

УКРЕПЛЕНИЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН С ОДНОВРЕМЕННЫМ ОГРАНИЧЕНИЕМ ВЫНОСА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ ПО ТЕХНОЛОГИИ «ИПНГ-ПЛАСТ 2»

Д.А. Каушанский, А.И. Цицорин, В.Б. Демьяновский, А.Н. Дмитриевский
Институт проблем нефти и газа РАН
e-mail: dak@ipng.ru

Введение

Механическая прочность песчаного коллектора в основном зависит от типа и состава цементирующего вещества, характеризующего устойчивость коллектора к разрушению в процессе эксплуатации. Физико-химическое воздействие на коллектор при эксплуатации скважин приводит к изменению фильтрационных и прочностных свойств пород, за счет растворения и размыва мелкодисперсного цементирующего вещества. Нагнетаемая дополнительно в продуктивный пласт через специальные скважины вода, наряду с функцией вытеснения нефти из продуктивного коллектора, производит механическое воздействие на сам коллектор, изменяя его фильтрационные и прочностные свойства. Это гидродинамическое воздействие может быть малым, но при учете его продолжительности (несколько лет), оказывается, что в итоге эффект может быть значительным.

Имеется большое количество публикаций, посвященных изучению переноса частиц породы при фильтрации, в которых показано, что основная масса твердых частиц выносятся в добывающую скважину из пласта потоком жидкости [1–5].

Вынос частиц породы возникает за счет избыточного девиаторного напряжения. Основными параметрами, определяющими неустойчивость структуры порового пространства, являются депрессия на пласт, характеризующаяся разницей между пластовым и забойным давлением, а также избыточное растягивающее радиальное напряжение, когда градиент порового давления на стенке скважины превышает общий градиент радиального напряжения. По определению, разрушение породы в процессе размыва фильтрационным потоком, проявляющееся в виде отрыва и перемещения отдельных частиц и целых агрегатов внутри пор или трещин в нефтяном пласте под действием потока флюида, называется механической внутрипластовой суффозией. Механизм деструкции породы и вынос твердых частиц за пределы пласта сложен и зависит от пластовой энергии, структуры пластовой системы, состава и скорости фильтрации пластовой жидкости (табл. 1).

Условия и механизм поступления твердых частиц в скважину

Условия	Механизм поступления твердых частиц в скважину	Состав твердых частиц
Режим эксплуатации скважины	Размыв породы вследствие высоких скоростей фильтрации жидкости и разрушение скелета пласта под действием механических напряжений, возникающих вследствие образования воронки депрессии вокруг ствола скважины	Средний минералогический состав: кварц – 66,8%, полевые шпаты – 11,5%, глинистые минералы – 6,6%, ламонит – 1,8%, карбонаты – 11,1%, другие минералы – 2,2%. Твердость < 7 баллов по шкале Мосса (неабразивные частицы)
Реализация геолого-технологических мероприятий	Нерастворимые мелкодисперсные частицы, фильтруемые в пласт в составе технологических жидкостей (растворы глушения, промывочные жидкости, дозируемые реагенты) при проведении текущего и капитального ремонта скважин; частицы проппанта, закачанные в скважину в ходе проведения интенсификации добычи пластового флюида (при гидравлическом разрыве пласта)	Окислы железа, карбонаты кальция, железа, сульфат бария и др.; гранулообразный материал (проппант) в виде кварцевого песка, спеченного боксита (окись алюминия), керамических гранул. Твердость 9 баллов по шкале Мосса (абразивные частицы)

Неконтролируемый процесс выноса частиц породы из пласта при эксплуатации нефтяных скважин во многих случаях – основная причина аварийного состояния скважины, для ликвидации которого требуется проведение ремонтно-восстановительных работ по ликвидации песчаных пробок и восстановлению начальной проницаемости призабойной зоны скважины. Высокая концентрация твердых частиц в добываемой жидкости является причиной эрозионного и абразивного износа рабочих узлов насосно-компрессорного оборудования, для восстановления которого требуется остановка скважины, извлечение и ремонт изношенных элементов [6–10].

1. Методы защиты внутрискважинного оборудования при интенсивных суффозионных процессах

Интенсивный вынос пластовых частиц в скважину оказывает негативное воздействие на стабильную эксплуатацию скважинного оборудования из-за засорения и износа его рабочих узлов и механизмов.

Эксплуатация скважин в осложненных условиях требует проведения специальных технических мероприятий, направленных на защиту скважинного оборудования и ограничение движения пластовых частиц в ствол скважины. В комплексе специальных мероприятий, повышающих эффективность работы оборудования в осложненных условиях, задействованы основные методы защиты оборудования, такие как установка внутрискважинных фильтров различной конструкции и обработка дезинтегрированной массы породы химическими составами (табл. 2).

Таблица 2

Методы защиты скважинного оборудования от воздействия механических примесей

Химические методы	Механические методы (внутрискважинные фильтры)
<p>Состав и физико-химические свойства хим. Соединений (диапазон пластовых температур применения состава Т, вязкость μ, механизм структурирования):</p> <ul style="list-style-type: none"> – кремнийорганические соединения (Т=90 °С, $\mu > 100$ сП, отвердитель); – конденсационные смолы на основе формальдегида (Т до 140 °С, $\mu = 200-300$ сП, отвердитель); – порообразователь уретанового предполимера (Т=120 °С, $\mu = 0,6-0,7$ сП, полимеризация) 	<p>Способ установки внутрискважинных фильтров:</p> <ul style="list-style-type: none"> – в составе УЭЦН* (на приеме), – под УЭЦН (связан с ПЭД**), – в скважине (на пакере), – над насосом ЭЦН*** <p>Тип фильтрующего элемента (степень фильтрации, мкм):</p> <ul style="list-style-type: none"> – поровый (40–600) – щелевой (50–300) – сетчатый (5–50) – просечной (80–350) – проволочный (100–600) – гравийный (от 100)

*УЭЦН – установка электроцентробежного насоса.

**ПЭД – погружной электрический двигатель.

***ЭЦН – электрический центробежный насос.

Защита погружного оборудования в виде установки внутрискважинных фильтров различного исполнения имеет свои недостатки:

- снижение дебита скважин по причине дополнительного сопротивления фильтрующего элемента;
- для исключения кольматации фильтрующего элемента необходимо использовать подготовленные «чистые» жидкости глушения, что не всегда доступно в промысловых условиях;
- материал фильтра подвержен эрозионным и коррозионным локальным повреждениям;
- отсутствие конструктивной возможности рециркуляции противотоком заиленного фильтрующего элемента с целью восстановления проницаемости снижает срок эксплуатации фильтра;
- фильтрующий элемент не пригоден для ремонта [11–15].

В промышленной практике для борьбы с выносом твердых частиц породы применяются технологии, основанные на обработке призабойной зоны пласта (массы дезинтегрированных частиц) минерально-вяжущими соединениями различного химического состава на основе конденсационных и эпоксидных смол, кремнийорганических и др. соединений [16–20]. Основываясь на литературных данных и практическом опыте применения вышеперечисленных материалов, можно утверждать, что не все из применяемых методов и технологий показывают достаточно высокую эффективность. Сохранение проницаемости призабойной зоны пласта добывающих скважин с одновременным ограничением выноса частиц породы в скважину в течение продолжительного периода – условия успешности проведения работ.

Также предприятия нефтяного машиностроения разрабатывают и производят износостойкие погружные винтовые, электроцентробежные насосы для добычи нефти с высокой концентрацией механических примесей. Для обеспечения оптимальной эффективности и максимального межремонтного периода при работе в условиях повышенного абразивного воздействия твердых частиц применяются погружные насосы абразивостойкого компрессионного типа сборки.

Условия эксплуатации погружного оборудования при высокой концентрации механических примесей ограничены: для насосов обычного исполнения массовая концентрация твердых частиц составляет 0,2 г/л, насосов износостойкого исполнения –

2 г/л. При концентрации механических примесей более 1 г/л кроме эрозионного износа и вибрации часто наблюдается клин насосной установки. Содержание высокопрочных частиц, например, проппанта (твердость по шкале Мосса – 9 баллов) в составе механических примесей кратно снижает ресурс срока эксплуатации подземного оборудования, даже в износостойком исполнении.

2. Изучение гранулометрического состава механических примесей

С целью уточнения возможности управления процессом суффозии через изменение механических свойств породы (структурирование) проведены исследования особенностей гранулометрического состава и степени неоднородности частиц, слагающих нефтяной коллектор. Для определения вещественного и гранулометрического состава механических примесей, выносимых в скважину в процессе эксплуатации, проведен ситовый анализ (согласно ГОСТ 12536) отобранных на устье проб механических примесей, выносимых в процессе эксплуатации нефтяных скважин. Пробы были отобраны на действующих нефтяных скважинах месторождений Каражанбас Северный, Северные Бузачи (РК), Барсуковское, Дыш (ОАО «НК «Роснефть», РФ) и направлены в лабораторию ИПНГ РАН. Значения результатов ситового анализа (рис. 1) показывают, что гранулометрический состав образцов механических примесей неоднороден. Вещественный анализ проб, отобранных в процессе эксплуатации нефтяных скважин, показал, что состав механических примесей различен, наблюдается содержание не только мелко-крупнозернистого кварцевого песка пластового происхождения, но и частиц проппанта, присутствующего в результате проведения операции по гидравлическому разрыву пласта (ГРП).

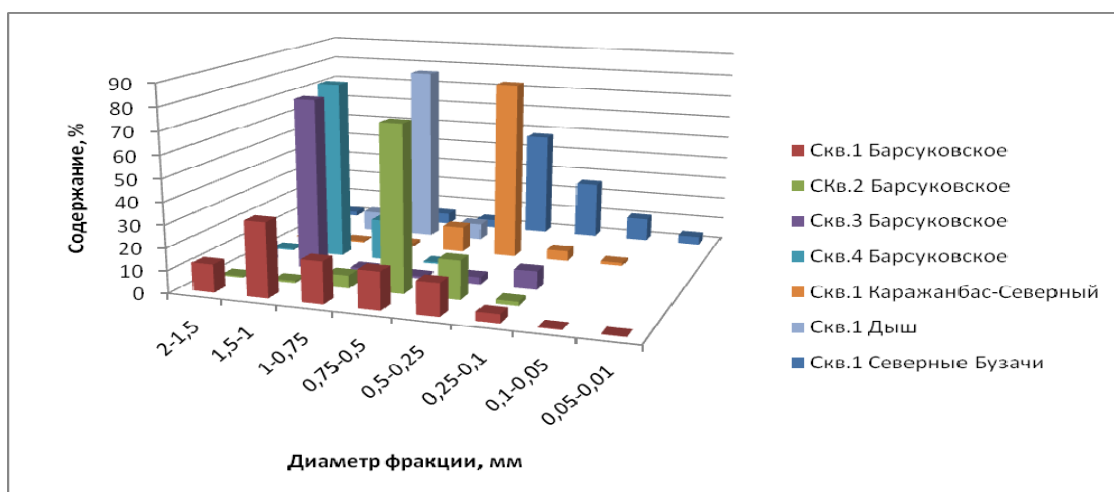


Рис. 1. Гистограмма распределения гранулометрического состава механических примесей, отобранных в процессе эксплуатации нефтяных скважин 4-х месторождений

3. Определение фильтрационно-емкостных характеристик образцов механических примесей до и после структурирования полимерными материалами по технологии «ИПНГ-ПЛАСТ 2»

В лаборатории физико-химических технологий в нефтегазодобыче ИПНГ РАН выполнены работы по изучению возможности управления процессом суффозии в нефтяных добывающих скважинах путем структурирования дезинтегрированной массы породы (кварцевого песка) по разработанной технологии «ИПНГ-ПЛАСТ 2» [21–24]. Применительно к осложненным условиям механической добычи нефти были сформулированы следующие требования: снижение выноса в скважину кварцевого песка на 70–100% и сохранение или снижение проницаемости призабойной зоны скважины не более чем на 15–20%.

Ниже приведены результаты исследования (на специально разработанном лабораторном комплексе) фильтрационно-емкостных характеристик образцов искусственных кернов, созданных на основе механических примесей, отобранных на действующих нефтяных скважинах месторождений Каражанбас Северный, Северные Бузачи (РК), Барсуковское, Дыш (ОАО «НК «Роснефть», РФ) до и после структурирования полимером по технологии «ИПНГ-ПЛАСТ 2» (табл. 3).

Таблица 3

Результаты исследования фильтрационно-емкостных характеристик образцов искусственных кернов

Наименование месторождения	Средний размер частиц, мм (D ₅₀)	Ср. значение проницаемости образца, мкм ²		Ср. значение прочности структурированных образцов, МПа
		до структурирования	после структурирования	
Барсуковское	Скв. 1	0,8	1,15	1,39
	Скв. 2	0,11	1,08	1,64
	Скв. 3	1,05	4,2	1,01
	Скв. 4	0,11	0,98	1,76
Каражанбас Северный	0,11	0,33	0,21	1–2
Дыш	0,45	0,71	0,56	2,5
Северные Бузачи	0,21	0,94	0,78	1–2

4. Спецификация внутрислового полимерно-песчаного фильтра «ИПНГ-ПЛАСТ 2» применительно к нефтяным добывающим скважинам

Техническим заданием «Разработка технологии ограничения пескопроявления в нефтяных скважинах на основе полимерных материалов» предусмотрены требования к результатам работ: породообразующий фильтр должен одновременно обладать механической прочностью и достаточной фильтруемостью для потоков нефти, жидкости «нефть-вода».

Применительно к условиям эксплуатации нефтяных скважин были предъявлены определенные *требования к скважинам – кандидатам для проведения работ по ограничению выноса механических примесей* из пласта путем структурирования коллектора в призабойной зоне (создание внутрислового полимерно-песчаного фильтра) по технологии «ИПНГ-ПЛАСТ 2»:

- содержание механических примесей в добываемой жидкости более 50–100 мг/л;
- тип коллектора – терригенный поровый, слабосцементированный;
- пластовое давление от 10 до 350 атм, температура до 120 °С;
- эффективная мощность пласта от 3 до 20 м;
- суммарная перфорационная мощность 3–20 м;
- коэффициент пористости до 0,2–0,4;
- проницаемость пласта 0,02–1,5 Д;
- обводненность добываемой нефти до 95%.

Предложенный способ ограничения выноса механических примесей отличается высокой технологичностью за счет сокращения времени проведения работ на скважине и минимального использования стандартного промышленного оборудования. Скважино-операция занимает не более 2–3 часов с учетом подготовительных работ по расстановке техники, обвязки и приготовления рабочей жидкости.

Порядок проведения работ на нефтяной скважине по технологии «ИПНГ-ПЛАСТ 2»

1. Подъем подвески насосно-компрессорной трубы (НКТ) с внутрискважинным оборудованием.
2. Спуск компоновки НКТ с пером, промывка песчаной пробки (при наличии), отбивка забоя.
3. Подъем колонны НКТ, смена компоновки, спуск компоновки НКТ с пакером.
4. Расстановка и обвязка техники.

5. Закачка буферной жидкости в интервал перфорации призабойной зоны пласта.
6. Закачка рабочего раствора на основе предполимера.
7. Специальная обработка для освобождения порового пространства от избытка раствора и формирования полимерно-песчаной структуры.
8. Выдержка на реагирование.
9. Запуск скважины в эксплуатацию.

В процессе исследования физико-химических свойств структуры внутрислоевого полимерно-песчаного фильтра были лабораторно определены основные технические характеристики (табл. 4), которые приведены для следующих параметров структурированного полимером образца кварцевого песка (высота – 35 мм, диаметр – 30 мм, размер фракции – 0,1–0,25 мм).

Таблица 4

**Технический паспорт модельной системы полимерно-песчаного фильтра
(по результатам лабораторных тестов)**

Показатель	Значение
Термостойкость полимерно-песчаной структуры, °С	не менее 120*
Механическая прочность фильтра на сжатие, МПа	5–6
Снижение проницаемости, Дарси	не более 15–20%
Межремонтный период эксплуатации фильтра, мес.	12–48 с возможностью реструктурирования**
Коррозионная устойчивость	Да

* по результатам лабораторных тестов.

** по результатам внедрения на газовых скважинах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидодинамика. М.: Недра, 1996. 447 с.
2. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984. 211 с.
3. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти: Пер. с англ. и фр. / Под. ред. В. Мори и Д. Фурментро. М.: Мир, 1994. 416 с.

4. *Кондратьев В.Н.* Фильтрация и механическая суффозия в несвязных грунтах. Симферополь: Крымиздат, 1958. 75 с.
5. *Никифоров А.Н., Садовников Р.И., Никифоров Г.А.* О переносе дисперсных частиц двухфазным фильтрационным потоком // Вычислительная механика сплошных сред. 2013. Т. 6, № 1. С. 47–53.
6. *Зотов Г.А., Динков А.В., Черных В.А.* Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. М.: Недра, 1987. 172 с.
7. *Пятахин М.В.* Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 266 с.
8. *Айткулов А.У., Ажыханов Н.Т., Турымбетов Т.А., Жолбасарова А.Т.* Влияние объемов добываемого песка совместно с нефтью на рабочую депрессию // Нефтегазовое дело. 2013. Т. 11, № 4. С. 64–67.
9. *Курочкин М.С., Ахметгареев Р.Ф.* Эксплуатация скважин, осложненных повышенным выносом песка на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» // Инженерная практика. 2014. № 3. С. 4–12.
10. *Савочкин А.В.* Эксплуатация скважин, осложненных повышенным выносом песка, на месторождениях ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» // Инженерная практика. 2014. № 2. С. 24–34.
11. *Пирвердян А.М.* Защита скважинного насоса от газа и песка. М.: Недра, 1986. 120 с.
12. *Бутко О.Г., Скуин Б.А.* Методы борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации нефтяных скважин // Обз. информ. Сер.: Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ, 1987. № 3. 46 с.
13. *Насосная эксплуатация: борьба с влиянием мехпримесей при механизированной добыче (Редакционная статья) // Инженерная практика. 2010. № 4. С. 44–55.*
14. *Штурн Л.В., Кононенко А.А., Денисов С.О.* Отечественные фильтры для заканчивания скважин // Территория нефтегаз. 2010. № 6. С. 57–61.
15. *Гаврилко В.М., Алексеев В.С.* Фильтры буровых скважин. М.: Недра, 1985. 334 с.
16. *Басов С.Г.* Опыт борьбы с мехпримесями в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Инженерная практика. 2011. № 11–12. С. 22–25.
17. *Камалетдинов Р.С.* Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями // Инженерная практика. 2010. № 2. С. 6–13.

18. *Аксенова Н.А., Овчинникова Н.В.* Методы предотвращения выноса песка в скважину и их классификация // Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири: Сб. тез. докладов XIII науч.-практ. конф. молодых уч. и спец. Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2004. С. 185–187.

19. *Михайлов А.Г., Ягудин Р.А., Стрижнев В.А., Рагулин В.В., Волгин В.А.* Комплексная защита скважинного оборудования при пескопроявлении в ООО «РН-Пурнефтегаз» // Территория нефтегаз. 2010. № 12. С. 84–89.

20. *Цицорин А.И., Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А.* Химические методы ограничения выноса песка в нефтяных и газовых скважинах [Электронный ресурс] // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика: Электрон. науч. журн. 2014. № 2(10). 8 с. – Режим доступа: <http://oilgasjournal.ru> (Дата обращения 04.08.2017).

21. *Каушанский Д.А., Цицорин А.И., Дмитриевский А.Н., Демьяновский В.Б., Щербakov Д.П.* Изучение прочностных и фильтрационных свойств образцов кернов, структурированных уретановым предполимером // Нефтяное хозяйство. 2016. № 3. С. 105–107.

22. *Каушанский Д.А., Дмитриевский А.Н., Цицорин А.И., Демьяновский В.Б.* Физико-химические и реологические свойства состава «ИПНГ-ПЛАСТ 2» для ограничения выноса механических примесей в нефтяных скважинах // Нефтяное хозяйство. 2015. № 4. С. 84–87.

23. *Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А., Дмитриевский А.Н., Цицорин А.И.* Пат. RU 2558831 С1. Способ повышения добычи углеводородов путем ограничения выноса песка в нефтяных и газовых скважинах. № 2014120882/03; Заявл. 23.05.2014; Опубл. 10.08.2015 // Изобретения. Полез. модели. Бюл. № 22. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

24. *Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Цицорин А.И., Киляков В.Н., Москвичев В.Н.* Изучение профиля распределения внутрислоевого фильтра в газовой скважине Уренгойского месторождения методом радонового индикатора // Наука и техника в газовой промышленности. 2014. № 2(58). С. 23–26.