

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ
НИЗКОЙ ПЛАСТОВОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ
И ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ
ИРЕЛЯХСКОГО ГНМ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ АГЕНТОВ ВЫТЕСНЕНИЯ
МИНЕРАЛЬНОЙ И ПОЛИМЕРНОЙ ПРИРОДЫ¹**

Портнягин А.С., Федорова А.Ф., Михайлов Ю.Н.
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск
email: faitalina@yandex.ru

В результате проведенных исследований установлено, что при использовании высокоминерализованного агента ППД снижаются фильтрационно-емкостные свойства породы-коллектора. Экспериментальными исследованиями показано, что растворы на основе Na-КМЦ имеют большую стабильность свойств при нефтевытеснении. Самым высоким значением КИН (68 %) характеризуется раствор карбоксиметилцеллюлозы с концентрацией 5 г/л, который может быть рекомендован в качестве базового раствора вытеснения для осуществления мероприятий по поддержанию пластового давления и повышению коэффициента извлечения нефти на Иреляхском месторождении.

Ключевые слова: газонефтяное месторождение, поддержание пластового давления, агент вытеснения нефти, пластовая вода, коэффициент извлечения нефти

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.

Одним из таких месторождений является Иреляхское газо-нефтяное месторождение (ГНМ). Иреляхское месторождение расположено вблизи юго-западной окраины г. Мирного Республики Саха (Якутия) – центра алмазодобывающей промышленности России, оно было открыто в 1978 г. Для Иреляхского ГНМ приняты запасы нефти и растворенного в нефти газа в количествах: нефти 31841,3 тыс. т; растворенный в нефти газ – 2541,4 млн. м³. Максимальный уровень добычи нефти – 647 тыс. т/г при достижении конечного нефтеизвлечения 39,0 %.

Газонефтяные залежи Иреляхского ГНМ приурочены к ботубинскому и улаханскому горизонтам венда. Горизонты сложены преимущественно песчаниками. Песчаники ботубинского горизонта по составу обломочной части существен-

¹Работа выполнена при поддержке гранта президента РФ № МК-936.2009.5

но кварцевые, практически лишенные глинистого цемента. Песчаники улаханского горизонта отличаются более высоким содержанием в обломочной части полевых шпатов и присутствием глинистого цемента (гидрослюда). Главным образом в силу этого песчаники ботубинского горизонта изначально обладают более высокими фильтрационно-емкостными свойствами, по сравнению с песчаниками улаханского горизонта.

Кроме того, характерной особенностью залежей Иреляхского месторождения, как и всех месторождений нефти и газа Юго-западной Якутии, являются специфические термобарические параметры: аномально низкие пластовые температуры (11 °С) и давления (13 МПа) при глубине залегания залежей 2110 - 2200 м.

Одной из основных причин потери продуктивности месторождений с аномально низкими пластовыми давлениями и большой мощностью высокопроницаемых продуктивных пластов является необоснованный подход к применению технологических жидкостей без учета их физико-химических характеристик. Для предотвращения потери продуктивности скважин по причине ухудшения фильтрационно-емкостных свойств, приобретает актуальность изучение совместимости внутрипластовых флюидов с нагнетаемыми в пласт жидкостями.

Основной задачей настоящей работы являлось экспериментальное определение влияния на проницаемость породы-коллектора Иреляхского ГНМ растворов поддержания пластового давления (ППД) различной природы.

Для достижения поставленной цели были проведены следующие лабораторные эксперименты. Определение кинематической вязкости испытуемых флюидов с использованием вискозиметра типа ВПЖ, в соответствии с ГОСТ 33-66. Также кинематическую вязкость определяли с помощью прибора «Виброскан» (инженер-разработчик А. В. Богословский, ИХН СО РАН, г. Томск, 2007 г.), сущность работы которого заключается в определении тормозящего действия среды на вынужденные колебания погруженного пробного тела (камертона). Величина тормозящего действия среды преобразуется в аналоговый сигнал $U_z(mV)$, пропорциональный текущему значению механического сопротивления и соответствующий определенному значению вязкости. Определение плотности испытуемых флюидов определялась ареометром в соответствии с ГОСТ 3900-85.

Для определения физических свойств нефтеносного коллектора его образцы подвергались обработке в соответствии с ГОСТ 39-181-85. В частности, для определения фильтрационно-емкостных свойств нефтеносного коллектора использовались образцы ядерного материала с остаточными включениями пластовой воды. Удаление осадков органической природы из порового пространства горной породы осуществлялось экстрагированием образцов в этанол-бензольной смеси в аппарате Сокслета. Открытую пористости горной породы определяли способом Преображенского в соответствии с ГОСТ 26450.0-85. Сущность методики заключается в определении объема открытых пор, за вычетом изолированных и субкапиллярных. Содержание остаточной пластовой воды в поровом пространстве горной породы определялось на центрифуге «Beckman Optima XL». Сущность методики заключается в удалении свободной воды из образцов породы за счет центрифугирования, испытание проведено в соответствии с ГОСТ 26450.1-85. Определение проницаемости образцов ядра проведено на установке УИПК-02М в соответствии с ГОСТ 26450.2-85. Установка УИПК-02М позволяет определять проницаемость пород для жидкостей и газов в пластовых условиях и получать зависимости проницаемости от температуры. В качестве раствора вытеснения была использована минерализованная вода, получаемая процессом выщелачивания из каменных солей Чарской свиты (скважина № 1РЭ в окрестностях г. Мирный), которая применяется в качестве агента повышения пластового давления на Иреляхском ГНМ.

Особого внимания заслуживает подготовка установки УИПК-02М к определению проницаемости пород по жидкости. Так, для увеличения эффективности исследовательского процесса была произведена модернизация заводской комплектации установки, что позволило последовательно определять газопроницаемость и проницаемость по жидким флюидам образцов ядра.

В виду того, что при определении проницаемости с жидким флюидом на установке с заводской комплектацией в пневматическую систему неизбежно попадает жидкость, которая в силу своей коррозионной активности может со временем привести к выходу из строя пневматической системы установки УИПК-02М (рис. 1), было решено дополнительно установить к штатной компоновке установки дополнительный контейнер для жидкости (18) с необходимой для его функци-

онирования запорной арматурой ($B1^1$, $B2^1$, $B3^1$, $B4^1$, $B5^1$, $B6^1$, $B7^1$, $B8^1$). Модификация позволила определять газопроницаемость и проницаемость с жидким флюидом на установке без выполнения дополнительных операций удаления жидкости из пневматической системы и, таким образом, позволила увеличить межремонтный интервал, а также последовательно определять газопроницаемость и проницаемость по жидким флюидам образцов керна.

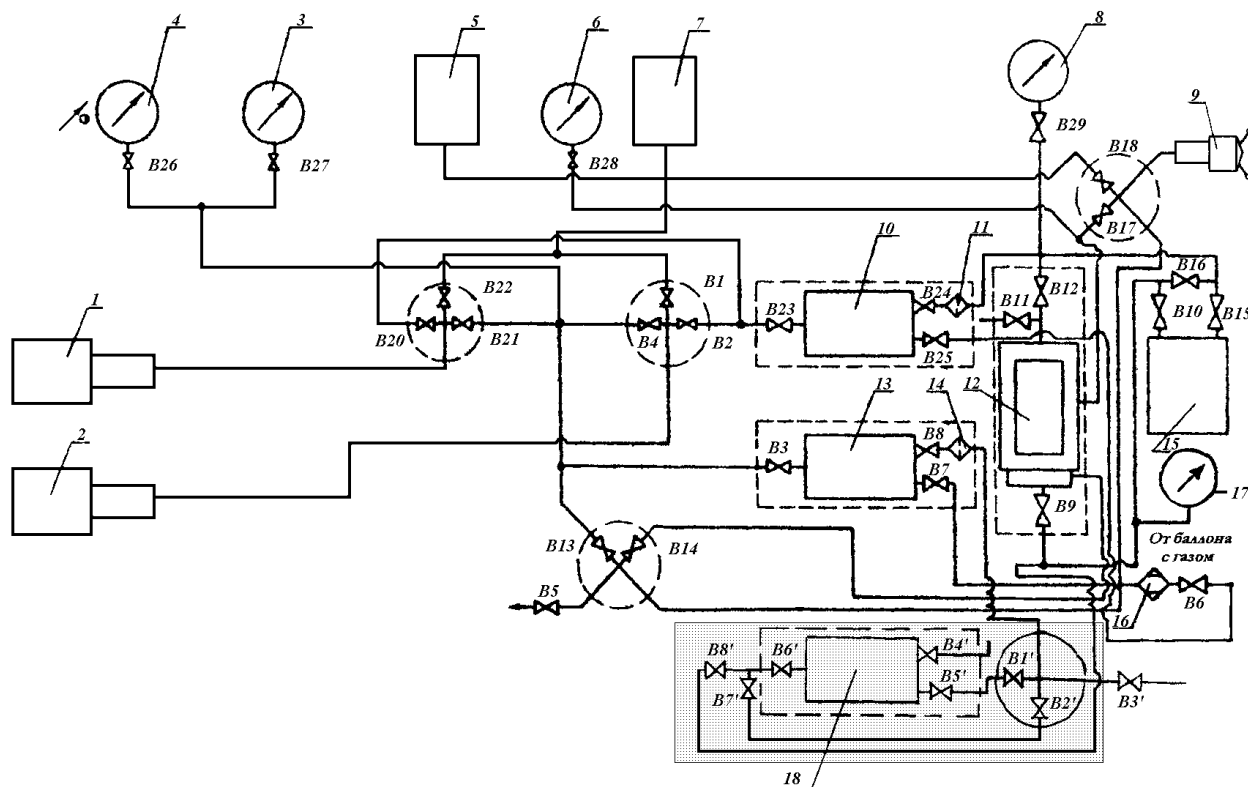


Рисунок 1. Схема модернизированной установки УИПК-02М:

- 1, 2 - пресс первый; 3, 6, 8, 17 - манометры высокого давления;
- 4 - электроконтактный манометр; 5, 7 - бак напорный; 9 - пресс ручной;
- 10, 13 - контейнер газовый; 11, 14 - фильтр; 12 - кернодержатель;
- 15 - преобразователь; 16 - очиститель;
- 18 - контейнер жидкостной (дополнительный)

Исследование проницаемости образцов кернового материала продуктивных горизонтов Иреляхского ГНМ по минеральному раствору с суммарным содержанием солей 280 г/л показало, что значения коэффициента проницаемости по минеральному раствору образцов керна Ботубинского продуктивного горизонта в 3,5 раза выше, чем аналогичный параметр у образцов керна Улаханского горизонта. Также установлено снижение проницаемости образцов керна с увеличением объема

проходящего через образцы флюида, вне зависимости от принадлежности образца к тому или иному продуктивному горизонту. В результате проведенных исследований установлено, что при прокачке минерального раствора через образцы в объеме 200 мл, коэффициент проницаемости кернов ботубинского горизонта уменьшается на 64 %, а кернов улаханского горизонта - на 75 % (см. рис. 2 - 3).

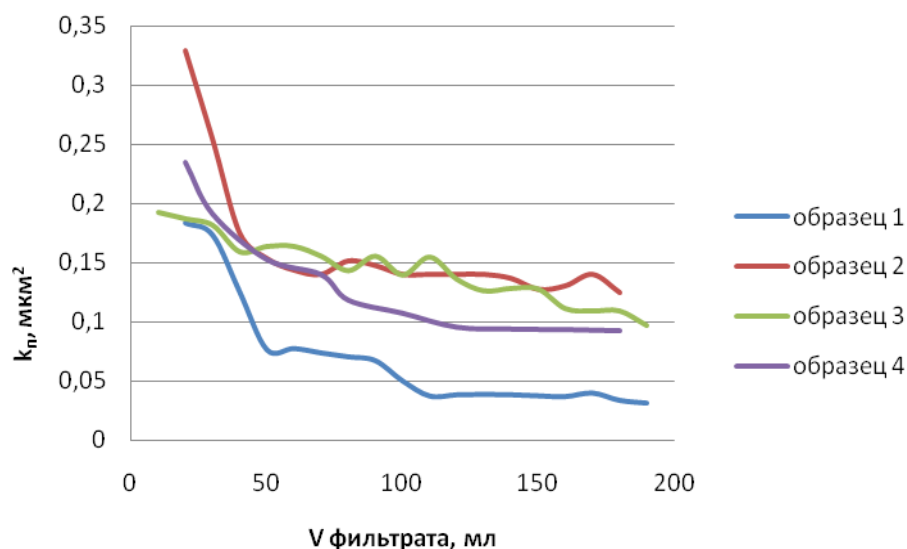


Рисунок 2. Изменение коэффициента проницаемости по минеральному раствору образцов керна Ботубинского продуктивного горизонта Иреляхского ГНМ от объема отфильтрованной жидкости

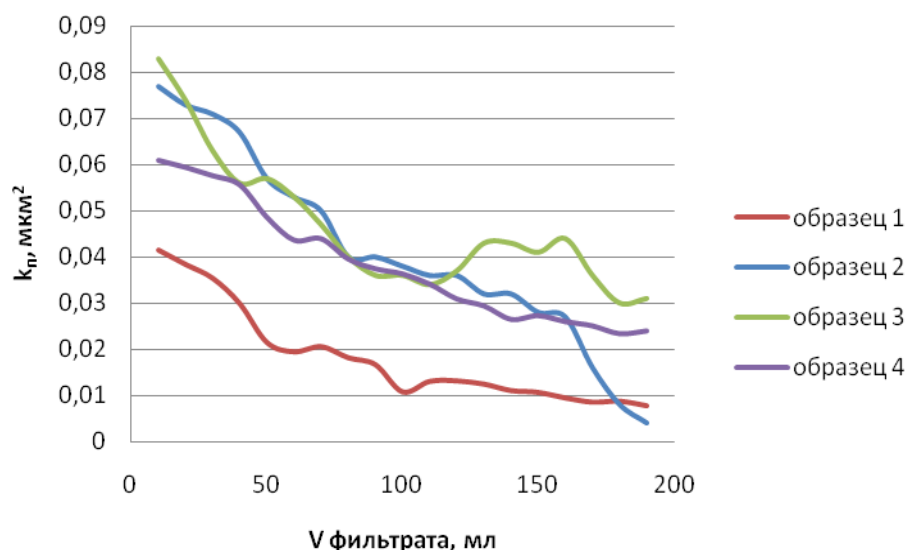


Рисунок 3. Изменение коэффициента проницаемости по минеральному раствору образцов керна Улаханского продуктивного горизонта Иреляхского ГНМ от объема отфильтрованной жидкости

Из рис. 2 и 3 видно, что ход кривых изменения коэффициента проницаемости по минеральному раствору образцов керн Ботубинского продуктивного горизонта отличается от таковых для Улаханского продуктивного горизонта. Так, кривые изменения коэффициента проницаемости от объема вытесненной жидкости образцов керн Ботубинского горизонта можно разделить на две условные зоны по интенсивности изменения проницаемости. Первая зона – от начала фильтрации характеризуется резким снижением проницаемости и заканчивается около 50 мл прокаченного раствора через образец, в этой зоне проницаемость снижается на 40 % от первоначальной. Во второй зоне снижение проницаемости менее интенсивно и составляет 24 % в интервале фильтрации от 50 до 200 мл профильтрованного раствора. Такой характер кривых, можно связать со смешением во внутривисочном пространстве образца раствора вытеснения, который по химическому составу относится хлоридно-натриевого типу, с остаточной пластовой водой, относящейся к хлоридно-натриевого типу минерализации [1]. Так, при взаимодействии этих растворов в свободном объеме, как было установлено в работе [1], происходит выпадение нерастворимого осадка сульфата кальция. Возможно, снижение проницаемости образцов и Ботубинского и Улаханского продуктивных горизонтов связано с протеканием процесса подобного рода. В частности в высокопроницаемом коллекторе, внутривисочная галитизация сопровождается концентрированием нерастворимых солей на стенках пор, что приводит к их сужению, а далее и к частичной закупорке пор меньших по диаметру. Сужение и частичная закупорка пор ведет к резкому снижению проницаемости до того времени пока остаточная пластовая вода полностью не прореагирует с раствором вытеснения.

В отличие от хода кривых изменения коэффициента проницаемости по минеральному раствору образцов керн Ботубинского продуктивного горизонта, характер кривых для образцов Улаханского горизонта преимущественно монотонный. Это можно объяснить тем, что в менее проницаемом коллекторе поры закупориваются, минуя стадию их резкого сужения.

Таким образом установлено, что при прокачке высокоминерализованного раствора через образцы в объеме 200 мл коэффициент проницаемости кернов ботубинского горизонта уменьшается на 64 %, а кернов улаханского горизонта - на 75 %, что в обоих случаях является существенным снижением проницаемости

образцов коллектора в результате их кальцинирования и сульфатизации. В связи с этим увеличение продолжительности заводнения скважин рассматриваемым минерализованным раствором может привести к негативному изменению строения порового пространства коллектора и ухудшению его фильтрационно-ёмкостных характеристик.

Для нивелирования негативного влияния применяемого минерализованного раствора на нефтеносный коллектор Иреляхского ГНМ, необходим поиск альтернативного агента вытеснения стойкого к воздействию растворов высокой минерализации по хлоридно-кальциевому типу. Одним из широко распространенных реагентов для загущения вод поддержания пластового давления является натриевая соль кабоксиметилцеллюлозы (Na-КМЦ). Идея использования водорастворимых полимеров целлюлозной группы для повышения эффективности заводнения основана на способности их водных растворов значительно снижать подвижность воды в высокопроницаемых пропластках, выравнивая фронт продвижения водо-нефтяного контакта.

Для полимерного заводнения обычно используют растворы полимеров с концентрациями от 1 до 10 г/л, поэтому были исследованы в качестве агента вытеснения нефти из образцов коллектора Иреляхского ГНМ растворы Na-КМЦ с концентрациями 3; 5 и 7 г/л. Кинематическая вязкость для выбранных растворов при температуре 10 °С составила 7, 10 и 12 мм²/с соответственно.

Также были отобраны образцы керн Ботубинского продуктивного горизонта с проницаемостью по дистиллированной воде 0,270 - 0,275 мкм². Выбранные образцы имели остаточную водонасыщенность в пределах от 0,3 до 0,35 ед., а также насыщены дегазированной нефтью Иреляхского ГНМ. Нефтенасыщенность варьировалась от 0,67 до 0,6 ед.

При исследовании нефтewытесняющих свойств растворов Na-КМЦ и рассматриваемого выше минерального раствора, с вязкостью 8,3 мм²/с при температуре 10 °С, в условиях, приближенных к пластовым, были получены зависимости коэффициента проницаемости от объема вышедшего из образца породы коллектора флюида (рис. 4).

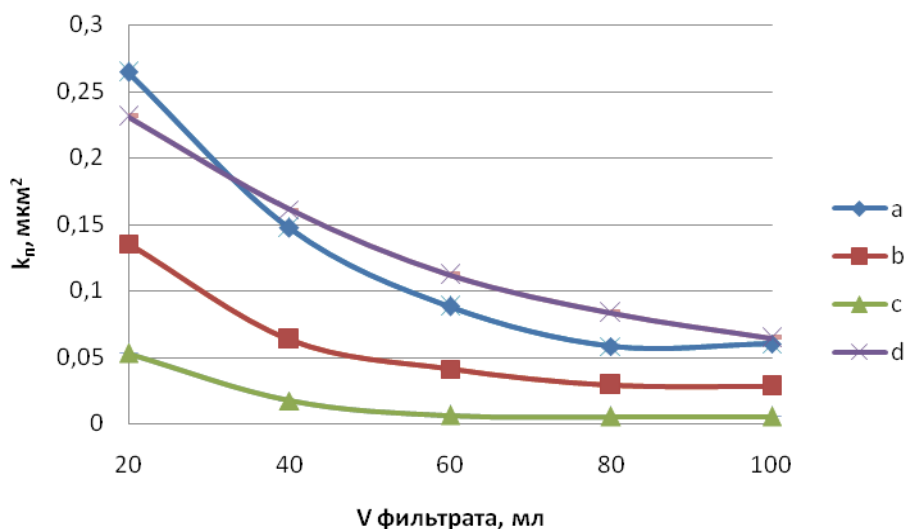


Рисунок 4. Зависимость коэффициента проницаемости от объема, вышедшего из образца породы коллектора Иреляхского ГНМ флюида:
 а – раствор Na-КМЦ 3 г/л, б – раствор Na-КМЦ 5 г/л,
 с – раствор Na-КМЦ 7 г/л, d – высокоминерализованный раствор

Из рис. 4 видно, что для растворов Na-КМЦ с увеличением концентрации полимера происходит снижение коэффициента проницаемости, возможно, обусловленное повышением сдвиговых напряжений полимера при его фильтрации. Также установлено, что в процессе прокачки полимерных растворов различной концентрации через образцы коллектора, происходит значительное снижение их проницаемости. В частности при использовании раствора с концентрацией 3 г/л проницаемость образцов коллектора уменьшается в 4,5 раза, с концентрацией 5 г/л – в 4,8 раза, а 7 г/л – в 10,6 раз. Снижение фильтрационных характеристик образцов коллектора во многом объясняется частичной адсорбцией и механическим улавливанием агрегатов частиц полимера пористой средой. Данное рассуждение подтверждается ходом кривых вытеснения. Так кривые вытеснения растворов полимера различной концентрации (рис. 4 a,b,c) имеют ярко выраженное снижение проницаемости образцов от начала фильтрации, которое достигнув своего минимума, прекращается, в отличие от хода кривой вытеснения минерализованного раствора (рис. 4d), где проницаемость образцов продолжает снижаться вплоть до конца фильтрации.

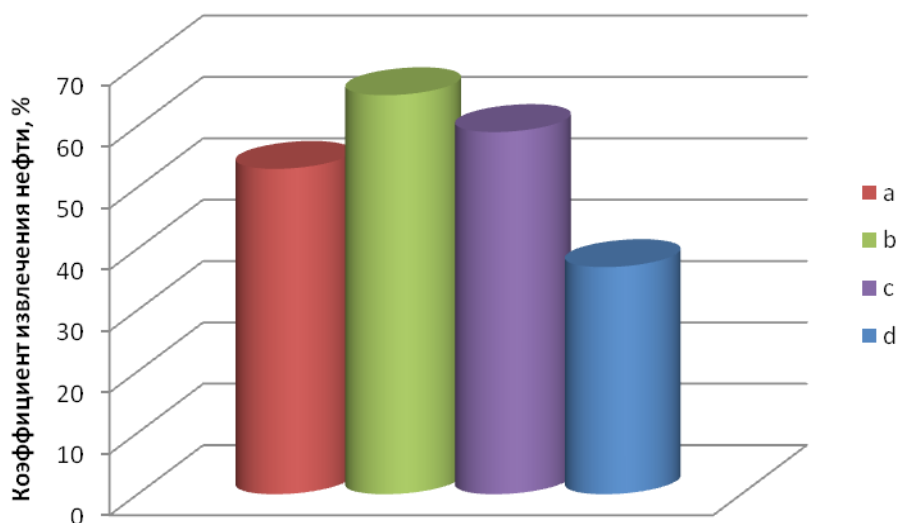


Рисунок 5. Зависимость коэффициента извлечения нефти от природы и концентрации раствора вытеснения при температуре 10 °С:

a – раствор Na-КМЦ 3 г/л, b – раствор Na-КМЦ 5 г/л,
c – раствор Na-КМЦ 7 г/л, d – высокоминерализованный раствор

Установлено, что для вытесняющих растворов на основе Na-КМЦ (рис. 5a,b,c) значение коэффициента извлечения нефти в 1,4 - 1,7 раза больше, чем для минерализованного раствора. Данный факт объясняется тем, что характерными особенностями вытеснения нефти из образцов коллектора минерализованным раствором является: опережающее обводнение высокопроницаемых зон образцов и образование зон с капиллярно удерживаемой и пленочной нефтью. Это, в конечном счете, приводит к уменьшению коэффициента извлечения нефти по сравнению с экспериментом, где в качестве вытесняющего агента применялись полимерные растворы, применение которых приводит к селективному повышению фильтрационного сопротивления заводненных зон образцов коллектора. В результате перераспределяются фильтрационные потоки, выравнивается фронт вытеснения нефти, увеличивается объем полостей образцов охваченных агентом вытеснения.

Самым высоким значением КИН (68 %) характеризуется вытесняющий раствор Na-КМЦ с концентрацией полимера 5 г/л, который и по показателю соотношения вязкостей растворов полимера к нефти в 1,5 раза превосходит минерализованный раствор вытеснения. Следовательно, применение раствора натриевой

соли карбоксиметилцеллюлозы с концентрацией 5 г/л в качестве базового нефтewытесняющего агента может быть наиболее целесообразно с точки зрения повышения технико-экономических показателей Иреляхского ГНМ.

Таким образом, при выборе агента вытеснения нефти с учетом его стабильности и эффективности в условиях низких пластовых температур и высокоминерализованных пластовых флюидов Иреляхского ГНМ, целесообразно рассмотреть, как один из вариантов агента заводнения, применение раствора Na-КМЦ с концентрацией 5 г/л.

Литература

1. Шиц Е.Ю., Федорова А.Ф., Портнягин А.Ф. Экспериментальное определение влияния закачки раствора ППД на коллекторские свойства // Наука и образование, 2006. №1. С. 44-48.

2. Шиц Е.Ю., Сафронов А.Ф., Федорова А.Ф., Портнягин А.С. Исследование совместимости пластовой воды Иреляхского ГНМ с агентами поддержания пластового давления // Нефтяное хозяйство, 2008. №1. С. 82-86.