

**Любович М.Е**  
**Студент, 1 курс, факультет нефтегазовое дело**  
**Югорского государственного университета**  
**(г. Ханты-Мансийск , Россия)**

**Струков Е.В.**  
**Студент, 4 курс, факультет нефтегазовое дело**  
**Югорского государственного университета**  
**(г. Ханты-Мансийск , Россия)**

## **ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫНОСА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ ЮЖНО- ПРИБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Аннотация.** Одной из ключевых проблем при эксплуатации механизированного фонда скважин является вынос механических примесей из пласта. Попадание этих примесей в насос вызывает преждевременные отказы оборудования из-за заклинивания или снижения производительности в результате засорения. Кроме того, абразивный износ трущихся деталей насосов также приводит к их ускоренному выходу из строя. Особенно остро эта проблема проявляется при интенсификации добычи нефти и увеличении депрессии на пласт. Дополнительные отказы оборудования снижают экономическую эффективность работ и общие объемы добычи.

**Annotation.** One of the key problems in the operation of a mechanized well stock is the removal of mechanical impurities from the reservoir. The ingress of these impurities into the pump causes premature equipment failures due to jamming or reduced performance as a result of clogging. In addition, the abrasive wear of the rubbing parts of the pumps also leads to their accelerated failure. This problem is particularly acute with the intensification of oil production and an increase in reservoir depression. Additional equipment failures reduce the economic efficiency of operations and total production volumes.

**Ключевые слова:** скважина, механические примеси, осложненный фонд, депрессия, пластовое давление.

**Keywords:** borehole, mechanical impurities, complicated stock, depression, reservoir pressure.

Вынос механических примесей является серьезной проблемой для нефтедобывающих регионов России и других стран, приводящей к сокращению межремонтного периода работы скважин (МРП).

#### Классификация механических примесей

В зависимости от происхождения и времени выноса механические примеси делятся на две категории:

##### 1. Искусственные примеси

- Состав: пропант и другие материалы, применяемые при гидроразрыве пласта (ГРП).
- Характер выноса: интенсивный вынос в течение первых двух недель с концентрацией свыше 1000 мг/л.

##### 2. Натуральные примеси

- Состав: разрушенная порода продуктивного пласта.
- Характер выноса: постепенное снижение концентрации (от 500 мг/л), зависящее от времени эксплуатации скважины.

Основной объем выносимых механических примесей после ГРП (1,5–2,0 т) связан с:

- Увеличением депрессии на пласт;
- Некачественным цементированием эксплуатационной колонны в зоне продуктивных горизонтов.

Эти факторы приводят к:

- Ускоренному износу рабочих органов УЭЦН;
- Заклиниванию вала насоса;
- Снижению эффективности добычи.

Вынос механических примесей из пласта условно можно разделить на 3 больших этапа:

#### 1. Разрушение пласта

Горное напряжение и поровое давление оказывают воздействие на породу, и при достижении определенных значения могут происходить процессы разрушения. Наличие ствола скважины и перфорационных каналов приводит к концентрации напряжений в прискважинной зоне, что при критических условиях может вызвать деформацию и разрушение коллектора. Следует отметить, что деструкция породы не всегда сопровождается немедленным выносом твердой фазы, однако данный процесс может служить индикатором потенциального пескопроявления.

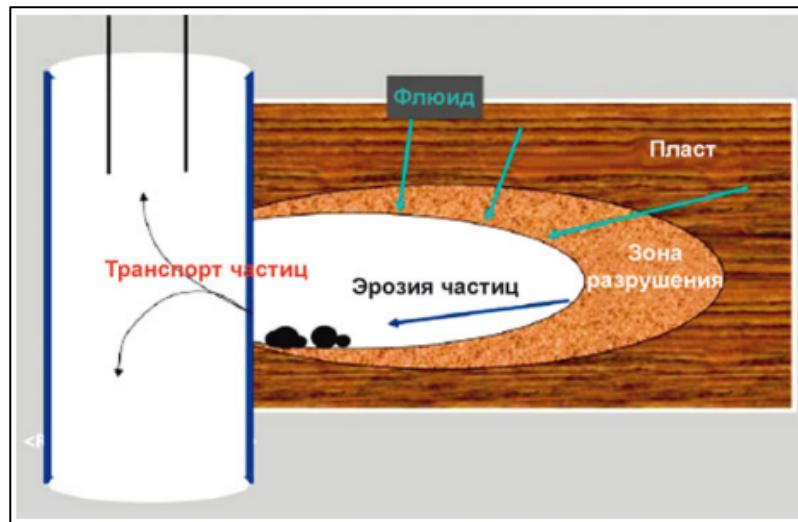
#### 2. Эрозионный вынос

В зоне разрушенного коллектора под воздействием градиента порового давления возникают дополнительные напряжения, приводящие к отрыву и миграции частиц породы. Последующая транспортировка твердой фазы осуществляется потоком пластового флюида в призабойную зону скважины.

#### 3. Транспортировка механических примесей на поверхность

Фильтрационный поток флюида, обладающий эрозионной способностью, осуществляет сепарацию и перенос частиц горной породы в перфорационные каналы или ствол скважины. Часть твердой фазы выносится на поверхность, тогда как другая аккумулируется в зумпфовой части скважины [1].

Схема этапов деструкции пласта и выноса примесей на поверхность представлена на рисунке 1.



**Рисунок 1 – схема этапов движения мех. частиц**

Многолетний опыт эксплуатации скважин с песчаными коллекторами подтверждает, что наиболее эффективным способом предотвращения выноса песка является монтаж специализированных фильтров в эксплуатационной колонне. Такие конструкции надежно блокируют проникновение твердых частиц из пласта в ствол скважины [2,4].

В механизированной добыче применяются три ключевых направления для минимизации негативного воздействия песка:

1. Технологическая оптимизация
  - Обеспечение вывода основной массы песка на поверхность за счет регулирования режимов работы скважины.
2. Фильтрация на приеме насоса
  - Установка фильтрующих элементов перед насосным оборудованием для задержки абразивных частиц.
3. Сепарация потока
  - Применение сепараторов различных конструкций, способствующих отделению песка от жидкости до ее попадания в насос.

Перед началом анализа скважина на Южно-Приобском месторождении необходимо рассмотреть условия залегания продуктивных пластов-коллекторов и их характеристики. Сводная информация представлена в таблице 1.

**Таблица 1 – информация о продуктивных пластах Южно-Приобского месторождения.**

№ № п/п	Параметры	Ед. изм.	Продуктивные пласты					
			АС7	АС8	АС9	АС10	АС11	АС12
1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Тип залежи		литол. .экр.	литол. .экр.	литол. .экр.	литол. .экр.	литол. экр.	литол. экр.
6	Тип коллектора		теригенный					
8	Средняя общая толщина	м	45	58.6	50.1	135	34.8	81.1
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	4.2	1.2	2.6	6.5	2.3	6.5
12	Коэффициент пористости	доли ед.	0.18	0.18	0.17	0.17	0.17	0.17
17	Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	4.2	4.2	4.0	5.7	1.6	3.3
18	Коэффициент песчанистости	доли ед.	0.08	0.03	0.06	0.08	0.04	0.12
19	Коэффициент расчлененности	ед.	2.6	1.12	2.4	6.4	11.1	8.2
20	Начальная пластовая температура	°С	87	87	90	90	92	92
21	Начальное пластовое давление	МПа	24,0	24,0	24,0	25.7	26.7	27.2

22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	1,4	1,4	1.4	1.77	1.38	1.38
----	--	-------	-----	-----	-----	------	------	------

Вынос механических примесей (песка, глины, частиц породы) при добыче нефти на Южно-Приобском месторождении обусловлен рядом геологических и технологических факторов. Основные причины:

#### 1. Геологические особенности

- Неоднородность коллекторов – залежи представлены низкопроницаемыми песчаниками с глинистыми прослоями, склонными к разрушению.
- Высокая глинистость пород – глины размываются под воздействием воды и давления, превращаясь в мелкодисперсные частицы.
- Слабосцементированные пласты – песчаные горизонты слабо скреплены, что приводит к их разрушению при изменении давления.

#### 2. Технологические факторы

- Гидродинамическое воздействие – при интенсивной добыче и поддержании пластового давления (ППД) происходит размыв породы фильтрующей водой.
- Высокие дебиты скважин – увеличение скорости потока флюида способствует захвату частиц породы.
- Гидроразрыв пласта (ГРП) – приводит к разрушению призабойной зоны и выносу образовавшихся частиц.

#### 3. Конструктивные особенности скважин

- Недостаточная эффективность фильтров – песчаные фильтры или гравийные пакеты могут не справляться с удержанием мелких фракций.
- Коррозия и износ оборудования – разрушение обсадных колонн и насосно-компрессорных труб (НКТ) приводит к попаданию продуктов коррозии в поток.

#### 4. Последствия выноса механических примесей

- Износ оборудования (штанговых насосов, труб, запорной арматуры).
- Снижение дебита скважин из-за засорения призабойной зоны.
- Увеличение затрат на очистку и ремонт скважин.

На Южно-Приобском месторождении гидравлический разрыв пласта (ГРП) был проведен на 1998 действующих скважинах. Для минимизации эксплуатационных осложнений рекомендуется внедрение следующих мероприятий:

- Фильтрация жидкости перед закачкой в насос с использованием скважинных фильтров;
- Оснащение УЭЦН входными фильтрами;
- Ввод скважин в эксплуатацию после ГРП с применением технологий на основе гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ);
- Использование установок нагнетания газа (УНГ) для интенсификации добычи.

Вынос твердых частиц происходит вследствие разрушения порового каркаса пласта. Размер частиц варьируется от 1 мкм и более. Процесс носит продолжительный характер, с пиковыми выбросами при запуске УЭЦН после технического обслуживания.

Меры предотвращения:

- Применение скважинных фильтров для предварительной очистки жидкости;
- Интеграция фильтрующих модулей в конструкцию УЭЦН;
- Использование износостойких насосов для работы в условиях абразивного воздействия.

Для эффективного улавливания механических примесей рекомендуется установка многослойного пенометаллического скважинного фильтра (СПМФ).

Преимущества СПМФ:

- Задерживает частицы песка, пропанта и породы размером свыше 0,2–0,3 мм;
- Оснащен регулируемыи фильтрующими перегородками с порами 0,5–2,5 мм, адаптированными под динамику потока пластовой жидкости;

Недостатки:

- Со временем снижается пропускная способность, что требует периодического обслуживания и замены.

В добывающих скважинах установка фильтров не всегда оправдана. В таких случаях для защиты УЭЦН применяются входные фильтры типа ЖНШ, которые монтируются между гидрозащитой и газосепаратором.

Конструктивные особенности ЖНШ:

- Щелевые решетки из высокопрочной немагнитной проволоки;
- Магнитные опорные элементы, обеспечивающие самоочистку;
- Двойной контакт частиц с фильтрующей поверхностью, что способствует их дроблению и снижает засорение.

Подводя итог, можно сказать, что вынос механических примесей на Южно-Приобском месторождении является значимой проблемой, обусловленной сложным геологическим строением пластов, высокой глинистостью пород, а также интенсивными методами эксплуатации скважин. Основными причинами выноса служат разрушение слабосцементированных коллекторов, воздействие гидроразрыва пласта, обводненность продукции и недостаточная эффективность систем фильтрации.

Последствия данного явления негативно сказываются на работе оборудования, приводя к его ускоренному износу, снижению продуктивности скважин и росту эксплуатационных затрат [3]. Для минимизации рисков необходимо внедрять комплексные меры, включающие оптимизацию режимов добычи и применение современных методов контроля механических примесей.

Заключение

Таким образом, контроль выноса мехпримесей требует не только технических решений, но и постоянного мониторинга, что в долгосрочной

перспективе позволит повысить экономическую эффективность разработки месторождения.

### **Список используемой литературы**

1. В.Е. Мельниченко, «Прогнозирование выноса механических примесей из пласта при эксплуатации механизированного фонда скважин», Нефтепромысловое дело 7/2017 – 38 с.
2. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
3. Пирвердян А.М. Защита скважинного насоса от газа и песка. - М.: Недра, 1986 – 120 с.
4. Султанов Б.З., Оркешев С.С., «Вопросы выноса песка в процессе эксплуатации нефтяных скважин», Нефтегазовое дело 2005.