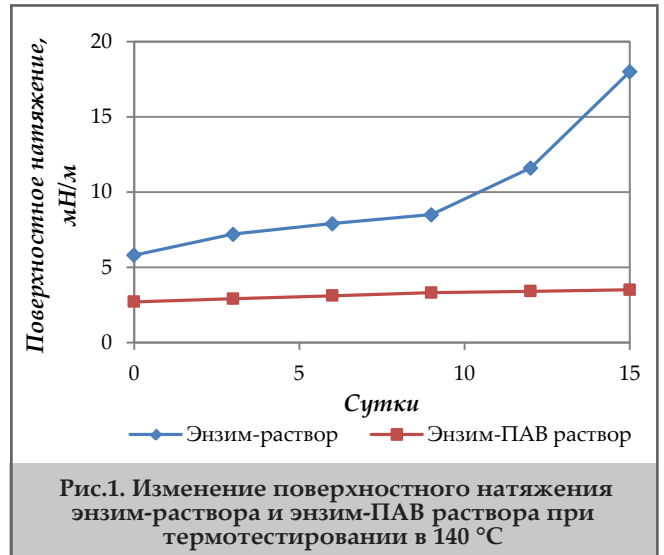


Рис.1. Изменение поверхностного натяжения энзим-раствора и энзим-ПАВ раствора при термотестировании в 140 °С

дований результаты приведены в таблице 4.

В таблице уравнения регрессии описывают зависимость поверхностного натяжения (y) от коэффициента концентрации энзим-растворов (x_1) и концентрации ПАВ (x_2) следующим образом:

$$y = 1.742 - 0.03 \cdot x_2 + 0.045 \cdot x_1^2 + 0.035 \cdot x_2^2 - 0.02 \cdot x_1 \cdot x_2 \quad (2)$$

На основе экспериментальных данных, полученных с помощью программного обеспечения Modde 5.0, определена оптимальная концентрация растворов энзима и ПАВ для минимального значения поверхностного натяжения. Оптимальный эффект минимального значения поверхностного натяжения ($\sigma = 1.735$ мН/м) с компонентами получен при соотношении компонентов энзим/ПАВ = 0.477/0.3 (рис. 2).

По результатам оптимизации определен следующий компонентный состав энзим-комплекса для интенсификации добычи нефти.

Главные компоненты:

- биологический продукт энзимного происхождения: 50%;
- поверхностно-активные вещества: 30%;
- стабилизатор: 1.0%;
- ингибитор микроорганизмов: 0.5%.

Некоторые физико-химические свойства созданного энзим-комплекса приведены ниже:

- прозрачный, слабо-желтый раствор;
- pH: 5.5-7;
- вязкость при 40 °С: 1-2 сСт;
- растворимость в воде: полностью растворяется;
- растворимость в нефти: не растворяется;
- температура кипения: 100 °С;
- плотность: 1-1.03 г/см³ ;
- межфазное натяжение между комплексом и нефтью при 25 °С: меньше 10 мН/м.

План эксперимента				Таблица 2
Фактор	Переменная-код (X)			
	Основные факторы	-1	0	1
Концентрация энзим-раствора, %	x_1	0.4	0.475	0.55
Концентрация ПАВ, %	x_2	0.25	0.285	0.32

Энзим-раствор, %	ПАВ, %	Поверхностное натяжение, мН/м
0.4	0.25	1.83
0.55	0.25	1.88
0.4	0.32	1.8
0.55	0.32	1.77
0.4	0.285	1.78
0.55	0.285	1.8
0.475	0.25	1.8
0.475	0.32	1.76
0.475	0.285	1.74
0.475	0.285	1.742
0.475	0.285	1.74
0.475	0.285	1.7412
0.475	0.285	1.74

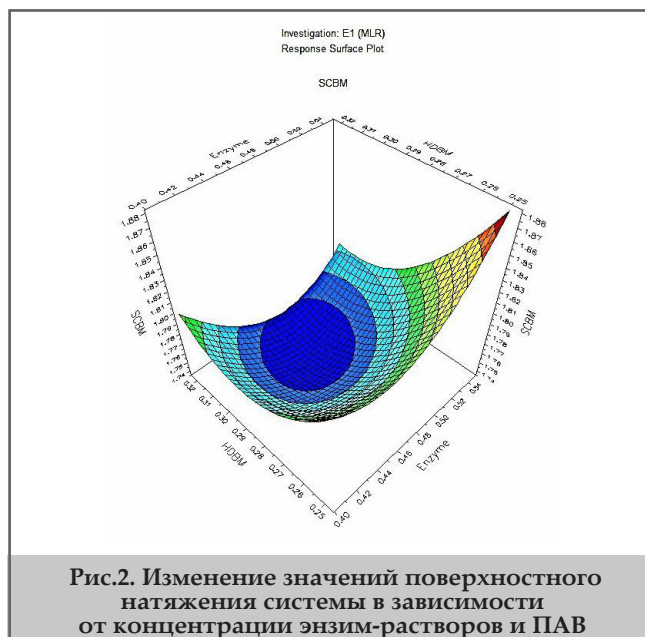


Рис.2. Изменение значений поверхностного натяжения системы в зависимости от концентрации энзим-растворов и ПАВ

Поверхностное натяжение, мН/м	Coeff. SC	Std. Err.	P	Conf. int(±)
Константа	1.74193	0.00312758	1.59E-17	0.00739565
Энзим	0.00666683	0.00307501	0.0668076	0.00727134
ПАВ	-0.0299998	0.00307501	2.52E-05	0.00727134
Энзим / Энзим	0.0448412	0.00453229	2.30E-05	0.0107173
ПАВ / ПАВ	0.0348411	0.00453229	0.00011747	0.0107173
Энзим / ПАВ	-0.0200002	0.00376611	0.00111054	0.00890554
N = 13	Q2 =	0.826	Cond. no. =	3.1715
DF = 7	R2 =	0.982	Y-miss =	0
	R2 Adj. =	0.969	RSD =	0.0075
			Conf. lev. =	0.95

Выводы

На основании проведенных исследований сделаны следующие выводы:

1. Для предотвращения снижения активности энзимов в пластовых условиях из-за высокой минерализации и температуры необходимо включать хелатные соединения, чтобы ограничить влияние ионов металлов. Результаты эксперимента с применением ЭДТА-хелатного соединения показали, что при концентрации ЭДТА от 2.0 до 0.8% мутность раствора энзимов уменьшилась в течение времени тестирования, что демонстрирует положительный эффект применения ЭДТА с энзимами в среде соленой воды.

2. Результаты исследования сравнения изменения поверхностного натяжения растворов энзима и ПАВ показали, что добавление 1% стабилизатора ЭДТА, 1% поверхностно-активного вещества альфа-олефинсульфоната в энзим-раствор повышает активность системы.

Поверхностное натяжение системы имеет 5.8 мН/м, после добавления в раствор ПАВ – 2.7 мН/м. Поверхностное натяжение исходного энзим-раствора повышается во время тестирования, что указывает на снижение активности. В то же время, в энзим-ПАВ растворе поверхностное натяжение раствора изменяется незначительно, и это доказывает, что добавленное ПАВ способствует изменению характеристик исходного энзим-раствора, а именно увеличению поверхностной активности и термостойкости.

3. На основе экспериментальных данных, полученных с помощью программного обеспечения Modde 5.0, выявлены оптимальные концентрации растворов энзима и ПАВ для минимального значения поверхностного натяжения. Оптимальный эффект минимального значения поверхностного натяжения – 1.735 мН/м с компонентами получен при соотношении компонентов энзим: ПАВ = 0.477:0.3.

По результатам оптимизации получен компонентный состав системы: микробный продукт энзимного происхождения – 50%; ПАВ – 30%; стабилизатор – 1.0%; ингибитор микроорганизмов – 0.5%.

Литература

1. Муслимов, Р. Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). *Казань: ФЭН*.
2. Economides, M., Oligney, R., Valko, P. (2002). Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. *Alvin, Texas: Orsa Press*.
3. Мищенко, И. Т., Кондратюк, А. Т. (1996). Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Москва: Недра*.
4. Кулешова, Л. С., Фаттахов, И. Г., Султанов, Ш. Х. и др. (2021). Опыт проведения многозонного кислотного ГРП на месторождении ПАО «Татнефть». *SOCAR Proceedings, SI1, 68-76*.
5. Хисамиев, Т. Р., Баширов, И. Р., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings, SI2, 131-142*.
6. Стабинскас, А. П., Султанов, Ш. Х., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Эволюция жидкости гидроразрыва пласта: от гуаровых систем к синтетическим геллирующим полимерам. *SOCAR Proceedings, SI2, 172-181*.
7. Велиев, Э. Ф. (2021). Применение амфифильных блок-полимерных систем для эмульсионного заводнения пласта. *SOCAR Proceedings, 3, 78-86*.
8. Фаттахов, И. Г., Кулешова, Л. С., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Комплексообразование результатов моделирования ГРП при проведении гибридных кислотно-пропантных обработок и при одновременной инициации трещины ГРП в разделенных интервалах. *SOCAR Proceedings, SI2, 103-111*.
9. Сергеев, В. В., Шарапов, Р. Р., Кудымов, А. Ю. и др. (2020). Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта. *Нанотехнологии в строительстве, 12(2), 100-107*.
10. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Сергеев, В. В., Кинзябаев, Ф. С. (2017). Экспериментальное исследование вязкостных свойств эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂. *Нанотехнологии в строительстве, 9(2), 16-38*.
11. Каневская, Р. Д. (1999). Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. *Москва: Недра-Бизнесцентр*.
12. Грищенко, В. А., Позднякова, Т. В., Мухамадиев, Б. М. и др. (2021). Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. *SOCAR Proceedings, SI2, 238-247*.
13. Ибрагимов, Н. Г., Мусабиров, М. Х., Яртиева, А. Ф. (2015). Опыт промышленной реализации импортозамещающих технологий интенсификации добычи нефти в ПАО «Татнефть». *Нефтяное хозяйство, 8, 86-89*.
14. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шещиринов, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings, 2, 47-53*.
15. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings, SI1, 98-108*.
16. Грищенко, В. А., Гареев, Р. Р., Циклис, И. М. и др. (2021). Расширение круга льготлируемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings, SI2, 8-18*.
17. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings, 3, 126-134*.
18. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н. и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings, SI2, 182-191*.
19. Велиев, Э. Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields, 1(78), 61-72*.
20. Мухаметшин, В. В., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings, SI2, 48-56*.
21. Нгия, Т. Т., Велиев, М. М., Хай, Л. В. (2015). Исследование новых композиционных составов на основе хелаторов и плавиковой кислоты для повышения продуктивности добывающих скважин с повышенными пластовыми температурами. *Территория «Нефтегаз», 10, 42-48*.
22. Рабаев, Р. У., Чибисов, А. В., Котенев, А. Ю. и др. (2021). Математическое моделирование растворения карбонатных коллекторов и прогнозирование эффективности регулируемой солянокислотного воздействия. *SOCAR Proceedings, 2, 40-46*.
23. Щетников, В. И., Велиев, М. М. (2019). Изменение смачиваемости породы нефтью под воздействием энзим-комплексов. Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса. Материалы IX Международной научной конференции. *Уфа: РИЦ БашГУ*.
24. Грищенко, В. А., Асылгареев, И. Н., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings, SI2, 229-237*.
25. Щетников, В. И., Велиев, М. М. (2019). Комбинированное применение энзим-растворов, стабилизаторов и ПАВ для интенсификации добычи нефти в условиях СП «Вьетсовпетро». Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике. Материалы VIII Международной научно-практической и методической конференции. *Уфа: Изд-во БГУ*.

26. Щетников, В. И. (2019). Испытание технологии интенсификации добычи нефти на основе энзим-комплексов в промысловых условиях. Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике. Материалы VIII Международной научно-практической и методической конференции. *Уфа: Изд-во БГУ*.
27. Нгия, Т. Т., Хай, Л. В., Велиев, М. М., Зунг, Н. К. (2015). Особенности технологии интенсификации добычи нефти в высокотемпературных скважинах месторождений СП «Вьетсовпетро». *Нефтяное хозяйство*, 12, 106–109.
28. Велиев, М. М., Хай, Л. В. (2015). Некоторые вопросы обработки призабойных зон высокотемпературных скважин месторождений СП «Вьетсовпетро». Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. Материалы Международной научно-практической конференций в рамках Нефтегазового форума и XXIII Международной специализированной выставки «Газ. Нефть. Технологии – 2015». *Уфа*.
29. Меркулов, А. А., Назин, С. С., Слиозберг, Р. А. и др. (2000). Комбинированное воздействие на продуктивные коллекторы месторождения «Белый Тигр». *Нефтяное хозяйство*, 10, 89-91.
30. Нгия, Т. Т., Хай, Л. В., Велиев, М. М. (2015). Обработка призабойных зон скважин с использованием хелатных соединений и гидрофторида аммония. Энергоэффективность. Проблемы и решения. Материалы XV Всероссийской энергетической конференции. *Уфа*.
31. Лозин, Е. В. (1987). Эффективность доразработки нефтяных месторождений. *Уфа: Башкирское книжное издательство*.
32. Сулейманов, Б. А., Рзаева, С. Дж., Ахмедова, У. Т. (2021). Теоретические и практические основы применения газированных биосистем при интенсификации добычи нефти. *SOCAR Proceedings*, 3, 36–44.
33. Хисамов, Р. С., Газизов, А. А., Газизов, А. Ш. (2003). Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием. *Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ»*.
34. Глущенко, В. Н., Силин, М. А. (2010). Нефтепромысловая химия. Т. 2. Объемные и поверхностно-активные свойства жидкостей. *Москва: Интерконтакт Наука*.
35. Ибрагимов, Г. З., Сорокин, В. А., Хисамутдинов, Н. И. (1986). Химические реагенты для добычи нефти: справочник рабочего. *Москва: Недра*.
36. Deng, Z. X., Liang, Y. A., Weng, G. F. (2006). Broken down technology application of applo enzyme in Baise oilfield. *Nanfang Oil and Gas*, 19(1), 67–70.

References

- Muslimov, R. Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery). *Kazan: FEN*.
- Economides, M., Oligney, R., Valko, P. (2002). Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. *Alvin, Texas: Orsa Press*.
- Mishchenko, I. T., Kondratyuk, A.T. (1996). Features of the development of oil fields with hard-to-recover reserves. *Moscow: Nedra*.
- Kuleshova, L. S., Fattakhov, I. G., Sultanov, Sh. Kh., et al. (2021). Experience in conducting multi-zone hydraulic fracturing on the oilfield of PJSC «Tatneft». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.
- Khisamiev, T. R., Bashirov, I. R., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Results of the development system optimization and increasing the efficiency of carbonate reserves extraction of the Turney stage of the Chetyrmansky deposit. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.
- Stabinskas, A. P., Sultanov, Sh. Kh., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Evolution of hydraulic fracturing fluid: from guar systems to synthetic gelling polymers. *SOCAR Proceedings*, SI2, 172-181.
- Veliyev, E. F. (2021). Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.
- Fattakhov, I. G., Kuleshova, L. S., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Complexing the hydraulic fracturing simulation results when hybrid acid-propant treatment performing and with the simultaneous hydraulic fracture initiation in separated intervals. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.
- Sergeev, V. V., Sharapov, R. R., Kudymov, A. Yu., et al. (2020). Experimental research of the colloidal systems with nanoparticles influence on filtration characteristics of hydraulic fractures. *Nanotechnologies in Construction*, 12(2), 100–107.
- Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh., Sergeev, V. V., Kinzybaev, F. S. (2017). Experimental study of viscosity properties of emulsion system with SiO₂ nanoparticles. *Nanotechnologies in Construction*, 9(2), 16–38.
- Kanevskaya, R. D. (1999). Mathematical modeling of oil and gas field development using hydraulic fracturing. *Moscow: Nedra-Business Center*.
- Grishchenko, V. A., Pozdnyakova, T. V., Mukhamadiyev, B. M., et al. (2021). Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the Tournaisian stage deposits. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.
- Ibragimov, N. G., Musabirov, M. Kh., Yartiev, A. F. (2015). Tatneft's experience in commercialization of import-substituting well stimulation technologies. *Oil Industry*, 8, 86-89.
- Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., Sheshdirov, R. I. (2021). Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
- Khuzin, R. R., Bakhtizin, R. N., Andreev, V. E., et al. (2021). Oil recovery enhancement by reservoir hydraulic compression technique employment. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

16. Grishchenko, V. A., Gareev, R. R., Tsiklis, I. M., et al. (2021). Expanding the amount of preferential royalty facilities with hard-to-recover oil reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.
17. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
18. Grishchenko, V. A., Rabaev, R. U., Asylgareev, I. N., et al. (2021). Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.
19. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61–72.
20. Mukhametshin, V. V., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Screening and assessing the conditions for effective oil recovery enhancing techniques application for hard to recover high-water cut reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.
21. Nghia, T. T., Veliev, M. M., Khai, L. V. (2015). Investigation of new blend composition based on chelators and hydrofluoric acid for production wells yield increase with elevated reservoir temperatures. *Oil and Gas Territory*, 10, 42–48.
22. Rabaev, R. U., Chibisov, A. V., Kotenev, A. Yu., et al. (2021). Mathematical modelling of carbonate reservoir dissolution and prediction of the controlled hydrochloric acid treatment efficiency. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.
23. Shchetnikov, V. I., Veliyev, M. M. (2019). The change in the wettability of the rock by oil under the influence of enzyme complexes. High-tech technologies in solving the problems of the oil and gas complex. Materials of the IX International Scientific Conference. *Ufa: RIC Bashgu*.
24. Grishchenko, V. A., Asylgareev, I. N., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.
25. Shchetnikov, V. I., Veliyev, M. M. (2019). The combined use of enzyme solutions, stabilizers and surfactants for the intensification of oil production in the conditions of the joint venture «Vietsovpetro». Innovations and high-tech technologies in education and economics. Materials of the VIII International scientific-practical and Methodological Conference. *Ufa: BSU Publ*.
26. Shchetnikov, V. I. (2019). Testing of oil production intensification technology based on enzyme complexes in field conditions. Innovations and high-tech technologies in education and economics. Materials of the VIII International scientific-practical and Methodological Conference. *Ufa: BSU Publ*.
27. Ngia, T. T., Hai, L. V., Veliev, M. M., Dung, N. Q. (2015). Issues related to the high temperature and secondary precipitation formation at the well bottom and ways to resolve it under Vietsovpetro JV conditions. *Oil Industry*, 12, 106–109.
28. Veliyev, M. M., Hai, L.V. (2015). Some issues of processing bottom-hole zones of high-temperature wells of the fields of the joint venture «Vietsovpetro». Problems and methods of ensuring the reliability and safety of oil, petroleum products and gas transportation systems. Materials of the International scientific and practical conferences within the framework of the Oil and Gas Forum and the XXIII International Specialized Exhibition «Gas. Oil. Technologies – 2015». *Ufa*.
29. Merkulov, A. A., Nazin, S. S., Sliozberg, R. A., et al. (2000). Combined impact on productive reservoirs of the White Tiger deposit. *Oil Industry*, 10, 89-91.
30. Ngia, T. T., Hai, L. V., Veliyev, M. M. (2015). Treatment of bottom-hole zones of wells using chelated compounds and ammonium hydrofluoride. Energy Efficiency. Problems and Solutions. Materials of the XV All-Russian Energy Conference. *Ufa*.
31. Lozin, E. V. (1987). The efficiency of oil field development. *Ufa: Bashkir Publishing House*.
32. Suleimanov, B. A., Rzaeva, S. J., Akhmedova, U. T. (2021). Self-gasified biosystems for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, 3, 36–44.
33. Khisamov, R. S., Gazizov, A. A., Gazizov, A. S. (2003). Increasing the coverage of productive layers by exposure. *Moscow: JSC «VNIIOENG»*.
34. Glushchenko, V. N., Silin, M. A. (2010). Oilfield chemistry. Vol. 2. Volumetric and surface-active properties of liquids. *Moscow: Intercontact Nauka*.
35. Ibragimov, G. Z., Sorokin, V. A., Khisamutdinov, N. I. (1986). Chemical reagents for oil production: a worker's handbook. *Moscow: Nedra*.
36. Deng, Z. X., Liang, Y. A., Weng, G. F. (2006). Broken down technology application of applo enzyme in Baise oilfield. *Nanfeng Oil and Gas*, 19(1), 67–70.

Комбинированное применение энзимов поверхностно-активных веществ для интенсификации добычи нефти месторождений Вьетнама

*В. И. Щетников¹, В. В. Мухаметшин², Л. С. Кулешова³, Э. М. Велиев³,
Р. Р. Степанова³, Л. З. Самигуллина³*

¹СП «Вьетсовпетро», Вунгтау, Вьетнам; ²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия; ³Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Октябрьский, Россия

Реферат

В статье показано, что в условиях месторождений Вьетнама для предотвращения снижения активности энзимов в пластовых условиях из-за высокой минерализации и температуры необходимо включать хелатные соединения, чтобы ограничить влияние ионов металлов. Результаты эксперимента с применением ЭДТА – хелатного соединения показали, что при концентрации ЭДТА от 2.0 до 0.8% мутность раствора энзимов уменьшилась в течение времени тестирования, что демонстрирует положительный эффект применения ЭДТА с энзимами в среде соленой воды. Результаты исследования сравнения изменения поверхностного натяжения растворов энзима и ПАВ показали, что добавление 1 % стабилизатора ЭДТА, 1% поверхностно-активного вещества альфаолефинсульфонат в энзим-раствор повышает активность системы. На основе экспериментальных данных, полученных с помощью программного обеспечения Modde 5.0, выявлены оптимальные концентрации растворов энзима и ПАВ для минимального значения поверхностного натяжения. Оптимальный эффект минимального значения поверхностного натяжения – 1.735 мН/м с компонентами получен при соотношении компонентов энзим: ПАВ = 0.4770.3. По результатам оптимизации получен компонентный состав системы: микробный продукт энзимного происхождения – 50%; ПАВ – 30%; стабилизатор – 1.0 %; ингибитор микроорганизмов – 0.5%.

Ключевые слова: энзим; поверхностно-активные вещества; призабойная зона пласта; хелатные соединения; поверхностное натяжение.

Vyetnam yataqlarının neft hasilatının intensivləşdirməsi üçün səthi-aktiv maddələrin enzimlərinin kombinə tətbiqi

*V. İ. Şetnikov¹, V. V. Muxametşin², L. S. Kuleşova³, E. M. Vəliyev³,
R. R. Stepanova³, L. Z. Samiqullina³*

¹«Vyetsovpetro» BM, Vunqtau, Vyetnam; ²Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya;

³Neft və Qaz İnstitutu, Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti (Oktyabrskiy ş. filialı),
Oktyabrskiy, Rusiya

Xülasə

Məqələdə göstərilir ki, Vyetnam yataqları şəraitində yüksək minerallaşma və temperatur səbəbindən, lay şəraitində enzimlərin aktivliyinin azalmasının qarşısını almaq və metal ionlarının təsirini məhdudlaşdırmaq üçün helat birləşmələri daxil etmək lazımdır. EDTA-helat birləşməsinin tətbiqi ilə aparılan eksperimentin nəticələri göstərmişdir ki, EDTA-nın 2.0-dan 0.8% - ə qədər konsentrasiyası zamanı enzim məhlulunun bulanıqlığı test müddəti ərzində azalmışdır ki, bu da duzlu su mühitində enzimlərlə EDTA-ın tətbiqinin müsbət effektini nümayiş etdirir. Enzim və SAM məhlullarının səthi gərilmə dəyişikliklərinin müqayisəsi tədqiqatının nəticələri göstərmişdir ki, 1% EDT stabilizatorunun, 1% alfaolefinsulfonatın səthi aktiv maddəsinin enzim məhluluna əlavə edilməsi - sistemin fəaliyyətini artırır. Modde 5.0 proqram təminatı ilə əldə edilən eksperimental məlumatlar əsasında, səthi gərilmənin minimal qiyməti üçün enzim və SAM - larin optimal konsentrasiyaları müəyyən edilmişdir. Səthi gərilmənin optimal effektinin minimal qiyməti – 1.735 mN/m komponentlərlə enzim komponentlərinin nisbəti ilə əldə edilmişdir: SAM = 0.477:0.3. Optimallaşdırmanın nəticələrinə görə sistemin komponent tərkibi alınmışdır: enzim mənşəli mikrob məhsulu – 50%; SAM – 30%; stabilizator – 1.0%; mikroorqanizmlərin inhibitoru – 0.5%.

Açar sözlər: enzim; səthi-aktiv maddələr; quyudibi zona; helat birləşmələri; səthi gərilmə.