

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
РАСТВОРОВ ПОЛИМЕРОВ В КАЧЕСТВЕ АГЕНТОВ
ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
С АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ТЕМПЕРАТУРАМИ**

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

Институт проблем нефти и газа СО РАН

Комплексно исследованы реологические, структурные и нефтевытесняющие свойства растворов полиакриламида (ПАА) и карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) в условиях аномально низких пластовых температур. Изучены физико-химические процессы, происходящие при контакте высокоминерализованной пластовой воды с различными по составу полимерными растворами ПАА и КМЦ в поровом пространстве породы-коллектора. Экспериментально установлена возможность повышения эффективности гидродинамического воздействия на пласт в условиях месторождений Юго-Западной Якутии за счет применения вытесняющих составов на основе водорастворимых полимеров.

Структура извлекаемых запасов нефти в России в настоящее время — более 60 % относится к категории трудноизвлекаемых. Запасы нефти таких месторождений, с приемлемыми технико-экономическими показателями, могут быть выработаны только при условии применения физико-химических методов воздействия на нефтяной пласт [1]. В этой связи, особую актуальность приобретает выбор наиболее эффективной технологической схемы воздействия на пласт, направленный на максимальное снижение остаточных запасов нефти. В мировой и отечественной практике широко используется, в качестве агентов поддержания пластового давления (ППД) и повышения коэффициента извлечения нефти (КИН), закачка оторочек различных химреактивов, в том числе, композиций на основе водорастворимых полимеров [2, 3, 4, 5]. Использование водорастворимых полимеров позволяет в значительной степени нивелировать проводимость фильтрационных путей для нефти и воды, выровнять фронт вытеснения нефти водой, продлить безводный период эксплуатации скважин, что в результате способствует увеличению нефтеизвлечения.

Широкое распространение полимерного заводнения обусловлено несомненными его достоинствами. Метод хорошо подходит для извлечения нефти с высокой вязкостью, в условиях различных стадий разработки месторождений с неравномерной проницаемостью, различных по свойствам и

строению коллекторов, осуществляется при небольших расходах реагента, не требует применения дорогостоящего и сложного оборудования. Недостатки метода, такие как, снижение стабильности растворов полимеров при высоких температурах (термодеструкция) и минерализации пластовых флюидов, как правило, устранимы за счет тщательного подбора состава полимерной композиции, а также проведения ее модификации.

В настоящее время широкое промышленное использование метода полимерного заводнения в процессах нефтедобычи основано на проведенных многочисленных научных исследованиях. Однако следует отметить, что в мировой практике водорастворимые полимеры для ППД и повышения КИН в условиях низких пластовых температур не применялись и особенности их поведения в пласте не изучались.

Нефтяные залежи Юго-Западной Якутии (Иреляхское, Талаканское, Средне-Ботуобинское месторождения) характеризуются весьма специфическими термобарическими параметрами: аномально низкими пластовыми температурами и давлениями. Так, пластовые температуры этих месторождений на глубинах от 1100 до 2000 м, составляют 12-16 °С, что на 40-50 °С ниже среднемировых (при геотермическом градиенте 3 °С/100 м). Во всех проектах опытно-промышленной и промышленной эксплуатации планируется, либо уже используется метод гидродинамического воздействия (заводнение) с применением высокоминерализованных солевых растворов. Как известно, при заводнении КИН в лучших условиях составляет не более 55-65 % и при этом значительная часть нефти (до 70 % от остаточных запасов) остается в неохваченных заводнением участках пласта вследствие макронеоднородности и высокой подвижности воды относительно нефти.

Всестороннее изучение проблемы совместимости пластовых вод и закачиваемых высокоминерализованных растворов с учетом индивидуального химического состава, ионной силы смешиваемых растворов, возможности протекания конкурирующих реакций, а также низких температур позволило авторам статьи установить, что при совмещении этих растворов происходит значительное снижение фильтрационных характеристик пород – коллекторов по причине их интенсивной сульфатизации и кальцинирования [6]. Для исключения

нежелательного кристаллообразования и ухудшения фазовой проницаемости по нефти, а также повышения эффективности метода гидродинамического воздействия в качестве агентов нефтевытеснения было предложено использовать растворы полимеров.

Широкое применение полимеров для повышения эффективности метода заводнения основано на способности их водных растворов, даже при низкой концентрации полимера, значительно снижать соотношение вязкостей нефти и воды, анизотропию самого пласта и изменять реологические свойства и структуру фильтрационных потоков пластовых флюидов [7]. Для точности прогнозирования применения любого метода увеличения нефтеотдачи необходимо тщательно изучить выбранный способ вытеснения в лабораторных условиях.

Так как на практике обычно применяются растворы полимеров с концентрациями от 0,4 до 10 г/л для исследования реологических свойств растворов ПАА и КМЦ в различных условиях были использованы растворы с концентрациями 0,5; 1; 2; 3; 4 и 5 г/л.

Одним из важных параметров гидродинамического воздействия является соотношение вязкостей нефти и агента ППД. Чем оно меньше, тем эффективнее процесс перемещения нефти в пласте. В табл. 1 приведены значения соотношения вязкостей нефти Иреляхского месторождения Республики Саха (Якутия) и исследуемых растворов полимеров, а также применяемого в настоящее время в системе разработки высокоминерализованного раствора ППД.

Видно, что наиболее эффективными для использования в качестве агентов нефтевытеснения с точки зрения обсуждаемого параметра являются растворы полиакриламида с концентрациями 1,0 и 2,0 г/л и раствор карбоксиметилцеллюлозы с концентрацией 5,0 г/л.

Установлено, что температура оказывает значительное влияние на исследуемый параметр. Так, для растворов ПАА установленных эффективных концентраций с понижением температуры соотношения вязкостей нефти и вытесняющего раствора уменьшаются, а в случае раствора с концентрацией 1 г/л уменьшаются в 2 раза (табл. 1). По сравнению с высокоминерализованным

раствором ППД значения соотношения вязкостей нефти и агента ППД для растворов ПАА и КМЦ при температурах соответствующих пластовым, в 3 и 1,5 раза ниже соответственно (табл. 1).

Таблица 1

Соотношение динамической вязкости нефти
Иреляхского месторождения и растворов ППД

№	Раствор, концентрация	$\eta = \eta_n / \eta_v$	
		10 °С	20 °С
1	Раствор для ППД, минерализация 284,92 г/л	10,58	9,02
2	Раствор ПАА, 0,5 г/л	15,38	12,44
3	Раствор ПАА, 1,0 г/л	3,43	7,03
4	Раствор ПАА, 2,0 г/л	0,37	0,43
5	Раствор КМЦ, 0,5 г/л	31,79	27,20
6	Раствор КМЦ, 1,0 г/л	30,23	23,78
7	Раствор КМЦ, 2,0 г/л	21,29	18,41
8	Раствор КМЦ, 3,0 г/л	15,62	15,85
9	Раствор КМЦ, 4,0 г/л	11,17	12,39
10	Раствор КМЦ, 5,0 г/л	6,90	5,910

Для исключения возможности снижения емкостных свойств коллектора при использовании метода полимерного заводнения необходимо исследовать особенности взаимодействия растворов полимеров и пластовой воды, так называемую их совместимость.

Для определения степени совместимости растворов полимеров с пластовой водой в свободном объеме, были приготовлены смеси пластовой воды с растворами ПАА (1,0 г/л) и КМЦ (5,0 г/л) в следующих соотношениях: 1:9, 2:8, 3:7, 4:6, 5:5, 6:4, 7:3, 8:2, 9:1 соответственно и исследованы их реологические характеристики при температурах 10 и 20 °С (рис. 1 и 2).

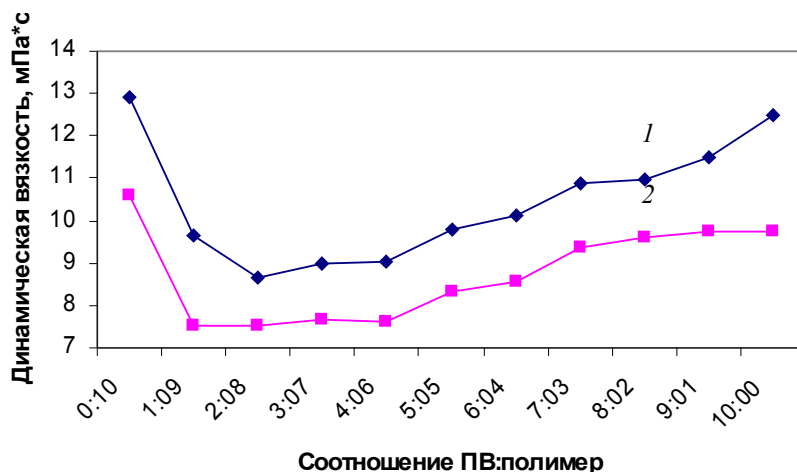


Рисунок 1. Зависимость динамической вязкости раствора КМЦ (5 г/л) от количества добавленной пластовой воды: 1- при 10 °С, 2- при 20 °С

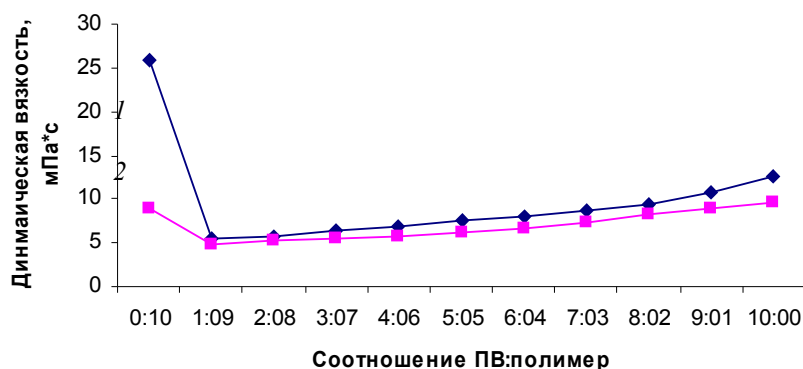


Рисунок 2. Зависимость динамической вязкости раствора ПАА (1 г/л) от количества добавленной пластовой воды: 1- при 10 °С, 2- при 20 °С

Из рис. 1 и 2 видно, что характер изменения динамической вязкости растворов полимеров от концентрации не зависит от температуры. Снижение вязкости растворов исследованных полимеров при добавлении пластовой воды, прежде всего, объясняется ее высокой минерализацией (более 200 г/л). Известно [8], что понижение вязкости растворов полимеров, наблюдающееся в присутствии некоторых электролитов и связано с их сорбцией на активных полярных группах полимера, что и препятствует образованию поперечных связей, отвечающих за вязкость раствора.

Для объяснения химической природы эффекта так называемого высаливания был проведен химический анализ полученных смесей растворов полимеров с пластовой водой. В процессе исследований установлено заметное снижение концентрации анионов (содержание хлорид- и гидрокарбонат-анионов уменьшается на 75 и 94 % в случае с ПАА, на 77 и 89 % - с КМЦ соответственно), что связано с электростатической адсорбцией анионов на положительных группах макромолекул полимеров (табл. 2).

Таким образом, на основании исследований зависимости вязкости от температуры и механизма взаимодействия полимеров с пластовой водой в свободном объеме выбраны рациональные концентрации полимеров в растворах для применения в качестве агентов ППД, что составляет для раствора ПАА –1,0 и 2,0 г/л, а для КМЦ – 5,0 г/л.

Таблица 2

Химический состав смесей растворов ПАА и КМЦ с пластовой водой

Соотношение ПВ: полимер	pH	Ca ²⁺ , моль/л	Общая жесткость, моль/л	HCO ₃ ⁻ , моль/л	Cl ⁻ , моль/л
Пластовая вода					
-	5	4,99	5,93	0,00732	6,89
ПАА, 1 г/литр (pH=7)					
1:9	5	0,37	0,55	0,00122	0,238
3:7	4,5	0,344	3,57	0,00073	0,405
5:5	4	0,341	2,71	0,00146	0,928
7:3	4	3,588	3,44	0,00098	1,357
9:1	4	4,644	4,39	0,00049	1,738
КМЦ, 5 г/литр (pH=7)					
1:9	5	0,302	0,437	0,00083	0,19
3:7	4,5	1,372	1,376	0,00098	0,555
5:5	4	2,452	2,222	0,00065	0,904
7:3	4	3,424	3,303	0,00049	1,301
9:1	4	4,055	4,043	0,00083	1,539

При исследовании нефтewытесняющих свойств растворов ПАА и КМЦ в условиях, приближенных к пластовым, были получены зависимости коэффициента проницаемости от объема раствора полимера, проходящего через образец керна-коллектора.

Установлено, что для растворов КМЦ (рис. 3) с увеличением концентрации полимера происходит снижение коэффициента проницаемости, возможно, обусловленное повышением сдвиговых напряжений полимера при его фильтрации. Так, при прокачке растворов КМЦ с различной концентрацией через образцы в количестве, соответствующем более чем 4-м объемам его порового пространства, коэффициент проницаемости при использовании раствора с концентрацией 3 г/л уменьшается в 10 раз, с концентрацией 5 г/л – 5,5 раз, а 7 г/л – в 4,4 раза. Снижение фильтрационных характеристик образцов керна-коллектора происходит в результате частичной адсорбции и механического улавливания полимера пористой средой.

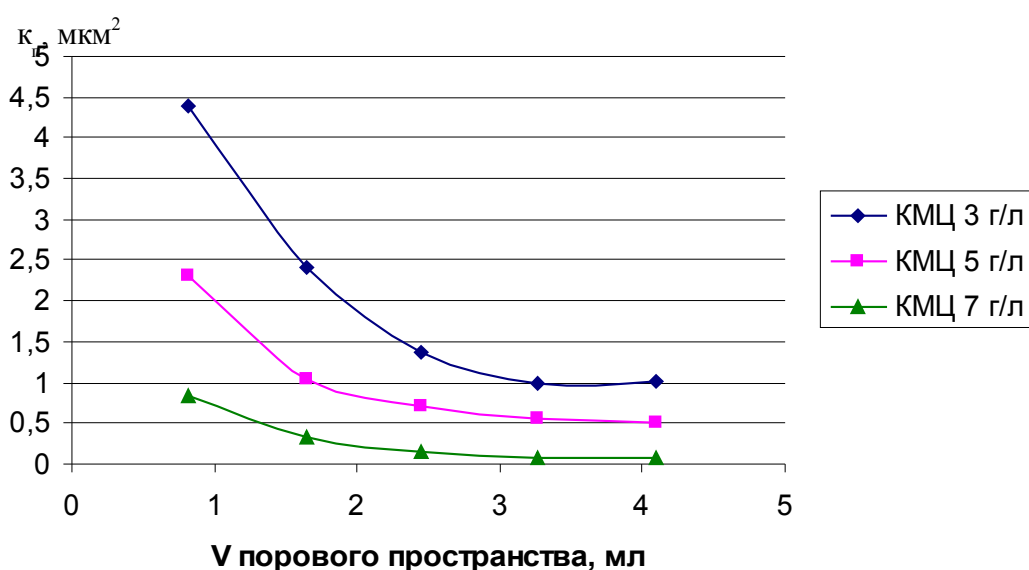


Рисунок 3. Зависимость коэффициента проницаемости от объема порового пространства керна-коллектора Иреляхского ГНМ при прокачке раствора КМЦ

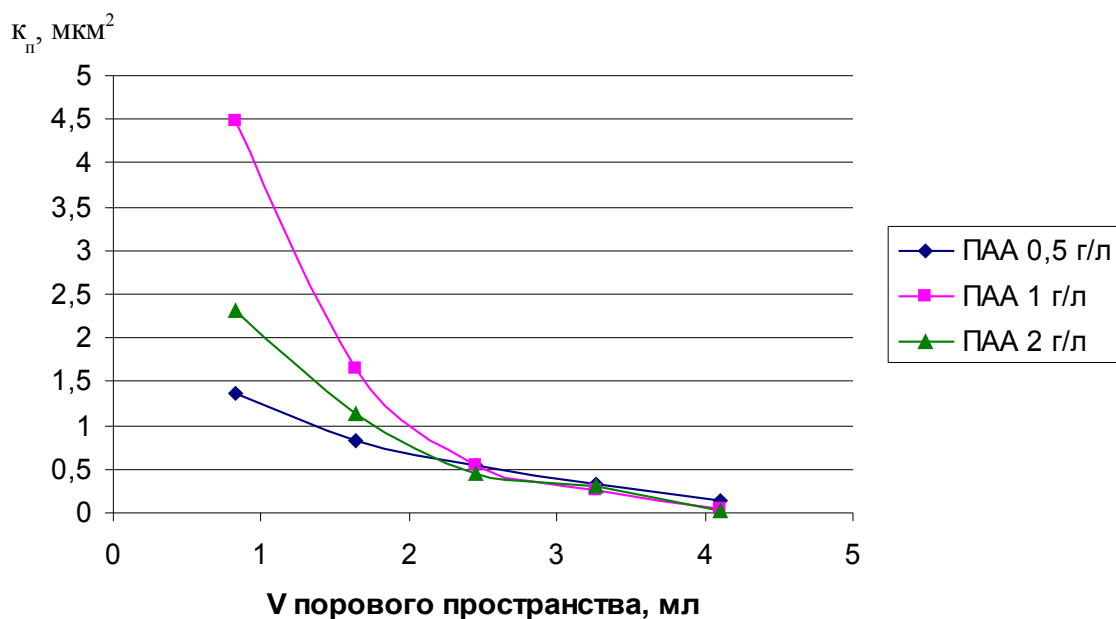
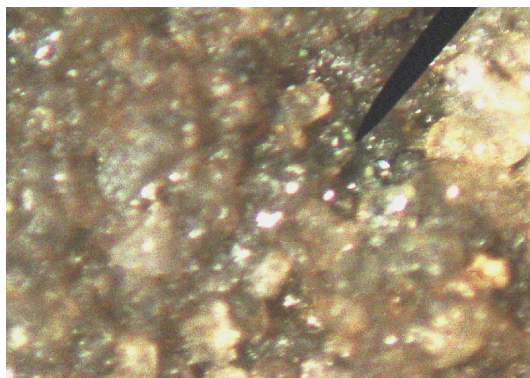


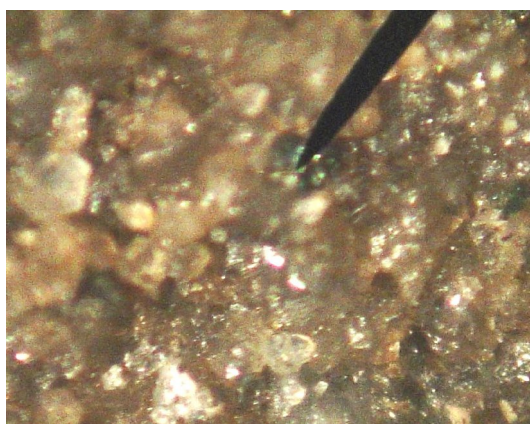
Рисунок 4. Зависимость коэффициента проницаемости от объема порового пространства керна-коллектора Иреляхского ГНМ при прокачке раствора ПАА

Применение раствора полиакриламида в качестве агента вытеснения нефти приводит к более резкому снижению фильтрационных характеристик керна-коллектора, чем раствора карбоксиметилцеллюлозы. Так при прохождении растворов ПАА 4-х объемов порового пространства образца наблюдается снижение коэффициента проницаемости до нуля, причем это снижение наблюдается для всех исследованных концентраций полимера (рис. 4).

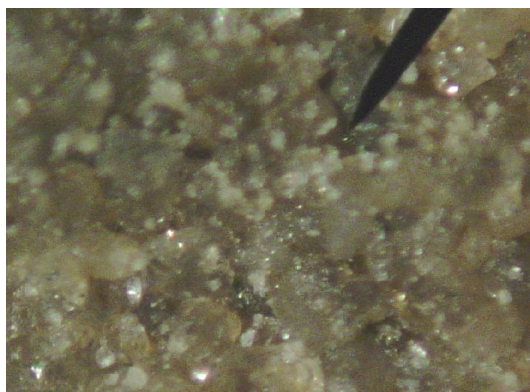
На рис. 5 представлены микрофотографии сколов образцов кернов до и после фильтрации через них растворов полимеров. На рис. 5в наблюдается явное изменение «живого сечения» поверхности образца при использовании вытесняющего раствора на основе ПАА. Видно, что часть пор образца подверглась физически необратимой закупорке и блокированию полимерными частицами. Это вызвано так называемым «фактором сопротивления» и обусловлено неньютоновским характером течения растворов ПАА, а так же адсорбцией полимера на поверхности пористой среды, что уменьшает размер и изменяет форму фильтрационных каналов.



а



б



в

Рисунок 5. Микрофотографии (1x45) керна-коллектора после фильтрации растворов полимеров:

- а – исходный образец керна;
- б – после фильтрации раствором КМЦ (5 г/л);
- в – после фильтрации раствором ПАА (1 г/л)

Кроме того, пластовая вода Иреляхского месторождения характеризуется высокой минерализацией (396 /л), содержание ионов кальция и магния составляет 100,2 и 22,7 г/л, соответственно, снижение коэффициента проницаемости связано с активным протеканием процесса высаливания макромолекул ПАА и образованием второй фазы (явление коацервации), которая представляет собой более концентрированный раствор полимера.

Определение коэффициента извлечения нефти (КИН) в зависимости от типа полимера и его концентрации в растворе (рис.6) показало, что растворы на основе ПАА и применяемый на Иреляхском месторождении РС(Я) высокоминерализованный солевой раствор ППД характеризуются практически одинаковыми значениями КИН (растворы ПАА от 37 до 40%, раствор ППД – 40%). Низкие нефтewытесняющие свойства этих растворов обусловлены химической несовместимостью агентов нефтewытеснения с пластовыми флюидами в существующих термобарических условиях, результатом которой в первом случае является выпадение твердого осадка сульфата кальция, а во втором - полимерных частиц на поверхности пористой среды, что и приводит к значительному снижению фильтрационных характеристик породы- коллектора и КИН.

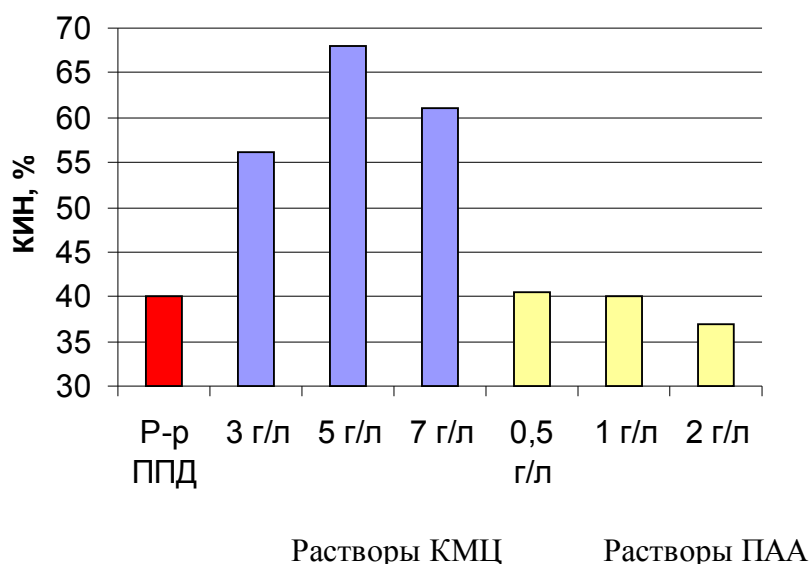


Рисунок 6. Зависимость коэффициента извлечения нефти от концентрации раствора КМЦ при 10 °С

Однако, из рис. 6 видно, что для вытесняющих растворов на основе КМЦ значение коэффициента извлечения нефти в 1,4-1,7 раза больше, чем для солевого раствора ППД. Самым высоким значением КИН (68 %) характеризуется вытесняющий раствор КМЦ с концентрацией полимера 5 г/л, который и по показателю соотношения вязкостей растворов полимера и нефти в 1,5 раза превосходит раствор ППД. Экспериментальными исследованиями показано, что вытесняющие растворы на основе КМЦ по сравнению с растворами на основе ПАА имеют большую стабильность свойств при нефтевытеснении. Следовательно, применение раствора карбоксиметилцеллюлозы с концентрацией 5 /л в качестве базового нефтевытесняющего агента может быть наиболее целесообразно с точки зрения повышения технико-экономических показателей месторождений, характеризующихся высокой минерализацией пластовых флюидов и низкими пластовыми температурами.

Таким образом, при изучении возможности применения растворов полимеров в качестве агентов вытеснения нефти на месторождениях с аномально низкими пластовыми температурами необходимо проведение исследований их реологических характеристик, нефтевытесняющей способности применительно к конкретному месторождению с учетом реальных пластовых температур, химической совместимости агента вытеснения нефти с пластовыми флюидами и свойств породы-коллектора.

Литература

1. Халимов Э.М. Геотехнологии разведки и разработки нефтяных месторождений. - Избранные труды (1958-2000гг). М.: ИГиРГИ. 2001 г., с. 103-108, 389-410.
2. Миловидов К.Н., Т.И. Колчанова. Мировая практика применения методов повышения нефтеотдачи // НТЖ «Нефтегазопромислое дело». -2002.- №8. - с. 46-48.
3. Ягафаров А.К., Кузнецов Н.П., Кудрявцев И.А. и др. К вопросу применения неионогенных ПАВ низких концентраций в нефтепромысловом деле // НТЖ «Нефтегазопромислое дело». -2004. -№11. -с. 16-18.
4. Судобин Н.Г., Балакин В.В., Полищук А.М. и др. Композиции для повышения нефтеотдачи на основе биополимера и КМЦ (карбометилцеллюлозы) Материалы 5-ой международной конференции Химия нефти и газа. Томск. 2003.- с. 240-242.
5. Швейкина Ю.Е., Швецов О.К. и др. Новые универсальные акриловые реагенты для добычи нефти // Материалы IV международной конференции Химия нефти и газа. –Т.2. -с.82-86.
6. Федорова А.Ф., Шиц Е.Ю., Портнягин А.С. Исследование процессов, происходящих при взаимодействии пластовой воды Иреляхского ГНМ с высокоминерализованным агентом поддержания пластового давления // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2007. http://www.ogbus.ru/authors/Fyodorova/Fyodorova_1.pdf — 7с.
7. Ермилов О.Е., В.В. Ремизов, А.И. Ширковский, Л.С. Чугунов. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. - М.: Наука. -1996. -541с.
8. Тагер А.А. Физико-химия полимеров. - М.: Госхимиздат. -1963. -528с.