

НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИЕ СВОЙСТВА РАСТВОРОВ ПОЛИМЕРОВ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЯКУТИИ

Федорова А.Ф.¹, Портнягин А.С., Шиц Е.Ю.

Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск

e-mail: ¹faitalina@mail.ru

Аннотация. Установлено, что для выбора раствора вытеснения в условиях, отягощенных высокой минерализацией пластовых вод, прежде всего, необходимо определить химическую совместимость растворов полимеров с пластовыми флюидами, а эффективность применения метода будет определяться реологическими характеристиками полимерных растворов, а именно оптимальным соотношением вязкостей нефти и раствора вытеснения.

Ключевые слова: нефтевытеснение, пластовая вода, полиэтиленоксид, карбоксиметилцеллюлоза, реологические характеристики

Истощение крупных нефтяных месторождений, обусловленное постоянным снижением добычи нефти из высокопродуктивных залежей, как в карбонатных, так и терригенных коллекторах, а также существенное снижение прироста разведанных запасов, способствуют вводу в эксплуатацию небольших месторождений углеводородов, таких как месторождения Юго-Западной Якутии. Характерной особенностью месторождений нефти и газа Юго-Западной Якутии, являются специфические термобарические параметры: аномально низкие пластовые температуры (11 °С) и высокая степень минерализации пластовых вод (до 400 г/л).

Так как метод полимерного заводнения успешно применяется для извлечения нефти с высокой вязкостью, в условиях различных стадий выработки месторождения, а также полностью вписывается в общую схему разработки большинства нефтяных месторождений Юго-Западной Якутии, исследования были направлены на экспериментальное изучение повышения нефтеизвлечения путем применения вытесняющих полимерных составов.

Для совершенствования метода заводнения многие передовые нефтевытесняющие технологии разрабатываются на основе растворов полиакриламидов, полиэтиленоксидов и полисахаридов [1]. В ранее проведенных исследованиях в ИПНГ СО РАН было установлено, что для месторождений, характеризующихся высокой степенью минерализации пластовых вод применение раствора полиакриламида не рекомендуется по причине осаждения высокомолекулярных соединений из растворов под действием солей большой концентрации [2].

В качестве объектов исследования были выбраны полимеры разных типов: ионогенного (карбоксиметилцеллюлоза) и неионогенного (полиэтиленгликоль).

Реологические свойства растворов полиэтиленгликоля (ПЭГ) и карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) различной концентрации были определены при температурах, близких к пластовым, а именно при 10 и 20 °С.

Соотношение вязкостей нефти и агента нефтевытеснения является основным, преобладающим фактором, от которого зависят показатели разработки нефтяных месторождений. Следует отметить, что соотношение вязкостей нефти и высокоминерализованного раствора (ВМР) нефтевытеснения, который в настоящее время используется при добыче нефти Иреляхского месторождения составляет 10,58 при 10 °С [2]. В табл. 1 приведены экспериментально полученные значения соотношения вязкостей нефти и исследуемых растворов. Установлено, что как агенты вытеснения по сравнению с ВМР в условиях низких пластовых температур с точки зрения исследованного параметра наиболее эффективными являются растворы КМЦ и ПЭГ всех исследованных концентраций.

Таблица 1. Соотношение вязкости нефти Иреляхского месторождения и растворов вытеснения при температуре 10 °С

№ п/п	Раствор вытеснения, концентрация	Соотношение вязкости нефти и растворов вытеснения ($\eta_n/\eta_{р-р}$ вытеснения)
1	КМЦ, 1 г/л	6,4
2	КМЦ, 3 г/л	5,7
3	КМЦ, 5 г/л	5,3
4	КМЦ, 7 г/л	4,1
5	КМЦ, 9 г/л	3,6
6	ПЭГ, 10 г/л	5,9
7	ПЭГ, 30 г/л	4,1
8	ПЭГ, 50 г/л	3,3
9	ПЭГ, 80 г/л	2,2
10	ПЭГ, 100 г/л	2,0

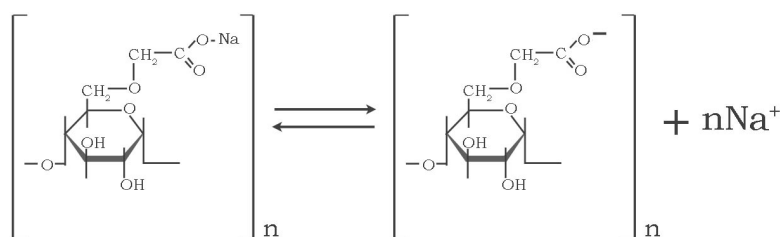
Основным фактором, осложняющим добычу нефти методом заводнения на многих месторождениях, является высокая минерализация пластовых вод. Поэтому одной из главных задач, решаемых при определении наиболее эффективного агента вытеснения, является исследование его совместимости с пластовой водой. Для этого были приготовлены смеси модельных пластовых вод (растворов хлорида кальция с концентрациями 200, 300, 400 г/л) с растворами ПЭГ (концентрации 30, 50 и 80 г/л), КМЦ (концентрации 3, 5 и 7 г/л) и исследованы их реологические свойства. При совмещении ПЭГ с концентрациями 30; 50 и 80 г/л с пластовой водой в соотношении 50/50 снижение значения динамической вязкости составляет 13; 24 и 35 % соответственно. Достаточно высокая устойчивость растворов связана с тем, что ПЭГ является полимером неионогенного типа. Причем, чем меньше концентрация ПЭГ, тем меньше снижение реологических свойств. Так,

при совмещении ПЭГ с концентрацией 30 г/л с растворами хлорида кальция в соотношении 50/50 снижение значения динамической вязкости составляет 13 %, при смешении ПЭГ с концентрацией 50 и 80 г/л с растворами хлорида кальция в тех же соотношениях снижение значения вязкости составляет 24 и 35 % соответственно.

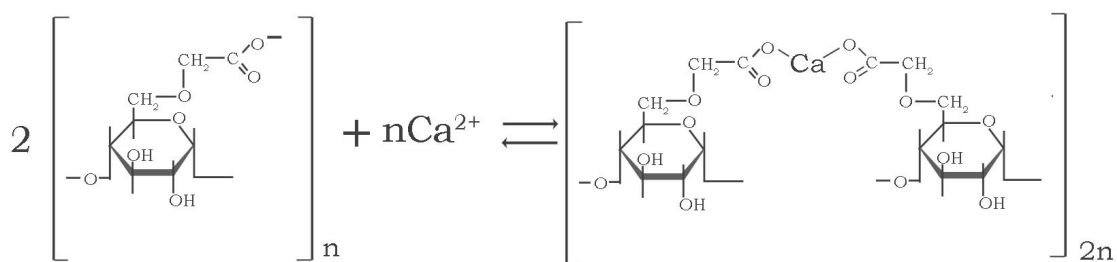
При исследовании совместимости растворов КМЦ с пластовой водой установлено, что для растворов натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы происходит повышение вязкости при смешении с пластовой водой, свидетельствующее в пользу протекания процесса всаливания [3], которое обусловлено связыванием катионов кальция и магния, находящихся в пластовой воде, с карбоксильными анионами КМЦ.

Схематично химизм всаливания, вызванный взаимодействием водных растворов полимера с пластовой водой можно представить следующими уравнениями:

1. диссоциация Na-КМЦ с образованием карбоксилат-анионов и катионов натрия:



2. взаимодействие карбоксилат-анионов с катионами кальция, находящимися в избытке в составе пластовой воды:



Установлено, что растворы вытеснения химически совместимы с высокоминерализованными пластовыми водами хлоркальцевого типа. Так, при совмещении растворов полиэтиленгликоля (ПЭГ) и карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) с модельной пластовой водой (минерализация 400 г/л) изменение динамической вязкости составляет 24 и 14 % соответственно.

Нефтевытесняющие свойства растворов полимеров определялись на установке УИПК-02М, входящей в исследовательский комплекс АКМ, в соответствии с ГОСТ 26450.2-85 при температуре 10 °С. При определении фильтрационных

характеристик использовалась искусственная модель пористой среды – прессованный песчаник.

В результате проведенных исследований нефтевытесняющих свойств растворов полимеров в широком диапазоне концентраций в имитированных условиях низких пластовых температур установлено, что эффективность полимерного заводнения определяется реологическими характеристиками полимерных растворов и не зависит от типа полимера (рис. 1). Так, растворам ПЭГ (30 г/л) и КМЦ (7 г/л) соответствуют одинаковые значения как КИН (61 %), так и динамической вязкости (2,1 мПа•с).

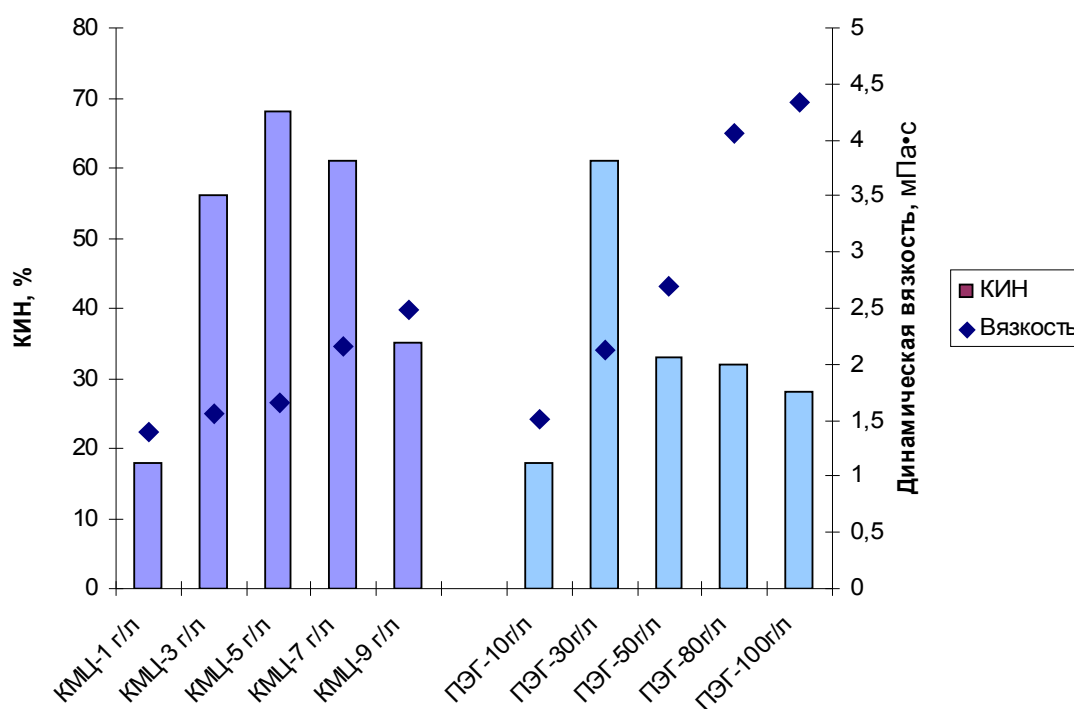


Рис.1. Зависимость динамической вязкости и коэффициента извлечения нефти от концентрации полимера

Показано, что по реологическим характеристикам существует оптимум, соответствующий максимальному уровню КИН, наибольший эффект при вытеснении обеспечивается в тех случаях, когда величина соотношения вязкостей нефти и полимерного агента находится в пределах от 4,1 до 5,7.

С технологической точки зрения основным требованием к используемым в нефтедобыче полимерным растворам, является стабильность растворов полимеров с течением времени. Стабильность полимерных растворов во времени оценивалась путем измерения вязкости растворов полимеров и их смесей с пластовой водой при 10 и 20 °С, затем по истечении 10, 30, 60 и 100 суток. Изменение динамической вязкости растворов полимеров составляет 9 - 15 % при максимальном

времени выдержки. Установлено, что все исследованные растворы вытеснения отличаются достаточной стабильностью реологических характеристик во времени.

Таким образом, для выбора раствора вытеснения в условиях, отягощенных высокой минерализацией пластовых вод, прежде всего, необходимо определить химическую совместимость растворов полимеров с пластовыми флюидами, а эффективность применения метода будет определяться реологическими характеристиками полимерных растворов, а именно оптимальным соотношением вязкостей нефти и раствора вытеснения.

Литература

1. Галеев Р.Г. Опыт применения полимерного заводнения и его разновидностей на нефтяных месторождениях. Альметьевск, 1998. 34 с.

2. Федорова А.Ф., Шиц Е.Ю., Портнягин А.С. Исследование возможности применения растворов полимеров в качестве агентов вытеснения нефти на месторождениях с аномально низкими пластовыми температурами // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". 2008. № 1. 12 с.

URL: http://www.ogbus.ru/authors/Fyodorova/Fyodorova_2.pdf

3. Бектуров Е.А., Бакаукова З.Х. Синтетические водорастворимые полимеры в растворах. Алма-Ата: Наука, 1981. 248 с.

**Oil displacing properties of polymers solutions
under formation conditions
at southwest yakutia oilfields**

A.F. Fyodorova¹, A.S. Portnyagin, E.Yu. Shitz
Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakutsk, Russia
e-mail: ¹faitalina@mail.ru

Abstract. *To choose the solution of displacement under conditions with high mineralization of formation waters first of all it is necessary to define the chemical compatibility of polymers solutions with formation fluids. And the efficiency in the use of the method will be defined by rheological characteristics of polymers solutions, namely optimal relationship of oil and polymer agent viscosities.*

Keywords: *displacement of oil, formation water, polyethylenglycol, carboxymethylcellulose, rheological characteristics*

References

1. Galeev R.G. Opyt primeneniya polimernogo zavodneniya i ego raznovidnostei na neftyanykh mestorozhdeniyakh (Experience of using polymer flooding and its variations in the oil fields). Al'met'evsk, 1998. 34 p.
2. Fyodorova A.F., Shits E.Yu., Portnyagin A.S. Study of possible using the polymer solutions as agents of oil displacement in the fields with abnormally low reservoir temperatures. *Electronic scientific journal "Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business"*, 2008, Issue 1. 11 p. http://www.ogbus.ru/eng/authors/Fyodorova/Fyodorova_2e.pdf
3. Bekturov E.A., Bakaukova Z.Kh. Sinteticheskie vodorastvorimye polimery v rastvorakh (Synthetic water-soluble polymers in solutions). Alma-Ata, Nauka, 1981. 248 p.