

КОМПЛЕКСНЫЙ МЕТОД БОРЬБЫ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ

А.В. Большунов, А.А. Решетько

Научный руководитель П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

В последние десятилетия в условиях, когда формирование благосостояния России напрямую зависит от добычи энергоресурсов, наибольшее значение приобретает добыча нефти и газа. В процессе интенсификации добычи нефти и газа увеличилось количество воздействий на призабойную зону скважины, что в свою очередь привело к проблеме выноса механических примесей, осложнивших эксплуатацию скважин при интенсивных отборах нефти [1]. Так, при эксплуатации УЭЦН превышение пределов наличия КВЧ и их твердости, установленных паспортными характеристиками, приводит к резкому увеличению абразивного износа рабочих колес (РК), направляющих аппаратов (НА), вала и его защитных тулок, плунжерных пар и клапанных узлов; износу подвергается дополнительное оборудование установок: газосепаратор, диспергатор. Механические примеси являются причиной засорения приемной сетки насоса, "зарастания" проходных каналов в насосе, РК, НА. Целью данной статьи является анализ максимально эффективной методики защиты насосного оборудования от вредного влияния механических примесей.

Основные объемы добычи нефти в России обеспечиваются механизированными способами. В табл. 1 приведены данные по способам эксплуатации нефтяных скважин в России. Как отмечают авторы Соколов, Сабиров, Якимов, Донской, Булат, Строев [2].

Таблица 1

Данные по способам эксплуатации нефтяных скважин

Способ эксплуатации	Фонд скважин (%)	Затраты на ремонт (%)
Фонтанирующие	4	4
ЭЦН	35	48
ШГН	57	44
Газлифт	3	3
Прочие	Менее 1	Менее 1
Всего	100	100

Из представленных данных следует, что наиболее распространенным механизированным способом добычи нефти являются скважинные установки центробежных и штанговых насосов. Одновременно с ростом общего фонда скважин и особенно механизированного значительно возрастают затраты на их ремонт. Основной причиной отказов по данной категории оборудования является засорение рабочих органов УЭЦН и СШНУ механическими примесями (песок, проппант, соли, АСПО).

Рассмотрим основные причины отказа УЭЦН на примере Приобского месторождения (рис. 1).



Рис.3 Причины отказа УЭЦН на Приобском месторождении

Как видно из диаграмм, в последние годы доля отказов по причине засорения механическими примесями растет. Соответственно необходимо улучшать очистку флюида, поступающего к насосу, от твердых частиц способных вывести его из строя. Для исследования был построен график на котором видно какое КВЧ преобладает на Приобском месторождении (рис.2).

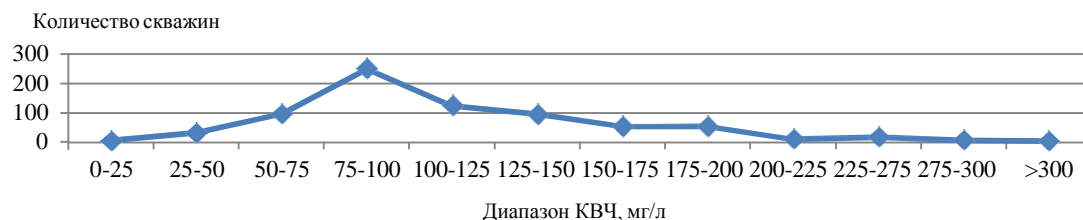


Рис.4 Гистограмма распределения КВЧ в продукции добывающих скважин Приобского месторождения

Как видно из графика, преобладает диапазон КВЧ от 50 до 150 мг/л, была исследована проба с помощью микроскопа и фотоаппарата, в результате мы получили снимок и смогли оценить размеры частиц.

Для борьбы с механическими примесями в последнее время используют погружные сепараторы механических примесей (ПСМ), основанные на гидроциклонном, гравитационном и центробежном принципах действия, а так же гравийные фильтрующие устройства (ГФУ). При малых подачах насоса (менее 50 м³/сут) целесообразно использовать гравитационный сепаратор без закрутки потока. Его использование позволяет отделить около 80 % всех механических примесей, если увеличивать подачу насоса, то коэффициент очистки флюида от механических примесей данного сепаратора будет резко снижаться. При подачах свыше 50 м³/сут можно использовать ГФУ, ПСМ гидроциклонного и центробежного принципов действия. Проблема данного вида защиты заключается в том, что сепараторы постепенно загрязняются, а также все равно пропускают механические примеси к рабочим колесам УЭЦН.

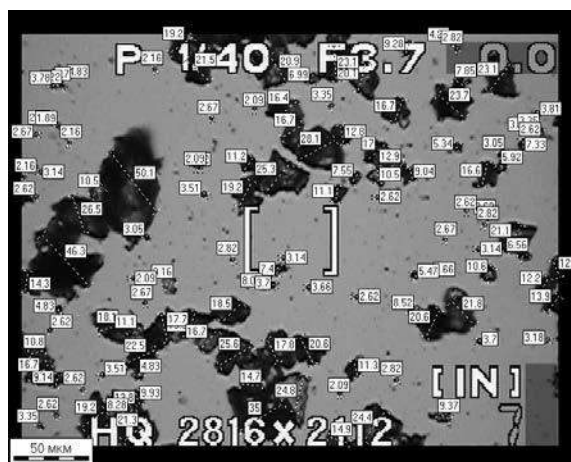


Рис.5 Механические примеси, под увеличением

Существует новый вид защиты от механических примесей, закачка в скважину раствора – полимера «ИПНГ-ПЛАСТ 2», который укрепляет призабойную зону и препятствует выносу песка из скважины. На газовых скважинах ОАО «Газпром добыча Уренгой» проведено около 80 скважинно-операций по укреплению призабойной зоны пласта с коллобиногвых установок без подъема скважинного оборудования. Скважины находятся в эксплуатации, их дебиты практически не изменились. Накопленный опыт позволил предложить, что данный состав можно использовать для проведения ремонтно-изоляционных работ по ограничению выноса механических примесей в нефтяных скважинах. Были проведены лабораторные исследования, которые дали результаты, представленные в таблице 2 и таблице 3 [2].

Таблица 2

Давление, МПа	Время, с	Расход жидкости, мл	Проницаемость образца, мкм ²	Вынос песка
Образец до обработки составом "ИПНГ-ПЛАСТ 2"				
0,47	420	50	0,086044	Есть
	960	100	0,075289	
Образец после обработки составом "ИПНГ-ПЛАСТ 2"				
4,2	1320	100	0,061274	Нет
	1280	100	0,063189	

Таблица 3

Показатели	Содержание предполимера, %					
	5	10	15	20	30	40
Прочность образца, МПа	1,05	2,19	3,43	4,44	5,3	6,1
Проницаемость после обработки, мкм ²	0,81	0,72	0,65	0,49	0,41	-

Полученные результаты показывают возможность использования состава «ИПНГ-ПЛАСТ 2» для укрепления призабойной зоны и уменьшения выноса механических примесей из пласта. Данный состав характеризуется низкой вязкостью, регулируемым временем гелеобразования, механической прочностью, минимальным влиянием на проницаемость коллектора [2].

Исходя из проанализированной информации, предлагается использовать ПСМ вместе с закачкой в пласт состава «ИПНГ-ПЛАСТ 2» в наиболее проблемные скважины, а также при ГРП, когда имеет место вынос пропанга и увеличивается количество механических примесей. Таким образом наилучшего эффекта очистки от механических примесей можно достичь при комплексировании сразу двух технологий: закачки «ИПНГ-ПЛАСТ 2» и установки ПСМ.

Литература

1. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Свидерский С.В., Якимов С.Б. Актуальность использования десендеров в борьбе с песком // Территория нефтегаз. – Москва, 2011. – №3. – С. 36 – 39.

2. Сабиров А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А., Булат А.В., Якимов С.Б., Строев В.С. О возможности использования десендеров в борьбе с песком // Территория нефтегаз. – Москва, 2010. – №3. – С. 74 – 76.
3. Каушанский Д.А., Дмитриевский А.Н., Демьяновский В.Б., Цицорин А.И. Физико-химические и реологические свойства состава “ИПНГ-ПЛАСТ 2” для ограничения выноса механических примесей в нефтяных скважинах // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2015. – №4. – С. 84 – 87.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.Н. Борзенкова, Ш.Р. Садретдинов

Научный руководитель доцент Ш.Р. Садретдинов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большинство месторождений Западной Сибири, введенных в эксплуатацию в 60 – 80-е годы прошлого столетия, находятся на поздней стадии разработки. Месторождения, в своём большинстве, характеризуются значительной обводненностью продукции, неоднородностью продуктивных пластов по проницаемости и значительной долей остаточных запасов. Это является причиной затруднения добычи и снижения продуктивности скважин. Для решения данных проблем необходимо применение современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) с целью интенсификации процессов выработки запасов и поддержания стабильного уровня добычи нефти [1].

Существует целый спектр методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи: гидродинамические (циклическое заводнение, форсированный отбор жидкости), физико-химические (заводнение с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимерное заводнение, мицеллярное и щелочное заводнение), газовые (закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов), тепловые методы (внутрипластовое горение, пароциклическое воздействие, вытеснение паром) и др.

В настоящей работе исследуется одно из месторождений Томской области, находящееся на четвертой стадии разработки, применение МУН ограничено высокой обводненностью продукции (94,5%). Ограничением для применения ПАВ является высокая пластовая температура (до 80 °С) и низкие нефтенасыщенные толщины. Невысокая вязкость и плотность нефти исключают целесообразность применения тепловых методов.

Целью данной работы является анализ эффективности применения рекомендуемых методов увеличения нефтеотдачи для конкретных геолого-физических характеристик исследуемого месторождения.

Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи являются наиболее апробированными и распространенными на нефтяных месторождениях [2]. Механизм их воздействия основывается на увеличении охвата не вовлеченных в разработку участков продуктивных пластов. Эффективность нестационарного заводнения обусловлена возникновением градиента давления между высоко и низко проницаемыми прослоями, что способствует внедрению воды в прослой и зоны с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и вовлечение их в активную разработку. Технологией реализации нестационарного заводнения является использование циклических режимов работы нагнетательных скважин [3].

Физико-химические методы применяются в целях увеличения коэффициентов вытеснения и охвата пласта заводнением. Повышение охвата пласта заводнением по толщине и по площади пласта, достигается за счет закачки различных реагентов в нагнетательные и добывающие скважины в объеме, значительно превышающим объем призабойной зоны пласта. Нагнетание водных растворов ПАВ, кислот, щелочей, полимеров приводит к изменению свойств пластовой воды и поверхностей раздела между водой и нефтью, нефтью и горной породой, к уменьшению параметра относительной подвижности воды и нефти, за счет этого увеличивается охват пласта воздействием и коэффициент вытеснения нефти [4].

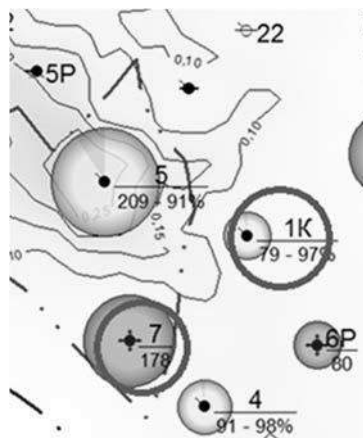


Рис.1 Фрагмент карты текущего состояния разработки пласта Б₉

На основании особенностей геолого-физического строения продуктивных пластов, рассматриваемого месторождения, было исследовано применение потокоотклоняющих технологий, с целью перераспределения