



НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОХИМИЧЕСКОГО МЕТОДА ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»

М. М. Велиев¹, В. В. Мухаметшин^{*1}, Д. В. Приданников²,
Л. С. Кулешова¹, Л. М. Еремеева¹, Н. А. Ворсина¹

¹Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной
технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

²СП «Вьетсовпетро», Вунгтау, Вьетнам

Some aspects of thermochemical method of bottom-hole zones processing application in the «White Tiger» oil field

M. M. Veliev¹, V. V. Mukhametshin^{*1}, D. V. Pridannikov², L. S. Kuleshova¹, L. M. Eremeeva¹, N. A. Vorsina¹

¹Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University, (branch in Oktyabrsky), Russia

²JV «Vietsovpetro», Vung Tau, Vietnam

ABSTRACT

The article describes the scope of the thermochemical method of bottom-hole formation zones treatment, the thermal methods classification and their effectiveness, various types of formation thermal treatment (heat-steam heating, hot water, water vapor, gas-water mixtures, various chemical compositions injection, etc.). The physicochemical essence of thermochemical action for the purpose of the bottom-hole formation zone treating by a thermochemical composition based on magnesium metal powder, hydrochloric acid, and other auxiliary materials to increase the productivity of the «White Tiger» deposit wells is considered in detail.

Keywords: bottomhole formation zones treatment; sand collector; thermal effect; exothermic reaction; dewaxing; productive zone; bottomhole formation zone.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Воздействие на призабойную зону скважин (ПЗС) является одним из основных мероприятий, направленных на повышение эффективности разработки месторождений нефти и газа [1-9]. Однако результативность проведения этих мероприятий в различных геолого-физических условиях месторождений не всегда достаточно высока [10-15], а в отдельных случаях – отсутствует.

Одним из направлений повышения эффективности воздействия на призабойную зону является определение условий эффективного применения того или иного метода [21-31]. Причем важно оценивать эти условия с использованием различных показателей эффективности [32-37], что позволяет гибко реагировать предприятиям на изменения рыночных цен на нефть [38-42].

В СП «Вьетсовпетро» имеется сложившаяся организационная структура и техническая база, в основном, обеспечивающие выполнение текущих и капитальных ремонтов скважин с использованием отработанных в мировой практике нефтегазодобывающей индустрии способов и технологий. Проведение мероприятий по обработке призабойных зон (ОПЗ) скважин базируется на опыте, накопленном в процессе разработки месторождения «Белый Тигр» [43].

На текущий момент различными методами интенсификации охвачен почти весь эксплуатационный фонд скважин месторождения «Белый Тигр». Исключение составляют высокодебитные скважины, а также скважины нижнего миоцена, где в проведении ОПЗ нет необходимости (значение скин-фактора равно или близко нулю) или скважины со сложными геологическими условиями (низкое пластовое давление, краевые зоны, высокая глинистость, высокая обводненность и т.д.).

Опыт показывает, что ухудшение проницаемости призабойной зоны пласта в 5 раз приводит к 2-кратному снижению продуктивности скважин; в 10 раз – снижает продуктивность в 3.5 раза. Важным является то, что размеры зоны ухудшенной проницаемости при этом могут составлять всего лишь десятки сантиметров. В то же время увеличение проницаемости пристволенной зоны увеличивает продуктивность всего лишь на десятки процентов. Для восстановления проницаемости до первоначальной величины в СП «Вьетсовпетро» применяют различные методы обработки скважин [44-47].

Метод термического воздействия является одним из методов, используемых в области обработки призабойной зоны скважин. Сущность термохимического метода обработки призабойной зоны скважин (ПЗС) заключается в использовании выделенной теплоты термохимической реакции между порошком магнезия и соляной кис-

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

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230300891>

лотой для целенаправленного воздействия на факторы, способствующие восстановлению и повышению проницаемости ПЗС и снижения гидравлического сопротивления движения пластовых флюидов к скважине.

Методы термического воздействия на ПЗС разнообразны, их можно классифицировать по двум способам: способ доставки тепла в ПЗС и по природе источника используемого тепла.

По способу доставки тепла термические методы обработки ПЗС делятся на две группы:

- доставка тепла при помощи разогретых жидкостей или газов (доставка в ПЗС разогретого газа, горячей воды, горячей нефти);
- методы с использованием источника теплоты из соседних скважин, соседних залежей (горячая нефть и горячая вода).

По природе источника используемого тепла методы обработки ПЗС можно разделить на три группы:

- электрический метод (получение тепла в ПЗС при помощи электрического нагревателя);
- метод самостгорающей смеси (получение тепла в ПЗС в результате сгорания топлива, или топлива в сочетании с химическими реагентами, доставляемого (закачиваемого) с поверхности);
- термохимический метод (получение тепла в ПЗС в результате экзотермической реакции).

Использование электротепловой обработки призабойной зоны является одним из способов обработки призабойных зон. Этот способ имеет высокую техническую эффективность, но низкую экономическую эффективность, поэтому мало применяется [48-50].

В Советском Союзе применялась тепловая обработка призабойной зоны электронагревателями в скважинах глубиной 1200-1500 м. Однако данный метод имеет недостаток – ограниченность применения электронагревателя при залегании пласта на глубине более 1500 м [51-54].

Обработка призабойной зоны с использованием водяного пара является одним из способов, применяемых на ранней стадии эксплуатации скважины. Источником образования пара является парогенераторная установка. В качестве топлива применяется дизельное топливо.

Тепловая обработка с использованием нагретого водяного пара имеет большой недостаток – обычно образуются стойкие трудноразрушаемые пробки водонефтяной эмульсии и, в некоторых случаях, ускоряется образование водяной линзы во время эксплуатации после обработки. Метод обычно используется для обработки на глубине залегания пласта не более 1500 м. Для условий СП «Вьетсовпетро» этот метод носит теоретический характер, его нельзя применять для скважин месторождения «Белый Тигр», которые имеют большую глубину залегания нефти и гранитный коллектор.

Теплоту, которая выделяется в результате экзотермической реакции, можно использовать для тепловой обработки призабойной зоны. Однако по многим причинам, как техническим, так и экономическим, только некоторые экзотермические реакции применяются на практике. Химические реакции, которые используются для ПЗС, следующие:

- реакция карбида кальция (CaC_2) с водой;
- реакция безводных щелочей с водой;
- реакция щелочей и алюминия;

- реакция смеси щелочных и щелочноземельных металлов, алюминия, кремния с водой;
- реакция алюминия, магния с соляной кислотой.

Метод использования тепла в результате реакции CaC_2 с водой нельзя применять для скважин месторождения «Белый Тигр», которые имеют большую глубину залегания и песчаный коллектор [55].

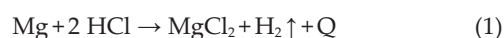
Стоимость метода получения тепла, образующегося в результате реакции сухой щелочи (NaOH) с водой, больше, чем стоимость метода использования карбида кальция и носит теоретический характер, который не применяется на практике [55].

Метод использования теплоты реакций NaOH и Al применяется в скважинах, имеющих небольшую глубину. Поэтому этот метод не применим к песчаным объектам месторождения «Белый Тигр» [55].

Метод использования теплоты, полученной при реакции смеси щелочных и щелочноземельных металлов с водой, имеет высокую эффективность по очистке призабойной зоны и интенсификации притока нефти, но в то же время имеет большие трудности, связанные с:

- производством и хранением смесей алюминия и щелочных металлов, потому что эти металлы имеют высокую активность при взаимодействии с кислородом и влажным воздухом (легко воспламеняются);
- сложностью контролирования отрицательного влияния геля гидроксида алюминия, образующегося в процессе реакции.

J. T. Rollin был первым, кто с целью растворения осадков органических и неорганических веществ в призабойной зоне скважин использовал тепло, выделяющееся в результате реакции порошка магния с соляной кислотой [55]. Вначале закачивают суспензию нефти (или дизельного топлива) с содержанием Mg в продуктивный пласт, затем – HCl с концентрацией 15%. В результате реакции HCl с Mg в пласте выделяется теплота:



По [55] количество теплоты, высвобождаемое по расчету, составляет 18.8 МДж/кг магния, температура призабойной зоны увеличивается до 250-300 °С.

Теплота, получаемая в результате реакции, нагревает растворитель (нефть или дизельное топливо), происходит быстрая депарафинизация, а избыточное количество кислоты будет растворять осадки на поверхности каналов в продуктивной зоне, при этом также выделяется теплота. В конечном счете, фильтрация пласта увеличивается и приводит к увеличению скорости потока флюида. Количество теплоты, высвобождаемое в результате взаимодействия HCl с концентрацией 15% с Mg и карбонатными породами, доломитами приведено в таблице. Из таблицы видно, что количество теплоты, высвобождаемое в результате взаимодействия соляной кислоты с магнием, достаточно большое.

Соотношение соляной кислоты и магния при реакции составляло: 15.14 л HCl с концентрацией 15 % на 0.454 кг Mg или 33.36 л HCl (15%) на 1 кг Mg . При таком соотношении, количество кислоты не только удовлетворяет требованию реакции с Mg , но и остается около 76% для реакции с неорганическими отложениями в ПЗС.

Кроме преимуществ большого выделения тепла,

Таблица

Количество теплоты высвобождаемое в результате действия соляной кислоты с концентрацией 15 %

Материал	Высвобождаемая теплота на 0.454 кг	Высвобождаемая теплота, в результате действия соляной кислоты*	Прирост температуры, °С
Карбонат	197.5	334.40	45.0
Доломит	197.5	334.4	45.0
Магний	8.700	4200.0	600.0

*Расчет на основании полного расхода соляной кислоты

реакция выделяет большой объем водородного газа, который создает вихревые потоки в капиллярах, за счет которых ускоряется процесс вымывания твердых частиц, отложенных на капиллярной поверхности. Во время обработки в зависимости от условий нужно добавлять некоторые вспомогательные реагенты (термоустойчивые ингибиторы, поверхностно-активные вещества), которые увеличивают способность проникновения кислоты в породу, демульгаторы для предупреждения образования эмульсии нефти, воды, щелочных соединений и предупреждения выпадения в осадок соединений железа.

По сравнению с такими методами как карбида кальция с водой, щелочей и алюминия, использования теплоты, полученной при реакции смеси щелочных и щелочноземельных металлов с водой, метод использования теплоты при реакции Mg и HCl имеет много преимуществ и наибольшую эффективность. Технология применения простая, поэтому этому методу уделяется огромное внимание с целью его совершенствования.

В работах [56-58] авторы предлагают катализаторы, которые могут увеличить скорость реакции соляной кислоты и магния, уменьшить время проведения обработки. Этими катализаторами являются смеси металлов, в основном алюминия и других металлов, в малой дозе, такие как кремний, медь, цинк. Сумма этих добавок не превышает 1-2 % относительно веса магния.

Кроме этого авторы предлагают применить буферную жидкость, которая состоит из раствора с концентрацией 11% и раствора с концентрацией 5%. После закачки в призабойную зону в условиях высокой пластовой температуры данная буферная жидкость освобождает газ CO₂ по следующей реакции:



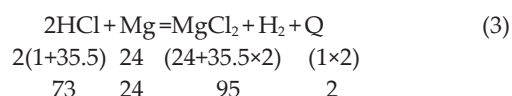
Из-за образования огромного объема газа CO₂, давление в призабойной зоне резко увеличивается.

Технология производства этого метода такова:

1. В цилиндр с отверстиями помещается Mg в малом объеме вместе с катализатором (1-2 %) и спускается на НКТ в призабойную зону.
2. В затрубное пространство закачивается растворитель и деэмульгатор.
3. Затем в призабойную зону постепенно закачивается раствор соляной кислоты (15%) и происходит реакция магния и соляной кислоты.
4. После окончания реакции магния и соляной кислоты по очереди закачивается раствор NaHSO₄·2H₂O с концентрацией 11% и раствор Na₂CO₃ с концентрацией 5%. Из-за образования теплоты в результате реакции соляной кислоты и магния, пластовая температура призабойной

зоны увеличивается на 100 °С. При этой температуре растворитель может растворять полностью парафиновые отложения и асфальтены. Одновременно освобождается углекислый газ в результате взаимодействия NaHSO₄ и Na₂CO₃, что приводит к увеличению давления. Горячий растворитель, вместе с растворенными органическими веществами и частью нерастворенных неорганических веществ, выносятся на устье скважины. Происходит очистка ПЗС, улучшается фильтрация, размеры каналов расширяются, скорость потока нефти увеличивается.

Уравнение химической реакции между магнием и соляной кислотой и массовое соотношение исходных реагентов и продуктов реакции:

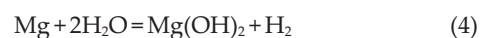


Можно сделать следующие выводы:

- реакция (3) является реакцией замещения, при которой магний замещает водород с выделением водородного газа (H₂);
- реакция является необратимой;
- реакция является экзотермической реакцией, т.е. при взаимодействии магния с соляной кислотой выделяется теплота;
- продукты реакции MgCl₂ – растворимая соль, которая не оседает в кислой среде. Поэтому, при использовании данной реакции нужно обратить внимание на то, что остаются конечные продукты в кислой среде (может быть использован раствор для содержания pH < 7, например, добавить CH₃COOH).

По схеме реакции 73 г HCl реагирует с 24 г магния, с образованием 95 г соли MgCl₂ и 2 г газа водорода (H₂).

Процесс, протекающий по уравнению (3) описывает химическую сущность реакции. Но на практике в процессе участвует ещё один компонент – вода, которая отсутствует в уравнении потому, что количество воды в правой и левой части уравнения одинаково. Иначе говоря, в процессе реакции, магний контактирует с водой. Реакция гидратации магния описывается следующим образом:



Гидроксид магния Mg(OH)₂, образующийся в реакции, находится в гелеобразном состоянии. При обработке призабойной зоны реакцией магния с соляной кислотой во многих случаях происходит образование геля (гидроксида магния) в рабочем оборудовании [59]. Так же, по уравнению реакции, каждый 1 кг магния реагиру-

ет с водой, образуя 2.4 кг Mg(OH)₂.

Реакция образования гидроксида магния снижает эффект обработки из-за того, что одна часть магния не участвует в теплогенерации. Скорость реакции между магнием и водой сравнительно высокая, поэтому расход магния в этом процессе нужно учитывать (по [59], расход магния за 3 часа контакта по этому механизму находится в пределах 5-7 %). Однако отрицательным влиянием при обработке призабойной зоны может быть образование гидроксида магния, так как он является источником загрязнения продуктивного пласта.

Для ограничения вышесказанного отрицательного влияния используются следующие приемы:

1. Ограничение времени контакта магния с водой (максимально снижают время от начала приготовления до закачки в пласт);
2. Вводят ПАВ в воду в составе магниевой суспензии, чтобы замедлить реакцию магния с водой;
3. Увеличивают объем кислоты по сравнению с расчетным количеством (после тепловой обработки дополнительно закачивают определенное количество соляной кислоты).

Выводы

На основании проведенных исследований сделаны следующие выводы:

1. Известные методы термохимического воздействия на ПЗП используются для обработки на глубинах залегания пласта не более 1500 м. В условиях СП «Вьетсовпетро» эти методы нельзя применять для скважин месторождения «Белый Тигр», которые имеют большую глубину залегания нефти и гранитный коллектор.
2. По сравнению с методами, основанными на реакции карбида кальция с водой, щелочей и алюминия, использование метода, основанного на реакции порошка магния и соляной кислоты, имеет преимущество и наибольшую эффективность.
3. Сущность термохимического метода обработки призабойной зоны скважин заключается в использовании выделенной теплоты термохимической реакции между порошком магния и соляной кислотой для целенаправленного воздействия на факторы, способствующие восстановлению и повышению проницаемости ПЗС, и снижению гидравлического сопротивления движения пластовых флюидов к скважине.
4. Теплота, получаемая в результате реакции порошка магния с соляной кислотой, нагревает растворитель (нефть или дизельное топливо), происходит быстрая депарафинизация, а избыточное количество кислоты растворяет осадки на поверхности каналов в продуктивной зоне. В конечном счете, это приводит к увеличению скорости фильтрации флюида. Кроме этого выделяется большой объем водородного газа, который создает вихревые потоки в капиллярах, за счет которых ускоряется процесс вымывания твердых частиц, отложенных на капиллярной поверхности. Во время обработки в зависимости от условий нужно добавлять некоторые вспомогательные реагенты (термоустойчивые ингибиторы, поверхностно-активные вещества), которые увеличивают способность проникновения кислоты в породу, демульгаторы для предупреждения образования эмульсии, щелочных соединений и предупреждения выпадения в осадок соединений железа.

Литература

1. Дмитриевский, А. Н., Еремин, Н. А. (2015). Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов. *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*, 6, 10-16.
2. Земцов, Ю. В. (2016). Перспективные методы ОПЗ добывающих скважин месторождений Западной Сибири. *Нефть. Газ. Новации*, 7, 20-26.
3. Газизов, А. Ш., Газизов, А. А., Кабиров, М. М., Ханнанов, Р. Г. (2008). Интенсификация добычи нефти в осложненных условиях. *Казань: Центр инновационных технологий*.
4. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.
5. 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.
6. Suleimanov, B. A., Rzaeva, S. J., Akhmedova, U. T. (2021). Self-gasified biosystems for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 35(27), 2150274.
7. Suleimanov, B. A., Rzaeva, S. C., Akberova, A. F., Akhmedova, U. T. (2022). Self-foamed biosystem for deep reservoir conformance control. *Petroleum Science and Technology*, 40(20), 2450-2467.
8. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2022). Повышение эффективности выработки запасов залежей нижнего мела Западной Сибири с использованием методов увеличения нефтеотдачи. *SOCAR Proceedings*, S11, 9-18.
9. Хисамов, Р. С., Орлов, Г. А., Мусабилов, М. Х. (2003). Концепция развития и рационального применения солянокислотных обработок скважин. *Нефтяное хозяйство*, 4, 43-45.
10. Кулешова, Л. С., Мухаметшин, В. Ш. (2022). Поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов в осложненных условиях. *SOCAR Proceedings*, S11, 71-79.
11. 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.

12. Валиев, Э. Ф. (2022). Применение смягченной воды для улучшения эффективности мицеллярного заводнения. *Scientific Petroleum*, 2, 52-56.

13. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., Frampton, H. (2018). Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 35-43.

14. Гасумов, Э. Р., Гасумов, Р. А. (2020). Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.

15. 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.

16. Якупов, Р. Ф., Рабаев, Р. У., Мухаметшин, В. В. и др. (2022). Анализ эффективности реализуемой системы разработки, бурения горизонтальных скважин и проведения ГТМ в условиях карбонатных отложений турнейского яруса Знаменского нефтяного месторождения. *SOCAR Proceedings*, 4, 97-106.

17. Агишев, Э. Р., Дубинский, Г. С., Мухаметшин, В. В. и др. (2022) Прогнозирование параметров трещины гидроразрыва пласта на основе исследования геомеханики породы-коллектора. *SOCAR Proceedings*, 4, 107-116.

18. Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T., Rakhimov, N. R. (2021). Geological and technological substantiation of waterflooding systems in deposits with hard-to-recover reserves. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012068.

19. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.

20. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(1), 2150038.

21. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Управление заводнением залежей нефти в карбонатных коллекторах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.

22. Фаттахов, И. Г., Кулешова, Л. С., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Комплексование результатов моделирования ГПП при проведении гибридных кислотно-пропантных обработок и при одновременной инициации трещины ГПП в разделенных интервалах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.

23. Исмаилов, Ф. С., Ибрагимов, Х. М., Абдуллаева, Ф. Я. (2015). Оценка результатов использования биотехнологий на основе опыта воздействия на пласты месторождения «Бибиэйбат». *SOCAR Proceedings*, 2, 43-46.

24. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н. и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГПП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

25. Кулешова, Л. С., Фаттахов, И. Г., Султанов, Ш. Х. и др. (2021). Опыт проведения многозонного кислотного ГПП на месторождении ПАО «Татнефть». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.

26. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.

27. Сулейманов, Б. А. (2022). Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. *Москва-Ижевск: ИКИ*.

28. Лятифов, Я. А. (2021). Нестационарное воздействие термоактивной полимерной композицией для глубинного выравнивания профиля фильтрации. *Scientific Petroleum*, 1, 25-30. (Latifov, Y. A. (2021). Non-stationary effect of thermoactive polymer composition for deep leveling of filtration profile. *Scientific Petroleum*, 1, 25-30.)

29. Malyarenko, A. M., Bogdan, V. A., Blinov, S. A. и др. (2021). Improving the reliability of determining physical properties of heterogeneous clay reservoir rocks using a set of techniques. *Journal of Physics: Conference Series*, 1753, 012074.

30. 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.

31. Земцов, Ю. В. (2014). Развитие и совершенствование ремонтно-изоляционных работ на месторождениях Западной Сибири. *Санкт-Петербург: Недра*.

32. Soloviev, N. N., Mukhametshin, V. Sh., Safiullina, A. R. (2020). Developing the efficiency of low-productivity oil deposits via internal flooding. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 952, 012064.

33. Kadyrov, R. R., Mukhametshin, V. V., Galiullina, I. F., et al. (2020). Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 905, 012081.

34. Сергиенко, В. Н. (2006). Технологии воздействия на призабойную зону пластов юрских отложений Западной Сибири. *Санкт-Петербург: Недра*.

35. Mukhametshin, V. Sh. (2020). Rationale for the production of hard-to-recover deposits in carbonate reservoirs. *IOP: Earth and Environmental Science (EES) (International Symposium «Earth sciences: history, contemporary issues and prospects»)*, 579, 012012.

36. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

37. Зейтман, Ю. В., Сергеев, В. В., Аюпов, Р. Р. (2017). Классификация физико-химических методов интенсификации добычи нефти по механизму воздействия на пластовую систему. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 1, 50-53.

38. 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.

39. Казакова, Л. В., Миков, А. И., Чабина, Т. В. и др. (2006). Опыт применения химических методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз». *Материалы второй научно-практической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности»*. Уфа: Монография.
40. 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.
41. Мухаметшин, В. В., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Скрининг и оценка условий эффективно-го применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.
42. Mukhametshin, V. Sh., Andreev, V. E., Yaskin S. A. (2020). Designing measures to increase oil recovery based on the identification and grouping of deposits. *IOP: Earth and Environmental Science (EES) (International Symposium «Earth sciences: history, contemporary issues and prospects»)*, 579, 012013.
43. Велиев, М. М., Бондаренко, В. А., Зунг Л. В. и др. (2019). Техника и технология добычи нефти на шельфе месторождений СП «Вьетсовпетро». *Санкт-Петербург: Недра*.
44. Велиев, М. М. (2011). Экономическая эффективность методов интенсификации добычи нефти из залежей фундамента месторождений СП «Вьетсовпетро». *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 3(85), 70-75.
45. Велиев, М. М., Чан Ле Донг, Нгуен Фонг Хай. (2007). Выбор скважин месторождения «Белый Тигр» для воздействия на их призабойную зону. Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. *Материалы научно-практической конференции в рамках VII Конгресса нефтегазопромышленников России и XV юбилейной международной специализированной выставки «Газ. Нефть. Технологии – 2007»*. Уфа: ИПТЭР.
46. Иванов, А. Н., Ле Вьет Зунг, Велиев, М. М. (2010). Экономическая эффективность применения технологий увеличения нефтеотдачи терригенных залежей месторождения «Белый Тигр». Энергоэффективность. Проблемы и решения. *Материалы 10-ой всероссийской научно-практической конференции в рамках X Российского энергетического форума*. Уфа.
47. Чан Ле Донг, Беянин, Г. Н., Мартынцив, О. Ф., Туан, Ф. А. (1996). Перспективы и основные направления работ по повышению нефтеотдачи на месторождении «Белый Тигр». *Нефтяное хозяйство*, 8, 66-68.
48. Яковлев, Д. В., Гончаров, Е. В., Яворский, Б. Н. и др. (2001). Способ повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин и скважинный нагреватель для его осуществления. *Патент РФ 2168008*.
49. Bignelt, L. G. E. (1999). Electric heaters remove paraffin. *Oil and Gas Journal*, 28(26), 14.
50. Powers, J. (1999). Removing paraffin deposition from well with electric heaters. *Nature Petroleum News*, 20, 27.
51. Сургучев, М. Л., Горбунов, А. Т., Забродин, Д. П. и др. (1991). Методы извлечения остаточной нефти. *Москва: Недра*.
52. Рузин, Л. М. (2005). Экспериментальное исследование методов термохимического воздействия на пласт. *Нефтепромысловое дело*, 2, 20-26.
53. Сучков, Б. М. (2007). Температурные режимы работающих скважин и тепловые методы добычи нефти. Институт компьютерных технологий. *Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»*.
54. Исаев, А. А., Валеев, М. Д., Мингулов, И. Ш. и др. (2022). Экспериментальные исследования закачки теплоносителя на забой скважин через колонну полых штанг на залежах вязких нефтей. *SOCAR Proceedings*, SI1, 62-70.
55. Bruce, F. (1948). Methods of paraffin removal. *World Oil, April*.
56. Каменщиков, Ф. А., Сабиров, Г. И., Богомольный, Е. И., Садчиков, Г. С. (1991). Способ термохимической обработки призабойной зоны пласта. *Авторское свидетельство СССР 16576288*.
57. Бойко, В. С., Купер, И. Н. (1991). Способ обработки призабойной зоны пласта. *Авторское свидетельство 1657631*.
58. Плюснин, Г. В., Южанинов, П. М., Кобяков, Н. И. (1997). Способ термохимической обработки призабойной зоны пласта. *Патент РФ № 95101814*.
59. Кудинов, В. И., Сучков Б. М. (1996). Методы повышения производительности скважин. *Самара*.

References

1. Dmitrievsky, A. N., Eremin, N. A. (2015). Modern scientific and technological revolution and a paradigm shift in the development of hydrocarbon resources. *Problems of Economics Project: Digital Fields and Wells*, 6, 10-16.
2. Zemtsov, Yu. V. (2016). Promising BHT Methods for Production Wells in Western Siberia Fields. *Neft. Gaz. Novatsii*, 7, 20-26.
3. Gazizov, A. Sh., Gazizov, A. A., Kabirov, M. M., Khannanov, R. G. (2008). Oil production in complicated conditions intensification. *Kazan: Tsentr Innovacionnykh Tekhnologiy*.
4. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.
5. Suleimanov, B. A., Rzaeva, S. J., Akhmedova, U. T. (2021). Self-gasified biosystems for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, 3, 36-44.
6. Suleimanov, B. A., Rzaeva, S. J., Akhmedova, U. T. (2021). Self-gasified biosystems for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 35(27), 2150274.
7. Suleimanov, B. A., Rzaeva, S. C., Akberova, A. F., Akhmedova, U. T. (2022). Self-foamed biosystem for deep reservoir conformance control. *Petroleum Science and Technology*, 40(20), 2450-2467.

8. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2022). Improving the lower cretaceous deposits development efficiency in Western Siberia employing enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.
9. Khisamov, R. S., Orlov, G. A., Musabirov, M. Kh. (2003). The concept of development and rational utilization of hydrochloride acid wells treatment. *Oil Industry*, 4, 43-45.
10. Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. Sh. (2022). Research and justification of innovative techniques employment for hydrocarbons production in difficult conditions. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.
11. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.
12. Veliyev, E. F. (2022). Softened water application to improve micellar flooding performance. *Scientific Petroleum*, 2, 52-56.
13. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., Frampton, H. (2018). Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 35-43
14. Gasumov, E. R., Gasumov, R. A. (2020). Innovative risk management for geological and technical (technological) measures at oil and gas fields. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.
15. 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.
16. Yakupov, R. F., Rabaev, R. U., Mukhametshin, V. V., et al. (2022). Analysis of the implemented development system effectiveness, horizontal wells drilling and well interventions in the conditions of carbonate deposits of the Tournaisian tier of the Znamenskoye oil field. *SOCAR Proceedings*, 4, 97-106.
17. Agishev, E. R., Dubinsky, G. S., Mukhametshin, V. V., et al. (2022). Prediction of hydraulic fracturing fracture parameters based on the study of reservoir rock geomechanics. *SOCAR Proceedings*, 4, 107-116.
18. Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T., Rakhimov, N. R. (2021). Geological and technological substantiation of waterflooding systems in deposits with hard-to-recover reserves. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1064, 012068.
19. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.
20. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(1), 2150038.
21. Mukhametshin, V. Sh. Oil flooding in carbonate reservoirs management. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.
22. 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.
23. Ismayilov, F. S., Ibrahimov, H. M., Abdullayeva, F. Y. (2015). Estimated results of biotechnology application based on formation stimulation at field «Bibiheybat». *SOCAR Proceedings*, 2, 43-46.
24. 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.
25. 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.
26. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.
27. Сулейманов, Б. А. (2022). Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. Москва-Ижевск: ИКИ.
28. Latifov, Y. A. (2021). Non-stationary effect of thermoactive polymer composition for deep leveling of filtration profile. *Scientific Petroleum*, 1, 25-30.
29. Malyarenko, A. M., Bogdan, V. A., Blinov, S. A. и др. (2021). Improving the reliability of determining physical properties of heterogeneous clay reservoir rocks using a set of techniques. *Journal of Physics: Conference Series*, 1753, 012074.
30. 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.
31. Zemtsov Yu. V. (2014). Development and improvement of repair and insulation works in the Western Siberia fields. *Saint-Petersburg: Nedra*.
32. Soloviev, N. N., Mukhametshin, V. Sh., Safiullina, A. R. (2020). Developing the efficiency of low-productivity oil deposits via internal flooding. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 952, 012064.
33. Kadyrov, R. R., Mukhametshin, V. V., Galiullina, I. F., et al. (2020). Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 905, 012081.
34. Sergienko, V. N. (2006). Technologies for influencing the bottomhole zone of Jurassic deposits in Western Siberia. *St.-Petersburg: Nedra*.
35. Mukhametshin, V. Sh. (2020). Rationale for the production of hard-to-recover deposits in carbonate reservoirs. *IOP: Earth and Environmental Science (EES) (International Symposium «Earth sciences: history, contemporary issues and prospects»)*, 579, 012012.
36. 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.
37. Zeigman, Yu. V., Sergeev, V. V., Ayupov, R. R. (2017). Classification of physico-chemical methods applied to

stimulate oil production according with their effect on a formation system. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 1, 50-53.

38. 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.

39. Kazakova, L. V., Mikov, A. I., Chabina, T. V., et al. (2006). The experience of using chemical methods to increase oil recovery in the fields of the territorial production enterprise «Kogalymneftegaz». In: *The Second Scientific and Practical Conference «Problems of the oil and gas complex of Western Siberia and ways to improve its efficiency»*. Ufa: Monograph.

40. 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.

41. 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.

42. Mukhametshin, V. Sh., Andreev, V. E., Yaskin S. A. (2020). Designing measures to increase oil recovery based on the identification and grouping of deposits. *IOP: Earth and Environmental Science (EES) (International Symposium «Earth sciences: history, contemporary issues and prospects»)*, 579, 012013.

43. Veliev, M. M., Bondarenko, V. A., Zung, L. V., et al. (2019). Technique and technology of oil production on the shelf of the fields of the joint Venture «Vietsovpetro». *St.-Petersburg: Nedra*.

44. Veliyev, M. M. (2011). Oil well stimulation cost-effective methods on JV «VIETSOVPETRO» deposits. *Problems of collecting, preparing and transporting oil and petroleum products*, 3(85), 70-75.

45. Veliyev, M. M., Chan Le Dong, Nguyen Phong Hai. (2007). Selection of wells of the "White Tiger" field for impact on their bottom-hole zone. In: *The VII Congress of Oil and Gas Industrialists of Russia and the XV Anniversary International Specialization «Problems and methods of ensuring the reliability and safety of oil, petroleum products and gas transportation systems»*. «Gas. Oil. Technologies – 2007». Ufa: IPTER.

46. Ivanov, A. N., Le Viet Zung, Veliyev, M. M. (2010). Economic efficiency of application of technologies for increasing oil recovery of terrigenous deposits of the «White Tiger» deposit. Energy efficiency. In: *The 10th All-Russian Scientific - Practical Conference within the Framework of the X Russian Energy Forum «Problems and Solutions»*. Ufa.

47. Chan Le Dong, Belyanin, G. N., Martyntsev, O. F., Tuan, F. A. (1996). Prospects and main directions of work on improving oil recovery at the «White Tiger» field. *Oil Industry*, 8, 66-68.

48. Yakovlev, D. V., Goncharov, E. V., Yavorsky, B. N., et al. (2001). A method for increasing the productivity of unconventional and gaseous food products and liquefied coal for its management. *RU Patent 2168008*.

49. Bignelt, L. G. E. (1999). Electric heaters remove paraffin. *Oil and Gas Journal*, 28(26), 14.

50. Powers, J. (1999). Removing paraffin deposition from well with electric heaters. *Nature Petroleum News*, 20, 27.

51. Surguchev, M. L., Gorbunov, A. T., Zabrodin, D. P., et al. (1991). Methods of extraction of residual oil. *Moscow: Nedra*.

52. Ruzin, L. M. (2005). Experimental investigation of methods of thermochemical influence on the formation. *Oilfield Engineering*, 2, 20-26.

53. Suchkov, B. M. (2007). Temperature regimes of operating wells and thermal methods of oil production. Institute of Computer Technologies. *Moscow-Izhevsk: SPC Regular and Chaotic Dynamics*.

54. Isaev, A. A., Valeev, M. D., Mingulov, I. Sh., et al. (2022). Experimental studies of heat carrier injection to the wellbottom through a column of hollow rod at viscous oil deposits. *SOCAR Proceedings*, SI1, 62-70.

55. Bruce, F. (1948). Methods of paraffin removal. *World Oil, April*.

56. Kamenshchikov, Ya. A., Sabirov, G. I., Bogomolny, E. I., Sadchikov, G. S. (1991). Method of thermochemical surface treatment. *SU Patent 16576288*.

57. Boyko, V. S., Cooper, I. N. (1991). Request for cleaning of the downhole zone of the site. *SU Patent 1657631*.

58. Pilsnin, G. V., Zhaninov, P. M., Kobayakov, N. I. (1997). Method of thermochemical treatment of the bottom-hole zone of the formation. *RU Patent 95101814*.

59. Kudinov, V. I., Suchkov, B. M. (1996). Methods of increasing the productivity of wells. *Samara*.

Некоторые аспекты применения термохимического метода обработки призабойных зон скважин месторождения «Белый тигр»

*М. М. Велиев¹, В. В. Мухаметшин¹, Д. В. Приданников²,
Л. С. Кулешова¹, Л. М. Еремеева¹, Н. А. Ворсина¹*

¹Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной
технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

²СП «Вьетсовпетро», Вунгтау, Вьетнам

Реферат

В статье приведены область применения термохимического метода обработки призабойных зон скважин, классификация термических методов и их эффективность, различные виды термического воздействия на пласт (теплопаровой подогрев, закачка горячей воды, водяного пара, газовой смеси, различных химических составов и др.). Подробно рассмотрена физико-химическая сущность термохимического воздействия с целью обработки призабойной зоны скважин термохимическим составом на основе порошка металлического магния, соляной кислоты и других вспомогательных материалов для повышения продуктивности скважин месторождения «Белый Тигр».

Ключевые слова: обработка призабойных зон; песчаный коллектор; термическое воздействие; экзотермическая реакция; депарафинизация; продуктивная зона; призабойная зона пласта.

«Ağ pələng» yatağındakı quyuların quyudibi zonalarının termokimyəvi işlənməsi üsulunun tətbiqinin bəzi aspektləri

*M. M. Vəliyev¹, V. V. Muxamətşin¹, D. V. Pridannikov²,
L. S. Kuləşova¹, L. M. Yeremeyeva¹, N. A. Vorosina¹*

¹Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin Neft və Qaz İnstitutu (Oktyabrski filialı), Rusiya

²«Vyetsovpetro» BM, Vunqtau, Vyetnam

Xülasə

Məqalədə quyuların quyudibi zonalarının termokimyəvi üsulla işləməsinin tətbiq sahəsi, termiki üsulların təsnifatı və onların effektivliyi, laylara termiki təsirin müxtəlif növləri (istilik-buxar isitməsi, isti suyun, su buxarının, qaz-su qarışıqlarının, müxtəlif kimyəvi tərkiblərin vurulması və s.) göstərilmişdir. «Ağ Pələng» yatağında quyuların məhsuldarlığının artırılması üçün tərkibində metal maqnezium tozu, xlor turşusu və digər köməkçi materiallar olan termokimyəvi tərkiblə quyuların quyudibi zonasının işlənməsi məqsədi ilə tətbiq olunan termokimyəvi təsirin fiziki-kimyəvi mahiyyəti ətraflı nəzərdən keçirilmişdir.

Açar sözlər: quyudibi zonaların işlənməsi; qumlu kollektor; termiki təsir; ekzotermik reaksiya; parafinsizləşdirmə; məhsuldar zona; layın quyudibi zonası.