SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКИЙ СПОСОБ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ПЛАСТОВ

Х. М. Ибрагимов

НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, Баку, Азербайджан

Thermal-gas-chemical method for oil production intensification in low-temperature reservoirs

Kh. M. Ibrahimov

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

A method is proposed for developing an oil deposit based on low-temperature oil oxidation as a result of initiating an exothermic reaction and subsequent injection of oxygen-containing gas into the reservoir. In the proposed method, which includes successive injection of aqueous solutions of potassium salt and sulfuric acid into the well, light oil or gas condensate is injected into the deposit before injection of the aqueous acid solution. Further, after injection of an aqueous solution of sulfuric acid into the formation, air is pumped with further pushing with water. In the method, a 16% aqueous solution of potassium dichromate is used as an aqueous solution of potassium salt. The application of the proposed technology led to an increase in the temperature in the reservoir above 200 °C and an increase in the displacement efficiency up to 19.7%.

Keywords: thermal chemical treatment; production stimulation; low-temperature reservoir; enhanced oil recovery; low temperature oxidation; oil displacement.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

С целью достижения значимых результатов при разработке нефтяных и газовых месторождений необходимо применять эффективные методы воздействия на залежь. Перспективным является регулирование процесса разработки путем внедрения комбинированных методов воздействия, одним из которых является термогазохимическое воздействие на пласт. На сегодняшний день разработано достаточно большое количество технологий, основанных на инициации экзотермических реакций в пласте, закачке химических реагентов и газа [1-20]. Однако большинству из них присущ ряд недостатков, ограничивающих применение при определенных геолого-физических условиях пласта.

Для повышения нефтеотдачи месторождения разработан способ, включающий термогазовое воздействие на пласт посредством последовательного закачивания в пласт кислородсодержащего газа и воды на месторождениях с пластовой температурой 90-200 °C, а после закачивания кислородсодержащего газа и перед закачиванием воды закачивают в пласт раствор бикарбоната натрия или калия или их смеси с концентрацией 20 - 80 г/л [21]. Недостатком способа является его низкая эффективность для низкотемпературных пластов.

Известный способ разработки нефтяного месторождения включает внутрипластовые окислительные реакции путем закачки в пласт через нагнетательную скважину нагретой воды и воздуха с водовоздушным отношением 0.006-0.015 $м^3/нм^3$, причем температуру продуктивного пласта доводят до 70-200 °C [22]. Эффективность способа снижается в результате теплопотерь при закачке нагретой воды, в особенности, в глубокозалегающих продуктивных пластах.

При термохимической обработке призабойной зоны скважины в пласт последовательно закачивают кислородсодержащее органическое соединение, водный насыщенный раствор нитрата натрия или калия и 30-35 %-ный водный раствор соляной кислоты, при этом в качестве кислородсодержащего органического вещества применяется диметиловый и уксусный эфиры, метиловый и этиловый спирты, глицерин, ацетон и др. [23]. Недостатками отмеченного способа являются небольшая глубина обработки пласта, низкий коэффициент вытеснения, многокомпонентность и связанная с этим многоэтапность процесса, а также высокая коррозионная агрессивность компонентов системы и продуктов ее термохимического превращения. Результативность указанного способа невысока, так как кроме использования дорогих реагентов недостатком является и то, что соляная кислота может не в полной степени вступить в реакцию с нитратами и образоваться недостаточно теплоты для получения потребного количества кислорода из кислородосодержащих компонентов. В результате разогрев околоскважинной зоны окажется кратковременным и слабым, недостаточным для перехода в подвижное состояние асфальтосмолистых веществ, а при карбонатном

***E-mail:** Khidir.Ibrahimov@socar.az

http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100839

коллекторе не прореагировавшая соляная кислота будет повреждать, кроме кольматирующего цемента, и непосредственно сами фильтрующие каналы.

Для повышения результативности способа на основе термохимической обработки призабойной зоны за счет задействования энергетического потенциала залежи и доступных химических реагентов, увеличения коэффициента вытеснения и обеспечения безопасного осуществления процесса были проведены дальнейшие исследования и предложена более эффектиная технология, суть которой представлена ниже.

Механизм действия предложенного способа

В предложенном нами способе разработки нефтяной залежи, включающем последовательное нагнетание в скважину водных растворов калиевой соли и серной кислоты, перед нагнетанием водного раствора кислоты в залежь вводят легкую нефть или газоконденсат. Далее после нагнетания водного раствора серной кислоты в пласт закачивают воздух с дальнейшим проталкиванием водой. В способе в качестве водного раствора калиевой соли используют 16%-ный водный раствор бихромата калия [24].

Суть способа заключается в том, что для возможности осуществления процесса термогазового воздействия, заключающегося в низкотемпературном окислении нефти в результате закачки в пласт кислородсодержащего газа, на месторождениях с низкими пластовыми температурами предварительно в скважину закачивают реагенты, способные вступить в экзотермическую реакцию с выделением большого количества тепла. В предложенном способе в нагнетательную скважину закачивают водный раствор бихромата калия $K_2Cr_2O_7$, обладающий сильными окислительными свойствами. Далее после бихромата калия в пласт вводят легкую нефть или газоконденсат, который служит разделителем и предотвращает преждевременное смешение закачанных растворов бихромата калия и серной кислоты. Также закачка разделителя способствует более глубокому проникновению растворов в пласт.

Известно, что в пласте вблизи нагнетательной скважины содержится незначительный объем нефти, а в большинстве случаев лишь остаточная нефть. Это снижает интенсивность окислительных реакций и выделение в большом количестве тепла и продуктов реакции в этой зоне. Закачка в качестве разделителя легкой нефти или газового конденсата увеличивает эффективность окислительных реакций между бихроматом калия и углеводородами, способствуя выделению больших объемов тепла и продуктов реакции.

В результате реакции пластовой нефти и закачанной в качестве разделителя легкой нефти или газоконденсата с окислителем (раствором бихромата калия) нефть присоединяет к себе кислород и происходит образование пероксидов. Процесс происходит радикальными механизмами.

Механизм реакции радикального присоединения и механизм окисления следующий:

$$RH + \bullet O\text{-}O\bullet \rightarrow R^{\bullet} + HOO\bullet$$
$$R\bullet + \bullet O\text{-}O\bullet \rightarrow ROO^{\bullet}$$
$$ROO^{\bullet} + R'H \rightarrow ROOH + R'\bullet$$
$$R\bullet + R'\bullet \rightarrow R + R'$$
$$R'\bullet + ROO\bullet \rightarrow R'OOR$$
$$R'\bullet + R'OO\bullet \rightarrow R'OOR$$
$$ROOH \rightarrow RO\bullet + \bullet OH$$

Таким образом, в первой стадии процесса происходит инициирование разогрева пласта для интенсификации окислительных реакций. С этой целью в скважину вводится легкоокисляющийся агент.

В процессе окисления происходит образование альдегидов, спиртов, кислот и т.д.

Для ускорения процесса окисления в пласт в качестве катализатора закачивают серную кислоту.

$$K_2Cr_2O_7 + H_2SO_4 \rightarrow 2CrO_3 + K_2SO_4 + H_2O$$

При перемешивании хромового ангидрида с органическими веществами выделяется тепло и происходит окисление. Образованные в процессе окисления спирты вступают в реакцию с хром ангидриром, что способствует дополнительному росту температуры. В результате экзотермической реакции выделяется большое количество тепла.

После этого в пласт закачивают воздух. Поступление в пласт кислорода, присутствующего в составе закачанного воздуха, а также разогрев среды за счет выделившегося в результате экзотермических реакций тепла способствуют усилению процесса окисления. В результате окислительных реакций выделяется большое количество тепла, легких жидких углеводородов, углеводородных газов и углекислого газа. На следующем этапе происходит разрастание процесса окисления, в результате в пласте увеличивается количество образовавшихся газов и повышается давление. В пласте формируются тепловая и нефтевытесняющая оторочки. Происходят фазовые переходы, физико–химические изменения пластовых жидкостей и газов. Дополнительный перепад давления способствует увеличению процесса вытеснения нефти.

Скорость и температура окисления прямо пропорциональна составу углеводородов, количеству смеси, влажности и концентрации молекул кислорода. Закачка серной кислоты значительно снижает температуру активизации процесса окисления бихромата калия. Таким образом, подача воздуха и дальнейшее вступление углеводородов в экзотермическую реакцию с кислородом обеспечивает прогрев пористой среды до температуры начала самопроизвольного внутрипластового процесса окисления.

Учитывая, что в отличие от внутрипластового горения, процессы окисления нефти происходят при температуре до 250 °C, выделения вредных продуктов глубокой термоокислительной деструкции нефти, таких как, оксиды серы, не наблюдается.

Таким образом, закачка химических реагентов обеспечивает начало процесса окисления, его равномерное распределение в призабойной зоне, расширение области, обеспечивающей начало процесса, выравнивание фронта движения зоны экзотермических реакций.

Кислород, входящий в состав закачанного следом воздуха, вступает в низкотемпературную окислительную реакцию нефти. Сформированные в процессе окисления тепловой и нефтевытесняющий фронты способствуют существенному увеличению нефтеотдачи пласта. Закачанная следом вода создает в пласте движущуюся зону экзотермических реакций.

В результате окисления пластовых углеводородов кислородом, присутствующим в закачанном воздухе, в пласте образуются газы CO_2, CO, N_2, широкая фракция лёгких углеводородов и вода. Образованные газы создают дополнительный градиент давления в пласте, часть газов

растворяется в пластовых флюидах, изменяя вязкость, pH, поверхностное натяжение среды в сторону увеличения процесса вытеснения нефти из пласта к добывающим скважинам. При достижении температуры выше 65 °C в самопроизвольных внутрипластовых окислительных реакциях расходуется весь закачанный в пласт кислород, что обеспечивает безопасность реализации процесса термогазового воздействия. При низких пластовых температурах (ниже 60 - 65 °C) в результате теплопотерь в пласте без дополнительного разогрева среды осуществить процесс термогазового воздействия невозможно.

Эффективность способа повышается в связи с использованием энергетического потенциала залежи, доступных химических реагентов, а также неограниченной доступностью нагнетаемого воздуха.

Повышение температуры пласта способствует увеличению подвижности нефти, снижению вязкости, межфазного натяжения, что облегчает движение нефти к добывающим скважинам. Закачанная в пласт серная кислота, полученные в результате экзотермических реакций продукты и повышение температуры среды способствуют расплавлению и отмыву асфальтеносмолопарафиновых отложений с поверхности породы. Воздействие закачанной и полученной в результате реакций кислот на породу увеличивается с увеличением температуры, что приводит к росту проницаемости пористой среды.

Следует отметить, что в предложенном способе существует дополнительная стадия, включающая реакцию бихромата калия с закачанной легкой нефтью или конденсатом, а также с остаточной нефтью призабойной зоны, в результате чего образуются альдегиды, спирты, кислоты и т.д. Это увеличивает индукционный период экзотермических реакций и, соответственно, в отличие от прототипа значительно увеличивается глубина обработки пласта и тепловой эффект.

В способе используются раствор бихромата калия (ГОСТ 2652-78), серная кислота (ГОСТ 2184-2013), газовый конденсат стабильный (ГОСТ Р 54389-2011).

Способ осуществляется следующим образом: Выбирается участок месторождения с нагнетательной и добывающими скважинами для реализации процесса, проверяется техническое состояние выбранной под нагнетание скважины. В скважину последовательно закачивают 16%-ный водный раствор бихромата калия, легкую нефть или газовый конденсат, водный раствор серной кислоты. Вслед за реагентами в пласт нагнетается воздух в количестве 30% от объема пор. После этого производится закачка в пласт воды.

Экспериментальные исследования

Для определения температуры смеси и времени повышения температуры в лабораторных условиях проведены следующие исследования. В колбу, снабженную мешалкой и термометром, заливали 16%-ный водный раствор бихромата калия, легкую нефть или газовый конденсат и перемешивали при комнатной температуре (20 °C). Температура смеси начинала повышаться. Затем к смеси добавляли раствор серной кислоты. Наблюдали за увеличением температуры смеси и фиксировали время повышения температуры. Результаты экспериментов показаны в таблице 1.

При добавке к бихромату калия легкой нефти или газоконденсата в результате окислительных реакций температура среды повышается, что свидетельствует о начале процесса окисления. Введение раствора серной кислоты способствует интенсификации экзотермических реакций и дальнейшему росту температуры. Максимальный эффект получается в опытах 4 и 5 при добавке 14-15 мл бихромата калия, 20 мл газоконденсата или легкой нефти и 5-6 мл раствора серной кислоты. В этом случае температура смеси значительно поднимается и достигает 300 °C. Проведен опыт по известному способу [23], где значение максимальной температуры смеси достигало 156 °C, а время повышения составило 103 мин (табл. 1).

Способ испытан на экспериментальной установке, включающей линейную модель пласта, приспособления для сепарации, замера и отбора проб газа, нефти и воды. Длина линейной модели пласта составляла 1.2 м, внутренний диаметр 0.04 м. Пористая среда состояла из кварцевого песка. Создавалась модель сильнообводненного пласта. После этого в модель при термостатировании (при температуре 40 °C), соблюдая пропорции предыдущего опыта, закачивали 16%-ный раствор бихромата калия в количестве 15% от объема пор, далее закачивали раствор серной кислоты в количестве 5% от объема пор. Первое экспериментальное исследования проводили без разделителя. Во втором и третьем эксперименте между реагентами закачивали 20 мл в одном случае легкой нефти, в другом - газового конденсата. Через некоторое время после закачки реагентов наблюдается рост температуры, что свидетельствует о начале процесса окисления. Далее в модели закачивают воздух в количестве 30% от объема пор, что способствует интенсификации окислительных реакций. Модели закрывают и наблюдают за ростом давления и температуры. В дальнейшем на вход модели вновь подают воду и определяли коэффициент вытеснения. Эксперименты проводили также в соответствии с [24]. Результаты показаны в таблице 2.

Таблица 1

№ опыта	Раствор бихромата калия, мл	Углеводородный разделитель, мл	Раствор серной кислоты, мл	Температура смеси, °C	Время повышения температуры, мин
1	18	Легкая нефть 20	2	168	46
2	17	Газоконденсат 20	3	203	59
3	16	Легкая нефть 20	4	245	65
4	15	Газоконденсат 20	5	278	74
5	14	Легкая нефть 20	6	302	83
6	13	Газоконденсат 20	7	275	97
7	По известному способу [23]			156	103

Таблица 2

№ опыта	Раствор бихромата калия, мл	Углеводородный разделитель, мл	Раствор серной кислоты, мл	Температура смеси, °C	Время повышения температуры, мин
1	18	Легкая нефть 20	2	168	46
2	17	Газоконденсат 20	3	203	59
3	16	Легкая нефть 20	4	245	65
4	15	Газоконденсат 20	5	278	74
5	14	Легкая нефть 20	6	302	83
6	13	Газоконденсат 20	7	275	97
7	По известному способу [23]			156	103

Таблица 3

№ опыта	Количество CO_2 в составе пробы газа, %	Количество SO_2 в составе пробы газа, %	Количество O_2 в составе пробы газа, %	pH	Скорость коррозии, г/м²час
1	15	следы	0.01	7	0.01
2	20	—	—	8	0
3	22	—	—	8	0
4 по известному способу [23]	10	2	0.02	7	0.03

Как видно из данных таблицы 2, в случае, когда в модель не закачивался разделитель (опыт 1) интенсивность экзотермических реакций значительно ниже. Это видно из наблюдений за динамикой давления и температуры. Коэффициент вытеснение в данном эксперименте составляет 17.6 %. В опытах 2 и 3 , проводимых с использованием разделителя, после закачки реагентов наблюдается больший рост температуры и давления, температура достигает значения выше 200 °C, а давление – выше 0.6 МПа. Прирост коэффициента вытеснения в этих экспериментах составил в среднем 19.6%. Четвертый опыт проводился в соответствии с известным способом. В данном случае прирост коэффициента вытеснения составил 11.3%.

В процессе экспериментальных исследований, приведенных в выше, отбирались и анализировались пробы воды и газа. Определялся компонентный состав газа, pH воды, скорость коррозии. Результаты показаны в таблице 3.

Как видно из таблицы 3, в первом опыте без использования разделителя количество образовавшегося углекислого газа меньше, чем в последующих, в пробе имеются следы сернистого газа и небольшое количество кислорода. Эти показатели свидетельствуют о недостаточной скорости окислительных процессов. Значение pH в этом опыте составляет 7, а скорость коррозии 0.01 г/м²час. В опытах 2 и 3 с использованием разделителя, содержание углекислого газа в составе пробы увеличивается, а сернистый газ и кислород отсутствует, что свидетельствует о более эффективных окислительных процессах в модели пористой среды. Также увеличивается pH среды, а скорость коррозии равна нулю. Последний 4-ый опыт проводился в соответствии с [23]. Из таблицы 3 видно, что его результаты не удовлетворительные.

Выводы

1. Предложен способ разработки нефтяной залежи, основанный на низкотемпературном окислении нефти в результате инициации экзотермической реакции и последующей закачке кислородсодержащего газа в пласт.

2. Установлено, что в результате экзотермической реакции температура в пористой среде поднимается выше 200 °C, а прирост коэффициента вытеснения достигает 19.7 %.

3. Анализ компонентного состава газа показал на наличие углекислого газа и отсутствие сернистого газа и кислорода в отобранных пробах, что обеспечивает безопасность предложенной технологии.

Литература

1. Chen, Z., Wang, L.,Tang, L., Huang, A. (2012). Low temperature oxidation experiments and kinetic model of heavy oil. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 4(2), 58–62.

2. Хлебников, В. Н., Зобов, П. М., Антонов, С. В., Рузанова, Ю. Ф. (2008). Исследование термогазового метода добычи нефти. Кинетические закономерности автоокисления нефти пластов юрского возраста. *Башкирский химический журнал*, 2008, 15(4), 105-110.

3. Зимин, А. С., Соснин, В. А., Заволжский, В. Б. и др. (2016). Моделирование процессов тепло- и газовыделения при разложении бинарных систем в технологии добычи нефти и газа. *Вестник технологического университета*, 19, 123-127.

4. Мамыкин, А. А., Муллагалин, И. З., Харисов, Р. Я. (2016). Способ термохимической обработки призабойной зоны пласта. *Патент РФ № 2587203.*

5. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Vishnyakov, V. V. (2022). Nanocolloids for petroleum engineering: Fundamentals and practices. *John Wiley & Sons.*

6. Сулейманов Б.А. (2006) Особенности фильтрации гетерогенных систем. Москва-Ижевск: Институт Компьютерных Исследований.

7. Suleimanov, B. A. (2012). The mechanism of slip in the flow of gassed non-Newtonian liquids. *Colloid Journal,* 74(6), 726–730.

8. Suleimanov, B. A. (2011). Mechanism of slip effect in gassed liquid flow. *Colloid Journal,* 73(6), 846–855.

9. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2017). Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology,* 35(4), 319-326

10. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Aliyev, A. A. (2020). Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering,* 193(10), 107411.

11. Suleimanov, B. A, Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2015). Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR). *Petroleum Science and Technology,* 33(10), 1133 – 1140

12. Suleimanov, B. A., Ismayilov, R. H., Abbasov, H. F., et al. (2017). Thermophysical properties of nano- and microfluids with $[Ni_5(\mu_5\text{-pppmda})_4Cl_2]$ metal string complex particles. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 513, 41-50.

13. Suleimanov, B. A., Suleymanov, A. A., Abbasov, E. M., Baspayev, E. T. (2018) A mechanism for generating the gas slippage effect near the dewpoint pressure in a porous media gas condensate flow. *Journal of Natural Gas Science and Engineering,* 53, 237-248.

14. Suleimanov, B. A., Abbasov, E. M., Sisenbayeva, M. R. (2017). Mechanism of gas saturated oil viscosity anomaly near to phase transition point. *Physics of Fluids*, 29, 012106.

15. Suleimanov, B. A., Abbasov, H. F., Ismayilov, R. H. (2023) Enhanced oil recovery with nanofluid injection. *Petroleum Science and Technology,* 41(18), 1734-1751.

16. Suleimanov, B. A., Abbasov, H. F. (2016). Effect of copper nanoparticle aggregation on the thermal conductivity of nanofluids. *Russian Journal of Physical Chemistry A,* 90(2), 420–428.

17. Сулейманов, Б. А., Аббасов, Х. Ф. (2022). Механизм повышения нефтеотдачи пласта нанофлюидами. *SOCAR Proceedings,* 3, 28-37.

18. Vəliyev, F. F. (2022). Qazma məhlullarının spesifik xassələrinin yeni sintez olunmuş polimer əlavələrlə tənzimlənməsi. *Scientific Petroleum,* 1, 42-45.

19. Гаибова, А. Г., Аббасов, М. М. (2022). Исследования инновационного водо-изоляционного состава на основе карбамид-формальдегидной смолы. *Scientific Petroleum,* 2, 23-27.

20. Лятифов, Я. А. (2021). Нестационарное воздействие термоактивной полимерной композицией для глубинного выравнивания профиля фильтрации. *Scientific Petroleum,* 1, 25-30.

21. Хлебников, В. Н., Волошин, А. И., Телин, А. Г., Боксерман, А. А. (2006). Способ повышения нефтеотдачи месторождения. *Патент РФ № 2277632.*

22. Боксерман, А. А., Бернштейн, А. М., Полковников, В. В. И др. (1996). Способ разработки нефтяного месторождения. *Авторское свидетельство СССР № 1241748.*

23. Бруслов, А. Ю., Горбунов, А. Т., Шахвердиев, А. Х. и др. (1994). Способ термохимической обработки призабойной зоны скважины. *Патент РФ № 2023874.*

24. Сулейманов, В. А., Ибрагимов, Х. М., Рзаева, С. Д. и др. (2022). Способ разработки нефтяной залежи. *Евразийский патент EA039711.*

References

1. Chen, Z., Wang, L.,Tang, L., Huang, A. (2012). Low temperature oxidation experiments and kinetic model of heavy oil. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 4(2), 58–62.

2. Khlebnikov, V. N., Zobov, P. M., Antonov, S. V., Ruzanova, YU. F. (2008). Issledovaniye termogazovogo metoda dobychi nefti. Kineticheskiye zakonomernosti avtookisleniya nefti plastov yurskogo vozrasta. *Bashkirskiy Khimicheskiy Zhurnal*, 2008, 15(4), 105-110.

3. Zimin, A. S., Sosnin, V. A., Zavolzhskiy, V. B. i dr. (2016). Modelirovaniye protsessov teplo- i gazovydeleniya pri razlozhenii binarnykh sistem v tekhnologii dobychi nefti i gaza. *Vestnik Tekhnologicheskogo Universiteta*, 19, 123-127.

4. Mamykin, A. A., Mullagalin, I. Z., Kharisov, R. Y. (2016). Method for thermochemical treatment of bottomhole formation zone. *RU Patent 2587203.*

5. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Vishnyakov, V. V. (2022). Nanocolloids for petroleum engineering: Fundamentals and practices. *John Wiley & Sons.*

6. Suleimanov, B. A. (2006). Specific features of heterogenous systems flow. Moscow-Izhevsk: ICS.

7. Suleimanov, B. A. (2012). The mechanism of slip in the flow of gassed non-Newtonian liquids. *Colloid Journal,* 74(6), 726–730.

8. Suleimanov, B. A. (2011). Mechanism of slip effect in gassed liquid flow. *Colloid Journal,* 73(6), 846–855.

9. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2017). Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology,* 35(4), 319-326

10. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Aliyev, A. A. (2020). Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering,* 193(10), 107411.

11. Suleimanov, B. A, Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2015). Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR). *Petroleum Science and Technology,* 33(10), 1133 - 1140

12. Suleimanov, B. A., Ismayilov, R. H., Abbasov, H. F., et al. (2017). Thermophysical properties of nano- and microfluids with $[Ni_5(\mu_5\text{-pppmda})_4Cl_2]$ metal string complex particles. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 513, 41-50.

13. Suleimanov, B. A., Suleymanov, A. A., Abbasov, E. M., Baspayev, E. T. (2018) A mechanism for generating the gas slippage effect near the dewpoint pressure in a porous media gas condensate flow. *Journal of Natural Gas Science and Engineering,* 53, 237-248.

14. Suleimanov, B. A., Abbasov, E. M., Sisenbayeva, M. R. (2017). Mechanism of gas saturated oil viscosity anomaly near to phase transition point. *Physics of Fluids*, 29, 012106.

15. Suleimanov, B. A., Abbasov, H. F., Ismayilov, R. H. (2023) Enhanced oil recovery with nanofluid injection. *Petroleum Science and Technology,* 41(18), 1734-1751.

16. Suleimanov, B. A., Abbasov, H. F. (2016). Effect of copper nanoparticle aggregation on the thermal conductivity of nanofluids. *Russian Journal of Physical Chemistry A,* 90(2), 420–428.

17. Suleimanov, B. A., Abbasov, H. F. (2022). **Enhanced oil recovery mechanism with nanofluid injection**. *SOCAR Proceedings,* 3, 28-37.

18. Veliyev, F. F. (2022). Regulation of specific properties of drilling fluids with newly synthesized polymer additives. *Scientific Petroleum,* 1, 42-45.

19. Qayibova, A. Q., Abbasov, M. M. (2022). Study of innovative water-insulating composition based on urea-formaldehyde resin. *Scientific Petroleum,* 2, 23-27.

20. Latifov Y.A. (2021) Non-stationary effect of thermoactive polymer composition for deep leveling of filtration profile. *Scientific Petroleum,* 1, 25-30.

21. Khlebnikov, V. N., Voloshin, A. I., Telin, A. G., Bokserman, A. A. (2006). Oil field recovery increase method. RU Patent 2277632.

22. Bokserman, A. A., Bernshtejn, A. M., Polkovnikov, V. V., et al. (1996). Well-drilling filter. SU Patent 1241748.

23. Bruslov, A. Ju., Gorbunov, A. T., Shakhverdiev, A. Kh., et al. (1994).) Method for thermochemical treatment of hole bottom zone. RU Patent 2023874.

24. Suleimanov, B. A., Ibargimov, Kh. M., Rzayeva, S. J., et al. (2022). Method for oil reservoir development. EA Patent EA039711.

Термогазохимический способ для интенсификации добычи нефти низкотемпературных пластов

Х. М. Ибрагимов
НИПИ « Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

Предлагается способ разработки нефтяной залежи, основанный на низкотемпературном окислении нефти в результате инициации экзотермической реакции и последующей закачке кислородсодержащего газа в пласт. В предложенном способе, включающем последовательное нагнетание в скважину водных растворов калиевой соли и серной кислоты, перед нагнетанием водного раствора кислоты в залежь вводят легкую нефть или газоконденсат. Далее после нагнетания водного раствора серной кислоты в пласт закачивают воздух с дальнейшим проталкиванием водой. В способе в качестве водного раствора калиевой соли используют 16%-ный водный раствор бихромата калия. Применение предложенной технологии привело к повышению температуры в пласте выше 200 °C и приросту коэффициента вытеснения до 19.7 %.

Ключевые слова: термохимическое воздействие; интенсификация добычи; низкотемпературный пласт; повышение нефтеотдачи; окисление; вытеснение нефти.

Aşağı temperaturlu laylarda neft hasilatının intensivləşməsi üçün termo-gazokimyəvi üsul

X. M. İbrahimov
«Neftqazelmitədqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Laya oksigen tərkibli qazın vurulması nəticəsində ekzotermik reaksiyanın başlanması və neftin aşağı temperaturda oksidləşməsinə əsaslanan neft yatağının işlənməsi üsulu təklif olunur. Quyuya kalium duzunun və sulfat turşusunun sulu məhlullarının ardıcıl vurulmasını əhatə edən üsulda sulfat turşusunun sulu məhlulu vurulmazdan əvvəl laya yüngül neft və ya qaz kondensatı vurulur. Bundan əlavə, laya hava və onu sıxışdırmaq üçün su vurulur. Üsulda kalium duzunun sulu məhlulu kimi kalium bixromatın 16% sulu məhlulundan istifadə olunur. Təklif olunan texnologiyanın tətbiqi layda temperaturun 200 °C-dən yuxarı yüksəlməsi və sixilma əmsalının 19.7%-ə qədər artmasına səbəb olmuşdur.

Açar sözlər: termokimyəvi təsir; hasilatın intensivləşdirilməsi; aşağıtemperaturlu lay; neftvermənin artırılması; oksidləşmə; neftin sıxışdırılması.