

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/10_2015

УДК [552.578.061.4:552.513]:622.24.063

Подопригора Д.Г., Петухов А.В., Сюзев О.Б.

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург, Россия, podoprigora-1990@mail.ru, av_petukhov@mail.ru

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОЛИМИКТОВЫХ ПЕСЧАНИКОВ ПРИ ИХ ВСКРЫТИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОЛИМЕРНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА

В лабораторных условиях были исследованы образцы полимиктовых песчаников с разных месторождений после воздействия на них полимерного бурового раствора. При изучении образцов керн на установке FDES-645 для оценки степени повреждения продуктивного пласта в статическом и динамическом режимах было подтверждено наличие в образцах керн из низкопроницаемых полимиктовых песчаников Днепровско-Донецкой впадины микротрещин, и показана возможность их раскрытия в процессе бурения. На примере образца керн полимиктового песчаника Вынгапуровского месторождения, расположенного в Западной-Сибири, показано двухкратное снижение проницаемости после динамического воздействия на него полимерным раствором, моделирующего условия промывки скважины. В результате экспериментов также установлено образование твердой полимерной пленки из бурового раствора при высоких температурах. Показано, что эту пленку можно эффективно удалять водным раствором соляной кислоты.

Ключевые слова: полимиктовый песчаник, полимерный буровой раствор, проницаемость, микротрещины, полимерная пленка, соляная кислота, Днепровско-Донецкая впадина, Западная-Сибирь.

На сегодняшний день большинство крупных нефтяных и газовых месторождений России находятся на заключительных стадиях разработки, что свидетельствует о неуклонном снижении активных запасов углеводородов (УВ). В таких условиях значительную роль играет вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), доля которых в ближайшем будущем будет значительно возрастать. Задача восполнения запасов УВ и ввода новых месторождений в разработку может быть решена либо путем активизации геологоразведочных работ в малоизученных регионах (Восточная Сибирь, Арктический шельф), либо за счет промышленного освоения залежей, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам и большим глубинам [Петухов, 2014]. При этом следует уточнить, что под понятием ТРИЗы подразумевают, как правило, сложнопостроенные, низкопроницаемые, глинизированные коллектора, поэтому к вскрытию залежей в таких коллекторах следует относиться вдвойне осторожно. Необходимо выбирать такие технологии бурения и заканчивания скважин, которые должны соответствовать геолого-физической характеристике пласта и максимально сохранять его первичные фильтрационно-емкостные

свойства (ФЕС). Используя эти технологии в большинстве случаев можно предотвратить или значительно снизить влияние различных негативных процессов, снижающих продуктивность добывающих скважин. Как показывает практика, сохранить потенциальную продуктивность скважин в полной мере в процессе бурения практически никогда не удастся, особенно в случае вскрытия пластов, которые характеризуются высокой глинистостью, низкими ФЕС, а также представлены трещинным или порово-трещинным типом коллектора [Калинин, 2005].

Одним из способов сохранения продуктивных пластов, который широко применяется в последнее время, является вскрытие нефтегазоносных коллекторов с использованием полимерного бурового раствора (БР). Преимуществом данного БР является то, что в процессе бурения полимер частично отфильтровывается на границе скважина-пласт, образуя практически непроницаемую корку, которая защищает пласт и снижает возможность глубокого проникновения в него фильтрата БР. После бурения скважины корка легко удаляется путем проведения соляно-кислотной обработки продуктивного пласта.

В статье рассмотрены результаты лабораторных экспериментов по изучению ФЕС 4 образцов полимиктовых песчаников одного из газоконденсатных месторождений (ГКМ), расположенного в Днепровско-Донецкой впадине, бурение скважин в пределах которого проводят с использованием полимерного БР (по просьбе недропользователя не указывается название этого ГКМ). По величине проницаемости исследованные образцы соответствуют IV-V классам коллекторов ($0,001-0,1 \text{ мкм}^2$) по классификации А.А. Ханина [Ханин, 2012]. Установлено, что в пределах ГКМ Днепровско-Донецкой впадины также присутствуют коллектора III класса по А.А. Ханину (проницаемость $0,1-0,5 \text{ мкм}^2$). Отобрать образцы с такой проницаемостью на месторождении не удалось, поэтому для рассмотрения данного класса коллекторов и сравнения результатов экспериментов для исследований был взят керн Вынгапуровского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), расположенного в Западной Сибири. Следует отметить, что в этом регионе так же широко используют при бурении скважин полимерные и полимер-глинистые БР, а целью экспериментов является изучение влияния ксантанового полимерного БР на ФЕС полимиктовых песчаников различной проницаемости, которые часто встречаются в разных регионах, в том числе в Днепровско-Донецкой впадине и Западной-Сибири. Керн Вынгапуровского НГКМ имеет абсолютную проницаемость $123,52 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и представляет собой полимиктовый песчаник с карбонатно-глинистым цементом (образец 417-1-4). Кроме того в лаборатории были проведены исследования физико-химических свойств полимерного БР, с использованием которого производят вскрытие продуктивных песчаников ГКМ Днепровско-Донецкой впадины и Западной Сибири, залегающих в жестких термобарических условиях ($P_{пл} \approx 49 \text{ МПа}$, $T_{пл} = 130 \text{ }^\circ\text{C}$). В лаборатории повышения нефтеотдачи пластов Горного

университета было изучено влияние данного раствора на ФЕС при моделировании первичного вскрытия на образцы 417-1-4 Вынгапуровского НГКМ и 1 из интервала 4959,5-4959,6 м ГКМ Днепровско-Донецкой впадины в условиях приближенных к пластовым. Образец 2 не испытывался, так как на нем планируется дальнейшее проведение экспериментов с искусственной трещиной и по кислотной обработке с использованием специальной установки FDES-645 для оценки степени повреждения продуктивного пласта при бурении скважин.

На ГКМ Днепровско-Донецкой впадины исходные образцы для проведения экспериментов были отобраны из интервалов глубин 4959,5-4959,6 м (скв. 59), 4961,5-4961,6 м (скв. 59), а на Вынгапуровском - из интервала 2664,0-2684,0 м (образец керна 417-1-4).

Промышленные запасы газа и газового конденсата, исследуемого ГКМ Днепровско-Донецкой впадины, содержатся в песчано-алевролитовых коллекторах визейского яруса (пласты В-21, В-22, В-24). Литологически они представлены разномерными песчаниками, а также крупномерными алевролитами. Коллектора продуктивных пластов, по данным исследований керна, относятся преимущественно к гранулярно-поровому типу, реже к трещинно-поровому.

Продуктивный горизонт В-21, из которого были отобраны образцы керна в интервалах 4959,5-4959,6 м (скв. 59), 4961,5-4961,6 м (скв. 59), залегает в верхней части мощной песчано-алевролитовой толщи и представлен двумя продуктивными пластами: В-21в и В-21н, которые разделены глинистыми перемычками толщиной 20-50 м и содержат самостоятельные газоконденсатные залежи. Продуктивные пласты представлены песчаниками светло-серыми, кварцевыми, мелкозерными, реже разномерными, иногда крупномерными, в разной степени алевритистыми. По результатам анализа гранулометрического состава установлено, что содержание мелкозернистой фракции (0,1-0,25 мм) в песчаниках горизонта составляет 40-60%, среднезернистой (0,25-0,5 мм) - 1-35%, крупномерной и гравелистой (> 0,5 мм) - от 0 до 15%.

По данным петрофизического описания шлифов из интервала 4959,5-4959,6 м (скв. 59) продуктивный пласт характеризуется как песчаник мелкозернистый, полимиктовый, с каолинитово-карбонатным цементом. Структура породы псаммитовая, текстура неупорядоченная. В состав песчаника входят следующие породообразующие минералы: кварц - 60%, слюда - 10%, полевые шпаты - 5%, каолинитово-карбонатный цемент - 25%. Зерна кварца, размером 0,02-0,3 мм (алевритовая часть составляет до 10%), неправильной формы, угловатые, некоторые с регенерационными каемками, местами конформно соединены, корродированы карбонатом. Полевые шпаты неправильной формы,

пелитизированы, а также корродированы карбонатом. Слюды представлены мусковитом и гидромусковитом. Чешуйки мусковита тонкие, удлиненные, расщепленные, частично гидратированные, неориентированны в пространстве. В качестве акцессорных минералов выделены турмалин и анатаз, а рудные минералы представлены пиритом и лейкоксеном. Цемент в песчаниках каолиново-карбонатный, контактово-порового и базального типов. Каолинит, обнаруженный в порах - чистый, прозрачный, занимает до 10% объема. Карбонатная составляющая представлена кальцитом и анкеритом. В породе заметные проявления различных типов битумоидов.

Петрофизическое описание шлифов из нижележащего интервала 4961,5-4961,6 м (скв. 59) показало, что на этих глубинах продуктивная толща представлена песчаником средне-мелкозернистым, алевритистым, олигомиктовым, с каолиново-карбонатным цементом. Структура алевропсаммитовая, текстура неупорядоченная. В составе породы: кварц - 75%, слюда - 10%, полевые шпаты - 5%, каолиново-карбонатный цемент - 10%. Зерна кварца размером 0,03-0,5 мм (фракция 0,03-0,05 около 10%), неправильной формы, угловатые, несортированные с конформным соединением. Слюды представлены мусковитом и гидромусковитом. Чешуйки мусковита тонкие, удлиненные, расщепленные, разной степени сохранности, отдельные гидратированные, по спайности заметны выделения карбоната, неориентированные, в породе размещены неравномерно. Акцессорные минералы представлены анатазом и турмалином, рудные - пиритом и лейкоксеном. Цемент каолиново-карбонатный, порового типа. Каолинит мелкочешуйчатый, чистый, прозрачный занимает 3%. Карбонатная составляющая представлена кальцитом, анкеритом и сидеритом с вкраплениями пирита. В шлифе также был установлен микростилолитовый шов, минерализованный кальцитом и анкеритом, с включениями акцессорных минералов, густо покрапленный пиритом.

Образец керна 417-1-4 Вынгапуровского НГКМ был отобран из продуктивного пласта БВ₈, залегающего на глубине 2700 м. Пласт представлен песчаниками от светло-серых до серых, однородными, кварцевыми и кварцево-слюдистыми (встречаются кварцево-полевошпатовые), мелко- и среднезернистыми, реже тонкозернистыми, крепко- и среднесцементированными, плотными, массивными, обычно с глинистым и глинисто-карбонатным цементом, среди глин преобладает каолинит. Часто встречаются прослои и линзы аргиллитов, известняка серого, наблюдаются следы илоедов, остатки фауны аммонитов и белемнитов. Слоистость преобладает горизонтальная, волнистая, косая, линзовидная, обусловленная намывами углисто-глинистого материала, а также растительного детрита.

Используемый для проведения динамических испытаний на установке FDES-645 полимерный БР представляет собой смесь следующих компонентов в %:

- биополимерный загуститель (ксантан) – 0,5;
- крахмальный полисахарид – 2;
- хлористый калий – 5;
- хлористый натрий – 20;
- карбонатный наполнитель (мраморная крошка) – 10;
- вода – остальное.

Технология приготовления данного БР не требует специальной техники, для этого пригоден любой узел смешения (глиномешалка, гидромешалка, блок приготовления раствора), способный создать интенсивное перемешивание, и непрерывно поддерживать его в течении не менее 4 часов. Важным моментом является равномерность перемешивания всего объема и отсутствие застойных зон в емкости приготовления. Данный раствор используется в наиболее сложных горно-геологических условиях и рекомендуется при бурении на больших глубинах. Раствор обеспечивает эффективное подавление гидратации и набухания глинистых пород, характеризуется низкой водоотдачей, а также обладает термостойкостью до 140-150 °С. Все перечисленные свойства БР очень важны, так как вскрытие продуктивных отложений происходит на глубине около 5000 м, а температура в исследуемом интервале глубин ГКМ Днепровско-Донецкой впадины составляет 130 °С.

В лаборатории повышения нефтеотдачи пластов был проведен замер плотности БР, исследована термостабильность БР при температуре 130 °С, определено статическое напряжение сдвига и рассчитан показатель, характеризующий тиксотропные свойства исследуемого раствора. Также был произведен замер условной вязкости, определена водоотдача и толщина фильтрационной корки раствора, проведены реологические исследования БР на универсальном ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1.

Измерение плотности БР проводилось с использованием плотномера DE 40 компании Mettler Toledo при 20 °С. По результатам проведенного замера, плотность тестируемого БР составила 1164 кг/м³.

Для определения термостабильности исследуемого БР при пластовых условиях использовался термощкаф с установленной температурой 130 °С, в котором полимерный раствор выдерживался в течении суток. В термостат помещались 2 пробы: чистый БР в объёме 40 мл и БР (40 мл), в который добавлялось 4 мл (10% от объёма БР) керосина для моделирования процесса выпадения конденсата в продуктивном пласте. Чистый БР и раствор с керосином оказались стабильными в течение всего времени эксперимента при данной температуре.

Статическое напряжение сдвига БР измерялось на приборе СНС-2. Статическое напряжение сдвига - это усилие, при котором начинается разрушение структуры, отнесенное к единице площади. Величина статического напряжения сдвига должна быть минимальной, но достаточной для удержания во взвешенном состоянии частиц выбуренных пород в покоящемся БР и утяжелителя. Для оценки характера нарастания прочности структуры во времени измерения делают через 1 мин (θ_1) и 10 мин (θ_{10}) покоя. Кроме рассмотренных выше показателей, структурно-механические свойства БР характеризует также коэффициент тиксотропии, который отражает реологические свойства БР.

Таким образом, величины статического напряжения сдвига, измеренные через 1 и 10 мин, равны соответственно:

$$\theta_1 = 9,952 \text{ Па}$$

$$\theta_{10} = 13,684 \text{ Па}$$

Затем было рассчитано отношение $\theta_{10}/\theta_1 = \kappa_t$, характеризующее тиксотропные свойства исследуемой промывочной жидкости (в соответствии с требованиями $\kappa_t = 1 \div 1,5$).

$$\kappa_t = 1,375$$

Полученная величина показателя $\kappa_t = 1,375$ входит в требуемый интервал.

Далее проводился замер условной вязкости БР на воронке Марша. Вязкость БР должна быть минимальной, но достаточной для удержания во взвешенном состоянии частиц выбуренной породы и утяжелителя при данной плотности БР. Условная вязкость для БР, на которых вскрывают песчаные пласты, должна входить в интервал 45-65 с.

$$\left. \begin{array}{l} t_1 = 47 \text{ с} \\ t_2 = 46 \text{ с} \\ t_3 = 45 \text{ с} \end{array} \right| t_{\text{cp}} = 46 \text{ с}$$

Как видно для исследуемого БР полученное значение условной вязкости соответствует требуемой величине.

Водоотдача БР определялась на фильтр-прессе ФЛР-1, который предназначен для определения этого показателя у растворов, применяемых при бурении нефтяных и газовых скважин.

В процессе проведения эксперимента было установлено, что исследуемый БР обладает водоотдачей $14,4 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ и образует фильтрационную корку толщиной $0,4 \text{ мм}$.

Для изучения реологических свойств БР на приборе Rheotest RN 4.1 были сняты зависимости его напряжения сдвига и эффективной вязкости от скорости сдвига, при её увеличении от 1 с^{-1} до 300 с^{-1} при значениях температуры: $20 \text{ }^\circ\text{C}$, $40 \text{ }^\circ\text{C}$, $60 \text{ }^\circ\text{C}$, $80 \text{ }^\circ\text{C}$ (рис. 1, 2).

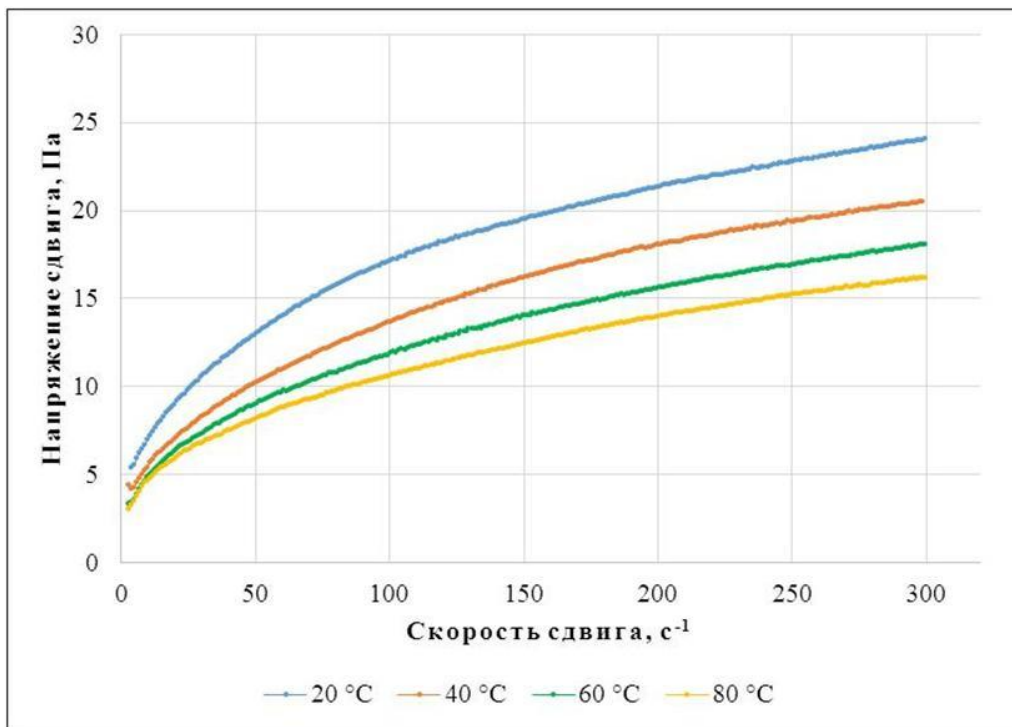


Рис. 1. Зависимость напряжения сдвига бурового раствора от скорости сдвига

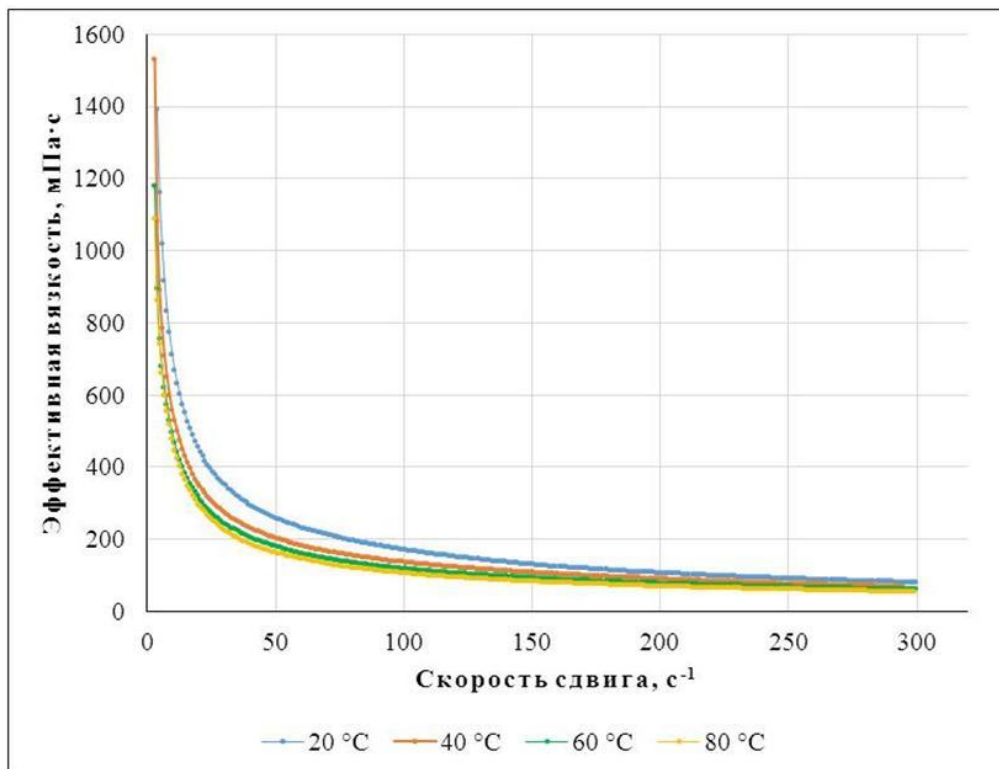


Рис. 2. Зависимость эффективной вязкости бурового раствора от скорости сдвига

Как видно из представленных на рисунках графиков, полимерный БР обладает неньютоновскими свойствами и является псевдопластичной жидкостью, так как эффективная вязкость раствора уменьшается с ростом скорости сдвига. На графиках также

можно видеть, что напряжение сдвига и эффективная вязкость значительно уменьшаются с ростом температуры, а, следовательно, с увеличением глубины скважины будет снижаться вязкость БР и уменьшаться гидравлические сопротивления в циркуляционной системе. Изменение вязкости БР при высокой температуре будет способствовать уменьшению амплитуды колебаний давления при пуске, остановке буровых насосов и выполнении спускоподъемных операций, а также снижению вероятности образования застойных зон в стволе скважины с накоплением в них выбуренной породы [Буровые технологические жидкости..., 2014].

Таким образом, в результате лабораторных исследований было установлено, что, используемый на ГКМ Днепровско-Донецкой впадины, полимерный БР отвечает всем необходимым требованиям, предъявляемым к промывочным жидкостям для бурения нефтяных и газовых скважин.

Далее была проведена подготовка 4 образцов керна ГКМ Днепровско-Донецкой впадины, которые перед проведением экспериментов были проэкстрагированы на специальных экстракторах фирмы Vinci Technologies. В качестве жидкости для экстрагирования использовалась смесь петролейного эфира (П) и изопропилового спирта (И) в соотношении 50:50. Результаты экстрагирования приведены в табл. 1.

Таблица 1

**Результаты экстрагирования 4 образцов керна газоконденсатного месторождения
Днепровско-Донецкой впадины**

Номер керна	1 (4959,5-4959,6 м)		2 (4959,5-4959,6 м)		1 (4961,5-4961,6 м)		2 (4961,5-4961,6 м)	
	вода	П+И (50:50)	вода	П+И (50:50)	вода	П+И (50:50)	вода	П+И (50:50)
$d \cdot 10^{-3}$, м	29,9		29,9		29,9		29,9	
$L \cdot 10^{-3}$, м	74,04		56,6		72,4		73,85	
$Q, * 10^{-9}$ м ³ /с	8,3	8,3	1,7	2,5	16,7	16,7	16,7	16,7
ΔP , МПа	4	1,8	5	2,5	0,65	0,41	0,46	0,28
μ , сПз	1	0,688	1	0,688	1	0,688	1	0,688
$k \cdot 10^{-3}$, мкм ²	0,223	0,342	0,027	0,057	2,689	2,897	3,848	4,325

Затем в лаборатории повышения нефтеотдачи пластов проводилось определение пористости и абсолютной проницаемости исследуемых образцов керна ГКМ Днепровско-Донецкой впадины и Вынгапуровского НГКМ.

Пористость керна измерялась на гелиевом порозиметре ТРІ-219. Определение абсолютных проницаемостей образцов по газу (воздуху) проводилось на установке ТВР-804. Результаты измерения пористости и абсолютной проницаемости, исследованных 5 образцов керна, представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты измерения величины пористости и абсолютной проницаемости

Номер керна	1 (4959,5-4959,6 м)	2 (4959,5-4959,6 м)	1 (4961,5-4961,6 м)	2 (4961,5-4961,6 м)	417-1-4
$V_{\text{керна}} \cdot 10^{-6}, \text{ м}^3$	51,99	39,74	50,84	51,85	44,90
$V_{\text{пор}} \cdot 10^{-6}, \text{ м}^3$	2,36	1,72	4,67	5,68	9,55
$m_{\text{образца}}, \%$	4,54	4,33	9,18	10,96	21,28
$k \cdot 10^{-3}, \text{ мкм}^2$	1,02	0,32	7,09	14,69	123,52

Как видно из представленной таблицы, наибольшей пористостью и проницаемостью обладает образец 417-1-4 Вынгапуровского НГКМ. Что касается ГКМ Днепровско-Донецкой впадины, то здесь образцы из интервала глубин 4961,5-4961,6 м характеризуются более высокими ФЕС по сравнению с образцами из интервала 4959,5-4959,6 м, что свидетельствует о значительной послойной неоднородности продуктивного горизонта в окрестностях скв. 59, из которой производился отбор керна.

После необходимой подготовки керна проводились динамические и статические фильтрационные эксперименты на образцах горных пород ГКМ Днепровско-Донецкой впадины и Вынгапуровского НГКМ по моделированию влияния БР на ФЕС продуктивных пластов.

Для керна 1 (4959,5-4959,6 м) ГКМ Днепровско-Донецкой впадины моделировалось первичное вскрытие при условиях максимально приближенных к пластовым, в динамическом режиме фильтрации, т. е. в режиме омывания торца керна БР, на установке FDES-645 (модификация установки для работы с опцией Mud). Опция Mud дает возможность моделировать циркуляцию БР в приборе также как в скважине при вскрытии продуктивного горизонта. Статический режим фильтрации для керна 1 ГКМ Днепровско-Донецкой впадины не моделировался, так как керн имеет очень низкую проницаемость ($k_{\text{возд}} = 1,02 \text{ мкм}^2$). На рис. 3 представлены циклы изменения давления во времени характерные для динамического режима фильтрации на установке FDES-645.

Из представленного графика видно, что в процессе эксперимента происходит резкое изменение давления. Это свидетельствует о том, что сначала давление в системе постепенно возрастает за счет нарастания фильтрационной корки на торце керна, затем происходит разрушение фильтрационной корки и резкое падение давления. При этом в процессе эксперимента величина давления при фильтрации в динамическом режиме постоянно увеличиваются, так как фильтрационная корка становится толще с течением времени.

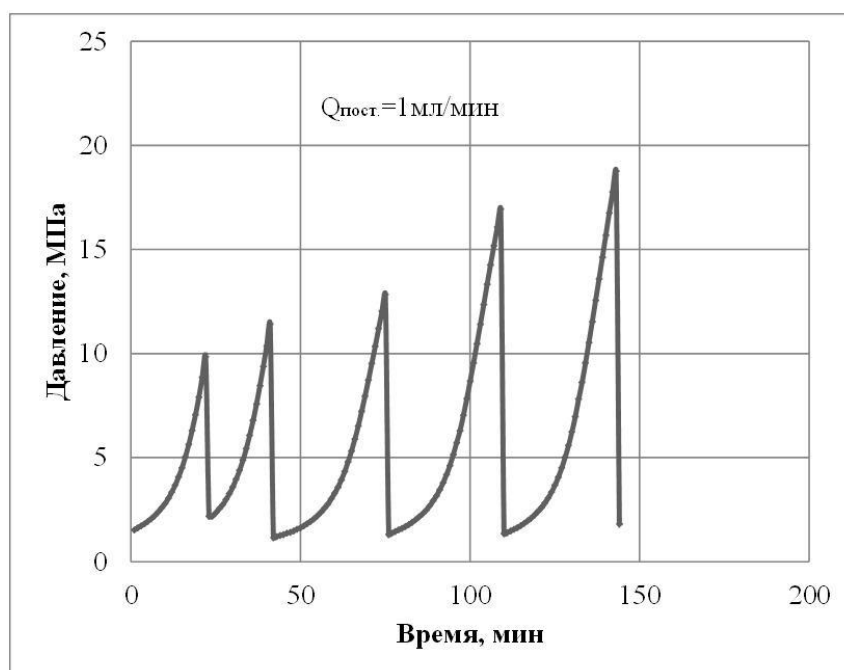


Рис. 3. График изменения давления, полученный при моделировании в динамическом режиме на керне 1 (4959,5-4959,6 м) газоконденсатного месторождения Днепровско-Донецкой впадины

По результатам промыслово-геологических исследований ГКМ Днепровско-Донецкой впадины установлено, что породам-коллекторам данного месторождения свойственна микротрещиноватость. Вследствие этого, в процессе бурения нередко происходят поглощения БР, связанные с раскрытием микротрещин пласта из-за высокой репрессии. Для подтверждения этого вывода, в ходе эксперимента разница давления в циркуляционной системе установки FDES-645 и давления всестороннего обжима образца керна периодически снижалась ниже рекомендуемой величины 500 psi (3,5 МПа). Такая разница давления в конечном счете привела к разрушению образца на торце. Таким образом, при проведении динамического эксперимента было установлено, что на торце образца керна сформировались техногенные трещины (рис. 4), при этом общая пористость песчаника, по результатам сканирования керна на компьютерном микротомографе SkyScan, после воздействия БР увеличилась по проведенным расчетам с 4,54% до 12%. Это относится только к той части образца керна, где образовались техногенные трещины, на остальном участке пористость осталась неизменной. Данный эксперимент подтвердил наличие микротрещин в продуктивных пластах ГКМ Днепровско-Донецкой впадины и возможность их раскрытия за счет перепадов давления и поглощений БР в процессе бурения.



Рис. 4. Внешний вид керна 1 (4959,5-4959,6 м) газоконденсатного месторождения Днепровско-Донецкой впадины после моделирования динамического режима фильтрации

Далее проводились динамические и статические эксперименты на керне Вынгапуровского НГКМ. В процессе исследований этого керна моделировались пластовые условия ГКМ Днепровско-Донецкой впадины ($T_{пл} = 130 \text{ }^\circ\text{C}$, $P_{пл} = 48,7 \text{ МПа}$), так как основным объектом исследований является это месторождение. Целью эксперимента была оценка изменения ФЕС полимиктовых песчаников после воздействия на них полимерного БР.

Моделирование проводилось в 2 этапа:

1. динамический режим фильтрации БР, при котором производилась циркуляция раствора по торцу керна с постоянным расходом;
2. статический режим фильтрации при постоянном эффективном давлении, которое равно разности давления столба БР на глубине 4960 м и гидростатического давления. Величина постоянного эффективного давления составила 1157 psi (7,98 МПа).

В динамическом режиме фильтрации полимерный БР прокачивался с расходом 1 мл/мин в течении 4 часов, затем такое же время образец выдерживался в статическом режиме при постоянном давлении 7,98 МПа и переменном расходе. Полученный в процессе эксперимента график представлен на рис. 5.

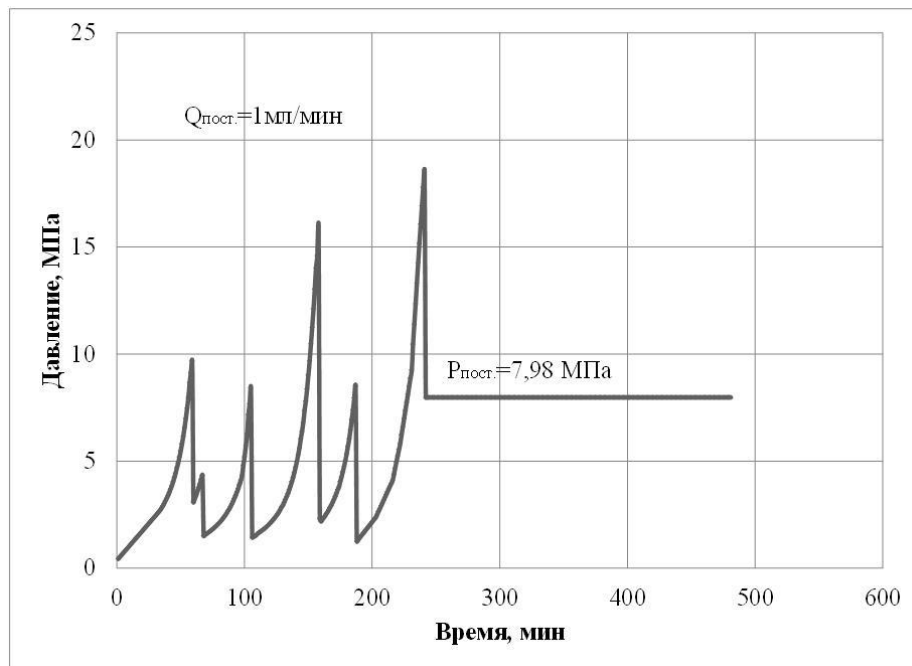


Рис. 5. График изменения давления, полученный при моделировании в динамическом и статическом режимах на керне Вынгапуровского нефтегазоконденсатного месторождения

При динамическом режиме фильтрации полимерного БР вдоль торца керна в проводимом эксперименте наблюдались такие же резкие изменения давления, как и в предыдущем опыте на керне ГКМ Днепровско-Донецкой впадины. Спустя 4 часа проводился перевод установки на статический режим, т. е. в режим поддержания постоянного давления на торце керна. На рис. 6 представлен образец керна Вынгапуровского НГКМ после динамических и статических испытаний на установке FDES-645.



Рис. 6. Внешний вид образца керна Вынгапуровского нефтегазоконденсатного месторождения после динамических и статических испытаний на установке FDES-645

В дальнейшем было произведено механическое удаление фильтрационной корки с торцевой части керна с помощью металлического скребка, и проведен замер абсолютной проницаемости по газу с целью определения изменения фильтрационных характеристик исследуемого образца 417-1-4 после воздействия на него БР. Результаты замеров проницаемости до и после воздействия БР показали, что проницаемость данного образца уменьшилась с $123,52 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $64,31 \cdot 10^{-3}$ мкм². В работе А.С. Немкова и др. [Немков и др., 2013] исследовалось влияние полимерной составляющей БР на проницаемость полимиктовых песчаников и были получены аналогичные результаты по снижению проницаемости. В качестве полимерных составляющих выступали высокомолекулярные полисахариды: платогель, ксантановая камедь и натрий-карбоксиметилцеллюлоза техническая (Камцел–1000). Водными растворами данных полимеров, приготовленных в той концентрации в которых он присутствовал в БР, насыщали керны, затем их экстрагировали спиртобензольной смесью, сушили и замеряли проницаемость по газу. Результаты были получены следующие: присутствие в поровом пространстве ксантановой камеди и Камцела-1000 снизило проницаемость керна на 25-49% относительно величин, полученных до насыщения этих образцов водными растворами полимеров [Немков и др., 2013].

Таким образом, в результате проведенного эксперимента было зафиксировано почти двухкратное снижение проницаемости, что объясняется проникновением фильтрата БР и карбонатных частиц утяжелителя раствора в керн. Так же при проведении лабораторного опыта с полученным на фильтр-прессе ФЛР-1 фильтратом полимерного БР было установлено, что при высокой температуре (105 °С) вода из него начинает испаряться и образуется твердая полимерная пленка (рис. 7). Образование такой пленки можно объяснить тем, что в составе БР присутствует ксантан и различные соли (KCl, NaCl), которые могут взаимодействовать с породообразующими минералами. Таким образом, было показано, что при высокой температуре из фильтрата образуется полимерная пленка, которая может экранировать пустотное пространство матрицы и трещин.

Известно, что ксантан и мрамор хорошо растворяет соляная кислота, растворы которой обычно используются для очистки продуктивного пласта после бурения скважин с использованием полимерных БР [Козак, 2006]. Для изучения действия соляной кислоты на образовавшуюся полимерную пленку в лабораторных условиях был проведен еще один эксперимент: в бюксе с образовавшейся из фильтрата полимерной пленкой постепенно добавлялся водный раствор 12% соляной кислоты, который полностью ее растворил. Этот эксперимент показал эффективность применения водных растворов соляной кислоты для очистки призабойной зоны пласта после использования полимерного БР. Однако насколько

глубоко в трещинно-поровый коллектор может проникнуть и прореагировать кислота по сравнению с фильтратом БР предстоит выяснить в последующих экспериментах.

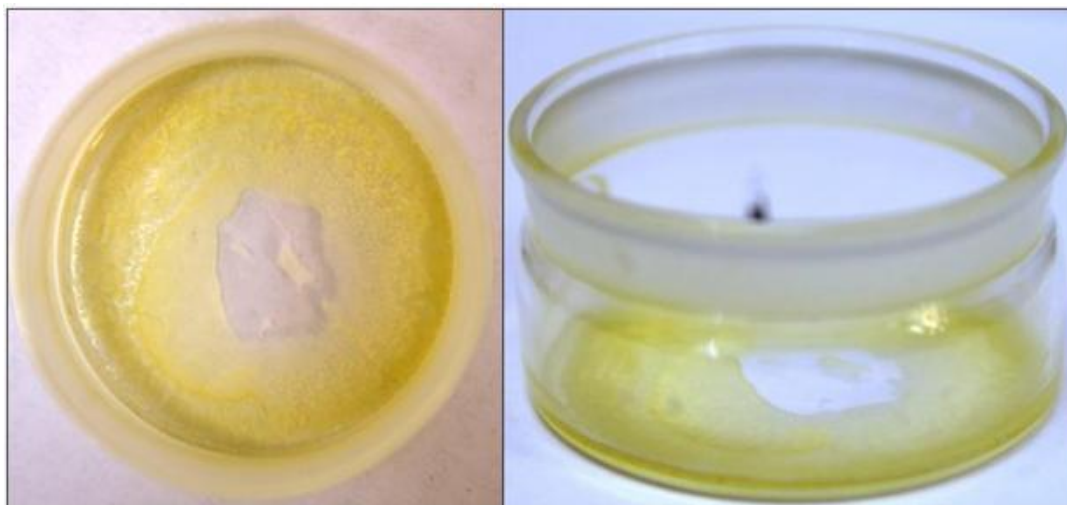


Рис. 7. Полимерная пленка после выпаривания воды из фильтрата бурового раствора

В заключении следует отметить, что в низкопоровых песчаниках ГКМ Днепровско-Донецкой впадины присутствуют микротрещины, которые могут расширяться в процессе бурения и образовывать так называемую техногенную трещиноватость. В результате этого происходят значительные поглощения промывочной жидкости и глубокое проникновение БР в пласт, при этом изменяются ФЕС как в призабойной зоне пласта, так и в удаленной его части. Образующаяся из фильтрата БР полимерная пленка также может экранировать поры коллектора и микротрещины.

Основные выводы:

1. Исследованные образцы керна ГКМ Днепровско-Донецкой впадины позволяют отнести продуктивные песчаники пласта В-21 в скв. 59 преимущественно к трещинно-поровому типу коллектора. Как показали лабораторные эксперименты, в процессе вскрытия таких песчаников, присутствующие в них микротрещины могут раскрываться при разнице давления в циркуляционной системе установки FDES-645 и давления всестороннего обжима образца керна ниже рекомендуемой величины 500 psi (3,5 МПа). В процессе эксперимента перепад давления достигал величины 200 psi. На основании полученных результатов можно утверждать, что в реальных условиях бурения скважин при вскрытии продуктивных пластов на репрессии процессы трещинообразования будут происходить в более значительных масштабах, чем в лабораторных условиях.

2. Проведенный фильтрационный эксперимент на образце керна Вынгапуровского месторождения показал, что используемый при бурении скважин

полимерный БР значительно снижает ФЕС полимиктовых песчаников. При этом абсолютная проницаемость образца 417-1-4, после воздействия на него БР, снизилась почти в 2 раза - с $123,52 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $64,31 \cdot 10^{-3}$ мкм². Такое изменение проницаемости можно объяснить глубоким проникновением фильтрата и частиц карбонатного утяжелителя БР в керн, несмотря на наличие защитной фильтрационной корки на торце образца.

3. Лабораторный эксперимент по изучению действия соляной кислоты на полимерную пленку показал, что образующаяся из фильтрата БР при высокой температуре (105 °С) полимерная пленка может эффективно разрушаться 12% водным раствором соляной кислоты, однако в ходе дальнейших лабораторных экспериментов предстоит выяснить насколько глубоко он способен проникнуть в трещинно-поровый песчаник и прореагировать с загрязнителем.

4. В процессе бурения скважин и вскрытии низкопроницаемых коллекторов ГКМ Днепровско-Донецкой впадины на репрессии в продуктивных пластах могут образовываться достаточно протяженные техногенные трещины и происходить значительные поглощения БР с последующим экранированием продуктивного пласта. Все это приводит к существенному снижению продуктивности низкопроницаемых песчаников и невозможности получения расчетного дебита в скважинах после бурения.

5. Использование современных технологий интенсификации притока при освоении скважин, таких как кислотные обработки и многостадийные гидроразрывы пласта, а также правильный подбор кислотного состава и способа соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта позволит значительно повысить продуктивность низкопоровых полимиктовых песчаников.

Литература

Буровые технологические жидкости: Методические указания к лабораторным работам для студентов направления 131000 «Нефтегазовое дело» профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин». - Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». Сост. Леушева Е.Л., Турицына М.В., Страупник И.А., Блинов П.А., Николаев Н.И. - СПб, 2014. – 65 с.

Калинин В.Ф. Интенсификация притоков нефти и газа при освоении скважин, вскрывших терригенные коллекторы // Нефтяное хозяйство. – 2005. - №1. - С. 61-63.

Козак Н. Полисахарид ксантан: свойства и потенциал применения. - 2006. - http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=1705 (дата доступа: 05.12.2014).

Немков А.С., Катошин Д.Ю., Борисов Б.Ф., Величко К.Т., Чванов В.О. Исследование влияния полимерных буровых растворов на оценку коллекторских свойств пластов по керну// Нефтяное хозяйство. – 2013. - №11. - С. 97-101.

Петухов А.В. Технология и техника повышения нефтеотдачи пластов: Учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению 131000 «Нефтегазовое дело». – СПб: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – 108 с. – (Труды ВНИГРИ).

Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Книга по Требованию, 2012. – 367 с.

Podoprigora D.G., Petukhov A.V., Syuzev O.B.

The National mineral resources university «University of Mines», St. Petersburg, Russia, podoprigora-1990@mail.ru, av_petukhov@mail.ru

LABORATORY RESEARCH OF CHANGE IN RESERVOIR PROPERTIES OF POLYMICTIC SANDSTONES AFTER THEIR DEVELOPMENT USING POLYMER DRILLING MUD

Samples of polymictic sandstones from different fields after impact of polymer drilling mud were studied in vitro. During core samples studying by means of FDES-645 installation the existence of micro-fractures was confirmed in core samples from low-permeability polymictic sandstones of the Dneprovsko-Donetsky structural low and the possibility of their disclosure in the course of drilling was shown for the purpose to assess a damage rate of productive layer in the static and dynamic modes. On the example of core sample of polymictic sandstone of the Vyngapurovsky field located in the Western Siberia the twofold decrease in permeability after dynamic impact of polymer drilling mud modeling conditions of well washing is shown. As a result of experiments the formation of a firm polymeric film of drilling mud at high temperatures was also identified. It is shown that this film can be effectively deleted with water solution of hydrochloric acid.

Keywords: *polymictic sandstones, polymer drilling mud, permeability, micro-fractures, polymeric film, hydrochloric acid, Dneprovsko-Donetsky structural low, Western Siberia.*

References

Kalinin V.F. *Intensifikatsiya pritokov nefi i gaza pri osvoenii skvazhin, vskryvshikh terrigennye kollektory* [Intensification of inflows of oil and gas during development of wells which opened terrigenous reservoirs]. Neftyanoe khozyaystvo, 2005, no. 1, p. 61-63.

Khanin A.A. *Porody-kollektory nefi i gaza i ikh izuchenie* [Reservoir-rocks of oil and gas and their studying]. Moscow: Kniga po Trebovaniyu, 2012, 367 p.

Kozak N. *Polisakharid ksantan: svoystva i potentsial primeneniya* [Ksantan polysaccharide: properties and potential applications]. 2006, available at: http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=1705 (access date: 05.12.2014).

Leusheva E.L., Turitsyna M.V., Straupnik I.A., Blinov P.A., Nikolaev N.I. *Burovye tekhnologicheskie zhidkosti: Metodicheskie ukazaniya k laboratornym rabotam dlya studentov napravleniya 131000 «Neftegazovoe delo» profil' «Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin»* [Drilling technological liquids: Methodical instructions to laboratory works for students of the direction 131000 "Oil and gas business", "Drilling of Oil and Gas Wells" profile]. National mineral resources university "University of Mines". Saint Petersburg, 2014, 65 p.

Nemkov A.S., Katoshin D.Yu., Borisov B.F., Velichko K.T., Chvanov V.O. *Issledovanie vliyaniya polimernykh burovykh rastvorov na otsenku kollektorskikh svoystv plastov po kernu* [Research of influence of polymeric drilling mud on an assessment of reservoir properties of layers on a core]. Neftyanoe khozyaystvo, 2013, no. 11, p. 97-101.

Petukhov A.V. *Tekhnologiya i tekhnika povysheniya nefteotdachi plastov: Uchebnoe posobie dlya studentov, obuchayushchikhsya po napravleniyu 131000 «Neftegazovoe delo»* [Technology and techniques of increase of oil recovery of layers: The manual for the students who are trained in the direction 131000 "Oil and gas business"]. Saint Petersburg: VNIGRI, 2014, 108 p. (Trudy VNIGRI).