

ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ И КРЕПЛЕНИЯ СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.245.
67:622.257.1

PREVENTION OF SAND-RELATED PROBLEMS AND CONSOLIDATION OF SLIGHTLY CEMENTED RESERVOIR BY CHEMICAL METHODS DURING THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

**Д.С. Тананыхин, А.В. Петухов,
О.Б. Сюзев**
ФГБОУ ВПО Санкт-Петербургский
государственный горный
университет

**D.S. Tananykhin, A.V. Petukhov,
O.B. Syzev**
FSBEI Saint-Petersburg mountain
state university

Одной из проблем при освоении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин на месторождениях со слабоцементированными пластами-коллекторами является вынос песка. В работе представлен обзор существующих в настоящее время различных способов и технологий крепления слабоцементированных пород. В результате лабораторных исследований - метод гидрофобизации коллектора, рекомендуется, как эффективное мероприятие предупреждения пескопроявления. Представлен разработанный химический способ для крепления призабойной зоны добывающих скважин.

One of the problems during the exploration and exploitation of oil and gas wells in slightly cemented reservoirs is sand production. This paper presents an overview of currently available technologies and different ways of sand consolidation. As a result of laboratory experiments – hydrophobization method is recommended as an effective prevention measure of sand related problems. The developed chemical method for consolidation of the bottom hole formation zone of producing wells is described.

Ключевые слова: пескопроявление, крепление призабойной зоны, гидрофобизатор, химические растворы, слабоцементированные породы, насыпная модель, естественная модель

Keywords: sand related problems, sand consolidation, oil wetting agent, chemical solutions, slightly cemented reservoir, sand packed tube, natural core sample

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений возникают различные осложнения, ухудшающие технико-экономические показатели добычи нефти и газа. Одним из таких осложнений является вынос песка, для ограничения которого требуется крепление призабойной зоны и ограничение притока пластовых вод, активирующих разрушение пород в околоскважинном пространстве. Вынос из скважины с добываемой продукцией песка осложняет работу насосного и емкостного оборудования, что приводит к удорожанию себестоимости добываемой продукции и повышению частоты ремонтов в будущем.

Согласно современным представлениям известно, что на вынос песка из скважины влияют многие факторы, в том числе:

- а) глубина залегания продуктивного пласта и величина пластового давления;
- б) величина депрессии при эксплуатации скважин;

в) обводненность добываемой продукции и минерализация пластовых вод;

г) предел прочности и текучести, модуль упругости и сдвига, коэффициент Пуассона нефтегазонасыщенных пород и др.

На рисунке 1 приведен полный перечень факторов, характеризующих зависимость устойчивости пород к разрушению рассмотренных в работе [1].

В настоящее время при прогнозе выноса песка обычно ориентируются на поведение соседних, расположенных поблизости в аналогичных условиях скважинах или на работу скважин из одноименных пластов на ближайших месторождениях.

Однако практика разработки месторождений нефти и газа показывает, что необходимо не только уметь прогнозировать и выявлять скважины осложненные выносом песка, но и предотвращать пескопроявления, используя эффективные способы и технологии.

Для предотвращения пескопроявления возможно применение различных способов и технологий крепления слабоцементированных пород. Их используют для предупреждения или ограничения выноса песка, чтобы избежать следующих осложнений:

- Песчаные пробки. При выносе песка в обсадной или лифтовой колоннах скважины могут образоваться песчаные пробки, которые ограничивают их производительность.



Рисунок 1. Факторы, влияющие на устойчивость прискважинной части пласта к разрушению

• Разрушение обсадных колонн и фильтров. При отборе жидкости или газа из пласта возможно снижение порового давления. Снижение это сопровождается соответствующим увеличением вертикальной нагрузки на скелет породы, так как она равна горному давлению минус поровое давление.

• Удаление песка. Одной из причин, побуждающих ограничивать вынос песка, является желание избежать или существенно снизить затраты, связанные с очисткой добываемого продукта от песка и его удалением.

Чтобы избежать или, по крайней мере, сократить масштабы вышеописанных осложнений, возможно применение одного из двух основных методов эксплуатации пескопроявляющих скважин:

1) Методы эксплуатации скважин с выносом песка на поверхность;

2) Методы эксплуатации с предотвращением выноса песка из пласта.

Наиболее рациональными являются способы крепления пород пласта призабойной зоны скважин. Для этого на практике применяют механические, физико-химические, технологические, химические методы, а также их различные комбинации.

К механическим методам относятся различного рода противопесочные фильтры:

а) Щелевые фильтры. Изготавливаются в виде трубы, в которой вырезаны щели определенного сечения.

б) Сетчатые фильтры. Изготавливаются в виде каркаса, на который наматывается сетка.

в) Гравийные фильтры. Создаются при помощи использования гравия и размещают в открытом стволе или в зоне перфорации внутри эксплуатационной колонны. Существует также ряд других фильтров, но их применение ограничено.

Использование всех видов фильтров имеет ряд недостатков, ведущих к снижению потенциального

дебита: засорение механическими примесями (песок, ил); бактериологическое зарастание фильтров; коррозия фильтров. Кроме того, использование фильтра связано с применением пакера, его надежной герметизацией [3].

К физико-химическим методам относятся методы закрепления пород путем коксования нефти в призабойной зоне пласта, обработки призабойной зоны химерагентами с последующей термической обработкой. Эти методы особенно эффективны при добыче тяжелых высоковязких нефтей.

К технологическим методам относятся особенности вскрытия и эксплуатации скважин: метод ограничения депрессии на пласт и водоизоляцию подошвенных вод.

Принцип действия вышеописанных методов не позволяет целенаправленно воздействовать на коллекторские свойства призабойной зоны пласта. Основная же задача при креплении призабойной зоны нефтяных и газовых скважин химическими растворами состоит в повышении ее прочности при сохранении или незначительном снижении фильтрационно-емкостных свойств.

Их эффективность определяется достаточной устойчивостью пород после крепления без значительного ухудшения коллекторских свойств. Для достижения поставленной цели на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Санкт-Петербургского государственного горного университета был проведен ряд опытов по созданию раствора для крепления слабосцементированных песчаников. Работы проводились как на насыпных моделях, приготовленных из рыхлых девонских песчаников, которые были отобраны из обнажений коренных пород Ленинградской области, так и на естественных образцах керна.

На основе ряда проведенных экспериментов в качестве профилактических работ по предупреждению пескопроявления рекомендуется использовать

метод гидрофобизации, который заключается в отверждении, либо гелеобразовании гидрофобизирующих составов при попадании в обводненные интервалы пласта. В результате чего происходит скрепление слабосцементированных пород призабойной зоны, а также селективное тампонирувание водонасыщенных интервалов пласта, тем самым ограничивается приток пластовой воды в скважину, которая, как известно, также способствует разрушению слабосцементированных пород.

Для подтверждения приведем результаты обработки образцов керн (рисунок 2). Эксперименты проводились в лаборатории повышения нефтеотдачи пластов СПГУ. При выборе гидрофобизатора учитывалось, что, в условиях повышенной рентабельности нефтеотдачи, важным фактором является применение эффективных, сравнительно недорогих и недефицитных реагентов. Количественные исследования степени закрепления рыхлых и слабосцементированных пород были проведены согласно нижеприведенной методике.

Породу предварительно подготавливали, очищая от углеводородов, цементирующих и загрязняющих веществ путем экстракции спиртобензольной смесью. Замеряли первоначальные коллекторские свойства образцов керн на установке Coretest Systems TVP-804 (таблица 1.). Проницаемость замеряли по воде, поэтому после замеров просушивали каждый образец при малых расходах газа ($\approx 0,13$ атм.).

Таблица 1. Коллекторские свойства образцов керн

Наименование образца керн	Проницаемость, мкм ²	Пористость, д. ед
Образец №1	2,29	0,27
Образец №2	2,1	0,25

Через образец № 2 прокачали влагопоглотитель – ацетон для повышения фильтрационно-емкостных свойств коллектора и повышения адгезионной способности стенок поровых каналов к углеводородам и обработали гидрофобизатором, затем снова просушили. Произвели поступенчатую продувку газом обоих образцов при одинаковом времени воздействия и замеряли потерю масс после каждого повышения давления (рисунок 2).

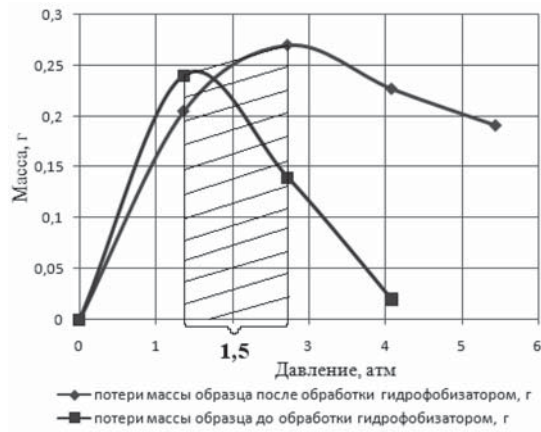


Рисунок 2. Зависимость потери массы образцов керн от давления до и после обработки гидрофобизатором

Область применения метода гидрофобизации:

1. Закрепление рыхлых коллекторов и предупреждение пескопроявлений;
2. Предупреждение и ограничение притока вод к добывающим скважинам путём блокирования зон прорыва пластовых вод.

Если же в призабойной зоне скважины произошло нарушение структуры пластовой породы и, как следствие, присутствует пескопроявление, мы рекомендуем использовать химический способ крепления слабосцементированных пород.

Для достижения поставленной цели были проведены эксперименты по закачке в пласт крепящих агентов. Через насыпную модель осуществляли последовательную прокачку водного раствора хлористого кальция и, в качестве тампонирующего состава, водный раствор гидроксида натрия (гидрокарбоната натрия). В результате реакции ионы кальция образуют нерастворимое в воде соединение, т.е. в поровом объеме образуется закупоривающий осадок в виде тонкодисперсной взвеси, а на стенках поровых каналов в виде твердых микрокристаллов. Закачку каждого из указанных растворов производят равными порциями. Предполагается, что полученный в пластовых условиях осадок будет также препятствовать прорыву пластовых вод, путем изоляции водопроявляющих участков пласта устойчивым в воде осадком, за счет этого будет происходить подключение в разработку застойных и слабодренлируемых зон пласта.

Оптимальные соотношения сухого вещества в растворах определяли стехиометрическими расчетами реакции с вычислением массовых долей и лабораторными исследованиями.

По данному способу подана заявка на патент №2011134125/03 «Способ крепления призабойной зоны продуктивного пласта газовых скважин». Дата приоритета 12.08.11г.

После каждой прокачки проводилось определение проницаемости первоначально по газу, а во второй части эксперимента по жидкости:

$$K_{пр} = (Q \cdot \mu \cdot L) / (F \cdot dP), \quad (1)$$

где Q – объем жидкости, прокаченной через модель;

μ – динамическая вязкость жидкости;

L – длина модели;

F – площадь сечения модели;

dP – разность давлений.

Лабораторные эксперименты по моделированию процесса эксплуатации газовой скважины проводились по следующей методике:

1. Приготавливалась насыпная модель пласта;
2. В режиме постоянного расхода (2 см³/мин) производилась закачка ацетона;

3. В режиме постоянного давления (0,2 атм.) производилась просушка насыпной модели пласта газом;

4. Производился замер исходной проницаемости насыпной модели пласта по газу на установке ТКА-209 (Coretest Systems Corporation – переоборудованная модель);

5. В режиме постоянного расхода (2 см³/мин) производилась последовательная закачка химических реагентов;

6. В режиме постоянного давления (0,2 атм.) производилась просушка насыпной модели пласта газом;

7. Производился замер конечной проницаемости насыпной модели пласта по газу на установке ТКА-209 при последовательном поступенчатом повышении давления на входе в насыпную модель с целью определения минимального его значения, приводящего к разрушению изучаемой модели;

8. Подготовленная модель насыщалась моделью пластовой воды при низком перепаде давления (0,2-0,3 атм.) в течении 120 мин;

9. Производился замер конечной проницаемости насыпной модели пласта по жидкости на установке ТКА-209 при последовательном поступенчатом повышении давления на входе в насыпную модель с целью определения минимального его значения, приводящего к нарушению структуры модели.

Ниже, в качестве примера, приведены результаты обработки образцов зерна химическими растворами.

Исходная проницаемость образца зерна по газу $K_{пр} = 3,9$ мкм², пористость $m = 28\%$.

Последовательная прокачка 10% водного раствора CaCl₂ и 13,9% водного раствора NaOH:



Таблица 2. Результаты последовательной фильтрации водных растворов CaCl₂ и NaOH при последовательном поступенчатом повышении расхода газа через насыпную модель пласта.

Давление, psi (атм)	Время обработки, с	Выход жидкости	Вынос песка
Замер проницаемости модели по газу: $K_{пр} = 1,26$ мкм ² .			
5 (0,34)	90	нет	нет
10 (0,68)		есть	нет
15 (1,02)		есть	нет
20 (1,36)		есть	нет
25 (1,7)		есть	нет
30 (2,04)		есть	нет
Замер проницаемости модели по газу: $K_{пр} = 1,88$ мкм ² .			
35 (2,38)	90	есть	нет
40 (2,72)		есть	нет
45 (3,06)		нет	нет
50 (3,4)		нет	нет
55 (3,74)		нет	нет
60 (4,08)		нет	нет
Замер проницаемости модели по газу: $K_{пр} = 2,67$ мкм ² .			
65 (4,42)	90	нет	нет
---		---	---
95 (6,46)		нет	нет
Замер проницаемости модели по газу: $K_{пр} = 3,17$ мкм ² .			

Таблица 3. Результаты последовательной фильтрации водных растворов CaCl₂ и NaOH при последовательном поступенчатом повышении расхода жидкости через насыпную модель пласта.

Давление, psi (атм)	Время обработки, с	Характер выносимой жидкости	Вынос песка
Замер проницаемости модели по воде: $K_{пр} = 0,77$ мкм ² .			
5 (0,34)	90	-	нет
10 (0,68)		вынос хим. раствора	нет
15 (1,02)		вынос хим. раствора	нет
20 (1,36)		вынос хим. раствора	нет
25 (1,7)		прозрачная вода	нет
30 (2,04)		прозрачная вода	нет
Замер проницаемости модели по воде: $K_{пр} = 0,91$ мкм ² .			
35 (2,38)	90	прозрачная вода	нет
40 (2,72)		прозрачная вода	нет
45 (3,06)		прозрачная вода	нет
50 (3,4)		прозрачная вода	нет
55 (3,74)		прозрачная вода	нет
60 (4,08)		прозрачная вода	нет
Замер проницаемости модели по воде: $K_{пр} = 1,2$ мкм ² .			
65 (4,42)	90	прозрачная вода	нет
---		---	---
95 (6,46)		прозрачная вода	нет
100 (6,8)		вынос хим. раствора	нет

Укрепление призабойных зон данными химическими растворами для газовых скважин можно реко-

мендовать при следующих параметрах продуктивного пласта:

1. Интервал перфорации не должен превышать 50 м;
2. Техническое состояние скважины должно отвечать условиям задавки в пласт жидкостей под давлением;
3. Выдержанность проницаемости продуктивного пласта по разрезу, в том числе достаточно высокая вертикальная проницаемость.

Характеристика используемых химических реагентов для крепления призабойной зоны и технология его утилизации должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1007-76.

Лабораторные эксперименты по моделированию процесса эксплуатации нефтяной скважины проводились по следующей методике:

1. Подготавливались естественные образцы керна для проведения экспериментов (Выбуривание образцов необходимых геометрических размеров, насыщение образцов нефтью). Насыщение образцов производилось на сатураторе MS-535 – ручной сатуратор (Coretest Systems Corporation);

2. Производился замер исходной проницаемости естественных образцов по нефти на установке FDES-645(Coretest Systems Corporation – переоборудованная модель);

3. В режиме постоянного расхода (5 мл/мин) производилась фильтрация ацетона для повышения адгезионной способности стенок поровых каналов;

4. В режиме постоянного расхода (5 мл/мин) производилась фильтрация CaCl_2 для создания возможности получения объемного осадка.

5. В режиме постоянного расхода (5 мл/мин) производилась фильтрация NaHCO_3 для нейтрализации хлористого кальция;

6. В режиме регулируемого давления (max 18,56 атм/м) производили разрушение образца керна;

7. В режиме регулируемого расхода (до 50 мл/мин) производили разрушение образца керна.

Для корректного построения зависимости изменения проницаемости и градиента давления закачки от порового объема прокачки необходимо было все этапы эксперимента привести к единому объемному расходу. Для этого использовалась формула Дарси:

$$Q = (k/\mu) \cdot (dP/dL) \cdot F, \quad (3)$$

исходя из которой получили зависимость

$$(Q_1/P_1) = (Q_2/P_2), \quad (4)$$

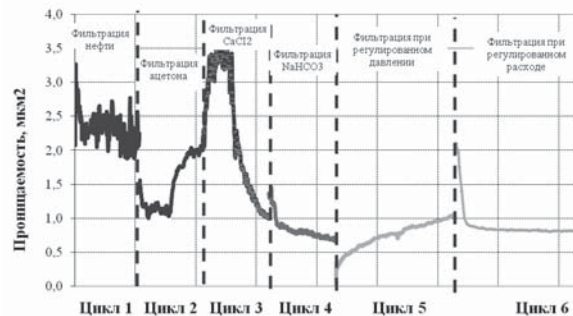


Рисунок 3. Изменение проницаемости образца керна на различных циклах обработки

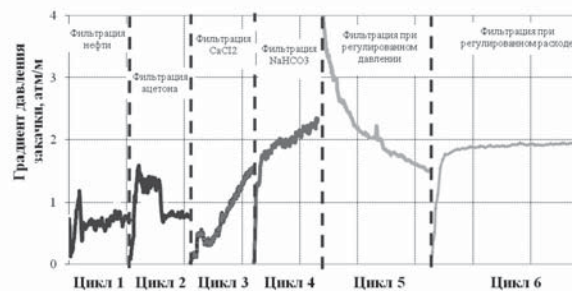


Рисунок 4. Изменение градиента давления закачки на различных циклах обработки

Объектами для проведения обработок являются:

- скважины, вскрывающие продуктивные горизонты, сложенные неустойчивыми горными породами.

Конструкция и техническое состояние скважины должны отвечать требованиям способа и технологии воздействия:

- эксплуатационная колонна и цементное кольцо должны быть герметичны;
- рабочее давление должно иметь запас прочности не менее 1,3, а прочность цементного камня должна быть не менее 2,0 МПа на 1 метр непроницаемой перемычки.

Основными признаками, свидетельствующими о необходимости проведения работ по предотвращению выноса песка и креплению призабойной зоны добывающей скважины:

- а) наличие механических примесей минерального происхождения в добываемой жидкости;
- б) наличие призабойной зоны, сложенной неустойчивыми горными породами [2].

Выводы

1) Для предупреждения пескопроявления возможно применение гидрофобизирующих реагентов, которые положительно влияют на фильтрацию нефти в призабойной зоне нефтяного пласта, за счет изменения фазовой проницаемости по нефти;

2) Обработка нефтяной скважины гидрофобизирующими реагентами позволяет снизить проницаемость по воде в нефтеносных интервалах пласта и

увеличить критический перепад давления, при котором начинается вынос песка;

В случае если, в результате обработки призабойной зоны гидрофобизирующими реагентами порода остается не достаточно сцементированной, то необходимо применение химического раствора.

3) Снижение проницаемости по жидкости при моделировании нефтяной скважины после обработки модели пласта водным раствором CaCl_2 и NaHCO_3 составляет 51-68%. Но, при этом, значительно увеличивается прочность породы, следова-

тельно, становится возможным увеличение депрессии на пласт, тем самым поддерживая уровень добычи на прежнем уровне.

4) Снижение проницаемости по газу при моделировании газовой скважины после обработки насыпной модели пласта водным раствором CaCl_2 и NaOH составляет 12-18%, по жидкости 11-13%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вопросы теории и практики ограничения пескопроявлений в нефтедобывающих и водозаборных скважинах/ Гиляев Г.Г. и др. Краснодар: Советская Кубань, 2004. 224 с.

2. Временная инструкция: Технология предотвращения выноса песка, крепления призабойной зоны и снижения притока пластовых вод в добывающих скважинах/ РПК "Ойл Технолоджи (Оверсиз) Продакшн Лимитед. Самара, 2001. 19с.

3. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с песко-

проявлениями в скважинах. М.: Недра, 1986. 176с.

4. Navjeet S Benipal. Sand control and management – development of a sand control strategy: Report for the degree of master of science in engineering/The university of Texas at Austin. Texas, 2004. 114 p.

Тананыхин Д.С., аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО СПГГУ

Tananykhin D.S., postgraduate student of chair «Development and exploitation of oil and gas fields», FSBEI S-PSMU

Петухов А.В., д.г.-м.н., профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО СПГГУ
Petukhov A.V., doct.geol.-min.sci, professor of chair «Development and exploitation of oil and gas fields», FSBEI SSMU

e-mail: DmitrySPMI@mail.ru