

зионного износа (отверстия); продольные, поперечные, полые порывы, порезы (трещины); некачественную геометрию и недовинчивание резьбовых соединений; перфорацию труб и пр.

Таким образом, количество и номенклатуру нарушений обсадных колонн можно значительно уменьшить, если:

- строго соблюдать технологический процесс бурения скважин;
- применять обсадные трубы с антикоррозионным и термостойким покрытием;
- использовать предохранительные кольца, центраторы на бурильных и насосно-компрессорных трубах;
- применять защитные оболочки для долот при спуске их в забой и др.

Следует отметить и то, что от качественного изготовления обсадных труб, соединительных резьб, применения герметизированных смазок резьб, обученности персонала зависит герметичность обсадных колонн и их долговечность в эксплуатации.

Список литературы

1. Кисельман М. Л. Износ и защита обсадных колонн при глубоком бурении. – М.: Недра, 1971. – 208 с.

Обзор способов эксплуатации малодебитных скважин

Жуков Р.А., Верисокин А.Е.

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

В работе проводится обзор способов эксплуатации малодебитных скважин. Работа является очень актуальной, так как правильный выбор описанных в ней методов может существенно повысить рентабельность эксплуатации фонда малодебитных скважин.

В группу малодебитных скважин условно относятся **скважины** с дебитом до $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ при высоте подъема жидкости до 1400 м, с дебитом до $3 \text{ м}^3/\text{сут}$ при высоте подъема жидкости более 1400 м. Основанием к выделению **малодебитных скважин** в особую группу явилась необходимость применения в таких скважинах специального малопроизводительного и облегченного оборудования, работающего по подобранному к каждой скважине режиму [1]. Рассмотрим способы эксплуатации малодебитных скважин.

Периодическая эксплуатация скважин

Периодическая эксплуатация – способ эксплуатации малодебитных скважин, основанный на чередовании периодов извлечения и накопления нефти на забое.

При периодической эксплуатации скважин период простоя может колебаться в широких пределах – от 30 мин до 2 ч и дольше и зависит от коэффициента продуктивности скважины. Применяется на поздней стадии разработки месторождений, когда поступление нефти из пласта происходит крайне медленно [1].

Периодическим газлифтом называют способ эксплуатации скважин, когда нагнетаемый в скважину от распределительного узла газ подаётся через определённые промежутки времени, устанавливаемые автоматически по мере накопления столба жидкости в скважине.

Периодическая эксплуатация скважин даёт сокращение износа насосного оборудования, штанг, экономию электроэнергии, увеличение межремонтного периода (при штанговой скважинной насосной добыче); снижение удельного расхода газа на подъём 1 т жидкости при газлифтной добыче.

Основными факторами, определяющими эффективность периодической эксплуатации малодебитных скважин, являются изменения следующих показателей:

- затраты на электроэнергию;
- дебиты скважин по нефти;
- эксплуатационные расходы для осуществления периодической эксплуатации;
- затраты на подземный ремонт скважин [3].

Одним из основных факторов, определяющим возможность перевода скважины с постоянной эксплуатации на периодическую, являются показатели относительного и абсолютного снижения текущего дебита.

Эффективность от перевода на периодическую эксплуатацию снижается с увеличением дебита скважины, как по активной, так и по реактивной электроэнергии. Выявленная зависимость свидетельствует о большой доле энергозатрат на добычу жидкости в скважинах с дебитами менее $2 \text{ м}^3/\text{сут}$, а также о большей доле экономии электроэнергии в этих скважинах [3].

Кратковременная периодическая эксплуатация

Кратковременная периодическая эксплуатация (КПЭ) представляет собой механизированный способ добычи нефти с помощью УЭЦН номинальной производительностью $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ с дублирующим (сдвоенным) обратным клапаном, исключающим слив жидкости из НКТ, и со станцией управления с плавным спуском, которая позволяет ограничивать пиковые механические нагрузки двигателя и пусковые токи.

Так во время ОПИ на скважинах НГДУ «Нижнесортымск-нефть» режима КПЭ потребление электроэнергии снизилось по сравнению с УЭЦН, работающими в периодическом режиме эксплуатации, в среднем на 24 %.

Периоды работы скважины в режиме КПЭ продолжительностью 5-30 мин чередуются с периодами накопления таким образом, чтобы продолжительность цикла составляла 1 час.

Использование сдвоенного обратного клапана, изготовленного из карбида вольфрама, позволило увеличить полезное время работы скважины и исключить влияние слива жидкости из НКТ по причине негерметичности клапана, и как следствие, – сократить время подъема жидкости и затраты на электроэнергию, потребляемую УЭЦН.

Циклическая эксплуатация скважин

Циклическая эксплуатация скважин (ЦЭС) представляет собой способ механизированной добычи нефти с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) с регулируемым приводом на основе преобразователя частоты (ПЧ), при котором циклическую откачку жидкости из скважины чередуют с накоплением жидкости в скважине.

В скважины с притоком флюида из пласта от 5 до $30 \text{ м}^3/\text{сут}$ спускается УЭЦН производительностью, превышающей приток (от $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ и выше). Периоды откачки жидкости из скважины (максимум 10 минут) чередуются с периодами накопления жидкости (максимум 20 минут) [2].

Таким образом, ЦЭС представляет собой комбинацию периодической эксплуатации скважин УЭЦН и непрерывной эксплуатации скважин УЭЦН с регулируемым приводом. При этом с технической точки зрения от известных способов эксплуатации скважин ЦЭС отличается, прежде всего, регулированием производительности

сти добывающей установки путем изменения соотношения продолжительности откачки жидкости из скважины и продолжительности накопления жидкости в скважине (и развиваемого ею давления) изменением скорости вращения насоса.

При неоднократных перезапусках УЭЦН наработка на отказ (НнО) оборудования сокращается по причине увеличения частоты воздействия ударных пусковых перегрузок. Как следствие, увеличивается себестоимость добычи нефти.

Уменьшение скорости износа ЭЦН объясняется тем, что при ЦЭС, так же как и при периодической эксплуатации скважин, насос работает только часть календарного времени эксплуатации, а в остальное время бездействует и, следовательно, не изнашивается. Кратность увеличения НнО по износу насоса при ЦЭС равна отношению периода эксплуатации ко времени работы УЭЦН, т. е. величине, обратной коэффициенту загрузки оборудования.

Так, эксплуатация скважины дебитом $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ в кратковременном режиме установкой производительностью $130 \text{ м}^3/\text{сут}$ (увеличение СНО в 6,5 раз), насос которой вращается со скоростью 4200 об/мин (уменьшение СНО в 2,3-5,4 раза), позволит увеличить МРП работы насоса в 1,2-2,8 раза [2].

При ЦЭС ЭЦН всегда работает в оптимальном режиме. Благодаря этому обеспечивается снижение нагрузок и уровней вибрации УЭЦН, что позволяет увеличить НнО, уменьшить вероятность «полетов».

Внедрение ЦЭС позволяет отчасти снижать требования к надежности кабельных линий и удлинителей. С одной стороны, кратковременный режим работы позволяет уменьшать их рабочую температуру. С другой стороны, благодаря повышению КПД установок токовые нагрузки на кабельные линии и удлинители снижаются. А главное, при ЦЭС отсутствуют ударные токовые перегрузки при пуске УЭЦН, служащие основной причиной отказов кабельных линий и удлинителей.

Сравнительный расчет затрат на эксплуатацию УЭЦН5-15 и УЭЦН5-125 в режиме ЦЭС также подтвердил экономическую привлекательность внедренной технологии. Снижение потребления электроэнергии составило 42 % [2].

Таким образом, можно с уверенностью заявить, что приведённые выше способы являются очень перспективными и привлека-

тельными для их широкомасштабного использования. Внедрение новых технологий не понесёт за собой больших капитальных затрат на закупку нового оборудования, запасных частей к нему, испытательного и монтажного оборудования, затрат на обучение персонала и т.д., так как нефтяные компании уже обладают всем необходимым. Широкомасштабное внедрение в промышленную практику циклической эксплуатации скважин позволит нефтяным компаниям увеличить объемы добычи нефти на 5-7%, МРП – в 1,5-2 раза, сократить затраты электроэнергии в 2-3 раза при незначительном увеличении стоимости нефтедобывающего оборудования.

Список литературы

1. Адонин А. Н. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи. М., Недра, 1964.
2. Антипин М. Н. «Результаты внедрения циклической эксплуатации УЭЦН в ОАО «Самотлорнефтегаз» – ИП 5/2011 – с. 74 – 80.
3. Отчёт института «ТатНИПИнефть» по теме «Анализ целесообразности периодической эксплуатации фонда скважин, оборудованных УШГН» (договор № 95.878.97).

Ремонт магистральных нефтепроводов

Ищенко С.И.

*ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»,
г. Самара, Россия*

В статье рассматриваются некоторые виды ремонта труб, а также типы ремонтных конструкций. Рассмотрены приоритетные задачи в обеспечении надежности и безопасности нефтепроводов, эффективного контроля за состоянием линейной части МН.

Бесперебойное и безопасное функционирование трубопроводного транспорта имеет первостепенное значение для всех жизненно важных отраслей экономики России, потому что, является наиболее экономичным видом транспорта нефти и нефтепродуктов.

Магистральные нефтепроводы (МН) прокладываются в самых разнообразных топографических, геологических, гидрогеологических и климатических условиях. В настоящее время при сооруже-