



ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВОДОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Е. Н. Мамалов*¹, Г. И. Джалалов¹, Е. В. Горшкова¹, А. С. Хадиева²

¹Институт нефти и газа НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан;

²Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова, Актау, Казахстан

Intensification of oil production using water-air mixture

E. N. Mamalov*¹, G. I. Dzhahalov¹, E. V. Gorshkova¹, A. S. Hadiyeva²

¹«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan;

²Caspian State University of Technology and Engineering named after Sh. Yesenova, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

The inhibitors based on nano-containing compositions (NCC) have been developed for hardness deposition. A method for developing an inhibitor for saline deposits involves the interaction of amino alcohols with orthophosphoric acid by adding nanoparticles and further diluting them with water to form a 2% solution. It was found out that the inhibitors developed by NSC for saline deposits at a flow rate of 20-30 mg/l are highly effective for controlling the deposits of calcium and magnesium sulfate in the produced water model. The controlling effect of inhibition in these cases is 86.3-99.4%.

KEYWORDS

Oil saturation;
Permeability;
Formation;
Polymer;
Water-air mixture;
Viscosity.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

С ростом числа нефтяных месторождений, содержащих высоковязкие нефти и битумы, снижается эффективность извлечения нефти из них. Разработка нефтяных месторождений на естественном режиме и на режиме заводнения не позволяют получить высокую нефтеотдачу. В пласте остается еще большое количество нефти. Для дальнейшей эффективной разработки нефтяных месторождений и снижения остаточной нефтенасыщенности с целью увеличения коэффициента извлечения нефти разработаны различные методы воздействия на нефтяные пласты. Методам увеличения нефтеотдачи (МУН) большое внимание уделялось как отечественными, так и зарубежными исследователями. При всем разнообразии этих методов в результате пришли к единой классификации МУН:

1. Тепловые.
2. Физико-химические.
3. Газовые.
4. Гидродинамические.
5. Волновые.
6. Микробиологические [1-4].

В предлагаемой работе рассматривается комбинация двух методов: физико-химические и газовые. Из физико-химических методов рассматривается полимерное заводнение.

Данный метод широко распространен в мировой нефтяной практике [5-13]. Метод основан на использовании основных свойств водорастворимых полимеров. Основное и самое простое свойство полимера заключается в существенном загущении воды даже при малых концентрациях. Это приводит к уменьшению подвижности воды, что способствует уменьшению прорыва воды, улучшают процесс вытеснения нефти. При своем движении полимеры адсорбируются на поверхности пористой среды и перекрывают каналы или ухудшают фильтрацию в них воды. Особенно это важно для неоднородных пластов. Раствор полимера, поступая предпочтительно в высокопроницаемый пласт за счет проявления этих двух механизмов (повышение вязкости раствора и снижение проводимости пористой среды) существенно снижает динамическую неоднородность фильтрации жидкости и тем самым повышает охват пласта процессом.

В качестве газового метода рассматривается газожидкостная эмульсия. Метод водогазового воздействия используется не столь широко, как полимерное заводнение. Имеется ряд работ, в которых рассматривается водогазовое воздействие [13-16]. В этих работах показана эффективность применения водогазовой заводнения, основанное на способности снижения нагнетаемым в пласт газом межфазного натяжения на границе нефть-газ. Для разных газов это изменение в величине межфазного натяжения разное и зависит от давления и температуры. Работы показали, что высокую эффективность водогазо-

*E-mail: evgeniy_mamalov@rambler.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220200678>

вое воздействие проявляет в условиях высоких пластовых давлений и температур, маловязких нефтей, низких значений фильтрационно-емкостных свойств пласта. Отмечается, что применение водогазового воздействия эффективнее с начала разработки, чем при доработке.

Рассматривая приведенные выше работы можно сделать следующий вывод. Несмотря на кажущуюся эффективность приведенных методов в нефтяных залежах все равно остается большое количество нефти.

Цель работы

Разработать и исследовать комбинированный метод воздействия на основе полимерного и водовоздушного (газожидкостного) методов. Основываясь на положительных свойствах приведенных выше методов воздействия нами были предложены и исследованы комбинированные методы воздействия.

Постановка задачи

Экспериментальные исследования проводились на экспериментальной установке длиной 84 см, диаметром 25 мм. Проверка моделей на соответствие критериям подобия Π_1 и Π_2 [17, 18] показала, что данные модели удовлетворяют этим критериям подобия. Критерий

$$\Pi_1 = \frac{L}{\sqrt{k}}$$

определяет структуру пористой среды, безразмерная длина модели пласта учитывает влияние размера пласта и свойства пористой среды на показатели процесса, где L - длина пласта, м; k - проницаемость пласта, мкм². Критерий

$$\Pi_2 = \frac{\sigma \cdot \cos \theta}{\Delta P \cdot \sqrt{\frac{k \cdot \varphi}{m}}}$$

отражает влияние гидродинамических сил на распределение фаз в порах и равен отношению градиента капиллярных сил к макроскопическому давлению в пласте, где σ - поверхностное натяжение на границе нефть-вода, мН/м; θ - краевой угол смачивания; ΔP - перепад давления в пласте, МПа; φ - структурный коэффициент; m - пористость пласта. Одновременно удовлетворить критериям Π_1 и Π_2 невозможно. Однако как показано в работах [17, 18], при моделировании необязательно соблюдать соответствие этим критериям. Существуют области значений, в пределах которых изменение этих критериев мало влияет на нефтеотдачу. Эти области определяются наступлением автомодельности. Расчеты показали, что размеры модели пласта и методика проведения экспериментов удовлетворяют этим условиям:

$$\Pi_1 \geq 0.5.106 \text{ и } \Pi_2 \leq 0.6$$

Следовательно, результаты можно переносить на реальный нефтяной пласт.

Во всех экспериментах использовался кварцевый песок определенной фракции, позволяющий создавать пористую среду требуемой проницаемости. В опытах использовали нефть вязкостью 205 мПа·с при 20 °С. Для того, чтобы не загромождать статью, в таблице 1 приведены лишь характерные опыты серий. Как видно из таблицы 1, проницаемость пористой среды по воде в опытах с присутствием раствора полиакриламида (ПАА) почти одинаковы, а в опыте №3 проницаемость была существенно ниже. Это позволяло нам предотвра-

тить возможное раннее проскальзывания газа по пласту. Нефтенасыщенность во всех опытах примерно одинакова, что позволяет сравнивать эффективность извлечения нефти из пласта при разной технологии воздействия. Экспериментальные исследования были осуществлены небольшими сериями. Таких серий было три. В таблице 1 приведены результаты по одному эксперименту из каждой серии. В первой серии рассматривалось увеличение добычи нефти за счет применения оторочки раствора полиакриламида (ПАА), которая перемещали по пласту нагнетанием дистиллированной водой (опыт №1). Вторая серия предусматривала вытеснение оторочки раствора ПАА водовоздушной смесью (опыт № 2). В третьей серии вытеснение нефти осуществляли только водовоздушной смесью (опыт №3). Результаты экспериментальных исследований приведены в таблице 1.

Во всех сериях на первом этапе осуществлялось вытеснение нефти дистиллированной водой, т.е. осуществляли процесс создания истощенного пласта. Процесс вытеснения шел до прокачки через пласт 3-4 поровых объемов воды или до момента, когда в извлекаемой из модели пласта жидкости наблюдались лишь следы нефти. Затем осуществляли предлагаемые к разработке технологии по дополнительному извлечению нефти, т.е. осуществлялась доработка нефтяного пласта.

Первая серия осуществлялась в качестве контрольной серии (опыт № 1), необходимой для сравнения с предлагаемыми комбинированными технологиями. Вытеснение остаточной нефти осуществляется оторочкой раствора полиакриламида с концентрацией 0.25%. Перемещение

Таблица 1			
Результаты экспериментальных исследований			
Параметры	Опыты		
	1	2	3
Проницаемость по воде, мкм ²	1.88	1.8	1.39
Нефтенасыщенность, %	81.8	79.9	81.8
Водонасыщенность, %	18.2	20.1	18.2
Концентрация раствора ПАА, %	0.25	0.25	-
Объем оторочки ПАА, поровый объем	42.4	41.4	-
КИН за I этап (истощения), %	42	42	48.0
КИН конечный, %	54	67	70.4
Дополнительный КИН, %	12	25	22.4
Остаточная нефтенасыщенность после I этапа, %	50.1	46.3	40
Количество воды отобранной после I этапа, поровый объем	3.1	5.3	2.5
Количество воды отобранной после II этапа, поровый объем	2.4	2.75	5.6
Снижение обводненности, разы	1.3	1.93	-
Фактор остаточного сопротивления, R	1.3	3.8	-
Водовоздушная смесь, м ³ /нм ³	-	0.009	0.105
Вязкость раствора ПАА, мПа·с	38	38	-
Продолжительность этапа опыта, час	8.5	11	14
Продолжительность этапа доработки, час	4.5	6	6

оторочки раствора ПАА осуществлялось дистиллированной водой. Таким образом, осуществляем вытеснение нефти только за счет свойств самого полимера. На рисунке 1 (графики 1 и 4) приведены динамика коэффициента извлечения нефти и количества отобранной воды. Из рисунка 1 видно, что после закачки оторочки раствора ПАА наблюдается рост коэффициента извлечения нефти. Кроме того, закачка раствора ПАА приводит к увеличению охвата пласта процессом и снижению обводненности. В опыте № 1 обводненность снизилась в 1.3 раза. Все это вызвано действием лишь свойствами полимеров. Как известно, добавка полимера в воду способствует изменению вязкости раствора, что улучшает коэффициент подвижности и соответственно эффективнее вытесняет нефть из пласта. Кроме того в процессе движения происходит частичная адсорбция ПАА на поверхность зерен пористой среды. Все это приводит к росту фактора остаточного сопротивления в 1.3 раза. На величину КИН влияет величина концентрации ПАА в растворе, чем выше концентрация, тем больше количество дополнительно добытой нефти, что подтверждается опытами, которые здесь не приведены. Несмотря на это в пласте остается все еще большое количество нефти. Остаточная нефтенасыщенность в опыте составила 50.1%. Таким образом, возникает необходимость осуществить доработку пласта. С этой целью были предложены и опробированы две новые технологии для эффективной разработки нефтяного пласта. Одна технология предусматривала использование оторочки раствора ПАА и ее перемещение водовоздушной (газожидкостной) смесью. Вторая основана на вытеснение нефти только водовоздушной (газожидкостной) смесью.

Исходя из этого, во второй серии исследований вытеснение остаточной нефти осуществлялось оторочкой раствора ПАА, которая перемещалась нагнетанием водовоздушной смесью (опыт № 2). На рисунке 1 (графики 2 и 5) приведена динамика коэффициента извлечения нефти и количества отобранной воды. Как видно из рисунка, после стабилизации нефтеотдачи на этапе истощения, переш-

ли на закачку оторочки раствора ПАА (с концентрацией 0.25%) перемещение которой осуществлялось закачкой водовоздушной смесью. Это привело к резкому подъему количества вытесняемой нефти. Дополнительная добыча нефти составила 25%, что при равных условиях в два раза больше, чем в опыте № 1 (см. табл. 1 и рис. 1). Что можно объяснить следующим образом. Помимо свойств присущих раствору ПАА, на вытеснение нефти и продвижение оторочки по пласту в данном случае оказывает влияние образующая в пласте водовоздушная эмульсия с вязкостью большей, чем вязкость воды и воздуха в отдельности. Вязкость водовоздушной (водогазовой) смеси в пластовых условиях определяется по следующей формуле Эйнштейна [19, 20]:

$$\mu_{см} = \mu_0(1 + 2.4R_c) \quad (1)$$

где $\mu_{см}$ – вязкость воды, мПа·с; R_c – объемная доля воздуха (газа) в водовоздушной смеси в пластовых условиях, м³/м³.

$$R_c = \frac{V_{з.пл.}}{V_{з.пл.} + V_{вод.з.}} \quad (2)$$

где $V_{з.пл.}$ – объем закачанного воздуха в пластовых условиях, м³; $V_{вод.з.}$ – объем закачанной воды, м³.

Вязкость водовоздушной смеси зависит от объемной доли воздуха (газа) в водовоздушной смеси (R). На рисунке 2 приведена данная зависимость для опыта № 2. Как видно из рисунка эта зависимость прямолинейная. Действие водогазовой смеси предположительно основано на изменении вязкости смеси по сравнению с водой, а также за возможное растворение части газа в нефти и тем самым способствуя снижению вязкости нефти. В совокупности это приводит к росту количества добываемой нефти. Средняя вязкость водогазовой смеси составила в опытах 2.5 мПа·с. Одновременно с этим снижается количество отбираемой воды, т.е. снижается обводненность отбираемой продукции (рис. 1). Обводненность продукции снизилась в 1.93 раза, что больше чем в опыте № 1. При этом необходимо отметить, что интенсивное снижение обводненности в опытах № 1 и 2 наблюдается впервые 1.2-1.5 часа. Затем количество отбираемой воды растет. Это объясняется адсорбцией части молекул полимера на пористой среде по мере вытеснения оторочки водой и водовоздушной смесью.

В третьей серии рассматривается влияние только водовоздушной смеси на процесс вытеснения остаточной нефти (опыт № 3). На рисунке 1 (графики 3 и 6) показана динамика коэффициента извлечения нефти и отобранной воды для опыта №3. Как видно из рисунка нагнетания водовоздушной смеси после процесса истощения приводит к росту добычи нефти. Дополнительная добыча в опыте № 3 составила 22.4%, что не сильно отличается от опыта № 2. В данном случае процесс вытеснения осуществляется только за счет образования в пласте водовоздушной смеси. На рисунке 3 приведена зависимость вязкости смеси от объемной доли воздуха в смеси. Сравнивая результаты, приведенные на рисунках 2 и 3, можно сделать следующие выводы. Характер зависимости в обоих случаях в основном прямолинейный. Но диапазон изменения объемной доли газа в смеси в опытах сильно отличается. Это различие вызвано, скорее всего, отношением закачиваемых в пласт смеси газа и воды. В опыте № 2 это отношение равно примерно 16, а в опыте № 3 – 5. Такое

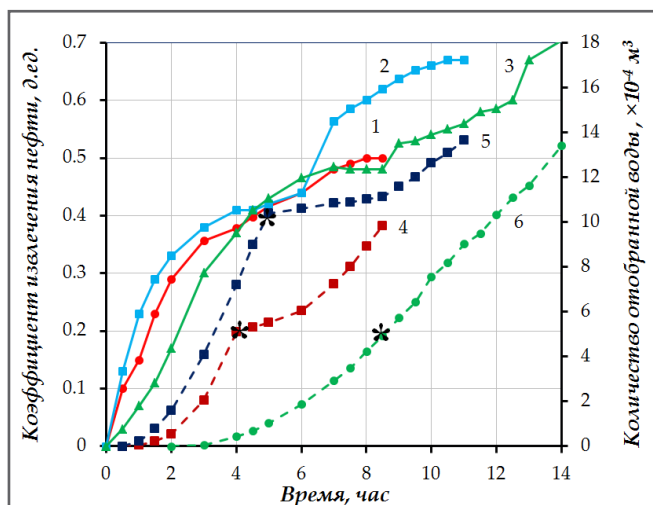
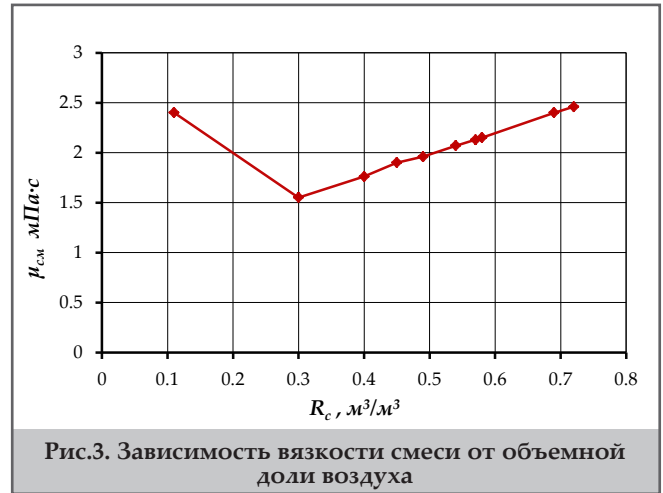
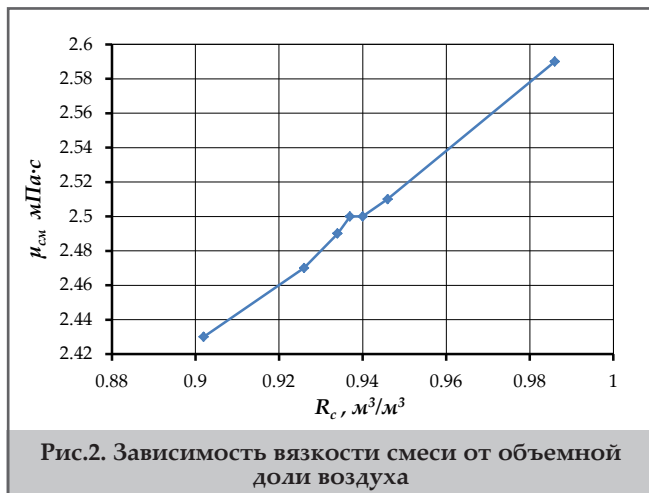


Рис.1. Динамика коэффициента извлечения нефти и количества отобранной воды
 1 и 4 - КИН и количество воды в опыте № 1 (0.25% раствор ПАА),
 2 и 5 - КИН и количество воды в опыте № 2 (0.25% раствор ПАА),
 3 и 6 - КИН и количество воды в опыте № 3 (газожидкостная смесь)
 * - начало закачки оторочки раствора ПАА и газожидкостной смеси



различие, скорее всего, объясняется наличием в пласте опыта № 2 оторочки раствора ПАА, которая ограничива-

ет прохождение закачиваемой воды через оторочку, но не оказывает большого влияния на газовый поток.

Выводы

Проведенные исследования показали, что оба варианта комбинированного воздействия на пласт имеют право на применение в реальных условиях. Каждая из них имеет свои преимущества. Выбор какой-то из рассмотренных технологий зависит от конкретных условий месторождений. Хотя можно отметить, что при почти одинаковой величине дополнительной добычи нефти с точки зрения экономии предпочтительнее виден опыт №3. Так в этом случае выпадает из учета один из компонентов, т.е. раствор полимера. Для дальнейшего усовершенствования технологий необходимо расширить диапазон водогазового отношения, а также осуществить исследования на неоднородных моделях пласта. В работе [13] приведен рисунок 2.143, где приведена зависимость коэффициента вытеснения нефти (трансформаторное масло) от относительного порового объема прокачки для разных сочетаний воды, ПАА и водогазового раствора. Сравнивая эти данные с данными приведенные на рисунке 1 статьи видим, что эффективность нашего метода выше. При этом необходимо учитывать дополнительно, что в наших исследованиях использовалась высоковязкая нефть.

Литература

1. Рузин, Л. М., Морозюк, О. А. (2014). Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика). Ухта: УГТУ.
2. Крянов, Д. Ю., Жданов, С. А. (2011). Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и за рубежом. *Бурение и нефть*, 2, 22-26.
3. Байков, Н. М. (2008). Зарубежный опыт внедрения методов увеличения нефтеотдачи. *Нефтяное хозяйство*, 12, 101-103.
4. Манжай, В. Н., Поликарпов, А. В., Рождественский, Е. А. (2017). Применение нефтерастворимых полимеров для повышения нефтеотдачи пластов. *Известия ТПУ, Инжиниринг георесурсов*, 328(12), 29-35.
5. Тома, А., Саюк, Б., Абиров, Ж., Мазбаев, Е. (2017). Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти. *Территория «Нефтегаз»*, 7-8, 58-67.
6. Шевцов, И. А., Кабо, В. Я., Румянцева, Е. Л., Досов, А. Н. (2001). Новые технологии применения полимерных реагентов в добыче нефти. *Нефтяное хозяйство*, 7, 28-30.
7. Jouenne, S., Klimenko, A., Levitt, D. (2016, April). Polymer flooding: Establishing specifications for dissolved oxygen and iron in injection water. SPE-179614-MS. In: *SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers*.
8. Нажису, Ерофеев В.И. (2018). Исследование и применение технологии полимерного заводнения для повышения нефтеотдачи пластов. *Успехи современного естествознания*, №11(2), 420-424.
9. Химченко, П. В. (2017). Подбор полиакриламида различных составов для увеличения нефтеотдачи пластов при применении технологии полимерного заводнения в условиях высокотемпературных коллекторов и пластовых вод с высокой минерализацией. *Территория «Нефтегаз»*, 6, 64-75.
10. Sheng, J. J., Leongardt, B. (2015). Status of polymer-flooding technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 54(2), 116-126.
11. Mikhailov, N. N., Zakenov, S. T., Kiyonov, K. K., et al. (2019). The experience of implementation of polymer flooding technology in oil fields characterized by a high degree of salinity of reservoir and injected waters. *Oil Industry*, 4, 74-78.
12. Бабаев, Э. Р., Мамедова, П. Ш., Солтанова, З. Г. (2016). Композиции на основе водорастворимых полимеров для применения в качестве агентов вытеснения нефти. *НефтеГазХимия*, 3, 17-19.

13. Сулейманов, Б. А. (2006). Особенности фильтрации гетерогенных систем. *Москва-Ижевск: ИКИ*.
14. Дроздов, А. Н., Дроздов, Н. А. (2017). Принципиальные предложения по технической реализации водогазового воздействия на Уренгойском месторождении. *Территория «Нефтегаз»*, 10, 56-60.
15. Дроздов, А. Н., Телков, В. П., Егоров, Ю. А. и др. (2007). Исследование эффективности вытеснения высоковязкой нефти водогазовыми смесями. *Нефтяное хозяйство*, 1, 58-59.
16. Надыров, А. И., Владимиров, И. В. (2018). Исследование водогазового воздействия при разработке залежи высоковязкой нефти с применением U-образной многофункциональной скважины. *Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений*, 3(113), 9-22.
17. Гиматулинов, Ш. К., Ширковский, А. И. (2005). Физика нефтяного и газового пласта. *Москва: Альянс*.
18. Эфрос, Д. А. (1963). Исследование фильтрации неоднородных систем. *Москва: Гостоптехиздат*.
19. Воюцкий, С. С. (1976). Курс коллоидной химии. *Москва: Химия*.
20. Перри, С., Амос, Р., Брюер, П. (1974). Практическое руководство по жидкостной хроматографии. *Москва: Мир*.

References

1. Ruzin, L. M., Morozuyuk, O. A. (2014). Methods for enhanced oil recovery (theory and practice). *Ukhta: USTU*.
2. Kryanov, D. Yu., Zhdanov, S. A. (2011). Application of methods for increasing oil recovery in Russia and abroad. *Burenie i Neft*, 2, 22-26.
3. Baikov, N. M. (2008). Foreign experience in implementing methods for increasing oil recovery. *Oil Industry*, 12, 101-103.
4. Manzhay, V. N., Polikarpov, A. V., Rozhdestvensky, E. A. (2017). The use of oil-soluble polymers for enhanced oil recovery. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Georesources Engineering*, 328(12), 29-35.
5. Toma, A., Sayuk, B., Abirov, Zh., Mazbaev, E. (2017). Polymer flooding for enhanced oil recovery in light and heavy oil fields. *Territory «Neftegaz»*, 7-8, 58-67.
6. Shevtsov, I. A., Kabo, V. Ya., Rumyantseva, E. L., Dosov, A. N. (2001). New technologies for the use of polymeric reagents in oil production. *Oil Industry*, 7, 28-30.
7. Jouenne, S., Klimenko, A., Levitt, D. (2016, April). Polymer flooding: Establishing specifications for dissolved oxygen and iron in injection water. SPE-179614-MS. In: *SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers*.
8. Nazhisu, Erofeev, V. I. (2018). Research and application of polymer flooding technology for enhanced oil recovery. *Successes of Modern Natural Sciences*, 11(2), 420-424.
9. Khimchenko, P. V. (2017). Selection of polyacrylamide of various compositions for enhanced oil recovery when using polymer flooding technology in high-temperature reservoirs and formation waters with high salinity. *Territory «Neftegaz»*, 6, 64-75.
10. Sheng, J. J., Leongardt, B. (2015). Status of polymer-flooding technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 54(2), 116-126.
11. Mikhailov, N. N., Zakenov, S. T., Kiynov, K. K., et al. (2019). The experience of implementation of polymer flooding technology in oil fields characterized by a high degree of salinity of reservoir and injected waters. *Oil Industry*, 4, 74-78.
12. Babaev, E. R., Mamedova, P. Sh., Soltanova, Z. G. (2016). Compositions based on water-soluble polymers for use as oil displacement agents. *Oil and Gas Chemistry*, 3, 17-19.
13. Suleimanov, B. A. (2006). Features of filtration of heterogeneous systems. *Moscow-Izhevsk: ICR*.
14. Drozdov, A. N., Drozdov, N. A. (2017). Fundamental proposals for the technical implementation of water-gas treatment at the Urengoy field. *Territory «Neftegaz»*, 10, 56-60.
15. Drozdov, A. N., Telkov, V. P., Egorov, Yu. A., et al. (2007). Study of the efficiency of high-viscosity oil displacement by water-gas mixtures. *Oil Industry*, 1, 58-59.
16. Nadyrov, A. I., Vladimirov, I. V. (2018). Study of water-gas impact in the development of high-viscosity oil deposits using a U-shaped multifunctional well. *Development and Operation of Oil and Gas Fields*, 3(113), 9-22.
17. Gimatulinov, Sh. K., Shirkovsky, A. I. (2005). Physics of an oil and gas reservoir. *Moscow: Alliance*.
18. Efros, D. A. (1963). Investigation of the filtration of inhomogeneous systems. *Moscow: Gostoptekhizdat*.
19. Voyutsky, S. S. (1976). Course of colloid chemistry. *Moscow: Chemistry*.
20. Perry, S., Amos, R., Brewer, P. (1974). A practical guide to liquid chromatography. *Moscow: Mir*.

Интенсификация добычи нефти с применением водовоздушной смеси

Е. Н. Мамалов¹, Г. И. Джалалов¹, Е. В. Горшкова¹, А. С. Хадиева²

¹Институт нефти и газа НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан; ²Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова, Актау, Казахстан

Реферат

Статья посвящена интенсификации добычи нефти на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. С этой целью были рассмотрены некоторые комбинированные методы воздействия на истощенный пласт. Для дополнительной добычи нефти с истощенного пласта были рассмотрены следующие технологии воздействия на пласт: полимерное заводнение; вытеснение оторочки полимера закачкой водовоздушной смесью; вытеснение нефти только водовоздушной смесью. В качестве базовой технологии рассматривалось полимерное заводнение. В экспериментах использовался полиакриламид. Все эксперименты проводились на одной модели пласта и с одной пористой средой. Это позволило добиться почти одинаковые показатели фильтрационно-емкостные свойства пористой среды во всех опытах. Начальные нефте- и водонасыщенность также поддерживались на одном уровне. Такие начальные условия позволяли осуществлять сравнительный анализ проведенных экспериментов и выявить наиболее эффективный метод воздействия.

Ключевые слова: нефтенасыщенность; проницаемость; пласт; полимер; водовоздушная смесь; вязкость.

Su-hava qarışıqının tətbiqi ilə neft hasilatının intensivləşdirilməsi

Y. N. Mamalov¹, Q. İ. Calalov¹, Y. V. Qorşkova¹, A. S. Hadiyeva²

¹AMEA-nın Neft və Qaz İnstitutu, Bakı, Azərbaycan; ²Ş. Yesenov adına Xəzər Dövlət Texnologiya və Mühəndislik Universiteti, Aktau, Qazaxıstan

Xülasə

Məqalə işlənilmənin son mərhələsində istismar edilən yataqlardan neft hasilatının intensivləşdirilməsinə həsr edilmişdir. Bu məqsədlə tükənmiş neft layına təsirin bir sıra kombinə edilmiş üsulları eksperimental qurğunun köməyi ilə nəzərdən keçirilmişdir. Əsas texnologiya kimi laydan neftin sıxışdırılması üçün polimer qatılmış sulu məhluldan istifadə edilmişdir. Polimer kimi poliakrilamidədən istifadə olunmuşdur. Eksperimental qurğuda eyni şərait saxlanılmaq şərti ilə analogi tədqiqatlar neftin laydan sıxışdırılması zamanı su-hava və su-hava polimer qarışıqından istifadə etməklə aparılmışdır. Müqayisəli təhlil əsasında qeydedilən texnologiyaların neft veriminin artırılmasında effektivliyi müəyyən edilmişdir.

Açar sözlər: neftlədoyma; keçiricilik; lay; polimer; su-hava qarışıqı; özlülük.