

СЕКЦИЯ VI ОТРАСЛЕВАЯ ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ МЕХАНИЗИРОВАННЫМ СПОСОБОМ

Р. В. Асвинов

Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь
Научный руководитель Е. А. Кожевников

Промышленная добыча углеводородов в Беларуси началась с 1965 г. и сосредоточена в районе Припятского прогиба (Гомельская и Могилевская области). С начала разработки добыто более 135 млн т нефти и около 15,2 млрд м³ попутного нефтяного газа.

Добычу нефти в республике осуществляет нефтегазодобывающее управление «Речицанефть» – ведущее обособленное подразделение РУП ПО «Белоруснефть». На производстве весь процесс добычи, транспортировки и подготовки нефти автоматизирован.

В настоящее время в рамках рассматриваемого предприятия на 11 самых крупных белорусских месторождений приходится 77,8 % добычи нефти, при этом большинство этих месторождений находится на завершающей стадии разработки. Общая выработка запасов по ним составляет 79,5 %. Доля воды в извлекаемой жидкости – 70–80 %, а в отдельных случаях – до 90 %.

С течением времени каждая добытая тонна нефти становится все более дорогой, ввиду того, что попутная вода не имеет такой ценности как нефть, а, напротив, только увеличивает затраты на добычу нефти, в частности на электроэнергию. Это значит, что снижается экономическая эффективность добычи нефти, характеризующаяся рентабельностью добычи. На следующем этапе производственного цикла, который состоит в подготовке нефти к переработке путем отделения воды от нефти, также очевидна тенденция к росту затрат, а значит, к снижению рентабельности, эффективности.

Поэтому поиск путей снижения затрат на добычу нефти является одним из приоритетных направлений деятельности предприятия и является актуальной темой, учитывая также нестабильное поведение рыночных цен на нефть.

Цель исследования состоит в рассмотрении направлений снижения экономических издержек на добычу нефти механизированным способом путем оптимизации применения существующего оборудования и поиска альтернативных, экономически эффективных способов добычи нефти, а также в последующем экономическом анализе эффективности проведения предлагаемых мероприятий.

На сегодняшний день в организации общий фонд добывающих скважин составляет 809 единиц, эксплуатация 93 % которых осуществляется механизированным способом с использованием электроцентробежных (ЭЦН) и штанговых (ШГН) глубинных насосов (рис. 1).

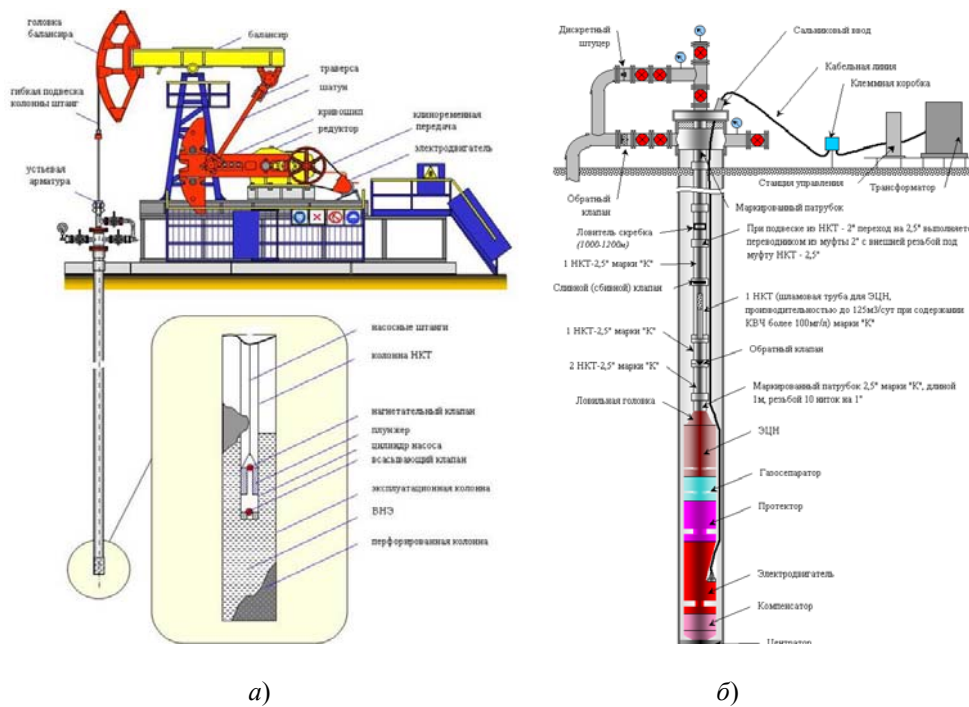


Рис. 1. Принципиальная схема:

а – штанговых глубинных насосов; *б* – электроцентробежных глубинных насосов

К объемному типу насоса относится ШГН, работа которого обеспечивается возвратно-поступательным перемещением плунжера с помощью наземного привода (станка-качалки) через связующий орган (колонну штанг). Принцип работы следующий: электродвигатель через клиноременную передачу и редуктор придает двум массивным кривошипам, расположенным с двух сторон редуктора, круговое движение. Кривошипно-шатунный механизм в целом преобразовывает в возвратно-поступательное движение балансира, который вращается на опорной оси, укрепленной на стойке. Балансир сообщает возвратно-поступательное движение канатной подвеске, штангам и плунжеру. При ходе плунжера вверх нагнетательный клапан под действием жидкости закрывается и вся жидкость, находящаяся под плунжером, поднимается вверх на высоту, равную длине хода плунжера. В это время скважинная жидкость через всасывающий клапан заполняет цилиндр насоса. При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается, жидкость под плунжером сжимается и открывается нагнетательный клапан. Среди характерных черт ШГН необходимо отметить: значительные габариты и металлоемкость; применимость на мало- и среднедебитных скважинах; высокие энергозатраты для подъема скважинной продукции на поверхность.

У второго способа эксплуатации – ЭЦН, в отличие от ШГН, наземное оборудование представлено станцией управления, трансформатором, а электродвигатель и насос являются элементами погружной части установки. Принцип действия насоса можно представить следующим образом: жидкость, засасываемая через приемный фильтр, поступает на лопасти вращающегося рабочего колеса, под действием которого она приобретает скорость и давление, и поступает на поверхность. В большей степени данное оборудование предназначено для высокодебитных скважин.

Применение указанных видов насосного оборудования определяется как геолого-техническими условиями, так и их экономической эффективностью.

В настоящее время существует фонд скважин, оборудованных ШГН, в которых прослеживается тенденция снижения основных параметров добычи: дебита нефти (жидкости) и динамического уровня жидкости, вследствие чего на эксплуатацию скважины накладываются ограничения как по времени работы, так и по количеству добываемой жидкости. В результате уменьшаются объемы добычи нефти по отдельным скважинам и в целом по месторождению, что негативно отражается на выполнении плановых показателей в натуральном и стоимостном выражении, на снижении экономической эффективности нефтедобычи.

Предлагаемым способом решения данной проблемы является доуглубление скважинного насоса, но в некоторых скважинах это невозможно выполнить из-за конструкции скважины, а именно глубины головы эксплуатационной колонны (э/к) диаметром 102 мм. Преодоление данной ситуации возможно при изменении компоновки подземного оборудования: для этого необходимо включить дополнительные НКТ диаметром 60,3 мм и ШГН соответствующего типоразмера. Согласно расчетам, технология позволяет эксплуатировать скважину без ограничений по времени работы, а также увеличить дебит скважинной жидкости в 2–3 раза. Срок окупаемости данных мероприятий, по нашим расчетам, составляет менее полугода, что в большей степени определяется величиной дополнительной добычи нефти. Также данная технология позволяет расширить круг скважин для их восстановления путем бурения боковых стволов, особенностью которых как раз и является наличие э/к диаметром 102 мм.

Рассматривая механизированный способ эксплуатации, а именно ШГН, который в первую очередь используется на малодобитном фонде скважин, необходимо отметить, что основной статьей эксплуатационных затрат являются расходы на электроэнергию. Они обусловлены наличием электродвигателей мощностью от 30 до 50 кВт · ч, что приводит к потреблению электроэнергии в объеме до 200000 кВт · ч в год.

Для минимизации эксплуатационных затрат предлагается к внедрению новая насосная установка бесштангового плунжерного насоса (УБПН) с принципиально новым видом привода от инновационного линейного вентильного погружного электродвигателя.

При этом сам насос идентичен тому, который применяется в настоящее время на производстве и принципиальные технические характеристики УБПН согласуются с ШГН. Вместе с тем, в отличие от ШГН, отсутствуют металлоемкий наземный привод и колонна насосных штанг. Основным преимуществом новой установки является низкое потребление электроэнергии, в сравнении с ШГН, номинальная мощность электродвигателя составляет 15 кВт · ч. Потребление электроэнергии, при равных условиях с ШГН, в год будет составлять до 80000 кВт · ч.

В качестве примера был произведен сравнительный экономический расчет внедрения УБПН на скважину, которая в настоящий момент эксплуатирует ШГН. Расчет заключается в сравнении расходов на обустройство скважины «с нуля» и на электроэнергию, потребляемую в течение года. Экономический эффект составляет 36000 р. в пользу УБПН. Стоит отметить, что в сравнении с ШГН, в первый год эксплуатации увеличиваются затраты на закупку оборудования, уменьшаются расходы на монтажные работы и на электроэнергию.

Это был расчет по одной скважине. В 2019 г. бурением заканчиваются 13 скважин, которые подходят под внедрение УБПН, если рассматривать как альтернативу ШГН. Сравнивая ориентировочные затраты в течение пяти лет эксплуатации, можно сделать вывод: основной параметр – затраты на электроэнергию уменьшаются на 1070000 р., что в натуральном выражении составляет около 4600000 кВт · ч.

По результатам проведенного анализа УБПН является энергоэффективным методом добычи нефти механизированным способом. В настоящее время установка проходит заключительные опытно-промысловые испытания на ведущих предприятиях нефтедобывающей отрасли России.

Таким образом, предложенные мероприятия позволят повысить экономическую эффективность за счет снижения издержек добычи нефти механизированным способом на предприятии РУП ПО «Белоруснефть».