

«Сейфуллин окулары – 16: Жаңа формациядағы жастар ғылыми – Қазақстанның болашағы» атты халықаралық ғылыми-теориялық конференциясының материалдары = Материалы Международной научно-теоретической конференции «Сейфуллинские чтения – 16: Молодежная наука новой формации – будущее Казахстана. - 2020. - Т.II. - С. 130-135

ВЛИЯНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В СТВОЛЕ СКВАЖИН

Грабовская А.П., студент

Жумабаев Д.Д., студент

Закиров М.Ф., старший преподаватель кафедры геофизики, к.т.н.

Башкирский государственный университет, г.Уфа

Вопрос увеличения добычи нефти в настоящее время не утратил своей актуальности. По мере разработки месторождений создаются условия, требующие массового перевода фонда скважин на механизированную добычу. Основным механизированным способом на большинстве месторождений РФ является эксплуатация скважин с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Скважины, оснащенные таким типом установки, как правило, характеризуются наиболее экстремальными режимами работы – высокие расходы по жидкости и депрессии на пласт, значительной скоростью изменения забойного давления в процессе вывода на стационарный режим. Так, существующие в настоящее время методы уменьшения количества взвешенных частиц (КВЧ) в продукции механизированных скважин недостаточно эффективны, так как они объясняют общий эффект – повышенного удаления количества взвешенных частиц (КВЧ) при забойном давлении ниже давления насыщения[1].

Происхождение механических частиц в насосном глубинном оборудовании весьма разнообразно. Большинство из них – частицы, которые удаляются из пласта в процессе эксплуатации скважин, но некоторые из механических примесей имеют непластовое происхождение: это могут быть продукты коррозии глубинного оборудования и частицы, введенные в скважину во время проведения ремонта и различных геолого-технических мероприятий; твёрдые нерастворимые частицы, содержащиеся в жидкости глушения, или остатки и осколки гранулообразного материала после проведения ГРП. Это также могут быть продукты, которые образовались в результате взаимодействия химически несовместимых перекачиваемых жидкостей. Процентный состав механических примесей скважинной продукции, определяется преобладанием частиц пластового происхождения. Механические примеси как фактор осложняющий работу всего скважинного оборудования при механизированной добыче нефти оказывает очень серьёзное, вредное воздействие. В первую очередь, это отказы глубинного насосного оборудования из-за засорения. Кроме того, это не только износ самого насосного оборудования, но и всего, что его окружает внутри

скважины. И если первая группа последствий в большинстве случаев может поддаваться профилактике, то износ оборудования можно лишь снизить или замедлить. Поэтому рентабельными направлениями решения проблемы являются дальнейшее совершенствование разработки методов прогнозирования накопления механических примесей в продукции [2].

Таким образом целью данной работы является обзор литературных источников при решении задач прогнозирования накопления механических примесей в процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Исходя из цели были поставлены следующие задачи:

1. Освещение и анализ природы происхождения механических примесей, их последствий и методов борьбы ними.

2. Обзор существующих научно-технических решений по прогнозированию накопления, также защите внутрискважинного оборудования от влияния механических примесей в продукции.

3. Исследование технологического режима работы скважин, обеспечивающего минимальное содержание механических примесей в продукции, осуществляемый потоком жидкости.

Механические примеси представляют собой твердые частицы, которые присутствуют в пластовом флюиде, и также входят в структуру отложений на поверхности нефтепромыслового оснащения. Высокая степень механических примесей в продукции скважин – один из ключевых осложняющих механизированную добычу факторов. Этот фактор вызывает несколько осложнений, связанных как с нарушением деятельности насосов и выхода их из строя, также разнообразные трудности при работе скважины – загрязнение забоя, формирование песчаных пробок и т.д. Что относится непосредственно к конструкции электроцентробежных насосов (УЭЦН), механические примеси являются основным фактором выходов из строя и создания дефектов конструкции насосов. Обычно принято считать, что более крупные частицы вызывают заклинивание насоса, а мелкие частицы – вибрацию и повышенный абразивный износ. Отталкиваясь из известных статистических данных, которые были собраны за минувшие несколько лет для разных месторождений [3] (таблица 1), значительная доля неисправностей центробежных насосов от механических примесей значительно превышает влияние других условий, основным из которых является солеотложения и коррозия.

Таблица 1 – Основные причины отказов УЭЦН

Причина отказа	Доля в процентах от общего числа
механические примеси	35-50
коррозия	20-25
солеобразование	15-20

Осложнения могут также возникнуть, при работе скважины, в частности, это может быть снижение гидродинамических характеристик

скважин за счет кольматации призабойной зоны пласта. При значительных скоростях фильтрации мелкие механические частицы движутся вместе с фильтрующимся флюидом, вследствие чего закупориваются поровые каналы в призабойной зоне пласта.



Рисунок 1. Загрязнение в трубе (стволе скважин)

Из-за перегибов ствола горизонтальной скважины могут образовываться застойные зоны. В этих застойных зонах скапливается мусор и происходит уменьшение сечения - диаметр становится меньше, а следовательно возрастает скорость потока (рисунок 1). Тогда одним из вариантов физического описания проблемы может быть например уравнение Бернулли[5]. Согласно этому уравнению, полное давление в установившемся потоке жидкости остается постоянным вдоль потока, а при уменьшении сечения потока, из-за возрастания скорости, то есть динамического давления, статическое давление падает. Также необходимо учитывать различие в скоростях по сечению потока. В практических расчетах пользуются понятием средней скорости. При этом расчетное значение удельной кинетической энергии потока получается несколько меньше действительного.

В скважине это давление создаётся насосами и прилагается к флюиду для прокачки его по системе: трубопроводы наземной обвязки – эксплуатационная труба – затрубное кольцевое пространство. Давление, которое надо приложить к некоторому объёму жидкости для его перемещения по системе трубопроводов от одного сечения системы до другого в простом виде рассмотрел Л.Д. Ландау [5]. Течение флюида в стволе скважины можно представить как задачу для описания течения осесимметричной струи в трубе малого диаметра.

Энергия гидродинамического давления расходуется на преодоление сил трения в трубопроводной системе. В каждом последующем сечении системы гидродинамическое давление меньше, чем в предыдущем, разница между ними и называется перепадом давления на участке между сечениями. Физический смысл перепадов давления на конкретных участках гидравлической системы состоит в постепенном поглощении исходной гидравлической энергии буровых насосов на каждом из этих участков (рисунок 2 и рисунок 3).

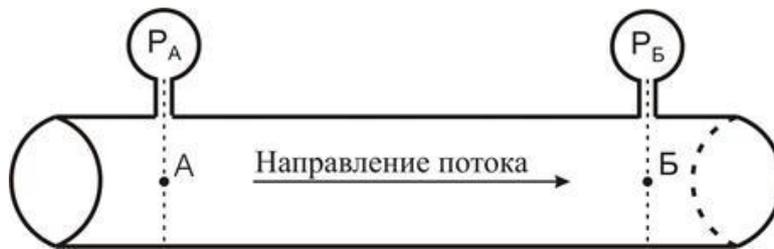


Рисунок.2 Перепад давления в горизонтальном трубопроводе.

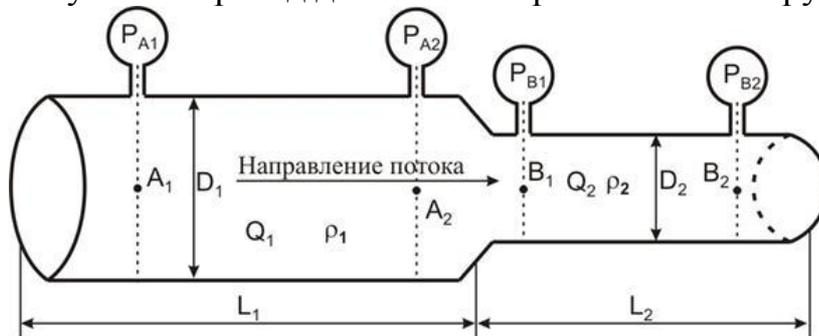


Рисунок.3 Перепад давления в трубопроводе переменного сечения.

При эксплуатации нефтегазовых месторождений, пласты которых представлены рыхлыми, слабосцементированными породами, происходит разрушение призабойной зоны пласта и поступление на забой скважины продуктов разрушения, что вызывает значительные осложнения. Природа происхождения механических примесей в скважинной продукции различна. Это в основном песок из слабосцементированного коллектора. Имеет место избирательный характер разрушения слабосцементированных песчаников, обусловленный образованием высокопроницаемых каналов вдоль трещин, заложенными в продуктивных пластах по вертикали и вдоль плоскостей напластования пропластков. Это также могут быть продукты коррозии скважины и скважинного оборудования, проппант и продукты разрушения породы после проведения гидравлического разрыва пласта. На заключительной стадии ГРП в стволе скважины обязательно остается определенное количество проппанта, не закачанного в пласт расклинивающего агента. Его объем может изменяться от сотен килограммов до десятка тонн.

Механизмы, которые могут вызывать отделение песка от основной породы коллектора и его дальнейший вынос, наряду с вышеперечисленными факторами обычно следующие:

- Прорыв воды;
- Превышения максимально допустимой депрессии на забое скважины
- Аномальное распределение вертикальных стрессов в пласте;
- Изменения перепадов давления на забое скважины, в результате внезапных и частых остановок эксплуатируемой скважины;
- Истощение пласта.

Формально причины разрушения коллектора и выноса механических примесей можно разделить на три группы, в зависимости от условий их происхождения: геологические (особенность залегания продуктивного пласта, литология), технологические (условия вскрытия продуктивных пластов и

условия эксплуатации скважин) и технические (конструкция забоя). К геологическим причинам разрушения коллектора можно отнести пластовое давление и, соответственно, глубину залегания пласта, горизонтальную составляющую горного давления, сцементированность породы пласта, её уплотнённость и естественную проницаемость; фазовое состояние и характер добываемого флюида; характеристику пластового песка (угловатость, глинистость); проникновение подошвенных вод в залежь и последующее растворение цементирующего материала; длительность выноса песка. К технологическим причинам можно отнести величину репрессии и депрессии на пласт; дебит эксплуатируемой скважины; ухудшение естественной проницаемости, т.е. скин-эффект; фильтрационную нагрузку и нарушение капиллярного сцепления пластового песка.

К техническим можно отнести конструкцию забоя скважины и его поверхность, через которую происходит фильтрация (открыты или закупорены перфорационные каналы, интервал вскрытия пласта и т.д.). Основной измеряемой характеристикой механических примесей является количество взвешенных частиц (КВЧ) в мг/л. Среди основных факторов, определяющих величину концентрации примесей, традиционно выделяют следующие: 1) Глубина залегания пласта и пластовое давление; 2) Проницаемость пласта; 3) Физико-химические свойства добываемой жидкости; 4) Обводнённость; 5) Плотность перфорации; 6) Дебит скважины; 7) Плотность перфорации; 8) Депрессия; 9) Тип рабочей жидкости, используемой в процессе ремонтно-восстановительных работ.

Обобщив данную информацию, можно сделать вывод, что причины возникновения механических примесей в продукции скважины слагаются из геологических условий, степени сцементированности пород пласта, и проведения технологических операций (бурение, ГРП, введение в эксплуатацию и т.д.).

Механические примеси способствуют снижению гидродинамических характеристик скважины за счет кольматации призабойной зоны пласта и засорения забоя скважины. Засорение, увеличение вибрации и более интенсивный износ ЭЦН с порчей дорогостоящего оборудования приводит к трудоемким и дорогим ремонтам как скважин, так и самих установок, а в итоге – к значительным финансовым потерям и простоям скважин. Осложнения при выводе скважины на режим обусловлены большим содержанием КВЧ в начальный период работы после подземного ремонта или ГРП - от 200 до 10000 мг/л. Это часто превышает паспортные характеристики насосов, даже износостойкого исполнения. В Таблице 2 показаны последствия и проблемы, связанные с выносом механических примесей.

Таблица 2– Последствия выноса механических примесей

Результат	Следствие	Последствия и проблемы
	1. Накопление в поверхностном оборудовании	<ul style="list-style-type: none"> ◆ необходимость очистки ◆ необходимость остановки ◆ снижение эффективности

Вынос песка		сепарации ♦повышения давления в системе сбора
	2. Накопление в скважине	♦пересыпание забоя ♦снижение продуктивности ♦частые остановки и очистка скважин
	3. Эрозия и коррозия наземного и подземного оборудования	♦частые ремонты оборудования ♦замена оборудования ♦экологическая угроза (порывы, утечки) ♦потеря скважины
	4. Обвал породы	♦снижение продуктивности в заглинизированных пластах ♦ потеря продуктивности в тонких пластах – обрушение кровельной глины ♦ забивка перфорационных отверстий

Существует две группы технологий эксплуатации нефтяных скважин с пескопроявлением: технологии, которые позволяют работать с механическими примесями, и технологии, направленные на предотвращение или снижение выноса механических примесей. К первой группе относятся технологии обеспечения условий выноса механических примесей (уменьшение отборов, снижение обводнённости и т.д.) и технологии, основанные на использовании износостойкого насосного оборудования. Методы борьбы с пескопроявлением подразделяются на

1. Технологические (специальное исполнение насосного оборудования);
2. Химические (использование химических реагентов для крепления призабойной зоны пласта);
3. Физико-химические (коксовые);
4. Механические (фильтры).

Успешное применение технологии значительно, иногда в несколько раз, снижает количество твёрдых частиц, выносимых из пласта, что в ряде случаев позволяет отказаться от использования других технологий защиты насосного оборудования (фильтры, износостойкие насосы).

Следовательно, снижение проявления механических примесей может значительно облегчить процесс эксплуатации за счёт увеличения межремонтного периода. Был проведён подробный анализ существующих методов борьбы с механическими примесями, их разновидности, технологии,

позволяющие их осуществлять; проведён анализ их технологической эффективности с целью определения наиболее эффективных из них.

Твердые взвеси в продукции скважин являются проблемой для нефтяной отрасли в течение многих десятилетий. Задача заключается не только в предупреждении или остановке поступления песка, но и в необходимости поддержания рентабельного дебита скважин.

Список литературы

1. Смольников С.В. Повышение эффективности эксплуатации продуктивных пластов. 2015. – 134 с.
2. Шмидт А. А. О влиянии форсированных отборов жидкости на скважинах оборудованных УЭЦН Известия Самарскою Научного Центра Российской Академии Наук Спец вып «Проблемы нефти и газа» - Самара СНЦ РАН, 2015. - С. 54-56
3. Деговцов А.В Анализ причин отказов УЭЦН при эксплуатации в осложненных условиях // Инженерная практика – 2017 – №9 – С.59-61
4. Карапетов К.А., Дурмишьян А.Г. Борьба с песком в нефтяных скважинах. М.:Гостоптехиздат, 2016. - 140с.
5. Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц. Теоретическая физика Гидродинамика. 3-е изд., испр. -М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1986. - 736 с.