

УДК 622.276.4; 622.276.6

Одна из возможностей увеличения нефтеотдачи слоисто-неоднородного пласта

Е.Н. Мамалов, к.т.н.,

Е.В. Горшкова, д.ф.г.-м.н.

Институт нефти и газа

e-mail: evgeniy_mamalov@rambler.ru

Ключевые слова: электрохимически модифицированная вода, католит, полиакриламид, щелочь, неоднородность, пласт, нефтеотдача.

DOI.10.37474/0365-8554/2020-3-20-26

Qatlı qeyri-bircins layın neftveriminin artırılması mümkünlüyünün bir üsulu

Y.N. Mamalov, t.e.n., Y.V. Qorşkova, g.-m.ü.f.d.
Neft və Qaz İnstitutu

Açar sözlər: elektrokimyəvi modifikasiya edilmiş su, katolit, poliakrilamid, qələvi, qeyri-bircins lay, neftverimi.

Məqalədə kimyəvi reagentlər tətbiq etməklə qatları müxtəlif keçiriciliyə malik hidrodinamik cəhətdən təcrid olunmuş qatlı qeyri-bircins layın neftveriminin artırılması imkanları öyrənilir. Kimyəvi reagent olaraq elektrokimyəvi modifikasiya edilmiş təbii su (katolit) və katolit əsaslı poliakrilamid (PAA) məhlulu tətbiq edilmişdir. Qeyri-bircins layın neftveriminin artırılması məqsədi ilə qəbul olunmuş katolit ekoloji təhlükəsiz və qələvilərə xas olan bütün xassələrə malikdir. Müxtəlif keçiriciliyə malik qatlar üçün sıxışdırma frontunun bərabərləşdirilməsi və su axınlarının məhdudlaşdırılması PAA ilə mümkündür. Belə kombinasiyalı üsul ilk olaraq bircins modellərdə aparılmış və yaxşı nəticələr əldə edilmişdir. Nəticələr təcrübələrin qatlı qeyri-bircins laylarda aparılmasına imkan yaratmışdır.

Qatlı qeyri-bircins laylarda neftin sıxışdırılması prosesində, katolitdən və katolit əsaslı PAA məhlulundan istifadə etməklə effektivlik əldə edilir və bu halda aşağı keçiricili qat prosesə daha yaxşı qoşulur və neftverimi daha yüksək olur.

One of the feasibilities of oil recovery increase in embedded-inhomogeneous reservoir

E.N. Mamalov, Cand. in Tech. Sc.,
E.V. Gorshkova, Ph. Dr. in Geol.-Min. Sc.
Institute of Oil and Gas

Keywords: electrochemically modified water, catolyte, polyacrylamide, alkali, heterogeneity, reservoir, oil recovery.

The paper reviews the feasibility of oil recovery increase in embedded-ingomogeneous reservoir with hydrodynamically isolated layers of various permeability applying chemical agents. As the chemical agents, electrical-chemical modified natural water (catolyte) and catolyte-based polyacrylamide agent (PAA) are used. For oil recovery increase of the inhomogeneous reservoirs, an ecologically safe catolyte with all the properties characteristic for the alkali is applied. For the alignment of displacement front in the layers of different permeability and the flooding decrease of high-permeable reservoir, the polyacrylamide is used. This combined method was previously conducted in homogenous model and showed high efficiency. It allowed testing the method of oil displacement in embedded-ingomogeneous reservoir model.

The effectiveness is achieved using catolyte and catolyte-based PAA solutions in embedded-inhomogeneous reservoir in oil displacement process. Due to this, the low-permeability layer is much more involved into the process and the oil recovery factor increases.

В настоящее время большинство нефтяных месторождений Азербайджана находятся на поздней стадии разработки. В продуктивных коллекторах осталось значительное количество нефти, доработка которых требует применения различных методов воздействия на пласты. В работе рассматривается возможность применения комбинированного метода воздействия на неоднородный пласт на базе электрохимически модифицированной природной воды (католита) и раствора полиакриламида (ПАА) на основе католита.

В работах [1–5] показаны основные свойства электрохимически активированной воды, получаемой путем обработки вод различной минерализации в катодной или анодной камерах диафрагменного электрохимического реактора. Вследствие электрохимической активации вода переходит в активированное состояние, характеризующееся аномальными значениями физико-химических параметров (такие как pH среды и поверхностное натяжение на границе активированная вода–нефть). Таким образом, получаем активный водный раствор с щелочными свойствами (католит) для воздействия на поровое пространство коллектора. На основании полученных результатов проведены экспериментальные исследования по вытеснению нефти электрохимически активированной водой в однородном пласте, которые показали высокую эффективность данного метода [6, 7]. С другой стороны, нефтяные месторождения в большинстве случаев по своей структуре образованы неоднородными пластами, которые определяют высокую остаточную нефтенасыщенность таких пластов. Неоднородность пласта является одним из факторов, препятствующих обоснованному использованию резуль-

татов лабораторных исследований для оценки фактического состояния разработки нефтяной залежи. Наиболее распространенным типом геологической неоднородности является слоистое строение нефтяного коллектора. Кроме того, пласты, считающиеся на первый взгляд однородными, могут рассматриваться в той или иной мере как слоистые, составленные из слоев разной проницаемости. Геолого-промысловыми исследованиями установлено, что большинство пластов углеводородных месторождений имеют слоистую структуру и слоисто-неоднородны по проницаемости [8, 9]. Поэтому возникает необходимость оценки эффективности данного метода воздействия на слоисто-неоднородных моделях пласта. Кроме того, для дополнительного извлечения нефти из малопроницаемого слоя в высокопроницаемый, осуществляли закачку оторочки раствора ПАА разной концентрации с дальнейшей закачкой католита в оба слоя.

Результаты исследований

Экспериментальные исследования были осуществлены на установке, состоящей из двух линейных моделей пласта, поджимок для воды и нефти, баллона со сжатым воздухом, манометров. Данные линейной модели пласта позволяют моделировать двухслойную модель пласта с изолированными слоями разной проницаемости. Параметры модели пласта соответствуют принципам моделирования. Для переноса результатов экспериментальных исследований на реальный нефтяной пласт необходимо соблюдение некоторых критериев подобия [10, 11]. Критерий $\Pi_1 = \frac{L}{\sqrt{k_2}}$ опреде-

ляет структуру пористой среды, безразмерная длина модели пласта учитывает влияние размера пласта и свойств пористой среды на показатели процесса, где L – длина пласта, м; k_2 – проницаемость малопроницаемого слоя, мкм².

$$\Pi_2 = \frac{\sigma \cdot \cos \theta}{\Delta p \cdot \sqrt{\frac{k_2 \phi}{m_2}}} - \text{отражает влияние гидродинамических сил на распределение фаз в порах и равен отношению градиента капиллярных сил к макроскопическому давлению в пласте, где } \sigma - \text{поверхностное натяжение на границе нефть-вода, мН/м; } \theta - \text{краевой угол смачивания; } \Delta p - \text{перепад давления в пласте, МПа; } \phi - \text{структурный коэффициент; } m_2 - \text{пористость малопроницаемого слоя. Одновременно удовлетворить критериям } \Pi_1 \text{ и } \Pi_2 \text{ невозможно. Однако при моделировании обязательно соблюдать соответствие этих критериев [10, 11]. Существуют области значений, в пределах которых их изменение мало влияет на нефтеотдачу. Эти области определяются наступлением автомодельности. Расчеты показали, что данная модель пласта удовлетворяет этим критериям подобия. На двухслойной модели пласта с гидродинамически изолированными слоями лучше рассмотреть влияние неоднородности слоев на комбинированный процесс вытеснения нефти. В этом случае не рассматриваются капиллярные перетоки между слоями разной проницаемости, влияющие на текущую насыщенность слоев флюидами и усложняющие процесс вытеснения. Модели пласта были идентичными. Длина модели пласта – 102.5 см, диаметр – 26 мм. Эксперименты проведены на нефти вязкостью 50 мПа·с и плотностью 910 кг/м³.$$

Таблица 1

Параметры	Номер опыта					
	1	2	3	4	5	6
Проницаемость по воде, мкм ² :						
высокопроницаемый слой	1.7	5.4	2.9	2.1	2.0	1.8
малопроницаемый слой	0.75	1.2	1.0	0.8	0.75	0.8
Степень неоднородности пласта	2.3	4.5	2.9	2.6	2.67	2.25
Начальная нефтенасыщенность, %:						
высокопроницаемый слой	69.0	75.6	73.8	71.8	75.0	66.3
малопроницаемый слой	52.5	90.3	65.0	60.5	62.2	78.8
Начальная водонасыщенность, %:						
высокопроницаемый слой	31.0	24.4	26.2	28.2	25.0	33.7
малопроницаемый слой	47.5	9.7	35.0	39.5	37.8	21.2
Давление нагнетания, МПа	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Концентрация раствора ПАА, %	0.1	0.1	0.25	0.15	0.15	0
Оторочка раствора ПАА, % объема	31	63	47.6	54.5	54.5	-

Исходные данные приведены в табл. 1.

На рис. 1 показана зависимость коэффициента извлечения нефти от безразмерного времени в опыте № 1. На I этапе нефть вытеснялась дистиллированной водой. Закачка воды осуществлялась одновременно в два пласта. Поверхностное натяжение дистиллированной воды на границе с нефтью равно 24 мН/м.

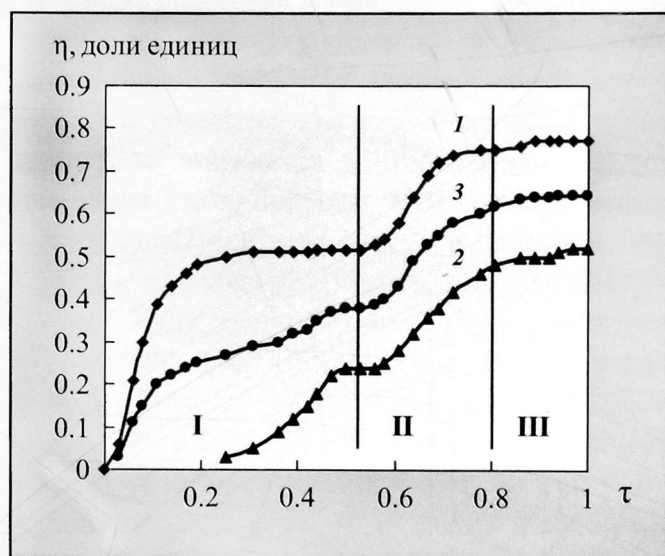


Рис. 1. Зависимость коэффициента извлечения нефти из двухслойного пласта от безразмерного времени $\tau = t / \Sigma t_i$ (опыт №1):

1, 2 – высокопроницаемый и малопроницаемый слой; 3 – средний по неоднородному пласту; I этап – закачка дистиллированной воды; II этап – закачка католита с $pH=10.5$; III этап – оторочка 0.1 % раствора ПАА в высокопроницаемый слой и католит с $pH=10.5$

Распределение потоков в пластах происходит в соответствии с их проницаемостями. Отбор флюидов осуществлялся отдельно из каждого пласта. За этот период коэффициент вытеснения нефти из высокопроницаемого слоя составил 51.8 %, а из малопроницаемого – 24 %. Таким образом, эксперименты показывают, что в высокопроницаемом слое коэффициент вытеснения нефти выше, чем в малопроницаемом в 2.15 раза, что соответствует степени неоднородности пласта ($K_0=2.3$). К этому времени процесс вытеснения нефти из слоев стабилизировался. Одновременно с этим через высокопроницаемый слой было прокачано воды в количестве 10.2 объема пор. В малопроницаемом слое выход воды из слоя не наблюдался. Для увеличения степени вытеснения нефти из пластов было решено перейти на закачку электрохимически активированной воды (католита) с $pH=10.5$, поверхностное натяжение на границе с нефтью составляло 11 мН/м.

Таким образом, на втором этапе перешли на закачку свежеприготовленного католита. Из-за разницы в проницаемостях католит в большем количестве поступает в высокопроницаемый слой. За счет щелочного характера католита в высокопроницаемом слое, во-первых, образуется эмульсия, способствующая росту гидродинамического сопротивления в нем, во-вторых, за счет снижения поверхностного натяжения на границе католит-нефть в нем создаются благоприятные условия для эмульгирования нефти. Данный механизм щелочного характера католита приводит к повышению охвата пласта за счет снижения соотношения вытесняемой нефти и вытесняющей эмульсии. Щелочной характер католита способствует улучшению смачиваемости пористой среды, т.е. их гидрофилизации, повышается съем нефти с поверхности пористой среды [12]. Это приводит к увеличению вытеснения нефти в слоях. Анализ результатов показал, что за второй этап через высокопроницаемый слой прокачали лишь 6.6 объема пор католита. Уменьшение объема прокачки католита в высокопроницаемом слое связано с образованием эмульсии в слое. В то же время в малопроницаемом слое объем прокачки католита составил лишь 0.54 объема пор. Одновременно с этим в малопроницаемом слое наблюдается увеличение коэффициента вытеснения нефти, вызванное снижением поверхностного натяжения на границе нефть-порода. Все это привело к снижению скорости вытеснения нефти в высокопроницаемом слое по сравнению с малопроницаемым в 1.2 раза. В то же время, коэффициент вытеснения нефти за II период из высокопроницаемого слоя составил 23.2 %, а из малопроницаемого – 24 %. Это показывает, что за счет применения католита нивелируется неоднородность пласта. В общем случае через высокопроницаемый слой было прокачано 16.8 объема пор пресной воды и католита, что привело к полной обводненности слоя. Для ограничения водопритока из высокопроницаемого слоя было решено создать в нем оторочку из раствора полимера. Предварительно было определено изменение поверхностного натяжения католита при различных концентрациях ПАА и для разных стадий старения католита. На рис. 2 приведены результаты этих исследований. Резкое изменение поверхностного натяжения происходит при концентрации раствора ПАА – 0.1 %. Выше концентрации 0.25 % наблюдается выполаживание кривой

зависимости. При одинаковой концентрации ПАА чем «старее» католит, тем выше величина поверхностного натяжения.

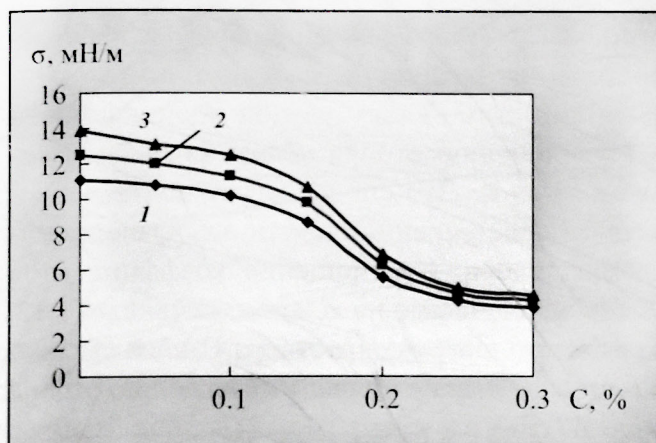


Рис. 2. Зависимость поверхностного натяжения от концентрации раствора ПАА:

1 – свежеприготовленный раствор; 2, 3 – соответственно раствор через 9 и 29 дней

На основании рис. 2 были выбраны три характерные концентрации раствора ПАА – 0.1; 0.15 и 0.25 %. Поэтому на третьем этапе в высокопроницаемый слой закачали пограничную концентрацию раствора ПАА – 0.1 % в количестве 31 % от объема пор в интервале времени (0.86–0.89 τ) с последующим продвижением ее католитом с рН=10.5 и поверхностным натяжением равным 11 мН/м. Закачка католита с раствором 0.1 % ПАА в высокопроницаемый слой в количестве 31 % от объема пор приводит к снижению поверхностного натяжения на границе с нефтью до 10.2 мН/м. После создания оторочки раствора ПАА в высокопроницаемом слое перешли на закачку католита. При этом в малопроницаемый слой продолжали нагнетание католита с рН=10.5 ($\sigma=11$ мН/м). В результате наблюдалась стабилизация вытеснения нефти из высокопроницаемого слоя и небольшой рост в малопроницаемом. Количество вышедшей воды из высокопроницаемого слоя снизилось с 6.6 до 2.2 объема пор. В малопроницаемом слое наблюдается постоянный объем вышедшей воды. За III период коэффициент вытеснения нефти из высокопроницаемого слоя составил – 2 %, а из малопроницаемого – 4 %. Таким образом, видим, что совместная закачка раствора католита с 0.1 % ПАА приводит к существенному изменению процесса вытеснения нефти из разнопроницаемых слоев. На рис. 1 также приведен осредненный коэффициент вытеснения нефти из слоисто-неоднородного пласта со степенью неоднородности

равной 2.3. Конечный средний коэффициент вытеснения нефти из слоисто-неоднородного пласта равен 64 %.

Опыт № 2 был осуществлен на слоисто-неоднородной модели пласта со степенью неоднородности $K_0=4.5$. Цель данного эксперимента – проверка влияния нефтенасыщенности слоев на процесс вытеснения нефти католитом (см. табл. 1). Как видно из таблицы проницаемость слоев равна соответственно 5.4 и 1.2 мкм², т.е. в два раза выше, чем в опыте № 1. Нефтенасыщенность соответственно была равна 75.6 и 90.3 %. Технология проведения эксперимента была такой же, как и в опыте № 1.

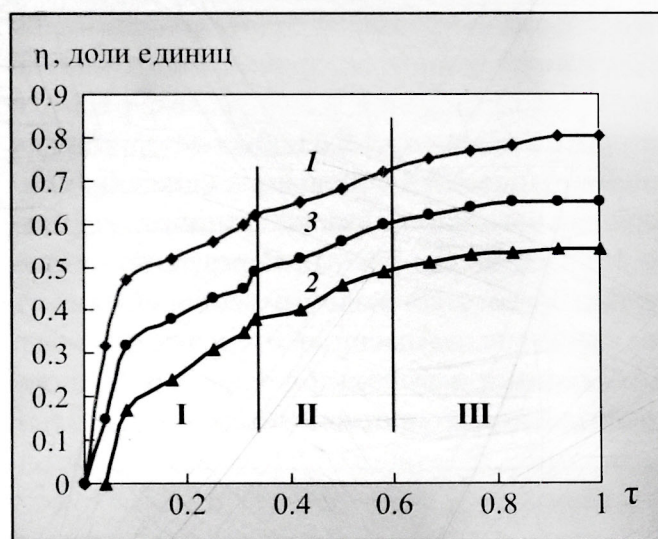


Рис. 3. Зависимость коэффициента извлечения нефти из двухслойного пласта от безразмерного времени $\tau=t_1/\Sigma t_1$ (опыт № 2):

1, 2 – высокопроницаемый и малопроницаемый слой, 3 – среднее по неоднородному пласту; I этап – закачка дистиллированной воды; II этап – закачка католита с рН=10.8; III этап – оторочка 0.1 % раствора ПАА в высокопроницаемый слой и католит с рН=10.8

На рис. 3 приведена зависимость коэффициента извлечения нефти от безразмерного времени в опыте № 2. На I этапе осуществлялось вытеснение нефти водой одновременно из двух слоев. Высокая нефтенасыщенность и проницаемость слоев способствовала высокому отбору нефти из слоев разной проницаемости. К концу первого этапа ($\tau=0.31$) отношение коэффициентов вытеснения нефти между слоями разной проницаемости составило 1.82. За счет высокой нефтенасыщенности малопроницаемого слоя отбор нефти из него выше, чем в опыте № 1. После стабилизации отбора нефти из слоев начался второй этап, во время которого осуществили закачку в слоисто-неоднород-

ный пласт католита с $pH=10.8$. Это привело к дальнейшему снижению соотношения коэффициента вытеснения нефти в слоях с разной проницаемостью до 1.26. Действие католита на пласт такое же, как описано выше в опыте № 1. В отличие от опыта № 1, в № 2 отбор нефти из малопроницаемого слоя выше. Это предопределило высокий средний коэффициент вытеснения по слоисто-неоднородному пласту. В высокопроницаемом слое наблюдается стабилизация вытеснения нефти. К этому времени в высокопроницаемом слое наблюдается высокая обводненность пласта (за II этап через высокопроницаемый слой прокачали 5.62 объема пор католита, а через малопроницаемый – 2.13 объема пор). На III этапе для снижения водопритока из высокопроницаемого слоя в нем создали оторочку 0.1 % раствора ПАА в католите в количестве 0.63 объема пор. Данная концентрация ПАА приводит к снижению поверхностного натяжения на границе с нефтью до 10.2 мН/м (см. рис. 2). В результате образуется более стабильная эмульсия. Совместное действие эмульсии и оторочки раствора ПАА создают в высокопроницаемом слое дополнительное сопротивление закачиваемому

флюиду. При этом в малопроницаемый слой продолжали закачку католита. После создания оторочки ПАА в высокопроницаемом слое, в нем продолжили закачку католита. Созданная оторочка раствора ПАА приводит к перераспределению количества закачиваемого католита ($pH=10.8$) по слоям разной проницаемости и к увеличению отбора нефти из малопроницаемого слоя. Что способствует почти равномерному вытеснению нефти из разнопроницаемых слоев. Соотношение коэффициентов вытеснения нефти из пласта составило 1.12. Кроме того, оторочка раствора ПАА в высокопроницаемом слое привела к снижению отбора воды из слоя в 2 раза.

Следующая серия экспериментов посвящена определению влияния концентрации раствора ПАА в католите на процесс вытеснения нефти из слоисто-неоднородного пласта. Как видно из табл. 1, опыты № 1, 3, 6 по своим исходным параметрам близки друг к другу. Поэтому результаты данных опытов можно сравнивать между собой. На рис. 4 приведены зависимости коэффициента вытеснения нефти из слоев разной проницаемости для трех опытов. На первом этапе характер вытеснения нефти для всех трех опытов был идентичным и больших различий в значениях не наблюдалось. На втором – закачка католита приводит к некоторому отличию в высокопроницаемом слое, вызванному различием в проницаемостях. Интенсивный рост наблюдается в опыте № 3 (проницаемость высокопроницаемого слоя составляет 2.9 мкм²). Третий этап отличался от двух вышеприведенных. В опыте № 1 в высокопроницаемый слой закачали оторочку раствора ПАА в объеме 31 % от объема пор с концентрацией 0.1 %. В опыте № 3 концентрация раствора ПАА в оторочке (47.6 % объема пор) была равна 0.25 %. В опыте № 6 продолжали закачку католита, т.е. без закачки раствора ПАА. Поверхностное натяжение на границе нефть – раствор ПАА для данных концентраций приведено на рис. 2. В опыте № 1 поверхностное натяжение равно 10.2 мН/м, в опыте № 3 – 4.3 мН/м. В опыте № 6 поверхностное натяжение на границе нефть-католит 14.4 мН/м. В соответствии с этим образование эмульсии происходит в разной степени. Соответственно, наблюдается различный рост гидродинамического сопротивления. За счет этого происходит перераспределение закачиваемого католита по слоям разной проницаемости. Большая часть

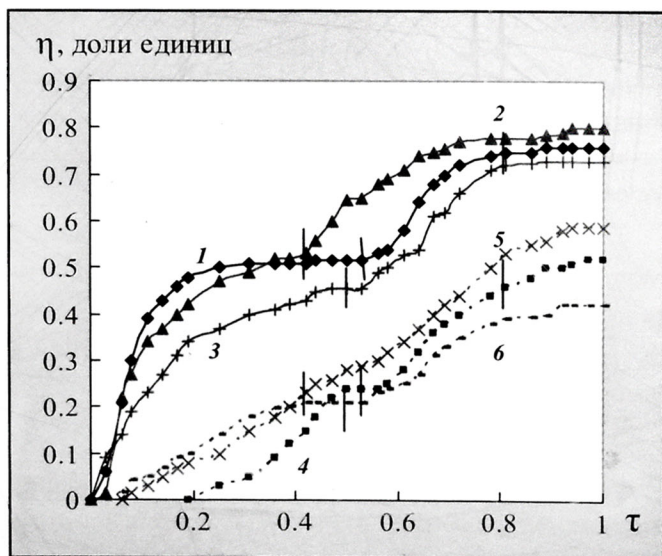


Рис. 4. Зависимость коэффициента извлечения нефти из двухслойного пласта от безразмерного времени $\tau = t/\Sigma t$ (опыт № 1, 3, 6):

1, 4 – соответственно, высоко- и малопроницаемый слой опыта № 1; 2, 5 – соответственно, высоко- и малопроницаемый слой опыта № 3; 3, 6 – соответственно, высоко- и малопроницаемый слой опыта № 6; I этап – закачка дистиллированной воды; II этап – закачка католита с $pH=10.5$; III этап – оторочка 0.1; 0.25; 0 % раствора ПАА в высокопроницаемый слой, соответственно, в опытах № 1, 3, 4 и католит с $pH=10.5$; чертой отделены этапы

Этапы	Прирост коэффициента вытеснения нефти, %											
	Опыт № 1		Опыт № 2		Опыт № 3		Опыт № 4		Опыт № 5		Опыт № 6	
	в.с.	м.с.	в.с.	м.с.	в.с.	м.с.	в.с.	м.с.	в.с.	м.с.	в.с.	м.с.
I	51.8	24	60	33	54	24	56	24	57	26	45.7	22
II	23.2	24	12	16	22	19	18.7	19	20	19	27.3	20
III	2	4	8.3	5.2	4	16	2.8	12	2	11	-	-
Итого	77	52	80.3	54.2	80	59	77.5	55	79	56	73	42
Среднее	64.9		66.7		70.7		66.4		67.8		57.5	

в.с. – высокопроницаемый слой, м.с. – малопроницаемый слой

католита попадает в малопроницаемый слой, что приводит к росту коэффициента вытеснения и отбора нефти из него. Причем с увеличением концентрации раствора ПАА, отбор выше. В конечном счете, это приводит к общему росту отбора нефти из всего неоднородного пласта. Результаты опытов приведены в табл. 2. Для проверки достоверности полученных результатов был проведен контрольный эксперимент № 5. Исходные параметры были почти идентичны опыту № 4. Полученные результаты также почти идентичны результатам опыта № 4, что наглядно видно из табл. 2.

Таким образом, видим, что закачка оторочки раствора ПАА с концентрацией 0.25 % приводит к резкому росту коэффициента вытеснения нефти из малопроницаемого слоя. В результате чего в опыте № 3 средний коэффициент вытеснения нефти из слоисто-неоднородного пласта

оказался выше, чем в двух других.

Выводы

1. Применение католита в слоисто-неоднородных пластах с гидродинамически изолированными слоями после заводнения приводит к снижению негативного влияния неоднородности пласта на процесс вытеснения.

2. Дополнительным стимулом к снижению влияния неоднородности на процесс вытеснения является закачка оторочки раствора ПАА в высокопроницаемый слой. Чем выше концентрация раствора ПАА, тем больше эффект от воздействия. За счет чего малопроницаемый слой все больше вовлекается в процесс. В конечном счете, это способствует суммарному росту коэффициента вытеснения нефти из неоднородного пласта.

Список литературы

1. Стреков А.С., Мамалов Е.Н., Мовсумзаде А.А. Некоторые вопросы использования электрохимически активированных природных вод для интенсификации процесса добычи нефти // Известия НАН Азербайджана сер. Науки о Земле, 2009, № 4, с. 23-26.
2. Стреков А.С., Мамалов Е.Н., Яковлева И.Н., Абасов В.В. К вопросу использования электрохимически активированных вод для интенсификации процесса добычи нефти // Научное обозрение, 2010, 4, с. 8-13.
3. Стреков А.С., Мамалов Е.Н., Мовсумзаде А.А., Яковлева И.Н. О возможности повышения нефтеотдачи пластов электрохимически активированной водой // Азербайджанское нефтяное хозяйство, 2013, № 2, с. 23-26.
4. Мухабарова А.А. Комплекс электрохимических и ионно-плазменных технологических процессов для интенсификации добычи нефти // Нефтегазовое дело, 2010, т. 8, № 1, с. 39-42.
5. Мухабарова А.А. Исследования влияния электрохимической активации минерализованных вод на фильтрационные характеристики насыщенных пористых сред: автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук, Уфа, 2012.
6. Абасов М.Т., Стреков А.С., Мамалов Е.Н., Абасов В.В. Повышение коэффициента извлечения нефти из пористой среды электрически активированной водой. Материалы Международной научно-практической конференции «Инновационное развитие нефтегазового комплекса», Казахстан 25-26 апреля 2013, № 1, с. 308-310.
7. Стреков А.С., Мамалов Е.Н., Сабырбаева Г.С., Яковлева И.Н. Влияние изменения свойств электрохимически активированной воды во времени на коэффициент извлечения нефти из пористой среды // Известия НАН Азербайджана сер. Науки о Земле, № 4, с. 32-35.
8. Дементьев Л.Ф., Акбаишев Ф.С., Файнштейн В.М. Изучение свойств неоднородных терригенных нефтеносных пластов. – М.: Недра, 1980, 212 с.
9. Жданов М.А. Нефтегазопромисловая геология и подсчет запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1970, 486 с.
10. Гиматуллин Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 2005, 311 с.
11. Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем. – М.: Гостоптехиздат, 1963, 351 с.
12. Горбунов А.Т., Бученков Л.Н. Щелочное заводнение. – М.: Недра, 1989, 160 с.

References

1. *Strekov A.S., Mamalov E.N., Movsumzade A.A.* Nekotorye voprosy ispol'zovaniya elektrokhimicheskii aktivirovannykh prirodnykh vod dlya intensifikatsii protsessa dobychi nefi // *Izvestia NAN Azerbaidzhana ser. Nauki o Zemle*, 2009, No 4, s. 23-26.
2. *Strekov A.S., Mamalov E.N., Yakovleva I.N., Abasov V.V.* K voprosu ispol'zovaniya elektrokhimicheskii aktivirovannykh vod dlya intensifikatsii protsessa dobychi nefi // *Nauchnoe obozrenie*, 2010, 4, s. 8-13.
3. *Strekov A.S., Mamalov E.N., Movsumzade A.A., Yakovleva I.N.* O vozmozhnosti povysheniya nefteotdachi plastov elektrokhimicheskii aktivirovannoi vodoi // *Azerbaidzhanskoe neftanoe khozaistvo*, 2013, No 2, s. 23-26.
4. *Mukhabarova A.A.* Kompleks elektrokhimicheskikh i ionno-plazmennykh tekhnologicheskikh protsessov dlya intensifikatsii dobychi nefi // *Neftegazovoe delo*, 2010, t. 8, No 1, s. 39-42.
5. *Mukhabarova A.A.* Issledovaniya vliyaniya elektrokhimicheskoi aktivatsii mineralizovannykh vod na filtratsionnye kharakteristiki nasyshchennykh poristyykh sred: avtoref. diss. na soisk. uch. step. kand. nauk, Ufa, 2012.
6. *Abasov M.T., Strekov A.S., Mamalov E.N., Abasov V.V.* Povyshenie koeffitsienta izvlecheniya nefi iz poristoi sredy elektricheskii aktivirovannoi vodoi. *Materialy Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii "Innovatsionnoe razvitie neftegazovogo kompleksa"*, Kazakhstan 25-26 aprelya 2013, No 1, s. 308-310.
7. *Strekov A.S., Mamalov E.N., Sabyrbaeva G.S., Yakovleva I.N.* Vliyaniye izmeneniya svoystv elektrokhimicheskii aktivirovannoi vody vo vremeni na koeffitsient izvlecheniya nefi iz poristoi sredy // *Izvestia NAN Azerbaidzhana ser. Nauki o Zemle*, No 4, s. 32-35.
8. *Demytyev L.F., Akbashev F.S., Fainshtein V.M.* Izuchenie svoystv neodnorodnykh terrigennykh neftenosnykh plastov. – M.: Nedra, 1980, 212 s.
9. *Zhdanov M.A.* Neftegazopromyslovaya geologia i podschyot zapasov nefi i gaza. – M.: Nedra, 1970, 486 s.
10. *Gimatudinov Sh.K., Shirkovski A.I.* Fizika neftanogo i gazovogo plasta. – M.: Nedra, 2005, 311 s.
11. *Efros D.A.* Issledovanie filtratsii neodnorodnykh system. – M.: Gostoptekhizdat, 1963, 351 s.
12. *Gorbulov A.T., Buchenkov L.N.* Shchelochnoye zavodnenie. – M.: Nedra, 1989, 160 s.