

Кратковременная эксплуатация скважин – эффективный способ эксплуатации скважин, осложнённых выносом мехпримесей.

Докладчик:
Кузьмичёв Николай Петрович –
директор ООО «Нефть XXI век».
423452, г. Альметьевск,
ул. Пушкина, 50-8.
Тел./факс: +7 (8553) 325-326
E-mail: contact@petroleum21.com

Доклад на семинаре «Осложненные условия эксплуатации нефтепромыслового оборудования. Способы борьбы с мехпримесями». 9-10 февраля 2010 года, г. Нижневартовск.

Добрый день дамы и господа, уважаемые коллеги!

Вынос мехпримесей (высокая КВЧ) на сегодняшний день является одной из основных причин снижения межремонтного периода (МРП) практически во всех нефтяных компаниях России. Особенно остро данная проблема стоит в компаниях, широко практикующих интенсификацию добычи нефти и гидроразрыв пласта (ГРП). Об этом было много сказано в выступлениях предыдущих докладчиков. Поэтому не буду повторяться и обосновывать актуальность решения данной проблемы.

Обращаясь к названию нашего семинара, хотелось бы отметить следующее. «Способы борьбы с мехпримесями» можно разделить на две большие группы:

1. недопущение выноса мехпримесей из пласта и/или их попадания в нефтедобывающее оборудование,
2. «добыча» песка вместе с нефтью и исключение или ослабление негативного воздействия мехпримесей на нефтедобывающее оборудование.

В данном докладе речь будет идти о способе, относящемся ко второй группе.

Увеличение выноса мехпримесей приводит к следующим проблемам в эксплуатации УЭЦН:

1. засорению проточных частей рабочих органов ЭЦН,
2. ускоренному абразивному износу узлов трения ЭЦН,
3. заклиниванию ЭЦН при пуске,
4. оседанию мехпримесей в нижней части колонны НКТ при остановках УЭЦН,
5. негерметичности обратного клапана (ОК) УЭЦН.

Все отмеченные проблемы эффективно, как с технической, так и с экономической точки зрения, решаются с помощью кратковременной эксплуатации скважин (КЭС). Что такое КЭС, если не все, то большая часть глубокоуважаемой аудитории знает. Поэтому не будем тратить время на детальное описание этого способа. Ограничимся его краткой характеристикой.

Продолжительность откачки жидкости из скважины при КЭС составляет в среднем 5-10 минут, накопления – 0,5-1 час. Забойное давление (депрессия) меняются незначительно (2-5 атм). Поэтому гидродинамические процессы в пласте и стволе скважины от забоя до приёма насоса практически не отличаются от процессов при непрерывной эксплуатации скважин, т.е. КЭС – квазинепрерывный способ эксплуатации скважин. Для КЭС используют высокопроизводительные УЭЦН ($Q \geq 80 \text{ м}^3/\text{сут.}$), станции управления (СУ) с преобразователями частоты (ПЧ) и, как пра-

вило, системы погружной телеметрии (ТМС). Применяется КЭС на малодебитных и среднедебитных скважинах ($Q_0 = 5-80 \text{ м}^3/\text{сут.}$).

Рассмотрим методы борьбы с отмеченными проблемами на скважинах с высокой КВЧ с помощью КЭС:

Засорение ЭЦН.

Наиболее подвержены засорению мехпримесями ЭЦН малой и средней производительности ($Q \leq 80 \text{ м}^3/\text{сут.}$), ввиду небольшой высоты каналов проточной части рабочих органов (2,5-4 мм). При КЭС используется только высокопроизводительные ЭЦН ($Q \geq 80 \text{ м}^3/\text{сут.}$) с большей высотой каналов проточной части рабочих органов (5-8 мм). Поэтому засорение ЭЦН мехпримесями при КЭС встречается довольно редко (слайд 6).

Абразивный износ ЭЦН.

При КЭС, в отличие от непрерывной эксплуатации скважин, оборудование работает, а, следовательно, изнашивается, только часть общего времени эксплуатации. Степень увеличения МРП при переводе с непрерывной эксплуатации скважины на КЭС в условиях абразивного износа характеризует продолжительность включения (ГОСТ 28173-89 п. 2.12). Продолжительность включения оборудования при КЭС составляет 20-30 % (слайд 8). За счёт этого насос изнашивается в 3-5 раз медленнее.

Благодаря разделению способов регулирования давления (изменением частоты) и производительности (изменением продолжительности откачки и накопления) УЭЦН, при КЭС всегда можно установить любой требуемый режим работы насоса. На скважинах с высокой КВЧ, необходимо выбирать режим работы ЭЦН с меньшими осевыми усилиями (слайд 10). В результате удастся сократить скорость износа рабочих органов в 1,5-2 раза. При непрерывной эксплуатации скважин, даже имея СУ с ПЧ установить любой требуемый режим работы ЭЦН невозможно.

Благодаря синергетическому эффекту от действия обоих указанных факторов, скорость абразивного износа ЭЦН замедляется в 5-10 раз. Соответствующим образом увеличивается МРП. Причем значительное увеличение МРП удастся получить даже при использовании недорогого оборудования 1-й группы.

Заклинивание ЭЦН.

На скважинах с высокой КВЧ часто наблюдаются осложнения при пусках УЭЦН: повышенное содержание мехпримесей приводит к заклиниванию ЭЦН. При КЭС обязательно использование СУ с ПЧ. Обычно в них реализованы три алгоритма расклинивания: толчковый, с раскачкой, с синхронизацией. Грамотная настройка кривой разгона в СУ с ПЧ дает возможность увеличить пусковой момент ПЭД до 70 %. А умелый выбор частоты пуска позволяет увеличить пусковой момент ПЭД до критического (слайд 12), т.е. в 2-2,5 раза.

Увеличение скорости вращения ЭЦН (рабочей частоты ПЭД) и квадратичная зависимость от неё давления насоса, позволяют сократить количество ступеней, а, следовательно, и требуемый пусковой момент в 1,5-2 раза. В результате, соотношение момента, развиваемого приводом, и момента, требуемого для пуска насоса при КЭС в 4-5 раз лучше, чем при непрерывной эксплуатации скважин с СУ без ПЧ.

Всё это позволяет успешно решать проблему осложненных пусков на скважинах с высокой КВЧ.

Оседание мехпримесей в НКТ при остановках УЭЦН.

В цикле накопления жидкости скважина при КЭС выполняет функции естественного сепаратора. За счёт гравитационного разделения, нефть скапливается в верхней части столба жидкости над приёмом насоса, вода – в нижней (слайд 14). Образуется чёткий водонефтяной раздел (ВНР).

Вследствие того, что при КЭС производительность УЭЦН в несколько раз превышает дебит скважины, большая часть жидкости откачивается из межтрубного пространства над приёмом насоса, где она сепарирована. И лишь незначительная часть несепарированной жидкости поступает в насос с забоя скважины. Поэтому при откачке жидкости из скважины, вначале откачивается высокообводнённая, а затем – низкообводнённая продукция. В колонне напорно-компрессорных труб (НКТ) формируется слоистая структура из воды и нефти. Она, чаще всего, сохраняется до устья скважины, что доказано в ходе промысловых испытаний.

Наличие слоистой структуре жидкости в НКТ значительно замедляет скорость оседания мехпримесей. Засорения ОК УЭЦН при КЭС не наблюдалось даже при длительных простоях и наличии проппанта в откачиваемой жидкости.

Негерметичность ОК УЭЦН.

В случае негерметичности ОК, КЭС становится невозможной. Поэтому выбору типа ОК, его производителя и компоновки УЭЦН при КЭС необходимо уделять самое пристальное внимание.

В условиях повышенного выноса мехпримесей целесообразно выбирать шариковые ОК, а не тарельчатые. Надёжные и недорогие шариковые ОК из металлокерамики или твёрдых сплавов выпускают отечественные производители. При цене около 5 тысяч рублей, включение в компоновку УЭЦН двух ОК не вызывает никаких возражений. При повышенном выносе мехпримесей целесообразно устанавливать два ОК не только при КЭС, но и при непрерывной эксплуатации скважин. Использование двух ОК не исключает проведение их тщательного контроля на специальных стендах БПО ЭПУ перед отправкой на скважины.

Отмеченные выше достоинства КЭС при эксплуатации скважин, осложнённых повышенным выносом мехпримесей, подтверждены на практике. Наиболее впечатляющий результат получен на скважине № 296 Тананыкского месторождения ОАО «Оренбургнефть» (слайд 16), относившейся к часто ремонтируемому фонду (ЧРФ). КВЧ на ней, в зависимости от режима эксплуатации, составлял 400-600 мг/л. МРП на данной скважине с помощью КЭС удалось увеличить с 45 до 832 суток, т.е. в 18,5 раз.

Следует отметить, что эксплуатация скважины № 296 была осложнена комбинированным воздействием нескольких осложняющих факторов, в частности – ещё и образованием вязкой водонефтяной эмульсии (ВНЭ). Поэтому столь значительное увеличение МРП на данной скважине удалось получить благодаря уникальной особенности КЭС: возможности ослабить или полностью исключить отрицательные проявления практически всех осложняющих эксплуатацию скважин факторов. На практике доказано, что с помощью КЭС можно эффективно эксплуатировать скважины не только с высокой концентрацией взвешенных частиц (КВЧ), но и с высокой температурой, с высоким газовым фактором, с нестабильным притоком, с отложением солей, с образованием вязких водонефтяных эмульсий (ВНЭ).

Практически все известные методы борьбы с осложняющими эксплуатацию скважин факторами ориентированы на ослабление отрицательных последствий от воздействия какого-либо одного осложняющего фактора. Часто, ослабление про-

явления одного осложняющего фактора, сопровождается усилением проявления другого. Поэтому на скважинах с комбинированным воздействием нескольких осложняющих факторов не удаётся получить значительного увеличения МРП. В отличие от применяемых в настоящее время способов борьбы с осложняющими факторами, КЭС способна успешно решать проблемы на скважинах с несколькими осложняющими факторами.

Резюмируя всё сказанное выше, можно сделать вывод, что на малодебитных и среднедебитных скважинах КЭС является лучшим способом борьбы не только с повышенным выносом мехпримесей, но и с комбинированным воздействием нескольких осложняющих эксплуатацию скважин факторов одновременно.

Благодарю за внимание!