

ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ВЫНОСА ПЕСКА В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

А.И. Циборин, В.Б. Демьяновский, Д.А. Каушанский
ИПНГ РАН, e-mail: dak@ipng.ru, andrey.tsitorsin@gmail.com

Введение

Эксплуатация скважин на поздних этапах разработки месторождения характеризуется увеличением объема ремонтных работ в результате износа и последующего отказа подземного оборудования. Причиной, осложняющей эксплуатацию скважины, является процесс выноса механических примесей в скважину совместно с добываемой продукцией. Это явление вызвано недостаточной прочностью коллектора, под действием депрессии и репрессии на пласт, высокой скоростью фильтрации пластовых флюидов в призабойной зоне (ПЗП), которая приводит к разрушению коллектора. Вынос песка из слабосцементированного коллектора вызывает интенсивное изнашивание элементов центробежных и штанговых насосов, насосно-компрессорных труб (НКТ), резьбовых соединений, фонтанной арматуры, заиливание внутрискважинных фильтров, образование песчаных пробок. Песчаные пробки перекрывают интервал перфорации, нарушая режим работы скважины [1-6]. Наличие песчаной пробки требует проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) с использованием подъемника, включающих: глушение скважины, извлечение внутрискважинного оборудования и очистку забоя от механических примесей. Накоплен значительный опыт эксплуатации скважин, осложненных выносом песка из слабосцементированного коллектора [7-11]. Одним из факторов увеличения объема капитального ремонта скважин является износ внутрискважинного оборудования в результате пескопроявления.

Применяемые методы борьбы с песком условно можно разделить на три группы: механические, физико-химические, химические. Указанным методам посвящены работы отечественных и зарубежных специалистов в области добычи нефти и газа [12-15].

Механические методы защиты скважинного оборудования от выноса песка включают установку: скважинных фильтров, фильтров скважинных насосных установок, сепараторов механических примесей [16,17]. К фильтрам, спускаемым на обсадной колонне (ОК), относятся: скважинные фильтры в виде перфорированной части ОК; извлекаемые, устанавливающиеся в качестве хвостовика ОК или на пакере ниже части спускаемой колонны. К фильтрам, спускаемым в компоновке колонны НКТ на пакере или в составе насосной установки, относятся: фильтры-насадки трубные, фильтры входные модульные, сепараторы механических примесей, шламоуловители. Их недостатком является технологическая сложность проведения операции по установке и извлечению фильтров из скважины, низкий коэффициент улавливания, элементы фильтров подвержены коррозии и эрозии.

Физико-химические методы укрепления ПЗП основаны на проведении малотоннажного гидроразрыва с закачкой крупнозернистого песка или проппанта в пласт, с последующим термическим (спекание) или химическим (склеивание) закреплением. Из недостатков их можно выделить неустойчивое состояние проппанта, его вымывание в скважину, технически трудоемкую операцию.

Химические методы укрепления ПЗП основаны на образовании системы «песок-твердый полимер» в слабосцементированном коллекторе за счет адгезии фрагментов полимера на границе между частицами песка. Обработка скважин составами на основе синтетических смол требует мало времени и относительно низких затрат. Учитывая широкое применение химических методов для борьбы с пескопроявлением, представляет интерес провести обзор существующих технологий. Из литературных данных известны разные составы и технологии для ограничения и ликвидации выноса песка в нефтяных и газовых скважинах на основе полимерных смол: фурановых, эпоксидных, карбамидоформальдегидных, фенолоформальдегидных, уретановых смол, а также кремнийорганических соединений [18-35]. Характеристики основных составов используемых для крепления слабосцементированных коллекторов приведены в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика химических составов для укрепления слабосцементированного коллектора в нефтяных и газовых скважинах

	Группа химических реагентов	Формула основного вещества	Отвердитель (добавка)	Растворитель	По публикациям
1	Кремнийорганические соединения	Алкоксисилан и его производные $(R')_n Si(OR)_{4-n}$ $N=0-3$; R -алкил $C_1 - C_3$; R' - H, или органофункциональная группа, например: $NH_2CH_2CH_2-$	Вода + специальные добавки	Вода, ксилол, ароматические растворители и др.	[18-22]
2	Конденсационные смолы на основе формальдегида (карбамидоформальдегидная смола, резорцинформальдегидная, фенолформальдегидная и т.п.)	$HO-[CH_2-NH-CON(CH_2)-]_n-H$ Карбамидоформальдегидная смола – продукт поликонденсации карбамида с формальдегидом.	Специальные добавки*, или температура 90 °С, *формалин, уротропин, органические и минеральные кислоты, щелочи.	Керосин, ацетон, вода и др.	[23-29]

3	Эпоксидная смола	$-[O-C_6H_6-C(CH_3)_2-C_6H_6-O-CH_2-C(OH)-CH_2-]_n-$ эпоксидная смола – продукт конденсации эпихлоргидрина с бисфенолом А, n = 0-25	Полиамины, многоосновные кислоты и др.	Кетоны, эфиры, спирты и др.	[30-32]
4	Уретановый предполимер	$-C(O)-NH-R^1-NH-C(O)-O-R^2-O-C(O)-NH-R^1-NH-C(O)-O-R_2-O-$ Полиуретаны – продукт взаимодействия соединений, содержащих изоцианатные группы с би- и полифункциональными гидроксилсодержащими производными.	Вода	Низшие кетоны, спирты и др.	[33-36]

Составы на основе кремнийорганических соединений используются для закрепления песка в слабосцементированном коллекторе, но основная область применения составов – проведение водоизоляционных работ (ВИР). Сущность применения кремнийорганических соединений для проведения ВИР заключается в способности соединений подвергаться гидролизу с образованием геля кремневой кислоты. Эти гели обладают высокой температурной устойчивостью, но их образование происходит в полном поровом объеме пласта, в результате снижая его проницаемость.

Конденсационные смолы на основе формальдегида являются двухкомпонентными системами. При их использовании необходимы специальные вещества – отвердители, усложняющие процесс проведения ремонтных работ. Их отверждение также происходит в поровом объеме, способствуя снижению проницаемости пласта. Недостатком данных составов является исходная высокая вязкость, может достигать 3500мПа*с, что затрудняет обработку пласта.

В нефтегазовой промышленности при проведении ремонтных работ в скважине находят применения также составы на основе эпоксидной смолы. Технология проведения работ составами на этой основе является двухкомпонентной и имеет те же недостатки, что и перечисленные выше.

Оптимальное сочетание прочности и проницаемости закрепленной породы дает способ закрепления песка, с использованием уретанового предполимера, который реализован в технологии ИПНГ-Пласт2 [34, 35]. Данная технология позволяет создавать внутрислоевый

полимерный фильтр внутри породы с показателем прочности до 6 мПа при минимальном снижении проницаемости породы не более 15-20%.

Изучение структуры внутрипластового фильтра, произведенное методом сканирующей электронной микроскопии (СЭМ), позволило идентифицировать области скрепления частиц песка уретановым предполимером. Снимки показывают наличие значительного объема свободного пространства между частицами песка, обеспечивающего высокую проницаемость внутрипластового фильтра (рис. 1).

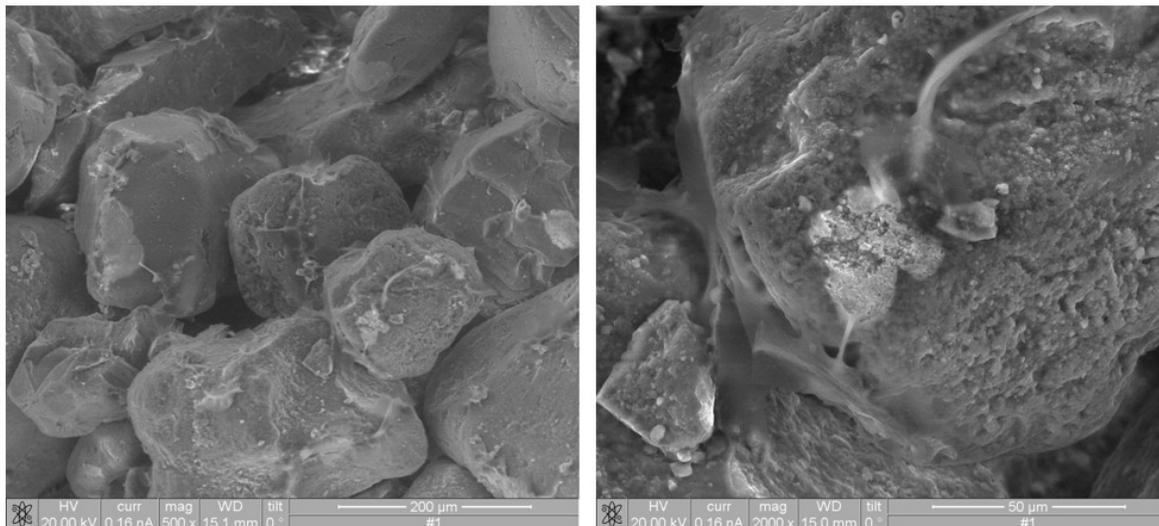


Рис. 1. Изображения кварцевого песка, скрепленного системой ИПНГ-Пласт2 полученные с помощью СЭМ

Важным показателем, определяющим эффективность скрепления песка, является способность пород сопротивляться разрушению под действием внешних сил. Для оценки этой характеристики использовали способ определения коэффициента предела прочности на объемное сжатие. При химическом связывании песка составом предполимер-растворитель образуется внутрипластовый полимерный фильтр, характеризующийся высокой механической прочностью до 6 мПа и проницаемостью по нефти 80-85% от начальной (рис. 2). Из представленных графиков видно, что с ростом концентрации предполимера возрастает прочность песка, но уменьшается проницаемость.

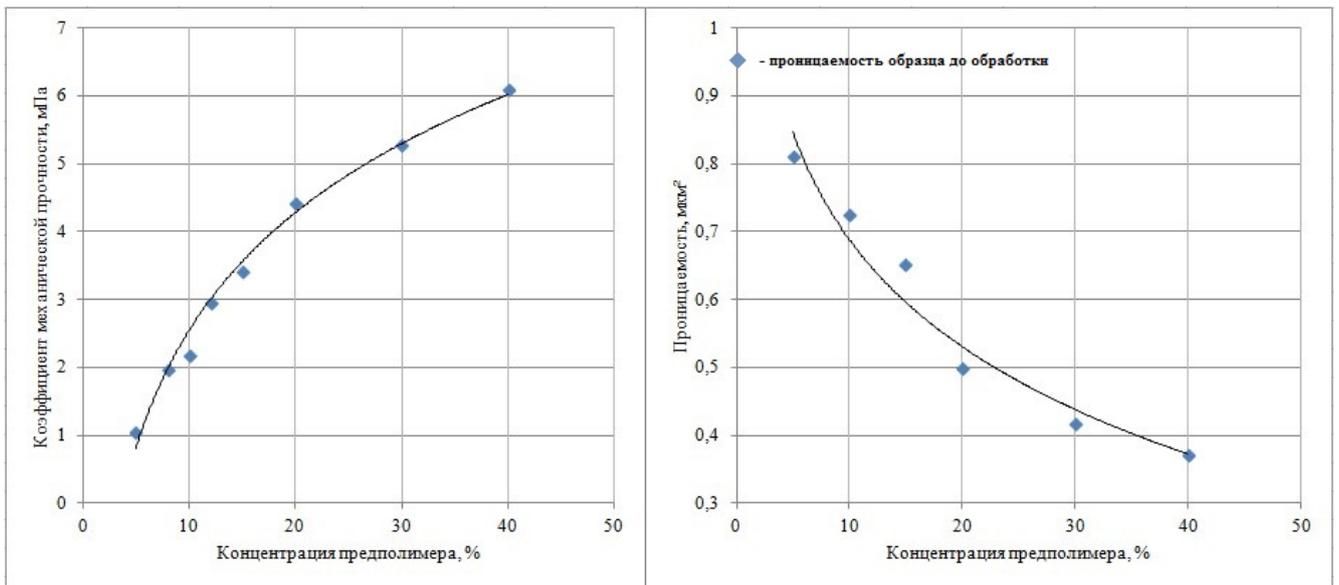


Рис. 2. Влияние концентрации предполимера на прочностные и фильтрационные свойства закрепляемого песка

На Уренгойском ГКМ было проведено более 80 успешных скважин-операций по установке внутрипластового фильтра. На одной из скважин было проведено исследование распределения внутрипластового фильтра в пласте методом радонового индикатора, для повышения эффективности ремонтных работ. Сущность метода радонового индикатора состоит в том, что поступление в пласт меченого технологического раствора контролируется способом гамма-каротажа (рис. 3). На рисунке приведены данные распределения объемов закрепленных фрагментов внутрипластового фильтра, которые пропорциональны интенсивности гамма-излучения регистрируемого прибором ГИС [36].

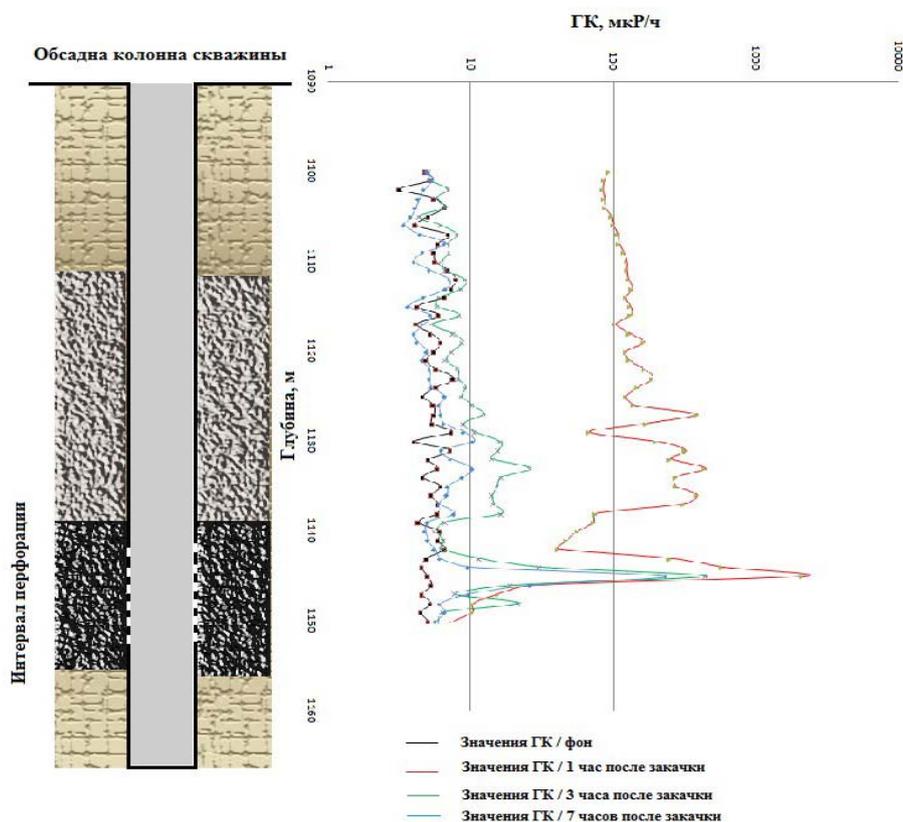


Рис.3. Профиль распределения состава предполимер-растворитель (ИПНГ-Пласт) меченого радоновым индикатором

Обзор существующих химических методов борьбы с пескопроявлением показывает широкое их использование при проведении ремонтных работ на скважине. Для этих целей используется большое разнообразие химических реагентов, преимущественно на основе полимеров. Разнообразие применяемых составов вызвано необходимостью учета геолого-промысловых условий конкретного месторождения или скважины.

Таким образом, обзор приведенной литературы показал, что промысловые испытания химических методов на основе различных составов проводятся с разной долей успешности.

В настоящее время происходит поиск новых и усовершенствование существующих методов с целью достижения оптимальных показателей прочностных и фильтрационных свойств.

Имеющиеся источники информации позволяют сформулировать некоторые общие требования к результатам химического воздействия на призабойную зону скважины:

- минимальное воздействие на фильтрационные свойства коллектора и ПЗП, снижение проницаемости не более 15-20%;
- достижение прочностных свойств закрепленного коллектора не менее 1-3 мПа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах./ Г.А. Зотов, А.В. Динков, В.А. Черных. М.: Недра, 1987. 172 с.
2. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин./ М.В. Патяхин. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 266 с.
3. Mechanics of sand production and the flow of fines in porous media./ R.J.Selby, Ali S.M. Farouq// Jour. of Canada.Pet.Tech., 1988. №3. P. 55-63.
4. Подземная гидравлика / В.Н. Щелкачев. М.: Гостоптехиздат, 1949. 228 с.
5. Течение однородных жидкостей в пористой среде / Маскет М. М.: Гостоптехиздат, 1949. 628 с.
6. Дьячков, В.Н. Исследование и разработка методов предупреждения выноса песка при строительстве и освоении водозаборных скважин (на примере месторождений Сургутского района). канд. техн. наук. Тюмень, 2000. 25 с.
7. Опыт борьбы с мехпримесями в ООО «РН-Юганскнефтегаз» / С.Г. Басов // Производственно-технический журнал «Инженерная практика». 2011. №11. 12. С. 22-25.
8. Эксплуатация скважин, осложненных повышенным выносом песка на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» /М.С. Курочкин, Р.Ф. Ахметгареев // Производственно-технический журнал «Инженерная практика». 2014. №3. С. 4-12.
9. Анализ отказов по причине засорения по фонду скважин, оборудованных УЭЦН, ООО «Лукойл-Пермь» /А.Г. Харитонов // Производственно-технический журнал «Инженерная практика». 2010. №2. С. 81-83.
11. Проблемы с выносом механических примесей и пути решения при эксплуатации на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» /В.Ю. Клыков, Д.В. Емельянов// Производственно-технический журнал «Инженерная практика». 2010. №2. С. 49-55.
12. Ограничение водопескопроявлений при разработке залежей со слабосцементированными коллекторами /В.К. Бочкарев , И.И. Клещенко, С.С. Демичев, М.Л. Карнаухов. и др. Тюмень: Вектор Бук, 2010. 190 с.
13. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями / Р.С. Камалетдинов // Производственно-технический журнал «Инженерная практика». 2010. № 2. С. 6–13.
14. Маслов И.И. Методы борьбы с выносом песка из нефтяных скважин: Обз. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ, 1980. 63 с.
15. Методы предотвращения выноса песка в скважину и их классификация / Н.А. Аксенова, Н.В. Овчинникова // Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири: Сб. тез. докладов XIII науч.-практич. конф. молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза 17-21 мая 2004 г. Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2004. С.185-187.
16. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах / Пер. с англ. М.А. Цайгер. М.: Недра, 1986. 176с.
17. Фильтры буровых скважин / В. М. Гаврилко, В. С. Алексеев. М.: Недра, 1985. 334 с.
18. Состояние и развитие работ в области крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин / В.Н. Строганов, В.И. Дадыка, Г.Г. Гиляев, Ю.В. Гиринский, Ю.В. Корниленко. М.: ООО НПФ «Нитпо», 1999. 3с.
19. Химическое связывание слабосцементированной породы для борьбы с песком / С.П. Суверенев // Производственно-технический журнал «Инженерная практика». 2011. №2. С. 101-103.
20. Исследование состава на основе кремнеорганического полимера для закрепления призабойной зоны пласта /В.А. Нескин, Н.Н. Ефимов, О.П. Лыков //Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2014. №1.
21. Малютин С.А., Силин М.А., Магадова Л.А., Магадов В.Р., Ефимов Н.Н., Губанов В.Б., Нескин В.А. Патент №. 2521236 РФ. Способ крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин. № 2012149543/03; заявл. 21.11.2012; опубл. 27.06.2014, Бюл. № 18.

22. Anthony D. R. Пат. 4417623 U.S. Sand consolidation with organic silicate. № 06/329,497; заявл. 10.12.1981; опубл. 29.10.1983
23. Анализ работы по изоляции водо-и пескопроявления на скважинах месторождений «РН-Сахалинморнефтегаз» /И.В. Сидоров, С.С. Демичев, Р.Р. Сабитов // Электронный журнал «Территория нефтегаз». 2010. №4. С. 52-55.
24. Опыт применения технологий добычи и ограничения пескопроявления на пластах пачки ПК месторождений Барсуковского направления./ Э.И. Шакиров // Производственно-технический журнал «Инженерная практика». 2010. №2. С.4-12.
25. Комплексная защита скважинного оборудования при пескопроявлении в ООО «РН-Пурнефтегаз» /А.Г. Михайлов, Р.А. Ягудин, В.А. Стрижнев, В.В. Рагулин, В.А. Волгин //Научно-технический журнал «Территория нефтегаз», 2010. №12. С. 84-89.
26. Эксплуатация скважин, осложненных повышенным выносом песка, на месторождениях ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» / А.В. Савочкин // Производственно-технический журнал «Инженерная практика». 2014. №2. С. 24-34.
27. Использование технологии крепления призабойной зоны скважины «Линк» для ограничения выноса песка /А.В. Афанасьев // Производственно-технический журнал «Инженерная практика». 2010. №2. С. 38-48.
28. Румянцева Е.А., Козупица Л.М. Пат. 2352764 Р.Ф.Способ крепления призабойной зоны пласта . № 2007119854/03; заявл. 28.05.2007; опубл. 20.04.2009, Бюл. № 11.
29. Демичев С.С., Демичев С.С., Демичев П.С. Пат. 2492317 Р.Ф.Способ повышения продуктивности скважин. № 2012111017/03; заявл. 22.03.2012; опубл. 10.09.2013, Бюл. № 25.
30. Особенности крепления призабойной зоны слабосцементированных пластов синтетическими смолами /Р.А. Ягудин, В.А. Стрижнев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. Вып.7. С.43-47.
31. Dees J.M.. Пат. 5178218 U.S. Method of sand consolidation with resin. № 07/718346; заявл. 19.07.1991; опубл. 12.01.1993.
32. Friedman R.H., Surlis B.W. Пат. 5040604 U.S. Sand consolidation method. №07/459604;заявл. 02,01,1990; опубл. 20.09,1991.
33. Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Ланчаков Г.А., Дмитриевский А.Н. Пат. Р.Ф. №. 3485791. Способ борьбы с пескопроявлениями в нефтяных и газовых скважинах. № 2005136003/03; заявл. 21.11.2005; опубл. 20.10.2006, Бюл. № 29.
35. Инновационная технология ограничения выноса механических примесей / Каушанский Д.А. // Электрон. науч. журн. «Георесурсы, геознергетика, геополитика». 2008. Вып.5. - Режим доступа :http://oilgasjournal.ru/vol_5/kaushansky.html
36. Изучение профиля распределения внутрипластового фильтра в газовой скважине Уренгойского месторождения методом радонового индикатора / Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Цицорин А.И., Киляков В.Н., Москвичев В.Н. //Наука и техника в газовой промышленности. 2014. №2. С.23-27.