

**АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ИНТЕНСИВНОГО
ВЫНОСА ПЕСКА ИЗ СКВАЖИНЫ**

А.С. Королев

Научный руководитель доцент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Значительная часть мировых залежей углеводородов сосредоточена в продуктивных пластах, сложенных слабыми породами, которые при разработке месторождения склонны к разрушению, что приводит к интенсивному выносу песка на поверхность или накоплению его в скважине. Коллекторы, приуроченные к подобным пластам, называют неустойчивыми.

Проблема выноса песка актуальна по сей день, поскольку этот процесс неизбежно приводит к росту затрат, необходимых для поддержания скважины в эксплуатации. Основные последствия выноса песка: эрозия скважинного оборудования; образование песчаных пробок, которое обуславливает снижение дебита или вовсе прекращение притока флюида; образование пустот за обсадной колонной, которые опасны прежде всего тем, что становится возможным смятие и изгиб обсадной колонны. Сформировалось два основных направления решения проблемы.

Так опыт эксплуатации маломощных пластов, сложенных малопроницаемыми породами, показал, что при их разработке обоснованно применение различных технико-технологических решений по обеспечению очистки поступающего в скважину песка или предупреждению его негативного влияния на скважинное оборудование [1]. Также в случае значительно истощенного коллектора может быть экономически выгодно не применять никаких действий, т.е. эксплуатировать скважину вплоть до полной остановки притока [2].

В других случаях целесообразней применять методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежат предотвращение поступления песка в скважину. Выделяют следующие методы предотвращения выноса песка: механический; физико-химический; химический.

Механический метод включает в себя применение противопесочных фильтров различной конструкции, таких как гравийно-набивные, каркасно-гравийные, блочные, проволочные, многослойные сетчатые, гравийно-набивные и т.д. В качестве противопесочных фильтров применяют различные блочные скважинные фильтры: проволочные однослойные и многослойные, сетчатые, щелевые стальные, титановые, керамические, металлокерамические и другие [3]. Все они представляют собой трубы со щелевыми отверстиями, на которые может быть намотана проволока. Также существуют блочные набивные фильтры, которые заполняются песком или другим материалом на дневной поверхности.

Блочные фильтры по сей день не утратили своей актуальности [4]. По-прежнему разрабатываются новые конструкции фильтров. Изменение конструкции может касаться геометрии щелей, как например, в щелевых расширяющихся фильтрах [5], особенностью которых является форма щелей в перфорированной трубе или изменение количества слоев фильтра и/или их назначения. Сложившаяся ситуация обусловлена, в основном, нецелесообразностью применения более дорогих технологий, как например химическая обработка, в коллекторах, имеющих слабый или умеренный вынос песка без пересыпания забоя [1]. Но, как уже было сказано, их применение ограничено небольшими поступлениями песка, поскольку эти фильтры склонны к зашламлению или заиливанию отверстий, что снижает их эффективность.

Перспективным является применение одноконтурных проволочных фильтров [6]. Их главное отличие от проволочных фильтров традиционной конструкции – это отсутствие перфорированной трубы в качестве каркаса. Вместо каркаса в этих фильтрах используются специальные несущие профили, на которые в дальнейшем с помощью точечной сварки прикрепляется проволока. Подобная конструкция снижает перепад давления над фильтром, соответственно турбулентный режим течения формируется при больших расходах жидкости. В результате уменьшаются нагрузки на коллектор, и сокращается количество выносимого песка.

Отдельно следует выделить гравийные набивки, формируемые путем заполнения затрубного пространства в интервале залегания продуктивного пласта. На сегодняшний день наиболее перспективным направлением данной технологии является так называемый «frac pack» [7]. Суть его заключается в создании гравийной набивки одновременно с проведением гидравлического разрыва пласта. Технология обладает большим потенциалом, однако требует тщательного изучения характеристик коллектора, поскольку, если фильтр не будет им соответствовать, время его эффективного функционирования значительно сократится [2].

Физико-химический метод основан на действии физических и химических процессов, например создание проппантного фильтра в призабойной зоне, формирование проницаемого тампонажного камня, также в эту категорию включается закрепление коллектора путем коксования нефти в призабойной зоне.

Коксование нефти является одним из перспективных методов борьбы с выносом песка при разработке месторождений химическими методами. Сущность способа крепления коксованием состоит в получении кокса в пласте в качестве вяжущего материала за счет продолжительного окисления в призабойной зоне горячим воздухом. Этот способ укрепления пластов в скважинах может применяться на ранней стадии эксплуатации месторождений с нефтью высокой вязкости и небольших глубинах залегания пластов [8]. В целом, этот метод обработки пластов распространен незначительно в связи с усложнением технологии и удорожанием работ.

Для скважин с интенсивным пескопроявлением была испытана технология крепления с применением малотоннажного гидравлического разрыва пласта с использованием RCP-проппанта [1]. Особенность такого проппанта в том, что он покрыт формальдегидными смолами, которые склеивают частицы при повышении давления или температуры. Суть данной технологии заключается в создании в призабойной зоне хорошо

проницаемого для добываемых флюидов экрана за эксплуатационной колонной и в пласте, но препятствующего выносу несцементированного мелкодисперсного песка. Помимо дороговизны к недостаткам этой технологии можно отнести трудность работы с низкотемпературными скважинами и необходимость тщательного подбора активаторов.

Наиболее распространенным компонентом проницаемых тампонажных материалов является портландцемент, обусловлено это тем, что он является одним из самых дешевых и доступных вяжущих. Сущность технологии получения проницаемого цементного камня заключается в добавлении в исходный состав растворимых примесей, которые после обработки растворителем удаляются из цемента, и на их месте формируются поры, обеспечивающие проницаемость.

Формирование фильтровальной зоны может осуществляться как традиционно [9] – заполнением заколонного пространства в интервале продуктивного пласта специальным составом на основе портландцемента с добавлением калиевого поташа с оставлением обсадной трубы. Так и другим способом [10], подразумевающим следующую последовательность операций: вскрытие продуктивного пласта, спуск на НКТ хвостовика для создания необходимой толщины фильтра, тампонирующее хвостовика составом, извлечение хвостовика на НКТ, промывание водой цементного кольца. Из недостатков последнего метода: возможность разрушения цементного кольца при извлечении хвостовика.

Известен способ создания забойного фильтра [11], включающий расширение скважины с полным разрушением эксплуатационной колонны и цементного кольца. Дальнейшие работы включают закачку трех различных жидкостей (снизу вверх): водонепроницаемый цементный раствор; основная часть, содержащая армированный проницаемый состав; облегченный цементный раствор. По истечении времени затвердевания цемента осуществляют его разрушение, формируют искусственный забой и расширяют скважину. Далее промывают цементный камень подходящим растворителем. В результате формируется слой проницаемого тампонажного камня, предотвращающего дальнейшее разрушение коллектора и вынос песка в скважину. Недостатком данной технологии является техническая и технологическая сложность ее осуществления.

Химический метод основан на искусственном закреплении призабойной зоны пласта смолами, которые будут выполнять в дальнейшем роль фильтра. Технология крепления смолами основана на применении метода тампонирующего под давлением с использованием полимерных составов, включающих синтетическую смолу, соответствующий отвердитель и реагенты для повышения прочности и проницаемости закрепленной зоны пласта. Известно достаточно много способов крепления с помощью этой технологии, основное их отличие заключается в компонентах отверждаемого полимерного состава. Главным компонентом, определяющим весь остальной состав, являются смолы, в качестве которых могут использоваться следующие соединения.

Карбамидные смолы [12]. К достоинствам данной композиции относится легкость доступности, нетоксичность компонентов и простота ее применения. Недостатками данного состава является существенное снижение проницаемости призабойной зоны и низкая прочность скрепления. Фенолформальдегидные смолы [13]. К достоинствам данного состава относится низкое снижение проницаемости (до 7%) и высокая прочность скрепления. Но, несмотря на существенные плюсы этого состава, область его применения ограничена ввиду токсичности. Фурановые смолы, основой которых выступает фурфуроловый спирт [14]. Из плюсов данной композиции только доступность компонентов. Из минусов – токсичность компонентов, недостаточная прочность скрепления. Полиуретановые смолы [15]. Недостатки данного состава: снижение проницаемости и токсичность отдельных компонентов смеси. Имеются также составы [16], не содержащие токсичных компонентов, что выгодно выделяет их на фоне остальных составов, содержащих полиуретановые полимеры. Также одним из достоинств является возможность регулирования проницаемости и прочности варьированием доли компонентов. Ацетонформальдегидные смолы [12]. Данная композиция обладает значительной прочностью скрепления с сохранением высокой проницаемости. Тем не менее, в его составе присутствуют концентрированные кислоты, ограничивающие его применение, и алюминиевая пудра, плохое диспергирование которой может привести к образованию непроницаемого экрана. Резолформальдегидные смолы [17]. Из достоинств данного состава: высокая прочность скрепления и незначительное снижение проницаемости призабойной зоны. Из недостатков: токсичность применяемых компонентов. Эпоксидные смолы [18]. Достоинством этой композиции является наибольшая прочность из всех вышеописанных, однако снижение проницаемости при его использовании достигает 40%. Также к недостаткам относится необходимость применения высокотоксичных компонентов. Кремнийорганические смолы [15]. Недостатками данного состава являются: снижение проницаемости на 40-50%.

Анализ различных способов предотвращения выноса песка показал, что на сегодняшний день универсального способа не существует. Выбор способа должен быть экономически оправдан. По нашему мнению, одним из ключевых критериев является возможность осуществления всех операций без привлечения буровой установки. Исходя из этого, наиболее оптимальным является химический метод. Однако широкое внедрение химического метода сдерживается существенным снижением проницаемости призабойной зоны и недостаточной прочностью скрепления. Поэтому ученым и специалистам необходимо провести детальные исследования, направленные на решение данных проблем.

Литература

1. А.Г. Михайлов, В.А. Волгин, Р.А. Ягудин и др. Комплексная защита скважинного оборудования при пескопроявлении в ООО «РН-Пурнефтегаз»//Территория нефтегаз – 2010. – № 12. – С. 84 – 89. (1)
2. Рики Дж. Арментор, Майкл Р. Уайз и др. Предотвращение выноса песка из добывающих скважин//

- Нефтегазовое обозрение. – 2007. – № 4. – С. 4 – 17. (2)
3. Зотов Г.А., Динков А.В., Черных В.А. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. – М.: Недра, 1987, с. 172, с ил. (3)
 4. Шакуров А. Р. Современные методы борьбы с пескопроявлением при заканчивании скважин. Скважинные фильтры PPS, PMS, PPK//Инженерная практика. – 2010. – № 2. – С. 115 – 119. (4)
 5. С.Н. Кантария, В.А. Ольховская Проблема выноса песка на меторождениях нефти и защита скважин с помощью щелевых расширяющихся фильтров//Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 5. – С. 44 – 47. (5)
 6. Hütke N. Juergens, Siegfried Newigir Usage of single-contour wire screens required to prevent sand removal out of layer//Строительство нефтяных и газовых скважин на море. – 2009. – № 9. – С. 40 – 43. (6)
 7. Mariano Sanchez, Ray Tibbles Frac packing: fracturing for sand control//Middle East and Asia Reservoir Review. – 2007. – № 8. – С. 36 – 49. (7)
 8. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов/Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – Краснодар: «Сов. Кубань», 2002. – 584 с. (8)
 9. Пат. 2561426 Россия МПК E21B 43/08. Состав для создания скважинного фильтра Скориков Б.М., Майгунов И.В. Заявлено. 05.06.2014; Оpubл. 27.08.2015, Бюл.№24. – 8 с. (9)
 10. Пат. 2258797 Россия МПК E21B 33/138. Состав для крепления коллектора и заполнения каркаса фильтра в скважине Слюсарев Н.И., Мозер С.П. и др. Заявлено. 19.05.2004; Оpubл. 20.08.2005, Бюл.№23. – 5 с. (10)
 11. Пат. 2288351 Россия МПК C09K 8/56. Способ создания забойного фильтра Журавлев С.Р., Пономаренко Д.В., Фатихов В.А. и др. Заявлено. 25.05.2005; Оpubл. 27.11.2006, Бюл.№33. – 14 с.: ил. (11)
 12. Пат. 2387806 Россия МПК E21B 33/138. Способ крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин Кадыров Р.Р., Сахапова А.К. и др. Заявлено. 03.04.2009; Оpubл. 27.04.2010, Бюл.№12. – 6 с. (12)
 13. Пат. 2366683 Россия МПК C09K 8/487. Состав для крепления призабойной зоны нефтяных и газовых скважин Полозенко Г.Н., Беланова Н.Г. Заявлено. 25.10.2007; Оpubл. 10.09.2009, Бюл.№25. – 7 с. (13)
 14. Пат. 5010953 США МПК E21B 33/138. Sand consolidation methods Robert H. Friedman, Billy W. Sulres. Заявлено. 02.01.1990; Оpubл. 30.04.1991. – 7 с. (14)
 15. Нескин В. А. Разработка и исследование композиции на основе кремнийорганического полимера для ликвидации выноса песка в газовых скважинах: Автореферат Дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. – Москва, 2016г. – 25 с. (15)
 16. А.И. Циборин, В.Б. Демьяновский Химические методы ограничения выноса песка в нефтяных и газовых скважинах//Электронный научный журнал Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2014. – №2. – 8 с. (16)
 17. Пат. 2147332 Россия МПК E21B 33/138. Тампонажный материал для изоляции водопритоков в нефтяных и газовых скважинах Котельников В.А., Смирнов А.В. и др. Заявлено. 21.08.1998; Оpubл. 10.04.2000, Бюл.№10. – 6 с.: ил. (17)
 18. Пат 7114570 США МПК E21B 33/138. Methods and compositions for stabilizing unconsolidated subterranean formations Philip D. Nguyen, Johnny A. Barton, O. Marlene Isenberg. Заявлено. 07.04.2003; Оpubл. 03.10.2006. – 11 с. (18)

ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И РЕГУЛИРОВКА СВОЙСТВ ЭЛАСТОМЕРОВ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

И.Б. Кучкоров

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национально-исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важной задачей в совершенствовании винтовых забойных двигателей (ВЗД) является повышение надежности и долговечности их рабочих органов, в особенности, винтовой пары «ротор – статор». Из анализа работы винтовой пары следует: статор является элементом, ограничивающим работоспособность двигателя, а параметры резины ИРП-1226 не соответствуют специфическим требованиям бурового оборудования по комплексу прочностных и динамических свойств. Время работы ВЗД составляет 90-150 часов при паспортных характеристиках 300-400 часов. Для увеличения ресурса работы статора необходимо исследовать возможность использования новых эластомерных композиционных материалов для его обкладки [1-2].

Изучение условий эксплуатации рабочей пары показывает, что она работает в сложных условиях: при наличии в рабочей паре необходимого натяга – контактное давление достигает 4-6 МПа, скорость скольжения 0,5-4,0 м/с, частота нагружения до 30 Гц, гидростатическое давление до 60 МПа. В процессе эксплуатации статоров ВЗД происходит набухание или усадка резиновой обкладки под действием дисперсионной среды и химических реагентов бурового раствора, в результате чего снижаются прочность, эластичность, износостойкость, твердость, а также значительно изменяются масса и объем резины. Поэтому к резиновой обкладке предъявляются высокие требования по прочности, абразивной износостойкости, усталостной выносливости и стойкости в среде бурового раствора и повышенных температур [1].

Эластомеры ВЗД интенсивно изнашиваются в процессе эксплуатации, поскольку резина ИРП-1226 не отвечает всем требованиям скважинных условий. Научной группой кафедры бурения скважин Национального исследовательского Томского политехнического университета экспериментально доказано, что резина ИРП-1226, используемая для формирования обкладки статора ВЗД, при повышенных температурах изменяет свои физико-механические и упруго-эластичные свойства, становится менее износостойкой. Также необходимо