УДК 622.276

А.Р.МАВЛИЕВ, *аспирант*, *mapneft@inbox.ru*
М.К.РОГАЧЕВ, *д-р техн. наук*, *профессор*, *rogatchev@mail.ru*
Д.В.МАРДАШОВ, *канд. техн. наук*, *ассистент*, *dmitry_mardashov@mail.ru*
Санкт-Петербургский государственный горный институт (*технический университет*)

A.R.MAVLIEV, *post-graduate student*, *mapneft@inbox.ru*
M.K.ROGACHEV, *Dr. in eng. sc.*, *professor*, *rogatchev@mail.ru*
D.V.MARDASHOV, *PhD in eng. sc.*, *assistant*, *dmitry_mardashov@mail.ru*
Saint Petersburg State Mining Institute (*Technical University*)

ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМОВ ЗАКАЧКИ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

Разработана методика расчета объемов закачки потокоотклоняющих композиций в нагнетательные скважины, основанная на сочетании теории фильтрации, лабораторных экспериментов и промыслового опыта.

Ключевые слова: потокоотклоняющие композиции, фильтрация, остаточный фактор сопротивления, удельный объем закачки, эмульсионный состав.

SUBSTANTIATION OF PUMPED VOLUMES OF FLOW ANGULARITY COMPOSITIONS IN INJECTION WELLS

The method of calculation pumped volumes of flow angularity compositions in injection wells, which based on combination of the seepage theory, laboratory investigation and field experience is developed.

Key words: flow angularity compositions, filtration, residual flow resistance factor, bulk volume factor of injection, emulsion composition.

Для эффективного проведения ремонтных работ, направленных на регулирование фильтрационных потоков и выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин требуется знание необходимого и достаточного количества объемов закачиваемых в пласт потокоотклоняющих композиций. При нагнетании в пласт меньшего от требуемого объема состава эффективность обработки может существенно снизиться. Также в случае превышения необходимого объема закачанной потокоотклоняющей композиции может произойти кальматирование призабойной зоны пласта (ПЗП), что негативно отразится на эффективности эксплуатации нагнетательной скважины. При планировании конкретной операции на скважине и при составлении бизнес-планов нефтегазодобывающего предприятия на длительный период времени необходимо знание удельного расхода потокоотклоняющих композиций, выраженного в тоннах или метрах кубических на метр эффективной толщины пласта.

Вопрос расчета объемов закачки при реализации рассматриваемых технологий является актуальным с момента появления первой технологии воздействия на пласт и связан с высокой степенью неопределенности параметров, характеризующих процесс фильтрации нагнетаемого ПЗП в состава. Речь идет о полноте и достоверности геолого-промысловых данных. К тому же, необхо-

дим индивидуальный подход к каждой скважине. К данным факторам относится также и сложность процессов, сопровождающих фильтрацию нагнетаемого в пласт состава: явления адсорбции и диффузии меняют свойства состава и поверхности пустотного пространства породы-коллектора в течение времени. Все это значительно усложняет расчет и моделирование процесса нагнетания потокоотклоняющего состава в ПЗП.

Существует множество методик, описывающих расчет объема закачки составов при обработках скважин, большинство из которых имеют два крайних решения:

1. Теоретическое – решение основано на законах фильтрации и слишком формализовано, поскольку не учитываются реальные значения фазовых проницаемостей, насыщенностей и др.

2. Практическое – удельные объемы берутся по аналогии с другими составами, закачанными в схожих геологических условиях, при этом недостаточно учитываются коллекторские свойства пласта, реологические свойства жидкостей и т.д.

Логично предположить, что наиболее адекватная методика расчета объемов закачки потокоотклоняющего состава должна объединять в себе теоретическую и практическую стороны. Это возможно на основе проведения лабораторных фильтрационных исследований с реальными образцами кернов и составов, при соблюдении термобарических условий, максимально приближенных к пластовым.

Целью данной работы является обоснование методики для расчета объемов закачки потокоотклоняющих составов на основе теории фильтрации, результатов лабораторных исследований и опыта их практического применения.

Поскольку фильтрационный поток в ПЗП нагнетательной скважины является плоскорадиальным, расчеты будут производиться по известной формуле Дюпюи [1, 2]:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_K - P_C}{\ln \frac{R_K}{r_C}}, \qquad (1)$$

где Q – приемистость скважины, м^3/сут; k – проницаемость пласта, мкм^2; h – эффективная толщина пласта, м; μ – вязкость нагнетаемого в пласт агента, Па·с; P_K – давление на контуре питания, Па; P_C – давление на забое скважины, Па; R_K – радиус контура питания, м; r_C – радиус скважины, м.

Закачка потокоотклоняющего состава вызывает снижение приемистости нагнетательной скважины за счет увеличения фильтрационного сопротивления [3, 4]. Поэтому разделив формулу для расчета приемистости после закачки потокоотклоняющей композиции на приемистость до воздействия, получим:

$$\frac{Q_{ПОСЛЕ}}{Q_{ДО}} = \frac{\ln\left(\frac{R_K}{r_C}\right)}{\ln\left(\frac{R_K}{r_Э}\right) + R\ln\left(\frac{r_Э}{r_C}\right)}, \qquad (2)$$

где $Q_{ПОСЛЕ}$ – приемистость пласта после закачки композиции, м^3/сут; $Q_{ДО}$ – приемистость пласта до закачки композиции, м^3/сут; $r_Э$ – радиус экрана (глубина проникновения композиции), м; R – остаточный фактор сопротивления, ед. (представляет собой отношение проницаемостей породы до и после воздействия потокоотклоняющим составом и определяется на основе лабораторных фильтрационных экспериментов).

Поскольку радиус скважины и радиус контура питания для конкретной скважины являются постоянными величинами, то снижение приемистости – левая часть уравнения (2) будет зависеть от остаточного фактора сопротивления R (определяется свойствами потокоотклоняющего состава по результатам лабораторных исследований) и радиуса экрана $r_Э$, непосредственно зависящего от объема закачанной потокоотклоняющей композиции. Из формулы (2) выразим $r_Э$ и получим:

$$r_Э = e^{\frac{\frac{Q_{ДО}}{Q_{после}}\ln\left(\frac{R_K}{r_C}\right) + R\ln(r_C) - \ln(R_K)}{R-1}}. \qquad (3)$$

При известной глубине проникновения потокоотклоняющего состава легко подсчитать его удельный объем, приведенный на метр толщины пласта:

$$\overline{V} = \pi[\{e(\frac{Q_{\text{ДО}}}{Q_{\text{после}}}\ln\left(\frac{R_K}{r_C}\right)+$$

$$+ R\ln(r_C) - \ln(R_K))/(\text{R} - 1)\}^2 - r_c^2]m, \quad (4)$$

где m – пористость, д.ед.

Таким образом, зная остаточный фактор сопротивления потокоотклоняющего состава R, становится возможным рассчитать удельный объем закачки композиции для конкретных значений снижения приемистости скважин, которые задаваются специалистами при каждой обработке скважины в зависимости от необходимых задач.

Для наглядности разберем предлагаемую методику определения удельного объема потокоотклоняющего состава на примере трех составов, исследованных в лаборатории Повышения нефтеотдачи пластов СПГГИ (ТУ):

1. Температурный гелеобразующий состав (ТГС), представляющий собой композицию, полученную на основе солей алюминия, карбамида и поверхностно-активных веществ.

2. Эмульсионный состав, приготовленный с использованием эмульгатора Нефтенол НЗ (ТУ 2483-007-1719778-97), представляющего углеводородный раствор сложных эфиров олеиновой, линоленовой, а также смоляных кислот и триэтаноламина.

3. Эмульсионный состав, приготовленный с использованием эмульгатора марки ЯЛАН-Э2 (ТУ 2458-001-22650721-2009), представляющего собой продукт конденсации полиэтиленполиаминов с жирными кислотами талового масла с растворителями и добавками, разработанный совместно сотрудниками ООО «Синтез-ТНП» (г. Уфа, Республика Башкортостан) и Санкт-Петербургского государственного горного института (технического университета).

Для определения остаточного фактора сопротивления R были проведены лабораторные фильтрационные эксперименты на установке по оценке степени ухудшения коллекторских свойств пласта FDES-645 (Coretest Systems Corporation) в термобарических условиях, максимально приближенных к пластовым, с использованием естественных образцов керна. Фильтрация исследуемых составов осуществлялась при постоянном расходе 0,5 см^3/мин и температуре 80°С.

ТГС был исследован в готовом виде. Эмульсионные составы (ЭС), содержащие эмульгаторы Нефтенол НЗ и ЯЛАН-Э2, включали в себя (масс.):

– эмульгатор – 3 %;

– дизельное топливо – 17 %;

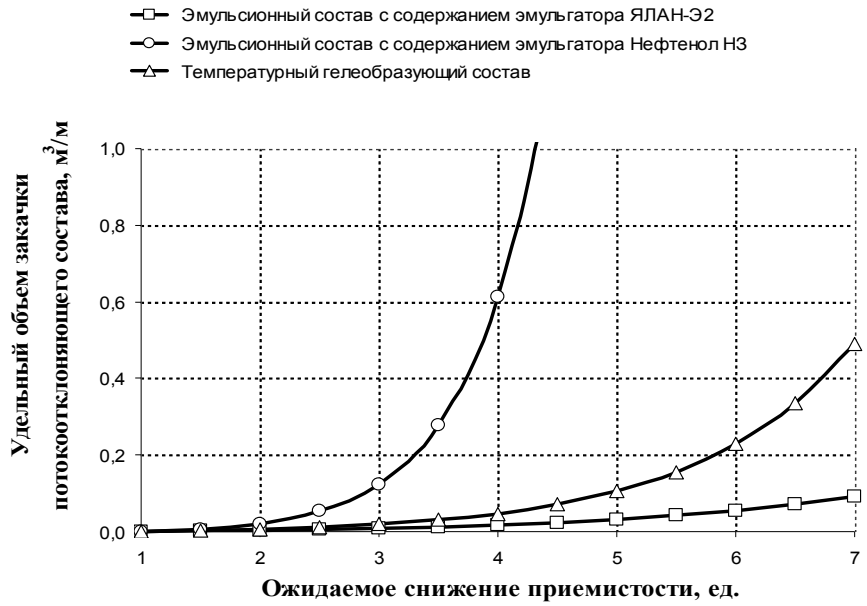
– подтоварную воду (минерализация 19 г/л) – 80 %.

Результаты фильтрационных исследований и краткая характеристика образцов керна представлены в таблице.

Характеристика образцов керна и результаты фильтрационных экспериментов

Номер образца керна	Наименование исследуемого состава	Характеристика образцов керна		Остаточный фактор сопротивления, ед
		Абсолютная проницаемость, мкм^2	Месторождение, пласт	
1	Температурный гелеобразующий состав	0,123	Пограничное, БС-11	22
2	ЭС, приготовленный с эмульгатором Нефтенол НЗ	0,182	Северо-Янгитинское, БС-11	11
3	ЭС, приготовленный с эмульгатором ЯЛАН-Э2	0,254	Муравленковское, БС-11	34

Далее по формуле (4) производится расчет удельных объемов закачки рассматриваемых составов для различных значений снижения приемистости нагнетательных скважин. Радиус контура питания R_K в расчетах примем равным 250 м, а радиус скважины r_C – 0,1 м. Для простоты сравнения трех составов пористость принимается одинаковой и равной 18 %. Результаты расчетов представлены в виде графических зависимостей, изображенных на рисунке.



Зависимость удельного объема закачки потокоотклоняющих составов от ожидаемого снижения приемистости

Таким образом, наибольшим из рассматриваемых составов удельным расходом при равных значениях снижения приемистости обладает ЭС с содержанием эмульгатора Нефтенол НЗ, а ЭС, содержащий эмульгатор ЯЛАН-Э2 оказался наиболее экономичным.

Для придания предлагаемому расчету удельных объемов закачки потокоотклоняющего состава большей адекватности практическому результату предлагается ввести коэффициент корреляции, учитывающий особенности реальной скважины, учесть которые зачастую невозможно в лабораторных условиях, поскольку ПЗП скважины подвергается различным техногенным воздействиям (кислотные обработки, гидроразрыв пласта и др.). Предлагаемый коэффициент корреляции рассчитывается отношением фактического удельного объема закачки к расчетному при одинаковом значении снижения приемистости:

$$K = \frac{\overline{V}_{\Phi}}{\overline{V}_{\text{Р}}}. \qquad (5)$$

Таким образом, после проведения обработки нагнетательной скважины потокоотклоняющим составом появляются данные, позволяющие уточнить предлагаемый нами расчет. Большее количество обработок скважин позволяет давать более точные прогнозы. В результате, для удобства, графические расчетные данные, представленные на рисунке можно умножить на коэффициент корреляции K и получить кривые, дающие максимально приближенные к фактическим значениям удельные объемы закачки.

Разработанная методика расчета удельных объемов закачки потокоотклоняющих композиций является достаточно простой и на основе использования результатов лабораторных фильтрационных исследований позволяет прогнозировать расход реагентов с большой степенью вероятности. Применение программных продуктов, моделирующих процесс нагнетания потокоотклоняющих составов в ПЗП нагнетательной скважины с учетом появления первых промысловых данных, может существенно повысить точность предлагаемой методики.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Басниев К.С.* Подземная гидромеханика / К.С.Басниев, Н.М.Дмитриев, Р.Д.Каневская. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 488 с.

2. *Басниев К.С.* Нефтегазовая гидромеханика / К.С.Басниев, Н.М.Дмитриев, Г.Д.Розенберг. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. 480 с.

3. *Рогачев М.К.* Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К.Рогачев, К.В.Стрижнев. М.: Недра, 2006. 295 с.

4. *Стрижнев К.В.* Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: Теория и практика. СПб: Недра, 2010. 560 с.

REFERENCES

1. *Basniev K.S.* Reservoir hydromechanics / K.S.Basniev, N.M.Dmitriev, R.D.Kanevskaya. M.-Izhevsk: Computer research institute, 2006. 488 p.

2. *Basniev K.S.* Oil and gas mechanics / K.S. Basniev, N.M. Dmitriev, G.D. Rosenberg. M.-Izhevsk: Computer research institute, 2003. 480 p.

3. *Rogachev M.K.* Prevention of troubles during oil recovery / M.K.Rogachev, K.S.Strizhnev Moscow: Nedra, 2006. 295 p.

4. *Strizhnev K.S.* Well repair and isolation works: Theory and practice. Saint Petersburg:: Nedra, 2010. 560 p.