

Литература

1. Barry M. M. et al. Fluid filtration and rheological properties of nanoparticle additive and intercalated clay hybrid bentonite drilling fluids //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Т. 127. – С. 338-346.
2. Gavrilov A. A. et al. A numerical algorithm for modeling laminar flows in an annular channel with eccentricity //Journal of Applied and Industrial Mathematics. – 2011. – Т. 5. – №. 4. – С. 559-568.
3. Zhigarev V. A. et al. Studying laminar flows of power-law fluids in the annular channel with eccentricity //Journal of Physics: Conference Series. – IOP Publishing, 2017. – Т. 899. – №. 9. – С. 092016.
4. Riveland F. A. Investigation of nanoparticles for enhanced filtration properties of drilling fluid : дис. – Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, 2013.
5. Люгай Д. В., Шарафутдинов З. З. Управление поведением дисперсных систем в строительстве скважин с применением нанотехнологий //Вести газовой науки. – 2010. – №. 1 (4).
6. Хузина Л. Б., Петрова Л. В. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами //Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2012. – №. 5. – С. 62-68.

АНАЛИЗ, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПОИСК СПОСОБОВ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ РАСТВОРЕНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

А.С. Королев, С.С. Черенев

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день редко можно встретить скважину, при строительстве которой не использовались бы полимеры. В связи с этим их изучению и модернизации отводят большое количество времени и денежных средств.

Однако в условиях промысла зачастую возникают проблемы при приготовлении буровых промывочных жидкостей. Частицы полимера слипаются, что приводит к неполному их растворению. В свою очередь это приводит к не достижению буровым раствором заданных технологических параметров и, как следствие, увеличению вероятности возникновения осложнений, а также потере полимера в системе очистки. Таким образом, цель данной работы заключается в поиске способов оптимизации процесса растворения полимерных материалов при применении их в бурении нефтяных и газовых скважин.

В ходе данной работы будут решены следующие задачи: проведение обзора применяемых в бурении полимеров, анализ процессов и математических моделей растворения полимерных материалов, формулирование способов повышения скорости растворения полимеров.

Полимеры могут быть классифицированы как:

- природные материалы;
- модифицированные природные материалы;
- синтетические материалы [1].

Наиболее часто используются модифицированные природные материалы. Наиболее яркие представители – КМЦ и ПАЦ. Данные реагенты в буровых растворах преимущественно выполняют функции понизителей фильтрации и регуляторов реологических свойств.

Существует пять основных подходов к моделированию процесса растворения полимера:

1. феноменологические модели с уравнениями Фика;
2. модели с внешним массообменом как процессом, контролирующим процесс растворения полимера;
3. модели релаксации стресса и молекулярные теории;
4. анализ с использованием моделей переноса для законов набухания и законы масштабирования для «распутывания» цепей;
5. модели континуума [2].

Для полимеров, используемых в бурении, процесс набухания длится сравнительно малый промежуток времени по сравнению со временем непосредственно растворения [3]. Таким образом, для описания процесса их растворения на первом этапе будет достаточным применение модели внешнего массообмена – модели Хиксона Кроуэла. Данная модель наиболее распространена в теории растворения и на данный момент применяется в том числе при исследовании растворения лекарственных средств [4].

Эта модель основана на базовом физическом предположении, что скорость растворения будет зависеть от площади поверхности полимера, соприкасающегося с растворителем. То есть, чем выше дисперсность порошка полимерного реагента – тем выше скорость растворения. Конечное уравнение (1) представляется в виде:

$$F(t) = 1 - \left(1 - \frac{9\alpha_D m_D}{r_D^2 \rho} t\right)^3 \quad (1)$$

Где $F(t)$ – функция, характеризующая долю растворившегося полимера; α_D – коэффициент пропорциональности, зависящий от природы полимера, с/м^2 ; m_D – масса полимера в загрузке, кг; r_D – эффективных начальный радиус растворяющейся частицы полимера, м; ρ – плотность полимера, кг/м^3 ; t – время, с.

Из полученных уравнений видно, что скорость растворения частицы полимера обратно пропорциональна ее эффективному радиусу, что подтверждает предположение о том, что увеличение степени

дисперсности увеличит скорость растворения полимера. Однако, частицы полимера любого размера при контакте с водой образуют крупные агломераты (>5 мм) вследствие образования гидратной оболочки вокруг них. Появление таких агрегатов обуславливает уменьшение площади поверхности контакта полимера с растворителем, что в свою очередь увеличивает суммарное время растворения. Таким образом, необходимо замедлить процесс гидратации.

Полимеры, используемые в бурении, являются полярными и хорошо растворяются только в полярных растворителях. Исходя из этого был предложен способ диспергирования сухого полимера в неполярной жидкости, не вызывающей набухания и растворения полимера. Для первоначальных испытаний в качестве такой жидкости был выбран оксаль Т-92, который представляет собой продукт дополнительной переработки высококипящих побочных продуктов производства диметилдиоксана, содержит примерно в равных количествах диоксановые эфиры и спирты и много- и одноатомных спирты.

При диспергировании полимера в оксале Т-92, последний равномерно обволакивает все частицы. За счет этого при попадании такого полимера в воду не наблюдается прежнего агрегатирования частиц, поскольку время до смыва пленки с их поверхности достаточно для распределения частиц на расстояние, на котором образование гидратной оболочки оказывает существенно меньшее влияние на дальнейший процесс растворения. Однако это время незначительно, что позволяет не учитывать его в модели в первом приближении.

Эксперименты показали существенный рост скорости растворения в результате применения суспендированного полимера. В опытах контролировался наиболее показательный технологический параметр бурового раствора – показатель фильтрации. Выбор именно этого параметра обусловлен его меньшей чувствительностью к пенообразованию в растворе, вызванном добавлением оксала Т-92, который проявляет слабые поверхностно-активные свойства в воде. Так, если бы была выбрана в качестве контрольного параметра вязкость, результаты были бы существенно искажены.

Экспериментальные данные отображены на рисунке 1. Из полученного графика видно, что образец полимера при его вводе в сухом виде снижает показатель фильтрации в полном соответствии с теоретической зависимостью – то есть по мере увеличения концентрации растворенного полимера показатель фильтрации изменяется экспоненциально. Но картина кардинально меняется при вводе этого же полимера, но предварительно диспергированного в оксале Т-92. В этом случае наблюдается резкое падение показателя фильтрации, свидетельствующее о возросшей скорости растворения полимера. Таким образом, за минимально фиксируемое время в 5 минут полимер полностью растворяется и значение показателя фильтрации становится постоянным и соответствующим данной концентрации.

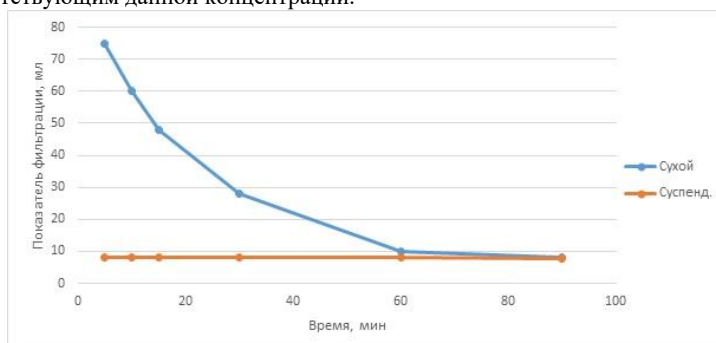


Рис. 1 График зависимости показателя фильтрации от времени растворения образцов полимера

Далее в соответствии с приведенной выше математической моделью был подобран коэффициент пропорциональности α_p , который бы наиболее полно соответствовал условиям эксперимента. Так, проведя ситовой анализ, из образца используемого полимера была отобрана фракция со средним диаметром 250 мкм. При вводе сухого полимера в модельный буровой раствор образовывались агрегаты со средним эффективным диаметром 2,5 мм. Плотность вещества полимера, согласно заявлению производителя, составляет 1,59 г/см³. В ходе эксперимента для каждого испытания бралась навеска полимера 2,5 г. Используя приведенные данные был подобран коэффициент α_p , который составил 0,045. Полученная зависимость F(t) представлена на рисунке 2.

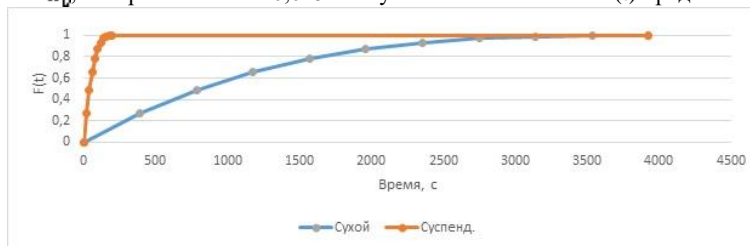


Рис. 2 График зависимости доли растворенного полимера от времени

Выводы: исходя из анализа полученных графиков можно сделать вывод, что полученная математическая модель достаточно точно отражает моменты достижения полного растворения полимера. По модели время полного растворения полимера, введенного в сухом виде, составляет 65,4 мин, что практически соответствует экспериментальным данным. Аналогично для суспендированного полимера время составило 3,3 мин, что также

подтверждает тот факт, что при данном вводе полимер растворяется менее, чем за 5 минут. Недостатком данной модели является то, что она не учитывает самой механики процесса растворения полимеров. Таким образом, дальнейшие работы в этой области будут направлены на формулировку фундаментальных уравнений процесса.

Литература

1. Caenn R., Darley HCH, Gray G. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids / 7th Edition. – Gulf Professional Publishing, 2017. – 729 p.
2. Miller-Chou B. A., Koenig J. L. A review of polymer dissolution //Progress in Polymer Science. – 2003. – Т. 28. – №. 8. – С. 1223-1270.
3. Тагер А. А. Физико-химия полимеров: учеб. пособие для хим. фак. ун-тов под. ред. АА Аскадского.-4-е изд., перераб. и доп //М.: Научный мир. – 2007.
4. Иванов С.И. Моделирование процессов растворения и деформации твердых тел с использованием параллельных вычислений: дис. ... канд. техн. наук. Рос. хим.-технол. ун-т им. Д.И. Менделеева, Москва, 2013

САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩИЙСЯ ЦЕМЕНТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

М.В. Кулюкин, А.В. Крымов

Научный руководитель – доцент Ю.М. Рыбальченко

**Южно-Российский государственный политехнический университет им. М.И. Платова,
г. Новочеркасск, Россия**

Повышение эффективности нефтедобычи в принципиальной мере зависит от решения проблемы высокоэффективного заканчивания скважин. В настоящее время в комплексе процессов заканчивания, самые существенные резервы для повышения продуктивности скважин имеются в области технологии разобщения пластов. Одним из главных показателей качества строительства скважин является цементирование обсадных колонн, в частности эксплуатационных – как завершающий и наиболее ответственный этап, успешность которого определяет длительную, безаварийную и эффективную эксплуатацию. В то же время, некачественное цементирование может значительно снизить экономическую целесообразность скважины, так как потребуются остановка добычи для производства дорогостоящих работ по исправительному цементированию. В худшем случае может полностью разрушить продукт труда многих участников строительства скважин.

Требования к тампонажным материалам (цементам) для заканчивания скважин определяется геолого-техническими условиями в скважинах. Цементный раствор должен сохранять свою подвижность во время транспортирования в заколонное пространство и сразу после окончания процесса затвердеть в безусловный камень с выполнением необходимых физико-механических свойств достаточно длительное время. Все эти процессы проходят в стволе скважины, где температуры и давления изменяются с глубиной, имеются поглощающие высоконапорные пласты, а также пласты с наличием минерализованных вод, нефти и газа. При таких изменяющихся условиях один тип цемента или одна и та же рецептура тампонажного раствора не могут быть приемлемы одинаково.

Незаполненное пространство скважины – это место, где формируется и впоследствии работает и разрушается тампонажный камень. Оно представляет собой "сосуд" без строго "выраженного" дна, ограниченного стенками скважины и наружной поверхностью обсадной колонны. [1-2]. Объем и расстояния между стенками не являются постоянными, как при транспортировании тампонажного раствора, так и в процессе работы тампонажного камня.

Высокое качество цементирования включает два понятия: герметичность обсадной колонны и герметичность цементного кольца за колонной. Качество цементирования скважин в настоящее время определяется неоднозначно, а соответствующие методы оценки дают противоречивые и взаимоисключающие результаты. Для обеспечения герметичности при наличии тампонажных растворов высокого качества необходимо создать контакт безусловного цементного камня, обсадной колонны и стенки скважины. Как показывает опыт крепления скважин у нас в стране и за рубежом, повысить качество разобщения пластов, применяя только комплекс мероприятий технического характера и усовершенствовать технологию цементирования, недостаточно. Важным условием надежного и долговременного разобщения пластов является качество формируемого цементного камня.

В процессе эксплуатации скважины, со временем, цемент подвергается воздействию напряжений вызванных гидравлическими испытаниями скважины на герметичность, повышением плотности бурового раствора, перфорированием обсадной колонны, операциями по интенсификации притока, притоком газа или значительным увеличением температуры в скважине. Любой из перечисленных факторов может повредить цементное кольцо. Во многих случаях возникающие повреждения цементного кольца представляют собой микрозазоры, которые настолько малы, что их практически невозможно выявить и еще труднее устранить. Даже чрезвычайно узкого микрозазора может быть достаточно для возникновения канала миграции флюида. Стоимость ремонтных работ, обусловленных такими повреждениями, достаточно высока. Добиться долговременного разобщения продуктивных интервалов можно используя цементы специального состава в качестве материала для герметизации затрубного пространства.