



УДК 622.24

Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями

Е.А.РОГОВ

ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

В процессе вскрытия продуктивных горизонтов в пристволевой зоне пласта происходит целый ряд необратимых физических и физико-химических процессов: изменяется напряженное состояние горных пород, наблюдается проникновение вглубь пласта-коллектора как фильтрата и твердой фазы, так и самого бурового раствора, а также набухание глинистых частиц межзернового цементирующего материала. В результате существенно снижается проницаемость продуктивного горизонта и, как следствие, исключается получение потенциально возможного притока нефти или газа из пласта. Не менее серьезная проблема существует и при проведении текущих и капитальных ремонтов скважин, когда использование нерациональных жидкостей глушения вызывает негативные последствия, связанные с ухудшением коллекторских свойств продуктивных пластов в ремонтируемых скважинах. В статье представлены результаты экспериментов по изучению проницаемости заглинизированных пористых образцов после воздействия на них различных составов жидкостей. С целью повышения проницаемости около скважинной зоны пласта и увеличения производительности скважин, законченных бурением, и после проведения текущих и капитальных ремонтов предложен состав технологической жидкости, содержащий 15 %-ный водный раствор оксиэтилендифосфоновой кислоты (ОЭДФ) с добавкой поверхностно-активного вещества (ПАВ).

Ключевые слова: скважина; буровой раствор; проницаемость; призабойная зона пласта; технологическая жидкость

Как цитировать эту статью: Рогов Е.А. Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями // Записки Горного института. 2020. Т. 242. С. 169-173. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.169

Введение. Высокие суточные показатели добычи нефти или газа нефтегазодобывающие предприятия могут обеспечить только вводом в эксплуатацию скважин с потенциально максимальной производительностью, тем самым обеспечивая их высокий дебит на протяжении длительного периода эксплуатации. В процессе вскрытия пласта действует ряд факторов, снижающих коллекторские свойства его призабойной зоны. Анализ научной литературы [1, 7, 13, 18] показывает основные причины снижения производительности эксплуатационных скважин:

- кольматация стенок скважины и порового пространства частицами буровых растворов;
- набухание коллектора в результате изменения свойств насыщающего флюида из-за попадания в пласт фильтрата технологических растворов;
- адсорбция компонентов фильтрата бурового раствора и жидкости перфорации на поверхности пор и удерживание их различными силами, в том числе электрической природы;
- механическая деформация пласта в пристволевой части при бурении и перфорации;
- выпадение в осадок солей в результате взаимодействия фильтрата бурового раствора и жидкости перфорации с пластовой водой.

В настоящее время разработано множество технико-технологических решений, обуславливающих сохранение естественных коллекторских свойств на различных этапах заканчивания скважин [2, 15-17], к числу которых относятся: совершенство конструкции призабойной части скважины – открытый забой со спуском фильтра или без него, вскрытие пластов на равновесии и депрессии с использованием обычных и специальных буровых растворов и газообразных агентов, различные составы и технологии регулирования физико-механических свойств и технологических показателей буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов в разных геолого-технических условиях и т.д. Однако, несмотря на применение новых технологий и средств, еще значительное количество эксплуатационных скважин эксплуатируется с дебитами значительно меньше потенциальных.

В процессе проведения текущих и капитальных ремонтов скважин (КРС) на месторождениях, и особенно на подземных хранилищах газа (ПХГ), при глушении скважин глинистым раствором также происходит резкое ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пласта.

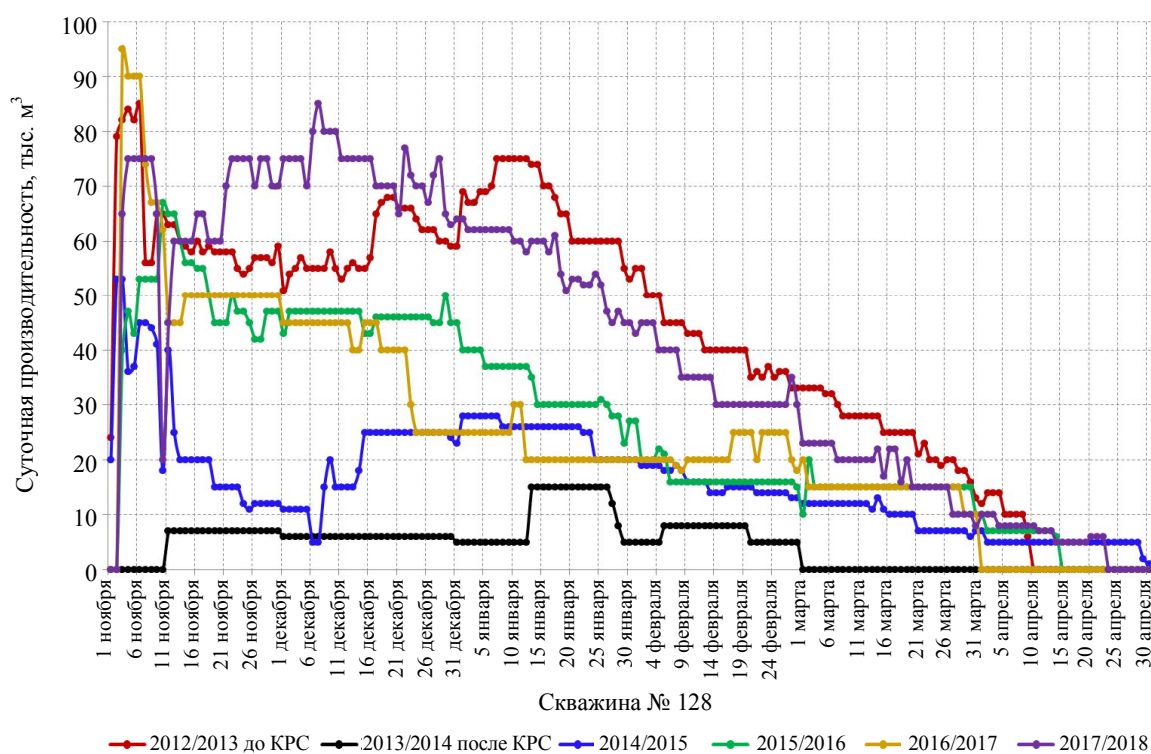


Рис. 1. Производительность скважины до и после проведения КРС

В качестве примера на рис.1 представлена суточная производительность эксплуатационной скважины № 128 Гатчинского ПХГ до КРС, после проведения КРС и в последующие сезоны отбора газа. До проведения КРС максимальная суточная производительность скважины в сезоне отбора газа 2012/13 гг. составила 84 тыс. м³/сут (04.11.2012 г.). Скважина эксплуатировалась в течение 160 сут, из нее было отобрано 7,755 млн м³ газа. При плановом проведении капитального ремонта по замене внутрискважинного оборудования скважина была заглушена глинистым раствором. После проведения КРС в сезоне отбора газа 2013/14 гг. максимальная суточная производительность составила 15 тыс. м³/сут, скважина эксплуатировалась в течение 109 сут, при этом объем отобранного газа составил 0,815 млн м³. Недоотбор газа негативно отразился на суточной производительности хранилища, особенно в период максимальной пиковой нагрузки в декабре месяце. В последующие сезоны отбора объем отобранного газа из скважины постепенно увеличивался и в сезоне отбора 2017/18 гг. почти достиг доремонтного объема, из скважины было отобрано 7,51 млн м³ газа.

Поиск научно-технических решений, направленных на повышение производительности скважин путем очистки ПЗП от глинистых коагулирующих образований, является одной из актуальных задач.

Методология. В настоящее время наиболее востребованным методом повышения производительности эксплуатационных скважин является обработка ПЗП физико-химическими активными составами технологических жидкостей [5, 6, 8-10]. В литературе проницаемость горных пород изучается на лабораторных установках как простыми способами [3], не учитывающими некоторые факторы, так и сложными методами [4, 11, 14], позволяющими проводить эксперименты в условиях реальных давлений и температур. С учетом «дефицита» кернового материала предварительный выбор эффективных составов жидкостей осуществлялся на пористых образцах на устройстве по исследованию фильтрационных процессов в породе пласта при глушении скважин [12].

На рис.2 представлена схема устройства, на которой обозначены: 1, 11, 17 – игольчатые вентили; 2 – металлический корпус; 3 – затяжная гайка; 4 – поджимное кольцо; 5 – уплотнительный элемент; 6, 7 – металлическое и резиновое кольца; 8 – исследуемый состав технологической жидкости; 9 – глинистая корка; 10 – отвод для слива; 12, 16 – верхний и нижний перфорированные диски; 13 – сетчатый цилиндр; 14, 15 – частицы кварцевого песка разных диаметров.

Для оценки проницаемости искусственного пористого образца использовали закон Дарси, согласно которому коэффициент проницаемости определяли по формуле

$$k = \frac{4\mu Q}{\pi d^2 (P_1 - P_2)},$$

где μ – динамическая вязкость флюида, Па·с; d , l – диаметр и длина образца, м; P_1 , P_2 – давление на входе и выходе соответственно, Па; Q – объемный расход жидкости в единицу времени, м³/с.

Лабораторные исследования по изучению изменения проницаемости пористого образца проводили в три этапа [12], в результате которых определяли:

- первоначальный коэффициент проницаемости пористого образца при фильтрации через него воды k_1 ;
- коэффициент проницаемости пористого образца при фильтрации через него бурового раствора k_2 ;
- коэффициент проницаемости пористого образца после физико-химического воздействия на него исследуемого состава технологической жидкости k_3 .

В качестве составов технологических жидкостей для повышения проницаемости заглинизированных пористых образцов были исследованы водные растворы ОЭДФ (оксиэтилендифосфоновая кислота) с концентрацией от 5 до 20 % и содержащие поверхностно-активное вещество (ПАВ) в количестве от 0,1 до 1,5 %. Параметры глинистого раствора, прокачиваемого через пористый образец, следующие: $\rho = 1075 \text{ кг/м}^3$, $B = 5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$, $T = 33 \text{ с}$, $СНС_{1/10} = 9/17 \text{ дПа}$, $k = 1 \text{ мм}$.

Обсуждение результатов. В связи с дефицитом кернового материала предварительные опыты по выбору оптимального состава жидкости осуществляли на искусственных пористых образцах. В ходе проведенных экспериментов установлено, что при обработках ПЗП с целью повышения производительности скважин следует использовать разработанную рецептуру технологической жидкости, в которой оптимальное содержание ОЭДФ составляет 13-15 и 0,4-0,5 % катионного ПАВ. В табл.1 представлены составы технологических жидкостей и значения коэффициентов проницаемости образцов в процессе проведения опытов.

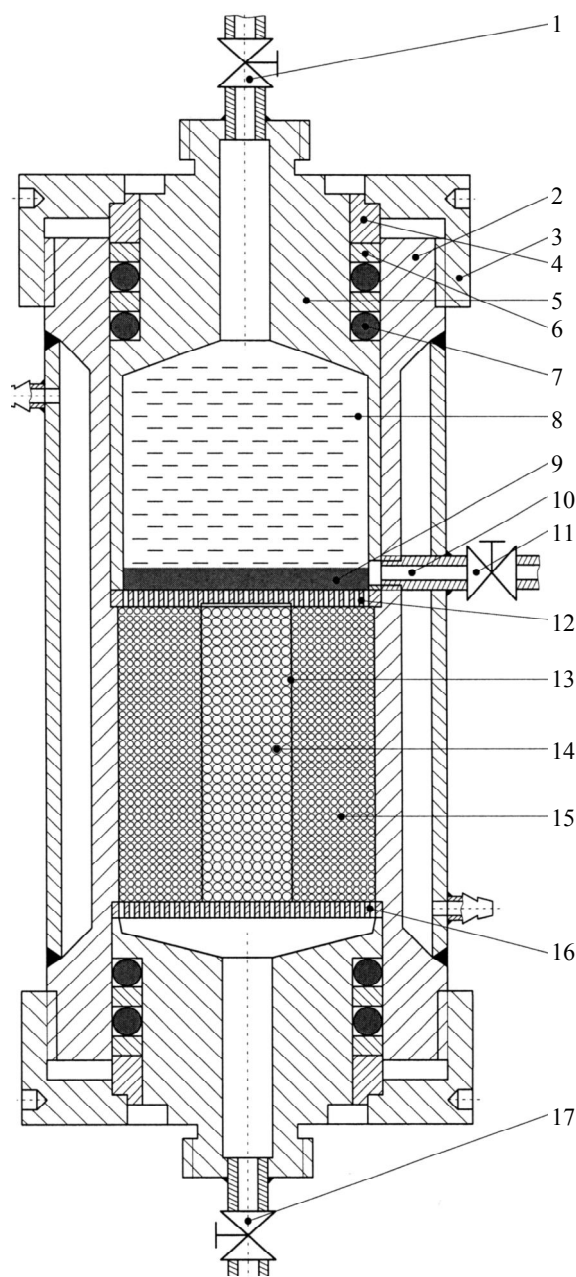


Рис.2. Схема устройства

Таблица 1

Составы технологических жидкостей и коэффициенты проницаемости пористых образцов

Состав технологической жидкости	Коэффициент проницаемости образца, мкм ²			k_3/k_1 , %
	k_1	k_2	k_3	
13 % ОЭДФ + 0,4 % ПАВ	0,58	0,08	0,42	72,4
15 % ОЭДФ + 0,5 % ПАВ	0,58	0,08	0,44	77,7



Следует отметить, что при использовании горных пород (кернов) в качестве моделей пласта схематизируются строения реального пласта (его размеры, состав) и условия протекания процесса. В результате схема в той или иной степени отличается от реальности. Поэтому при постановке опытов необходимо выбирать такие условия их проведения, которые воспроизводили бы максимально точно не только саму модель и природные условия, но и процессы, протекающие в них. Одной из таких установок является УИПК-1М, которая позволяет проводить лабораторные исследования по определению проницаемости образцов горных пород в условиях, моделирующих пластовые. В табл.2 приведены значения коэффициентов проницаемости горных пород до и после физико-химического воздействия на них 15 %-ного водного раствора ОЭДФ с 0,5 %-ной добавкой ПАВ.

Таблица 2

Значения коэффициентов проницаемости образцов горных пород до и после воздействия состава технологической жидкости

Образец горной породы	Коэффициент проницаемости горной породы, мкм ²			$k_3 / k_1, \%$
	k_1	k_2	k_3	
Керн № 1	0,63	0,04	0,26	41,2
Керн № 2	0,92	0,04	0,51	55,4

Заключение. На основании проведенных лабораторных исследований с целью повышения производительности скважин на ПХГ после завершения капитальных ремонтов по замене внутрискважинного оборудования (скважины заглушены глинистым раствором) была проведена обработка ПЗП 15 %-ным водным раствором ОЭДФ с 0,5 %-ной добавкой ПАВ. После проведения работ дебит скважин увеличился:

- в скважине № 83 с 90 до 149 тыс. м³/сут;
- в скважине № 117 с 131 до 212 тыс. м³/сут;
- в скважине № 125 с 168 до 289 тыс. м³/сут;
- в скважине № 128 с 103 до 174 тыс. м³/сут.

Таким образом, экономический эффект от использования разработанного состава технологической жидкости для обработки ПЗП достигается за счет повышения производительности скважин (в среднем на 67 %) и увеличения максимальной суточной производительности ПХГ в период отбора газа в зимние месяцы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Анализ чувствительности динамики очистки скважины и околоскважинной зоны к параметрам пласта, перфорации и свойствам бурового раствора / А.А.Макарова, И.Т.Мищенко, Д.Н.Михайлов, В.В.Шако // Нефтяное хозяйство. 2015. № 3. С. 79-83.
2. Басарыгин Ю.М. Заканчивание скважин / Ю.М.Басарыгин, А.И.Булатов, Ю.М.Проселков. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. 667 с.
3. Гудок Н.С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород / Н.С.Гудок, Н.Н.Богданович, В.Г.Мартынов. М.: «Недра-Бизнесцентр», 2007. 592 с.
4. Жуков В.С. Определение фильтрационно-емкостных свойств и упругих свойств и электрических параметров образцов горных пород при моделировании пластовых условий / В.С.Жуков, Д.В.Люгай. М.: Газпром «ВНИИГАЗ» 2016. 56 с.
5. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. 565 с.
6. Либаев Г.Г. Технологическая жидкость для химической очистки призабойной зоны ствола скважины при заканчивании открытым стволом / Г.Г.Ишбаев, М.Р.Дильмиев, В.А.Горпинченко // Бурение и нефть. 2013. № 12. С. 49-52.
7. Крылов В.И. Основные факторы, влияющие на загрязнение продуктивных пластов, и разработка рекомендаций по повышению продуктивности скважин / В.И.Крылов, В.В.Крецул, В.М.Гимазетдинов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. 2015. № 12. С. 31-36.
8. Крылов В.И. Совершенствование заканчивания скважин методами химической очистки призабойной зоны ствола / В.И.Крылов, В.В.Крецул // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2004. № 11. С. 40-45.
9. Литвиненко В.С. Обоснование выбора параметров режима бурения скважин роторными управляемыми системами / В.С.Литвиненко, М.В.Двойников // Записки Горного института. 2019. Т. 235. С. 24-29. DOI: 10.31897/PMI.2019.1.24
10. Николаев Н.И. Результаты исследований и эффективность применения комплексной технологии химической обработки призабойной зоны пласта / Н.И.Николаев, А.В.Шипулин, К.С.Купавых // Территория нефтегаз. 2015. № 4. С. 79-83.
11. Николашев В.В. Новое оборудование для исследования керна / В.В.Николашев, Р.А.Скорход // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2008. № 1. С. 7-11.



12. Патент РФ на полезную модель № 132200. Устройство для проведения исследований фильтрационных процессов в породе пласта при глушении скважин / Е.А.Рогов, С.Г.Солдаткин, М.Ю.Барщев. Опубл. 10.09.2013. Бюл. № 25.
13. Подгорнов В.М. Заканчивание скважин. Часть 2. Формирование призабойной зоны скважины. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. 253 с.
14. Физическое моделирование циклов закачки и отбора газа при разработке и эксплуатации ПХГ. Гистерезис фазовых проницаемостей. / В.М.Троицкий, Б.А.Григорьев, С.Г.Рассохин, А.Ф.Соколов // Вести газовой науки. 2019. № 1. С. 18-27.
15. Фурсин С.Г. О заканчивании скважин в условиях контролируемой депрессии на пласт / С.Г.Фурсин, В.Г.Григулецкий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 1. С. 17-23.
16. Янгазитов М.Н. Бурение скважин при равновесном давлении с системой «непрерывной» циркуляции бурового раствора / М.Н.Янгазитов, Б.А.Доценко, А.С.Оганов // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2011. № 2. С. 17-22.
17. Dennie Denney. Balanced-pressure drilling with continuous circulation using jointed drillpipe // Journal of Petroleum Technology. 2007. Vol. 59. Iss. 4. P. 62-65.
18. Skalle P. Drilling Fluid Engineering. Ventus, 2011. 125 p.
19. Tiab D. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties / D.Tiab, E.C.Donaldson. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2011. 976 p.

Автор Е.А.Рогов, канд. техн. наук, старший научный сотрудник, E_Rogov@vniigaz.gazprom.ru (ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия).

Статья поступила в редакцию 25.09.2019.

Статья принята к публикации 03.02.2020.