

**ЖИДКОСТЬ ГИДРОРАЗРЫВА НА ОСНОВЕ
КАРБОКСИМЕТИЛЦЕЛЛЮЛОЗЫ: ЕЕ ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ,
ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ**

FORMATION HYDRAULIC FRACTURING FLUID BASED ON CARBOXYMETHYL
CELLULOSE: ITS ADVANTAGES AND LIMITATIONS, APPLICATION PROSPECTS

В. Р. Калинин

V. R. Kalinin

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта; гидроразрыв; полимер;
карбоксиметилцеллюлоза; бобы гуара*

*Key words: formation hydraulic fracturing; hydraulic fracturing fluid; polymer;
carboxymethyl cellulose; guar beans*

В настоящее время перспектива разработки нефтяных месторождений Западной Сибири связана с освоением низкопроницаемых залежей, в которых сосредоточены достаточно большие запасы трудноизвлекаемой нефти. Наиболее эффективным способом добычи такой нефти является гидравлический разрыв пласта (ГРП) [1, 2, 3].

В зарубежной практике в процессе гидравлического разрыва пласта чаще всего применяются жидкости разрыва на основе бобов гуара.

Впервые жидкость разрыва на основе сшитого гуара была применена в 1969 году. С тех пор гуар и производные от гуара полимеры преобладают среди гелеобразующих веществ для жидкостей гидроразрыва. Из-за непостоянства цен на данный продукт, а также проблем, связанных с его дефицитом на рынке, сервисные компании принялись искать ему альтернативу. Такой альтернативой явилась карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), которая, как и гуар, была заимствована из пищевой промышленности. Кроме того, КМЦ используется в фармацевтике как загуститель и в нефтяной промышленности как ингредиент бурового раствора. При производстве гидроразрывов КМЦ применяется крайне редко. Цель данной работы показать успешность применения КМЦ при гидроразрыве, ее преимущества по сравнению с традиционным гуаром и жидкостями на основе ПАВ [4].

В данной работе приводятся результаты лабораторного тестирования различных типов жидкостей гидроразрыва. В ходе сравнения результатов тестов выявлено, что жидкости на основе КМЦ не уступают по свойствам жидкостям на основе гуара, его производных и поверхностно-активных веществ (ПАВ). Рассматривается также аспект экономической эффективности жидкостей гидроразрыва на основе КМЦ.

Есть два вида использования гуара и его производных в жидкостях гидроразрыва: линейный гель и сшитый. В данной работе более подробно будет рассмотрено использование линейных гелей. Линейный гель может использоваться в чистом виде, а может служить основой для пенных систем гидроразрыва. Процент азота, определяющий качество пены, обычно равен 65–75 %. Такие системы жидкостей являются хорошим решением для продуктивных пластов, чувствительных к воде, а также для залежей с пониженным пластовым давлением [5]. Важно отметить, что карбоксиметилгидроксипропил гуар (КМГПГ) используется преимущественно в виде линейного геля, в то время как «чистый» гуар (без примесей) — в качестве сшитого геля.

Другой распространенной пенной жидкостью для гидроразрыва является жидкость на основе ПАВ. Особенностью систем на основе ПАВ является чрезвычайно низкое повреждение пласта и проппантной пакки, что позволяет получить высокое значение проводимости трещины гидроразрыва. К минусам данной системы можно отнести то, что для создания геля с требуемыми качествами необходимы высокие концентрации ПАВ в геле, что влечет за собой увеличение расхода материалов и рост стоимости гидроразрыва. Жидкости на основе ПАВ также будут рассмотрены в нашем анализе [6].

В данной работе КМЦ рассматривается как альтернатива общепринятым системам жидкостей гидроразрыва. В научной литературе есть немало работ, в которых описывается успешное применение гелей, не оставляющих нерастворимого осадка в трещине, однако лишь небольшая их часть посвящена гелям на основе полимеров — производных целлюлозы.

В период с 2008 по 2012 гг. использование КМЦ в гидроразрыве пластов было несущественным. Но уже в 2013 году было достигнуто 70%-ное замещение гуара в гидроразрывах с применением линейного геля, а в 2014 г. было замещено 94 %. Главным образом это произошло из-за резкого увеличения цены гуара (рис. 1) [7].

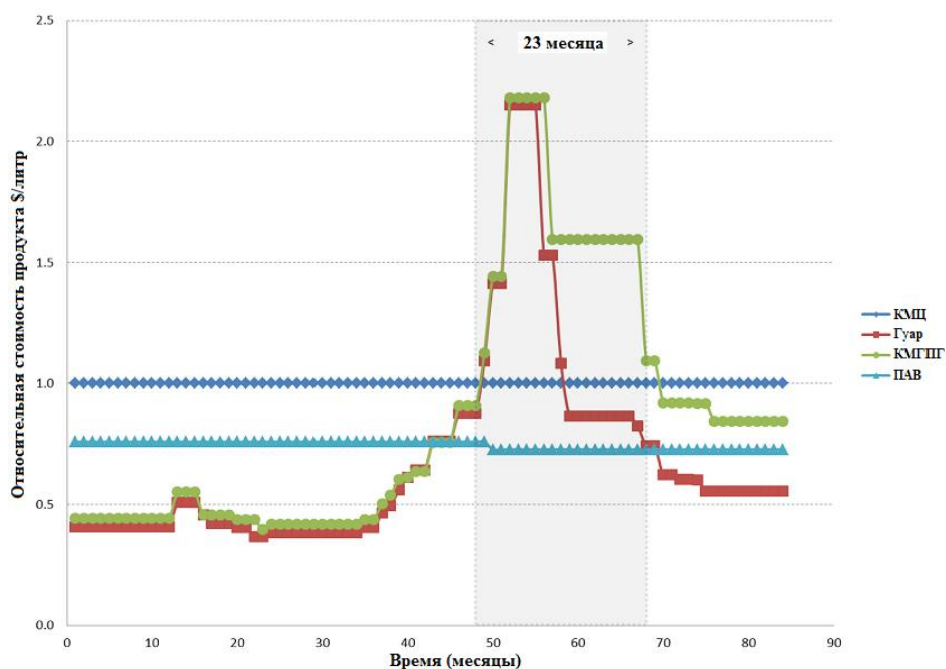


Рис. 1. Приведенная относительно стоимости КМЦ стоимость гуара, КМГПГ и ПАВ за 2008–2014 годы

Однако замещение КМГПГ карбоксиметилцеллюлозой было намного ниже: 27 % в 2013 году и 25 % в 2014 г. Низкий уровень замещения объясняется нежеланием использовать не опробованные в полевых условиях системы жидкости. Также важно от-

метить ежегодное увеличение замещения КМЦ линейных жидкостей на основе ПАВ — 12 % в 2013 году, 34 % в 2014 году. Этот значительный рост объясняется значительной экономической выгодой при использовании КМЦ по сравнению с ПАВ [8].

Стоимость за литр готового геля, показанная на графике (рис. 1), может ввести в заблуждение, поскольку для подсчета реальной стоимости материалов для гидроразрыва необходимо знать фактические концентрации л/м³ или кг/м³, требуемые для достижения гелем необходимой вязкости. Для наглядного изображения и сравнения накопленной стоимости различных геллирующих агентов, согласно их фактическим концентрациям в геле, мы сделали расчет исходя из расхода 1 000 м³ линейного геля в месяц на 1 скважину. Расчет был сделан для периода времени, показанного в первом графике относительной цены (см. рис. 1). Результаты расчетов приведены на графике (рис. 2).

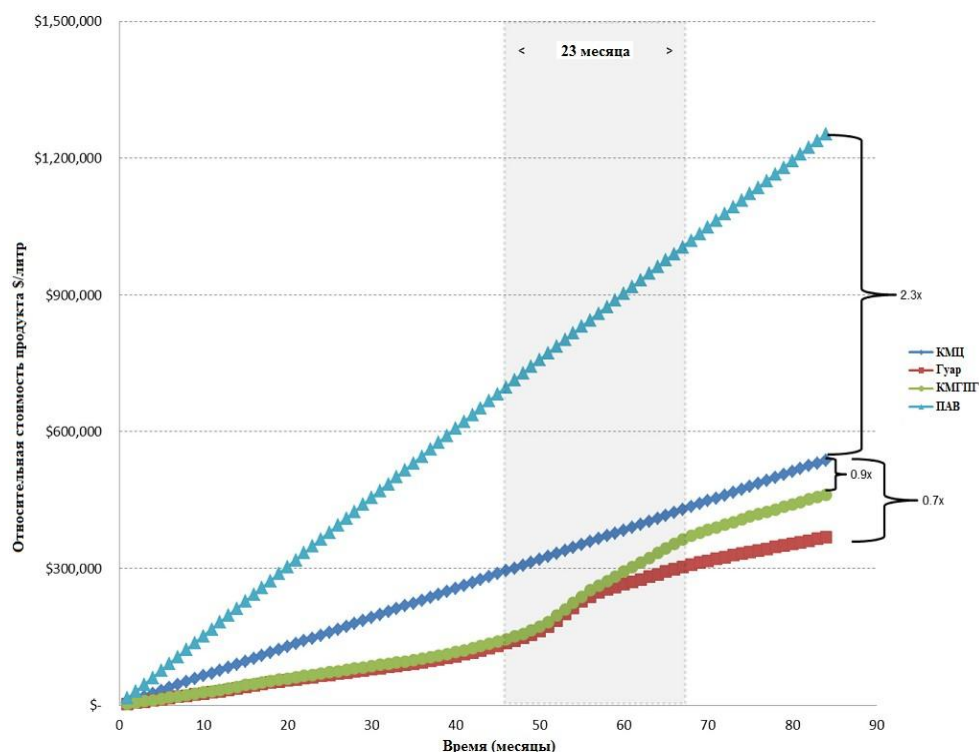


Рис. 2. Накопленная стоимость из расчета расход геля для обработки 1000 м³ в месяц

Хотя удельная стоимость единицы гелланта на основе ПАВ ниже, необходимость высокой концентрации в жидкости является причиной более чем двухкратного увеличения накопленной стоимости жидкости на основе ПАВ. Несмотря на то, что наблюдаются резкие увеличения стоимости гуара и КМГПГ, конечная накопленная стоимость жидкостей на основе этих геллантов ниже, чем накопленная стоимость жидкостей на основе КМЦ за шестилетний период. Однако, если мы проведем сравнение накопленной стоимости за 23-месячный период роста цен на гуар и КМГПГ, мы получим экономическую выгоду от использования КМЦ со стабильной ценой (рис. 3).

Несмотря на очевидную экономическую выгоду использование КМЦ в отечественной практике все еще редко. Замещение КМГПГ на КМЦ находится на уровне 25 % и не меняется. Наша цель — доказать с помощью данных по добыче, лабораторных тестов и изложенного выше экономического анализа, что КМЦ является эффективной и выгодной заменой существующих геллирующих агентов.

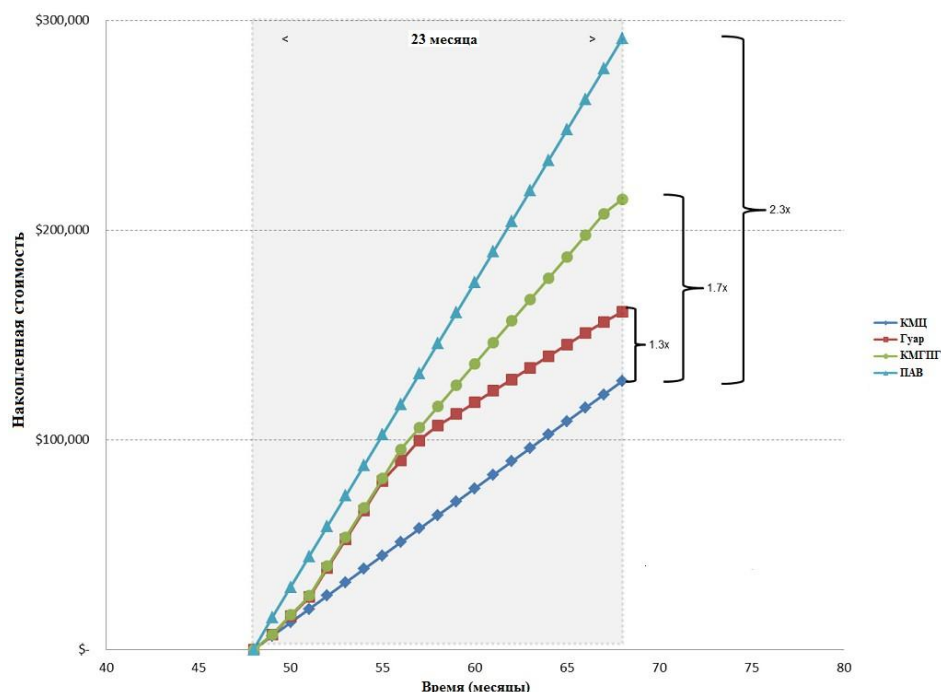


Рис. 3. Накопленная стоимость из расчета расход геля для обработки 1000 м³ в месяц за 2011–2013 гг.

Результаты лабораторного тестирования.

Изложенные ниже тесты сравнивают физические характеристики гелирующих агентов: гуара, КМЦ, КМГПГ и ПАВ.

Гидратационная кривая линейного геля при постоянной скорости сдвига.

Были построены гидратационные кривые для гелей на основе КМЦ, КМГПГ и гуара посредством измерения вязкости вискозиметром Fann 35 со сборкой R1:B1:F1 (ротор, боб, торсионная пружина). рН воды для приготовления геля на основе КМГПГ и гуара был доведен до значений 4,5–6,5 с помощью уксусной кислоты для обеспечения полной гидратации полимеров. Исследуемый раствор полимера был замешан с большой скоростью в блендере Waring в течение 25 секунд и затем немедленно помещен в чашу вискозиметра. Кажущаяся вязкость была измерена при 300 оборотах в минуту, что при описанной выше сборке вискозиметра соответствует сдвигу 511 с-1. Гидратация КМЦ проводилась в 3%-ном водном растворе KCl для изучения влияния ионов хлора на вязкость раствора полимера. На рис. 4 показаны полученные гидратационные кривые для каждого вида гелланта при температуре окружающей среды 25 °С.

Данный тест показал, что гель на основе КМЦ обладает большей вязкостью и меньшим временем гидратации по сравнению с другими полимерами. Однако при приготовлении КМЦ-геля в 3%-ном водном растворе KCl наблюдается падение вязкости, в среднем вязкость ниже на 10 сПз по сравнению с гелем на чистой воде. В целом реологическое поведение линейного геля КМЦ заметно лучше, нежели линейных гелей на основе гуара и КМГПГ. В данном сравнении не участвовал ПАВ, так как линейный гель на основе ПАВ не требует времени для гидратации.

Реологический профиль пенных жидкостей гидроразрыва при постоянной скорости сдвига. Показатель рН воды для приготовления линейного геля на основе КМГПГ был скорректирован до значения 4,5 уксусной кислотой. Были приготовлены линейные гели на основе КМЦ и КМГПГ с концентрацией 3,6 кг/м³. Растворы полимеров подверглись гидратации в блендере Waring в течение 10 минут. Затем в линейный гель было добавлено вещество, предотвращающее набухание глин, и пенообразователь, увеличивающий поверхностное натяжение на границе жидкость — газ, что придает

стабильность пены. Гель на основе ПАВ был приготовлен смешиванием требуемого количества катионного ПАВа и активатора. Брейкеры в приготовленные гели не добавлялись [7].

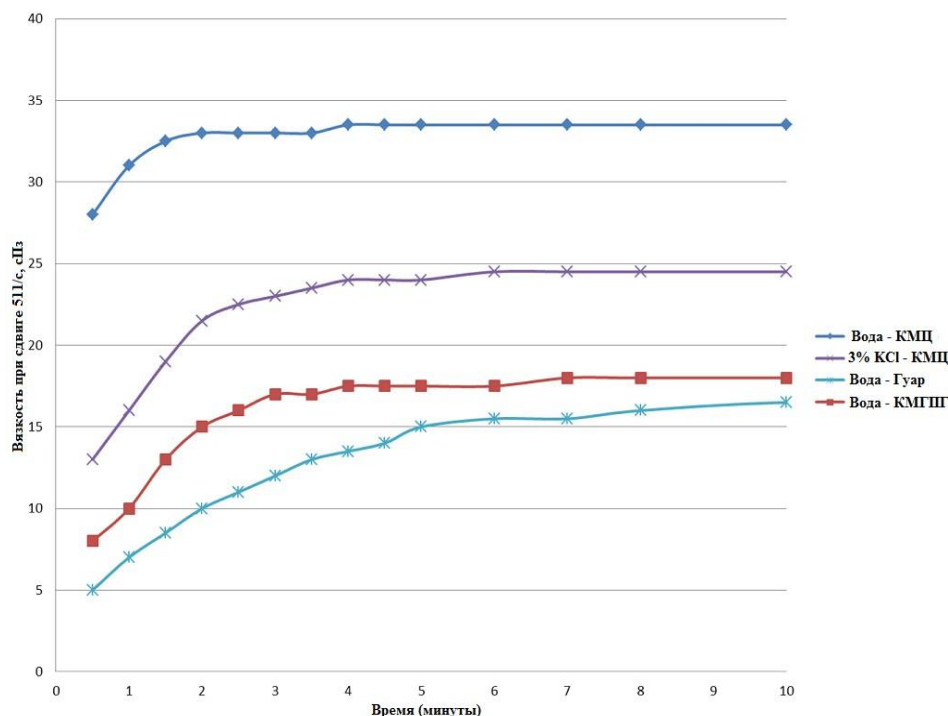


Рис. 4. Гидратационные кривые гуара, КМЦ и КМГПГ концентрацией 3,0 кг/м³

Тест на стабильность пенных жидкостей был проведен с помощью реометра Chandler, моделирующего пластовую температуру 60 °С. Каждый из трех базовых гелей, являясь внешней фазой пенной системы, был закачан в закрытую систему (объемом 400 мл) шприцевым насосом Quizix QX-6 000 (максимальная скорость потока 50 мл/мин) и одновременно перемешан и проциркулирован с азотом, который является внутренней фазой пенной системы, с помощью генератора пены и поршневого насоса до тех пор, пока давление в системе не достигло 10 000 кПа. Когда изотермально-изобарическое равновесие было достигнуто, вязкость была замерена в течение 30-минутного промежутка времени при постоянной скорости сдвига 100 с⁻¹. Вязкость измерялась двумя датчиками давления, находящимися внутри системы, измеряющими давление в интервалах 0–62 кПа и 0–2068 кПа соответственно. Для определения в реальном времени скорости потока и плотности жидкости использовался расходомер кориолисового типа [7].

Качество пены было рассчитано из плотности составляющих ее фаз по формуле:

$$\%N_2Quality = \frac{\text{Плотность пены } \rho - \text{Плотность жидкости } \rho}{\text{Плотность газа } \rho - \text{Плотность жидкости } \rho}.$$

На рис. 5 показаны графики вязкости вспененных жидкостей в течение 30-минутного периода сразу после достижения стабильного термодинамического равновесия. 70%-ные азотные КМЦ и КМГПГ пены, исследованные в данном тесте, показали схожие значения вязкости — 304 сПз и 311 сПз соответственно, в то время как вспененный гель на основе ПАВ показал немного более низкую вязкость — 277 сПз в среднем. Гуар в данном тесте не исследовался, так как он редко используется в линейном геле для пенной системы. Как было отмечено выше, для этих целей обычно используют КМГПГ.

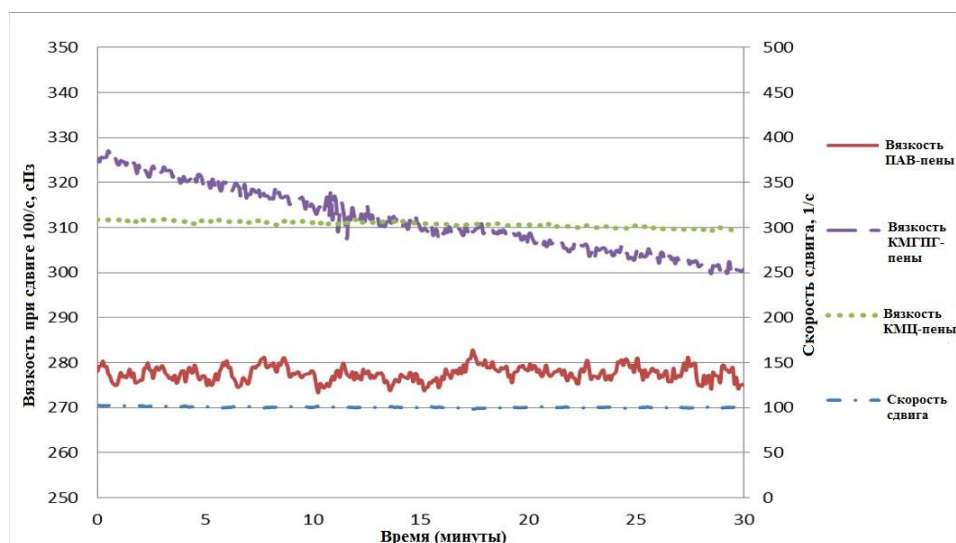


Рис. 5. Тест на стабильность 70%-ных вспененных линейных гелей на основе КМЦ, КМГПГ и ПАВ при 60 °C

Оценка повреждения гелем проппантной пачки.

Для данного анализа был разработан малозатратный нестандартный тест для определения восстановленной проводимости проппантной пачки исключительно с целью определения потенциального повреждения, которое полимерный гель может нанести проппантной пачке. Два образца геля на основе КМЦ и КМГПГ концентрацией 3,6 кг/м³ были разрушены окислительным некапсулированным брейкером при добавлении 0,1 кг/м³ брейкера в гель. Для геля на основе ПАВ в качестве брейкера использовалось 1,5 л/м³ минерального масла. Стабилизаторы набухания глин и пенообразователи также были включены в рецептуру геля.

Разрушение гелей проводилось на водяной бане в течение 48 часов при температуре 60 °C до тех пор, пока вязкость разрушенного геля не стала сопоставима с вязкостью воды при 25 °C (1сПз).

Для проведения теста использовалась ПВХ труба длиной 20 см, внутренним диаметром 2,6 см, в которой было размещено 227 граммов проппанта фракции 20/40, удельным весом 2,65 гр/см³ (рис. 6). Объем порового пространства данной колонны проппанта был рассчитан на основании данных пористости (0,192) и составил 20,52 мл.



Рис. 6. Колонна с проппантом

В ходе теста измерялось дифференциальное давление при прокачивании через колонну с проппантом при постоянном расходе в 10 мл/мин 3%-ного KCl. Сначала 3%-ный KCl прокачивался через чистый проппант, затем прокачивался образец разрушенного геля, и в конце опять прокачивался 3%-ный KCl. Далее строилась зависимость дифференциального давления как функции порового объема. Все тесты проводились при температуре окружающей среды 25 °C. Для измерения давления использовались два манометра, измеряющие в диапазоне 0–8718 Па. На рис. 7 показана принципиальная схема установки.

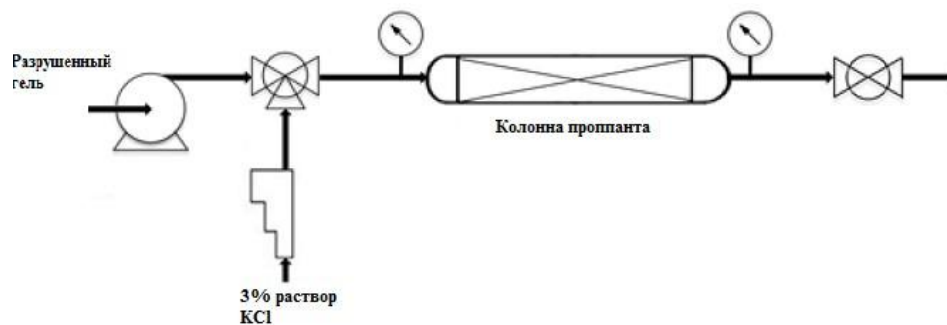


Рис. 7. Принципиальная схема устройства для исследования влияния на проводимость проппанта разрушенного геля ГРП

Число Рейнольдса для данной экспериментальной установки было определено ниже 10 (фактическое значение 0,2). Следовательно, для расчета восстановленной проводимости можно использовать закон Дарси

$$Q = \frac{(k^* A \cdot \Delta p)}{(\mu \cdot L)}$$

На рис. 8 показана зависимость дифференциального давления от объема порового пространства для каждого вида геля. Тесты были продублированы для исключения погрешности. КМГПГ, как доказано во многих научных работах, более чистая система, дающая меньше нерастворимого осадка, чем гуар, поэтому гуар был исключен из данного теста [9, 10].

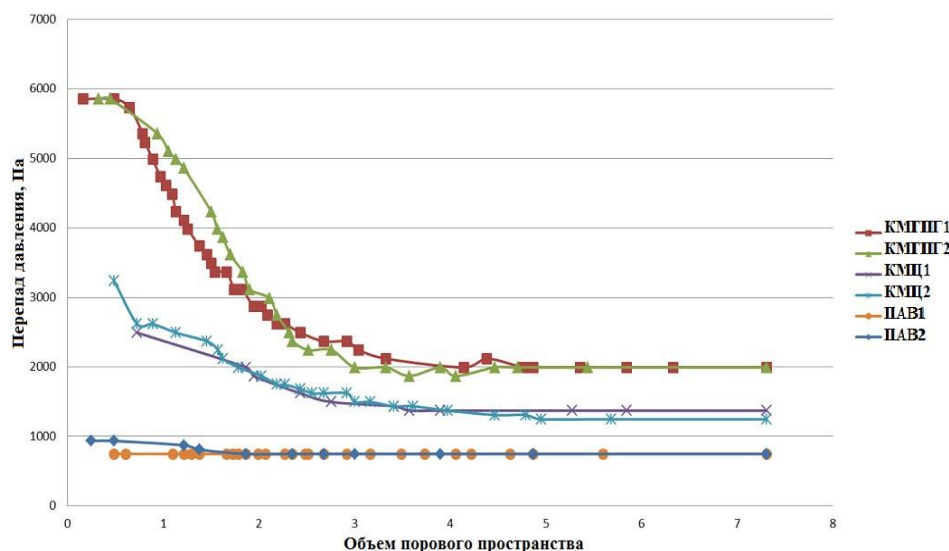


Рис. 8. Зависимость дифференциального давления от объема порового пространства

По результатам теста наилучшие показатели, с самым низким значением дифференциального давления, оказались у геля на основе ПАВ. Наиболее загрязняющим проппантную пачку веществом оказался КМГПГ. КМЦ показал увеличение восстановленной проводимости (на 38 % больше чем КМГПГ). Сводные данные проведенных тестов представлены в таблице.

Восстановленная проводимость проппантной пачки после КМЦ, КМГПГ и ПАВ

Тип геля	Базовое дифференциальное давление, Па	Конечное дифференциальное давление, Па	Начальная проницаемость, Дарси	Конечная проницаемость, Дарси	Восстановленная проницаемость, Дарси
КМГПГ1	2,75 (685)	8,0 (1993)	93	32	34
КМГПГ2	2,5 (623)	8,0 (1993)	102	32	31
КМЦ1	2,5 (623)	5,5 (1370)	102	47	45
КМЦ2	2,25 (561)	5,0 (1246)	114	51	45
ПАВ1	3 (748)	3 (748)	85	85	100
ПАВ2	3 (748)	3 (748)	85	85	100

Выводы

В заключение, основываясь на приведенных данных лабораторных исследований трех типов жидкостей гидроразрыва, к преимуществам КМЦ как гелланта можно отнести:

- меньшее время гидратации геля и более высокую вязкость линейного геля при равных концентрациях;
- возможность использовать более эффективные добавки для контроля набухания глин, так как не требуется понижения уровня pH гидратации полимера;
- возможность получать более стабильную по сравнению с КМГПГ и более вязкую по сравнению с ПАВом пену;
- достижение при использовании КМЦ лучшей очистки проппантной пачки по сравнению с КМГПГ и гуаром;
- снижение затрат для производства ГРП, благодаря более низкой стоимости по сравнению с гуаром и КМГПГ [11, 12].

Таким образом, КМЦ может успешно применяться в качестве замены традиционным гелеобразователям при проведении гидроразрыва пласта. Однако необходимы дальнейшие исследования по разработке оптимальных рецептур жидкостей гидроразрыва на основе КМЦ, исследование диапазона рабочих температур применения данных жидкостей, а также исследования на совместимость геля на основе КМЦ с пластовыми жидкостями.

Список литературы

1. Усачев П. М. Гидравлический разрыв пласта. – М.: Недра, 1986. – 164 с.
2. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. – М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236 с.
3. Кочетков Л. М. Методы интенсификации процессов выработки остаточных запасов нефти. – Сургут: РИИЦ «Нефть Приобья», 2005. – 110 с.
4. Beckwith, R. 2012. Depending On Gels For Shale Oil And Gas Development. JPetTechnol64(12): 44-55. SPE-1212-0044-JPT.
5. Perry R. H. 1997. Perry's Chemical Engineer's Handbook, 7th edition. New York: McGraw-Hill. Singh, D., Russell, A., Schnoor, E. et al. 2015. Advanced Residue-Free Fracturing Fluid with Improved Friction Reduction and Exceptional Cleanup Properties. Presented at the SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Budapest, Hungary, 3-5 June. SPE-174178-MS.
6. Buelichen D. and Plank, J. 2011. Formation Of Colloidal Polymer Associates From Hydroxyethyl Cellulose (HEC) And Their Role To Achieve Fluid Loss Control In Oil Well Cement. Presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, USA, 11-13 April. SPE-141182-MS.
7. Trabelsi S. and Kakadjian, S. 2013. Comparative Study Between Guar and Carboxymethylcellulose Used as Gelling Systems in Hydraulic Fracturing Application. Presented at the SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, 23-26 March. SPE-164486-MS.
8. Fry, J. and Paterniti, M. 2014. Production Comparison of Hydraulic Fracturing Fluids in the Bakken and Three Forks Formations of North Dakota. Presented at the SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Regional Meeting, Denver, Colorado, USA, 16-18 April. SPE-169580-MS.
9. Wang X. and Qu, Q. 2003. Development of a Nonresidue Polymer-Based Fracturing Fluid. Presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, USA, 5-7 February. SPE-80227-MS.
10. Wang, X., Sun, H., Zhou, J. et al. 2015. A Non-Damaging Polymer Fluid System for Conventional and Unconventional Formations. Presented at the SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Budapest, Hungary, 3-5 June. SPE-174280-MS.

11. Warren, B., van der Horst, P. and Stewart, W. 2003. Application of Amphoteric Cellulose Ethers in Drilling Fluids. Presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, USA, 5-7 February. SPE-80210-MS.
12. Weaver, J. D., Liang, F. and Schultheiss, N. C. 2013. Fracturing Fluid Conductivity Damage and Recovery Efficiency. Presented at the SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Noordwijk, The Netherlands, 5-7 June. SPE-165086-MS. 165086-MS.

Сведения об авторе

Калинин Владимир Романович, аспирант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390363

Information about the author

Kalinin V. R., postgraduate of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)390363