



## ИССЛЕДОВАНИЕ КОМПЛЕКСОВ НА ОСНОВЕ ЭНЗИМ-РАСТВОРОВ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

В. И. Щетников<sup>1</sup>, В. В. Мухаметшин<sup>\*2</sup>, М. М. Велиев<sup>1</sup>, Л. С. Кудешова<sup>3</sup>,  
Р. В. Вафин<sup>3</sup>, Ш. Г. Мингулов<sup>3</sup>

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

### Investigation of enzyme solutions-based complexes for oil production intensification

V. I. Shchetnikov<sup>1</sup>, V. V. Mukhametshin<sup>\*2</sup>, M. M. Veliev<sup>1</sup>, L. S. Kuleshova<sup>3</sup>, R. V. Vafin<sup>3</sup>, Sh. G. Mingulov<sup>3</sup>

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

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

#### ABSTRACT

The article presents the laboratory studies results of enzyme-based complexes. It has been shown that to prevent a decrease in enzyme activity in reservoir conditions due to high salinity and temperature, it is necessary to include chelate compounds to limit the effect of metal ions. The results of the EDTA-chelate experiment showed that at EDTA concentrations between 2 and 0.8%, the turbidity of the enzyme solution decreased during the testing time, demonstrating the positive effect of using EDTA with enzymes in a salt water environment. On the basis of experiment the optimal enzyme solutions and surfactants concentration for the minimum surface tension value has been clarified. The optimal effect of the minimum surface tension value is 1.735 mN/m with components was obtained at the enzyme:surfactant ratio equal to 0.477:0.3. The thermal stability of the enzyme complex study results showed that the interfacial tension between the enzyme complex solution and kerosene is much less than the interfacial tension between sea water and kerosene (21.75 mN/m), and this is proof of the enzyme complex thermal stability at the reservoir temperature.

#### KEYWORDS

Enzyme solution;  
Thermal stability;  
Wettability;  
Oil recovery stimulation;  
Surfactant.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

#### Введение

В мировой практике применяются различные методы интенсификации добычи нефти: гидроразрыв пласта [1–8], применение кислотных растворов для очистки и повышения проницаемости призабойной зоны [9–16], растворителей для отмывания призабойной зоны от органических загрязнений [17–24], поверхностно-активных веществ для изменения смачиваемости пород флюидами и т.д. [25–30]. Эффект каждого метода зависит от характеристик залежей и конкретных причин снижения дебита [31–40]. Использование комплексов на основе энзимов является новой эффективной технологией, действующей за счет изменения смачиваемости пород нефтью [41].

#### Методы и материалы

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 уменьшает количество энергии, необходимой для протекания реакции. Количество катализатора почти не изменяется в течении реакции. Катализатор в незначительном количестве может повышать скорость соответствующей

\*E-mail: [vv@of.ugntu.ru](mailto:vv@of.ugntu.ru)

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220200673>

химической реакции во много раз [42].

Энзимы, 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 [43–46].

В данной работе проводятся исследования комплексов на основе энзим-растворов с целью увеличения проницаемости призабойной зоны добывающих скважин за счет уменьшения поверхностного натяжения между жидкостями и твердой породой.

С целью применения энзим-растворов для увеличения проницаемости призабойной зоны добывающих скважин за счет уменьшения поверхностного натяжения между жидкостями и твердой породой в НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро» проведены лабораторные исследования комплексов на основе энзимов [47].

Пробы нефти и воды, отобранные из объектов миоцена (МСП-5) месторождения «Белый Тигр» и олигоцен месторождения «Белый Медведь» были исследованы по таким физико-химическим свойствам, как вязкость, минеральное и микробиологическое содержание.

### Результаты и обобщение

В результате анализа выявлено, что вязкость нефти отличается по скважинам и колеблется в интервале от 1.0 до 5.7 мПа·с при 40 °С. Высокая вязкость нефти может повышать коагуляционную (связывающую) силу между нефтью и породой. Таким образом на основе вязкости нефти необходимо выбрать соответствующие добавки для энзимного комплекса, чтобы облегчить очищение призабойных зон путем снижения вязкости нефти.

Минерализация добываемой воды колеблется в интервале 9–20 мг/л. На основе минерализации пластовой воды можно спрогнозировать возможность осаждения компонентов энзимного комплекса, и выбрать необходимые добавки для него.

Результаты анализа добываемой воды и нефти показали присутствие в ней микроорганизмов в значительном количестве. Энзимный компонент представляет собой продукт биологического происхождения и может биологически разлагаться, поэтому присутствие микроорганизмов будет влиять на эффект энзимного комплекса. В следствии этого, необходима добавка ингибитора бактерий в энзимный комплекс.

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. Для предотвращения этого явления необходимо включение хелатных соединений (этилендиаминтетрауксусная кислота (ЭДТА)), чтобы ограничить влияние ионов металлов. Устойчивость свойств энзимов в морской воде при температуре 140 °С

при различных концентрациях ЭДТА определяется двумя параметрами – поверхностное натяжение и мутность раствора во время термотестирования.

Результаты эксперимента показали, что первоначальный энзим-раствор был мутным после 6 дней тестирования, и увеличение мутности в разные дни теста. При концентрации ЭДТА от 2 до 0.8% мутность энзим-раствора уменьшилась в течение времени тестирования, что демонстрирует положительный эффект применения ЭДТА с энзимами в среде соленой воды.

На основе проведенных лабораторных исследований комплексов на основе энзимов показано, 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.

Результаты исследования термостойкости энзимного комплекса показали, что межфазное натяжение между раствором энзимного комплекса и нефтью намного меньше, чем межфазное натяжение между морской водой и нефтью, и это является доказательством термостойкости энзимного комплекса при температуре пласта.

На основе результатов исследования растворов на солестойкость в пластовых условиях можно сделать заключение, что закачка энзимного комплекса не будет приводить к образованию осадка соли и загрязнять пласт.

Оптическая плотность представляет собой меру прохождения света прозрачными растворами. Оптическая плотность раствором соли (контрольная проба равна 100) энзимов при температуре 140 °С в морской воде в присутствии стабилизаторов ЭДТА приведена в таблице 1.

### *Комбинированное применение энзимов поверхностно-активных веществ для интенсификации добычи нефти*

Одним из эффектов 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-активное вещество (ПАВ). 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 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 [47].

Известные поверхностно-активные вещества могут быть смешаны с энзимами. Однако, 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 молекул в энзим-растворе, что

Таблица 1

Оптическая плотность энзимов при температуре 140 °С в морской воде в присутствии стабилизаторов ЭДТА						
Время, сутки	0	3	6	9	12	15
% ЭДТА	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

повышает вероятность адгезии белков на поверхности горной породы.

Для проведения экспериментов 10% раствора энзима разбавляют морской водой с добавлением 1% стабилизатора ЭДТА и 1% ПАВ альфа-олефинсульфоната. Затем снова определяют поверхностное натяжение смеси после термотестирования. Изменение поверхностного натяжения энзим раствора и энзим-ПАВ раствора при термотестировании в 140 °С приведено на рисунке.

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

Исследование термостойкости энзимного комплекса.

С целью исследования термостойкости энзимного комплекса, 1% энзим-раствор был инъецирован в ампулы и термостатирован при 120 и 140 °С (соответственно температуре миоцена и олигоцена). Ежедневно в растворе комплекса определялось поверхностное натяжение методом «висящей капли» (pendant drop). Результаты измерения представлены в таблице 2 и 3.

По плану, NS-энзимный комплекс будет закачан в эксплуатационные скважины, чтобы повысить проницаемость призабойных зон. Этот комплекс может считаться стимулирующим раствором для призабойной зоны, поэтому время его применения будет ограничено 2-3 сутками. В этом промежутке времени раствор сохраняет свою активность, поэтому проверку термостойкости про-

водили в течение 6 дней при пластовой температуре.

Результаты анализа показали, что после 6 суток в двух термостатных шкафах с температурами соответственно 120 и 140 °С межфазное натяжение изменилось незначительно. Межфазное натяжение между раствором энзимного комплекса и керосином намного меньше, чем межфазное натяжение между морской водой и керосином (21.75 мН/м). Это и является доказательством термостойкости энзимного комплекса при температуре пласта.

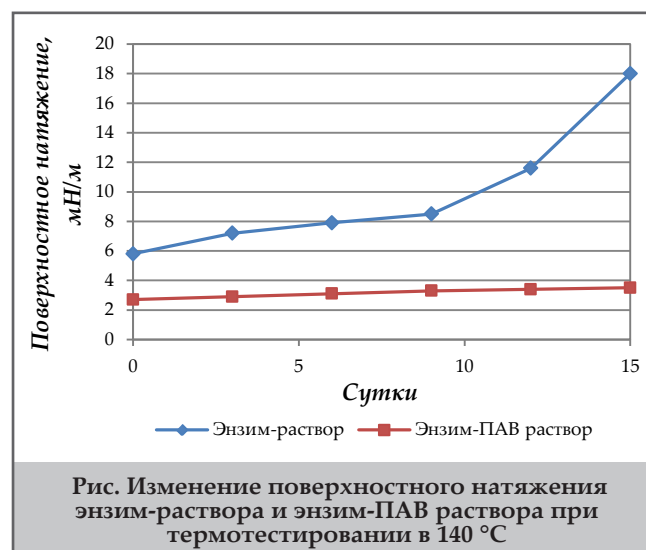


Рис. Изменение поверхностного натяжения энзим-раствора и энзим-ПАВ раствора при термотестировании в 140 °С

Исследование растворов на солестойкость в пластовых условиях

Приготовленные растворы энзимного комплекса концентрацией 1%, смешаны с морской водой с 8 различными концентрациями солей (0.5; 1; 1.5; 2; 2.5; 3; 3.5 и 4%). Эти растворы были инъецированы в ампулы и запаены. Все ампулы были помещены в термостатный шкаф с температурой 140 °С, а через 1–6 суток проанализированы на

Таблица 2

Поверхностное натяжение энзимного комплекса по времени при 120 °С							
Время, сутки	0	1	2	3	4	5	6
Межфазное натяжение между энзим-раствором и керосином	1.73	1.75	1.77	1.8	2.03	2.2	2.34
Межфазное натяжение между морской водой и керосином (контрольная проба)	21.75	21.75	21.75	21.75	21.75	21.75	21.75

Межфазное натяжение раствора энзимного комплекса при 140 °С								Таблица 3
Время, сутки	0	1	2	3	4	5	6	
Межфазное натяжение между энзим-раствором и керосином	1.73	1.75	2.17	2.21	2.28	2.42	2.45	
Межфазное натяжение между морской водой и керосином (контрольная проба)	21.75	21.75	21.75	21.75	21.75	21.75	21.75	

Оптическая плотность энзим-растворов при разной концентрации солей									Таблица 4
Концентрация солей, %	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	
Время, сутки	Оптическая плотность								
1	99	99	99	99	99	99	98	98	
2	98	98	98	98	98	98	98	98	
3	98	98	98	98	98	96	96	96	
4	98	98	98	98	98	96	95	95	
5	98	98	98	98	97	96	95	95	
6	98	98	98	97	96	95	94	94	

наличие и степень образования осадков путем определения оптической плотности (табл. 4).

На основе результатов анализа при разной концентрации соли после 6 суток оптическая плотность раствора

энзимного комплекса изменилась незначительно и осадка соли не образовалось. Соответственно, можно сделать заключение, что закачка энзимного комплекса не будет приводить к образованию осадка соли и загрязнять пласт.

### Выводы

1. На основе проведенных лабораторных исследований комплексов на основе энзимов показано, что для предотвращения снижения активности энзимов в пластовых условиях из-за высокой минерализации и температуры необходимо включение хелатных соединений, чтобы ограничить влияние ионов металлов. Результаты эксперимента с применением ЭДТА – хелатного вещества, показали, что при концентрации ЭДТА от 2 до 0.8 % мутность энзим-раствора уменьшилась в течение времени тестирования, что демонстрирует положительный эффект применения ЭДТА с энзимами в среде соленой воды.

2. На основе экспериментальных исследований выяснена оптимальная концентрация энзим-растворов 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.

3. Результаты исследования термостойкости энзимного комплекса показали, что межфазное натяжение между раствором энзимного комплекса и керосином намного меньше чем межфазное натяжение между морской водой и керосином (21.75 мН/м), и это является доказательством термостойкости энзимного комплекса при температуре пласта.

## Литература

1. Бухаров, А. В., Алимханов, Р. Т., Родионов, А. В. и др. (2015). Проведение большеобъемных ГРП на объектах большой толщины месторождений, находящихся на четвертой стадии разработки (на примере объекта БВ8 Повховского месторождения). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 10, 53-59.
2. Кустышев, А. В., Ваганов, Ю. В., Кустышев, Д. А., Гейхман, М. Г. (2015). Влияние геологических характеристик нефтегазовой залежи на эффективность гидравлического разрыва пласта. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 1, 52-58.
3. Колтырин, А. Н. (2016). Повышение эффективности технологии гидроразрыва пласта на карбонатном типе коллектора. *Нефтепромысловое дело*, 10, 28-31.
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. 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.
6. 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.
7. Здолник, С. Е., Некипелов, Ю. В., Гапонов, М. А., Фоломеев, А. Е. (2016). Внедрение новых технологий гидроразрыва пласта на карбонатных объектах месторождений ПАО АНК «Башнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, 92-95.
8. Кондратьев, С. А., Жуковский, А. А., Кочнева, Т. С., Малышева, В. Л. (2016). Опыт проведения пропантного гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах месторождений Пермского края. *Нефтепромысловое дело*, 6, 23-26.
9. Хисамов, Р. С., Орлов, Г. А., Мусабиров, М. Х. (2003). Концепция развития и рационального применения солянокислотных обработок скважин. *Нефтяное хозяйство*, 4, 43-45.
10. 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.
11. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В. (2018). Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промысловым данным. *Записки Горного института*, 231, 275-280.
12. Сергеев, В. В., Шарипов, 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.
13. Ибрагимов, Н. Г., Исмагилов, Ф. З., Мусабиров, М. Х., Абусалимов, Э. М. (2014). Результаты опытно-промышленных работ в области обработки призабойной зоны и стимуляции скважин в ОАО «Татнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, 40-43.
14. Павловская, Е., Поплыгин, В. В., Иванов, Д. Ю., Елисеев, И. Ю. (2015). Эффективность кислотных обработок скважин, эксплуатирующих башкирские отложения на месторождениях Пермского края. *Нефтяное хозяйство*, 3, 28-30.
15. Сергеева, Л. Г., Сергеев, В. В., Кинзябаев, Ф. С. (2017). Граничные критерии применения кислотных обработок призабойных зон нагнетательных скважин в карбонатных и терригенных пластах. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 4, 44-48.
16. Фаттахов, И. Г., Кулешова, Л. С., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Комплексирование результатов моделирования ГРП при проведении гибридных кислотно-пропантных обработок и при одновременной инициации трещины ГРП в разделенных интервалах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.
17. Мухаметшин, В. В. (2017). Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 328(7), 40-50.
18. 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.
19. Муслимов, Р. Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). *Казань: ФЭН*.
20. Тулешева, Г. Д. (2016). Анализ опыта применения методов интенсификации добычи нефти на месторождении Жетыбай. *Нефть, газ и бизнес*, 6, 22-31.
21. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
22. Сергеев, В. В., Беленкова, Н. Г., Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш. (2017). Физические свойства эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO<sub>2</sub>. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(6), 37-64.
23. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е. (2018). Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(8), 30-36.
24. 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.
25. Фомкин, А. В., Фурсов, А. Я., Щербина, В. В. (2017). Оценка эффективности разных технологий интенсификации разработки многопластовых и резко неоднородных объектов. *Нефтяное хозяйство*, 6, 104-108.
26. Зейгман, Ю. В., Сергеев, В. В. (2016). Лабораторные исследования вязкостных свойств кислотной композиции с добавками загустителя. *Нефтепромысловое дело*, 8, 35-37.
27. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well Killing Technology

before Workover Operation in Complicated Conditions. *Energies*, 14(3), 654, 1-15.

28. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Хафизов, А. Р., Харина, С. Б. (2016). Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах. *SOCAR Proceedings*, 3, 33–39.

29. Мухаметшин, В. В. (2017). Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 328(7), 40–50.

30. Газизов, А. А., Газизов, А. Ш., Богданова, С. А. (2014). Научно-технологические разработки добычи нефти. *Казань: Центр инновационных технологий*.

31. Мухаметшин, В. В. (2021). Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования. *Геология и геофизика*, 62(12), 1672–1685.

32. Мухаметшин, В. Ш., Хакимянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

33. Толстоногов, А. А. (2014). Оценка эффективности геолого-технических мероприятий в области нефтедобычи. *Фундаментальные исследования*, 11-1, 150-154.

34. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

35. 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.

36. Sun, S. Q., Wan, J. C. (2002). Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*, 100(46), 49-50.

37. 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.

38. 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.

39. Грищенко, В. А., Гареев, Р. Р., Циклис, И. М. и др. (2021). Расширение круга льготизируемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

40. Грищенко, В. А., Циклис, И. М., Мухаметшин, В. Ш., Якупов, Р. Ф. (2021). Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

41. Лонг, В. Т., Велиев, М. М. (2015). Некоторые аспекты применения биотехнологии на основе энзимов для интенсификации добычи нефти нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр». Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: материалы Международной научно-практической конференции в рамках нефтегазового форума и XXIII Международной специализированной выставки «Газ. Нефть. Технологии – 2015». *Уфа*.

42. Щетников, В. И. (2019). Применение биотехнологии на основе энзим-комплексов для интенсификации добычи нефти. Научно-технологические разработки в решении проблем нефтегазового комплекса: материалы IX Международной научной конференции. *Уфа: ПИЦ БашГУ*.

43. Kong, J. Li., Zhou, M. L. (2005). Enzyme base reservoir block-age removing agent SUN and its uses in Shengli offshore oil fuel. *Oilfield Chemistry*, 22(1), 23-24.

44. Hlady, V., Buijs, J., Jennissen, H. P. (1999). Methods for studying protein adsorption. *Methods in Enzymology*, 309, 402-429.

45. Morrow, N. R., Tang, G.-Q., Valat, M., Xie, N. (1998). Prospects of improved oil recovery related to wettability and brine composition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 20, 267-276.

46. Ying-li, S., Nie, S. L. (2020). New usage of enzyme in oil and gas production. *World Petroleum Industry*, 7(5), 45-47.

47. Нриа, Т. Т., Велиев, М. М., Лонг, В. Т. (2015). Проведение лабораторных исследований комплексов на основе энзимов. Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: материалы Международной научно-практической конференции в рамках нефтегазового форума и XXIII Международной специализированной выставки «Газ. Нефть. Технологии – 2015». *Уфа*.

### References

1. Bukharov, A. V., Alimkhanov, R. T., Rodionov, A. V., et al. (2021). Conducting of large-volume hydraulic fracturing of formations at the big thickness objects of fields being at the forth stage of development (BV 8 object of Povkhovsky field is taken as an example). *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 10, 53-59.

2. Kustyshev, A. V., Vaganov, Y. V., Kustyshev, D. A., Gaykhan, M. G. (2015). Influence of geological characteristics of an oil and gas deposit on the efficiency of a formation hydraulic fracturing. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 1, 52-58.

3. Koltyrin, A. N. (2016). Efficiency enhancement of the technology of a formation hydraulic fracturing in a carbonate-type collector. *Oilfield Engineering*, 10, 28-31.

4. 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.

5. Stabinskis, 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*, SI22, 172-181.

6. 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.
7. Zdolnik, S. E., Nekipelov, Yu. V., Gaponov, M. A., Folomeev, A. E. (2016). Introduction of innovative hydrofracturing technologies on carbonate reservoirs of Bashneft PJSOC. *Oil Industry*, 7, 92-95.
8. Kondratyev, S. A., Zhukovsky, A. A., Kochneva, T. S., Malysheva, V. L. (2016). Some experience of the formation proppant fracture in carbonate reservoirs of Perm region deposits. *Oilfield Engineering*, 6, 23-26.
9. Khisamov, R. S., Orlov, G. A., Musabirov, M. Kh. (2003). The concept of development and rational utilization of hydrochloric acid wells treatment. *Oil Industry*, 4, 43-45.
10. 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.
11. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V. (2018). Control and regulation of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone based on field-geological data. *Journal of Mining Institute*, 231, 275-280.
12. 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.
13. Ibragimov, N. G., Ismagilov, F. Z., Musabirov, M. Kh., Abusalimov, E. M. (2014). Analysis of well stimulation pilot projects in Tatneft OAO. *Oil Industry*, 7, 40-43.
14. Pavlovskaya, E., Poplygin, V. V., Ivanov, D. Yu., Elisseyev, I. Yu. (2015). Effectiveness of acidizing in bashkir deposits of Perm region. *Oil Industry*, 3, 28-30.
15. Sergeeva, L. G., Sergeev, V. V., Kinzyabaev, F. S. (2017). Critical criteria of acid treatments use in injection wells' bottom areas in carbonate and terrigenous reservoirs. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 4, 44-48.
16. Fattakhov, I. G., Kuleshova, L. S., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Complexing the hydraulic fracturing simulation results when hybrid acid-proppant treatment performing and with the simultaneous hydraulic fracture initiation in separated intervals. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.
17. Mukhametshin, V. V. (2017). Eliminating uncertainties in solving bottom hole zone stimulation tasks. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 328(7), 40-50.
18. 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.
19. Muslimov, R. Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery). *Kazan: FEN*.
20. Tuleshova, G. D. (2016). The analysis of experience of application of methods of the intensification of oil production on the field of Zhetybay. *Oil, Gas and Business*, 6, 22-31.
21. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
22. Sergeev, V. V., Belenkova, N. G., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh. (2017). Physical properties of emulsion systems with SiO<sub>2</sub> nanoparticles. *Nanotechnologies in Construction*, 9(6), 37-64.
23. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E. (2018). Increasing the efficiency of assessing the performance of techniques aimed at expanding the use of resource potential of oilfields with hard-to-recover reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(8), 30-36.
24. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.
25. Fomkin, A. V., Fursov, A. Ya., Shcherbina, V. V. (2017). Evaluation of different technologies efficiency to intensify the development of multilayer and sharply heterogeneous objects. *Oil Industry*, 6, 104-108.
26. Zeigman, Yu. V., Sergeev, V. V. (2016). Laboratory research of viscous properties of acid composition with gelling agent additives. *Oilfield Engineering*, 8, 35-37.
27. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well Killing Technology before Workover Operation in Complicated Conditions. *Energies*, 14(3), 654, 1-15.
28. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh., Khafizov, A. R., Kharina, S. B. (2016). Prospects of application of multifunctional well killing fluids in carbonate reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 3, 33-39.
29. Mukhametshin, V. V. (2017). Eliminating uncertainties in solving bottom hole zone stimulation tasks. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 328(7), 40-50.
30. Gazizov, A. A., Gazizov, A. Sh., Bogdanova, S. A. (2014). High-tech technologies of oil production. *Kazan: Center of Innovative Technologies*.
31. Mukhametshin, V. V. (2021). Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*, 62(12), 1373-1384.
32. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.
33. Tolstonogov, A. A. (2014). Evaluation of geological and engineering activities in oil production. *Fundamental Research*, 11-1, 150-154.
34. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
35. Grishchenko, V. A., Rabaev, R. U., Asylgareev, I. N., et al. (2021). Methodological approach to optimal geo-

logical and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

36. Sun, S. Q., Wan, J. C. (2002). Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*, 100(46), 49-50.

37. 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.

38. 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.

39. 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.

40. Grishchenko, V. A., Tsiklis, I. M., Mukhametshin, V. Sh., Yakupov, R. F. (2021). Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

41. Long, V. T., Veliyev, M. M. (2015). Some aspects of the application of enzyme-based biotechnology for the intensification of oil production in the Lower Miocene of the White Tiger field. In: 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*.

42. Shchetnikov, V. I. (2019). Application of biotechnology based on enzyme complexes for the intensification of oil production. In: High-tech technologies in solving problems of the oil and gas complex: proceedings of the IX International Scientific Conference. *Ufa: RIC BASHGU*.

43. Kong, J. Li., Zhou, M. L. (2005). Enzyme base reservoir block-age removing agent SUN and its uses in Shengli offshore oil fuel. *Oilfield Chemistry*, 22(1), 23-24.

44. Hlady, V., Buijs, J., Jennissen, H. P. (1999). Methods for studying protein adsorption. *Methods in Enzymology*, 309, 402-429.

45. Morrow, N. R., Tang, G.-Q., Valat, M., Xie, N. (1998). Prospects of improved oil recovery related to wettability and brine composition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 20, 267-276.

46. Ying-li, S., Nie, S. L. (2020). New usage of enzyme in oil and gas production. *World Petroleum Industry*, 7(5), 45-47.

47. Ngia, V. T., Veliev, M. M., Long, V. T. (2015). Conducting laboratory studies of complexes based on enzymes. In: 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*.



## Исследование комплексов на основе энзим-растворов для интенсификации добычи нефти

*В. И. Щетников<sup>1</sup>, В. В. Мухаметиин<sup>2</sup>, М. М. Велиев<sup>1</sup>, Л. С. Кулешова<sup>3</sup>,  
Р. В. Вафин<sup>3</sup>, Ш. Г. Мингулов<sup>3</sup>*

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

### Реферат

В статье приведены результаты лабораторных исследований комплексов на основе энзимов. Показано, что для предотвращения снижения активности энзимов в пластовых условиях из-за высокой минерализации и температуры необходимо включение хелатных соединений, чтобы ограничить влияние ионов металлов. Результаты эксперимента с применением ЭДТА – хелатного вещества показали, что при концентрации ЭДТА от 2 до 0.8% мутность энзим-раствора уменьшилась в течение времени тестирования, что демонстрирует положительный эффект применения ЭДТА с энзимами в среде соленой воды. На основе экспериментальных исследований выяснена оптимальная концентрация энзим-растворов и ПАВ для минимального значения поверхностного натяжения. Оптимальный эффект минимального значения поверхностного натяжения – 1.735 мН/м с компонентами получен при соотношении энзим: ПАВ = 0,477 : 0.3. Результаты исследования термостойкости энзимного комплекса показали, что межфазное натяжение между раствором энзимного комплекса и керосином намного меньше чем межфазное натяжение между морской водой и керосином (21.75 мН/м), и это является доказательством термостойкости энзимного комплекса при температуре пласта.

**Ключевые слова:** энзим-раствор; термостойкость; смачиваемость; интенсификация добычи нефти; поверхностно-активное вещество.

## Neft hasilatinin intensivləşdirməsi üçün enzim məhlulları əsasında komplekslərin tədqiqi

*V. İ. Şetnikov<sup>1</sup>, V. V. Muxametşin<sup>2</sup>, M. M. Vəliyev<sup>1</sup>, L. S. Kuleşova<sup>3</sup>,  
R. V. Vafin<sup>3</sup>, Ş. Q. Minqulov<sup>3</sup>*

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

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

### Xülasə

Məqalədə enzimlərə əsaslanan komplekslərin laboratoriya tədqiqatlarının nəticələri verilmişdir. Göstərilmişdir ki, yüksək mineralaşma və temperatur səbəbindən lay şəraitində enzim aktivliyinin azalmasının qarşısını almaq, metal ionlarının təsirini məhdudlaşdırmaq üçün xelat birləşmələrinin daxil edilməsi 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. Eksperimental tədqiqatlar əsasında səthi gərilmənin minimal qiyməti üçün enzim-məhlulların və SAM - lərin optimal konsentrasiyası müəyyən edilmişdir. Səthi gərilmənin optimal effektinin minimal qiyməti – 1.735 mH/m komponentlərlə enzim nisbəti ilə əldə edilmişdir: SAM = 0,477 : 0.3. Enzim kompleksinin istiliyədavamlılığı tədqiqatının nəticələri göstərdi ki, enzim kompleksinin məhlulu ilə kerosin arasında fazaarası gərilmə dəniz suyu və kerosin arasında olan gərginlikdən xeyli azdır (21.75 mH/m) və bu, lay temperaturunda enzim kompleksinin istiliyədavamlılığının sübutudur

**Açar sözlər:** enzim-məhlullu; istiliyədavamlılıq; islanma qabiliyyəti; neft hasilatının intensivləşdirilməsi; səthi-aktiv maddə.