

Таким образом, современным вектором развития нефтегазового сектора в мировой экономике является интеллектуализация управления месторождениями газа и нефти. Модернизация российской экономики требует имплементации новых инновационных технологий, в том числе и в нефтегазовом комплексе. Технологии интеллектуального месторождения могут помочь нефтяным и газовым компаниям использовать новые и существующие месторождения по максимуму, достаточно оптимально, сокращая издержки производства и повышая рентабельность.

Литература

1. Еремин А.Н. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа. – Москва: Изд-во РГУ нефти и газа им. Губкина И.М., 2012. – 168 с.
2. Комагоров В.П., Фофанов О.Б. Система адаптивного управления разработкой интеллектуального месторождения. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 15 с.

КРАТКОВРЕМЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН КАК ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

А.С. Иванов

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ухудшения структуры запасов нефти в последние годы является причиной снижения дебитов скважин, усложнения условий их эксплуатации, что, в свою очередь, вызывает снижение объемов нефтедобычи, сокращение межремонтного периода и срока службы добывающего оборудования, увеличение стоимости оборудования специального исполнения. Использование малопроизводительного оборудования ведет за собой рост удельных энергозатрат на добычу нефти. Следствие данных процессов – неизбежное снижение рентабельности добычи нефти, которая определяется следующими основными факторами:

- объем добычи нефти;
- стоимость оборудования и его срок службы;
- межремонтный период оборудования;
- величина переменных эксплуатационных затрат, особенно энергетических.

Эксплуатируемые способы повышения рентабельности добычи нефти в настоящее время направлены на улучшение одного из вышеупомянутых факторов, часто – в ущерб другому. Метод кратковременной эксплуатации добывающих нефтяных скважин с погружными центробежными насосными установками с электроприводом может улучшить все базовые составляющие рентабельности нефтедобычи.

С технической точки зрения, способ кратковременной эксплуатации скважин установки электроцентробежного насоса – это объединение известных способов механизированной эксплуатации скважин.

От известных способов кратковременная эксплуатация скважин принципиально отличается наличием возможности раздельного глубокого регулирования давления на глубине спуска установки электроцентробежного насоса путем изменения скорости вращения насоса и производительности установки путем изменения соотношения времени откачки жидкости из скважины и времени накопления жидкости в скважине.

Если ограничение штуцированием или с помощью частотного регулирования не удаётся добиться стабильного режима работы системы «скважина-УЭЦН», то следует переходить на работу в режим кратковременной эксплуатации скважин.

Современные средства плавного пуска электропривода позволяют сократить рабочий цикл периодической эксплуатации по времени до такой степени, что рабочий диапазон депрессии (определяется давлением на приеме насоса) составит не более 5 атмосфер. Во время работы установки происходит отбор жидкости как поступающей из зоны перфорации, так и накопленной в межтрубном пространстве (сепарированной от газа во время накопления). Благодаря этому повышается коэффициент естественной сепарации системы, что позволяет устанавливать рабочий диапазон давления на приеме насоса ниже оптимального значения, отвечающего постоянному режиму эксплуатации скважины.

Достоинствами такого режима являются:

- снижение удельного энергопотребления: замена малodeбитных электроцентробежных насосов на электроцентробежные насосы большего типоразмера с более высоким коэффициентом полезного действия; поддержание на приеме насоса давления (динамического уровня), обеспечивающего суммарный напор, отвечающий максимальному коэффициенту полезного действия спущенного насоса на протяжении всего периода эксплуатации в условиях неустойчивости (снижения) притока.
- снижение затрат на текущий ремонт скважин: отказ от смены насоса на меньший типоразмер по причине снижения притока; отказ от смены насоса на меньший типоразмер по причине завышенного прогноза притока после геолого-технических мероприятий.
- повышение наработки на отказ подземного оборудования: повышение ресурса за счет снижения отработанного времени установкой за календарный период; снижение температуры погруженного электродвигателя электроцентробежного насоса за счет снижения периода откачки и, как следствие, снижение отложения солей; предотвращение эксплуатации подземного оборудования в неблагоприятных режимах температуры и свободного газа в насосе [1].

Некоторые проблемы кратковременной эксплуатации скважин и пути их решения:

- утечки через обратный клапан. Приводят к невозможности эксплуатации в периодическом режиме и равносильны утечкам через насосно-компрессорные трубы при постоянном режиме. Решение: применение обратных клапанов для электроцентробежных насосов из материалов устойчивых к агрессивным средам (стеллит, карбид вольфрама) или конструкций повышенной надежности; для скважин осложненных выносом механических примесей обязательное применение в комплектации установок песочных сепараторов.
- низкий пусковой момент электропривода и высокие пусковые токи. Приводит к снижению ресурса электропривода. Решение: применение реостатного пуска электродвигателя (станции управления плавного пуска); применение периода разгона при использовании частотного регулирования приводом.
- увеличение скорости асфальтено-смолисто-парафиновых отложений в лифте. Требуется увеличения частоты обработки скважины от асфальтено-смолисто-парафиновых отложений. Решение: применение нефтехимических промысловых реагентов.
- повышение значимости человеческого фактора мониторинга эксплуатации в условиях нестабильного притока. Требуется привлечение квалифицированного персонала для поддержания эффективности периодической эксплуатации. Решение: применение термоманометрической системы позволит регулировать соотношение периодов извлечения и накопления в цикле периодической работы автоматически по заданному диапазону рабочего давления на приеме насоса [3].

Основным недостатком непрерывной эксплуатации скважин с регулируемым электроприводом является высокая стоимость оборудования. Наиболее дорогостоящее оборудование: станция управления с частотным преобразователем до настоящего времени используется преимущественно на высокодебитных скважинах. Их эксплуатация на среднедебитных скважинах (20–80 м³/сут) в установленные сроки не окупается [2].

Кратковременная эксплуатация скважин не имеет вышеупомянутого недостатка по двум причинам. Во-первых, с уменьшением подачи электроцентробежного насоса значительно уменьшается напор одной ступени. Уменьшение напорности секций насосов ведет к тому, что габариты, материалоемкость, следовательно, и стоимость насосов, которые используются на среднедебитных скважинах, остаются неизменными при уменьшении подачи. Во-вторых, наличие частотного преобразователя в составе оборудования позволит оптимизировать стоимость оборудования для кратковременной эксплуатации скважин. Значительно высокую стоимость станции управления с частотным преобразователем при кратковременной эксплуатации скважин можно компенсировать снижением стоимости погружного электродвигателя и электроцентробежного насоса за счет уменьшения их габаритов при увеличении скорости вращения.

Еще одним достоинством периодической эксплуатации, которое сохраняется при кратковременной эксплуатации, является сокращение расхода электроэнергии. Сокращение использования электроэнергии достигается путем того, что насос производительностью более 100 м³/сут, который используется для кратковременной эксплуатации, имеет более высокий коэффициент полезного действия, чем насосы для среднедебитных скважин. Сокращение расходов электроэнергии за счет перехода с непрерывной эксплуатации среднедебитных скважин, оборудованных установкой электроцентробежного насоса, на кратковременную эксплуатацию скважин ежегодно позволяет экономить по 100–150 тыс. рублей на каждой скважине [4].

Значительный экономический эффект возможно получить за счет роста объемов нефтедобычи. Добиться роста объемов добычи в среднем значении на 10–15 % при согласовании параметров системы «нефтяной пласт - скважина - насосная установка» позволяет применение при кратковременной эксплуатации, так же как и при непрерывной эксплуатации скважин, регулируемого привода на основе частотного преобразователя. Но отличием от непрерывной эксплуатации при кратковременной эксплуатации является возможность оптимизации всей системы и работы ее отдельных составляющих полностью в широком диапазоне при изменении условий эксплуатации скважин.

Кратковременная эксплуатация скважин – мощный инструмент в борьбе почти со всеми основными осложнениями эксплуатации скважин, такими как повышенный вынос мехпримесей, высокая обводненность продукции, асфальтено-смолисто-парафиновые отложения и солеотложения, высокие газовые факторы, интенсивная коррозия, высокая температура. Некоторые из возможностей, которыми обладает кратковременная эксплуатация, являются уникальными. Например: при кратковременной эксплуатации возможно использование погружного электродвигателя обычного (нетермостойкого) исполнения, рассчитанных на эксплуатацию при температуре окружающей среды до 90 °С, в скважинах с температурой в зоне подвески погружного оборудования 100 °С и более без снижения межремонтного периода.

С помощью кратковременного способа можно эффективно эксплуатировать установки электроцентробежных насосов не только среднедебитные (20–80 м³/сут), но и малodeбитные скважины (5–20 м³/сут). Причем на скважинах в диапазоне дебитов 20–50 м³/сут, где установки штанговых насосов работают достаточно плохо, а установки электроцентробежных работают еще не достаточно хорошо, преимущества кратковременной эксплуатации не подлежат сомнению.

На основе вышеизложенного можно сделать вывод, что широкомасштабное внедрение в практику кратковременной эксплуатации скважин позволяет нефтяным компаниям увеличить объемы нефтедобычи на 10–15 %, увеличить межремонтный период в 1,5–2 раза, сократить затраты электроэнергии в 2–3 раза, при незначительном увеличении стоимости нефтедобывающего оборудования.

Литература

1. Аптыкаев Г.А., Сулейманов А. Г. Интенсификация добычи и увеличение МРП скважин, оборудованных УЭЦН, методом кратковременной периодической работы: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», апрель, 2011. – С. 65 – 69.
2. Донской Ю.А., Дарищев А.Ю. О применении УЭЦН для добычи высокогазифицированных жидкостей // Нефтепромышленное дело. – 2009. – выпуск №2.
3. Кузмичев Н.И. Кратковременная эксплуатация скважин в осложненных условиях // Технологии ТЭК. – 2005. - № 9. – С. 72 – 77.
4. Лапшин А.А. Эксплуатация малодобитных скважин с УЭЦН в периодическом режиме. ОПИ оборудования с широкой рабочей характеристикой // Производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», ноябрь, 2014. – С. 14 – 20.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ
АБСОРБЦИИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ КОНДЕНСАТСОДЕРЖАЩЕГО ГАЗА НА УКПГ-1В
ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Е.И. Идман

Научные руководители доцент Л.В. Шишмина, доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Добыча и сбор газа газоконденсатных нижнемеловых залежей Ямбургского газоконденсатного месторождения (ГКМ) ведется на трех площадках. Промысловая подготовка газа и конденсата производится централизованно на УКПГ-1В методом промысловой низкотемпературной абсорбции (ПНТА). Осушенный и отбензиненный газ поступает в промысловый коллектор и смешивается с товарным газом установок подготовки, обрабатывающих газ сеноманских залежей. Нестабильный конденсат направляется на Уренгойский завод по стабилизации конденсата, где производится его деганизация и последующая транспортировка в г.Сургут.

В реализованной на УКПГ-1 технологии ПНТА в отличие от «классической» НТА, согласно которой абсорбент готовят в специальных ректификационных аппаратах, в качестве абсорбента для низкотемпературного абсорбера А-2 используется собственный углеводородный конденсат, выделившийся в первичном сепараторе С-1 и прошедший стадии дегазации в разделителе Р-1 и охлаждения в рекуперативном теплообменнике Т-3 (рис.). Принципиальная технологическая схема такого способа характеризуется достаточной простотой и более высокой эффективностью в части извлечения конденсата по сравнению с традиционной технологией низкотемпературной сепарации (НТС): удельный выход товарного нестабильного конденсата при прочих равных условиях возрастает примерно со 100 до 118–120 г/м³ товарного газа [2].

Установка в течение всего года обеспечивает требуемые температуры товарных потоков газа и конденсата: минус 2–5 °С. В холодный период года низкие температуры достигаются за счет аппаратов воздушного охлаждения и изотермического расширения на дросселе и эжекторе, а в теплый – за счет расширения газа в турбодетандерах. Для предупреждения образования гидратов используется метанол. Температурный уровень извлечения конденсата составляет минус 30–32 °С.

Такой уровень температуры достигнут вследствие реализации циркуляционной технологии применения метанола и предотвращения смешивания получаемого после отдувки водного раствора с жидкими фазами, содержащимися в сырьевом газе (рис.) [3].

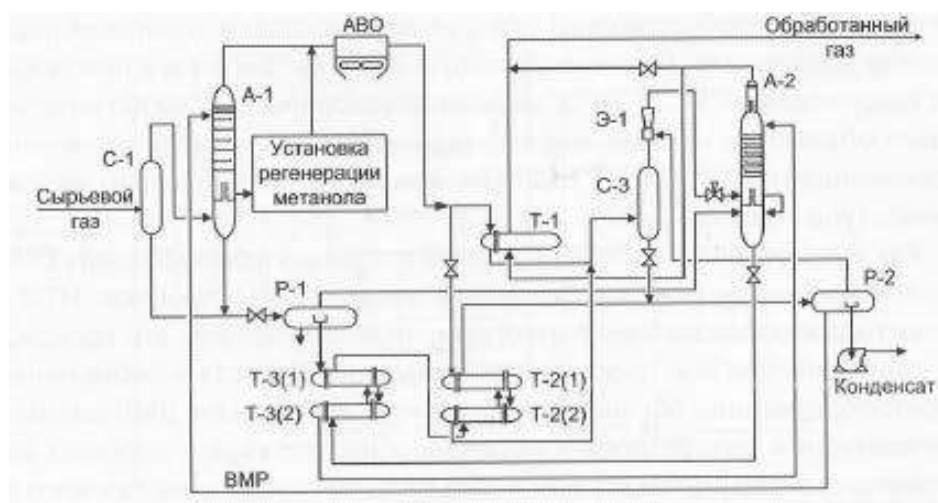


Рис. Принципиальная схема УКПГ-1В [3]

Наличие в пластовом газе повышенного содержания тугоплавких парафинов приводит к их отложению в низкотемпературных элементах установки, прежде всего, в абсорберах А-2. Это, в свою очередь, приводит к