

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РЕНТАБЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МАЛОДЕБИТНОМ ФОНДЕ СКВАЖИН

**Р. В. Асвинов**

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь*

Научный руководитель Е. А. Кожевников

Идею о том, что в Беларуси могут быть залежи полезных ископаемых, в том числе и нефти, обосновал в 1933 г. горный инженер, геолог А. Розин. Весомый вклад в дело разведки углеводородов в Речицком уезде внес ученый-геолог М. Громыко. Ученый-гидролог, академик АН БССР Г. Богомоллов предположил наличие в южной части республики куполообразных структур, что давало основание исследовать эти районы на нефть.

В августе и октябре 1964 г. в Беларуси получены первые промышленные при токи нефти. Бригадами мастеров В. Зайцева и В. Галки пробурены две скважины Р-8 и Р-6. Их суточные дебиты составили соответственно 126 и 600 т. Открытое месторождение получило название Речицкое. А в апреле 1965 г. введен в эксплуатацию Речицкий укрупненный нефтепромысел. Сегодня – это нефтегазодобывающее управление «Речицанефть» – ведущее обособленное подразделение производственного объединения «Белоруснефть», осуществляющее добычу нефти на территории Республики Беларусь.

Промышленная добыча нефти ведется на 61 месторождении, основной объем продукции приходится на 36 из них. Считается, что сегодня база углеводородного сырья выработана на 70 %, и часть месторождений по факту уже находятся на последней стадии разработки. Доля воды в извлекаемой жидкости – 70–80 %, а в отдельных случаях – до 90 %. С начала разработки добыто более 135 млн т нефти и около 15,2 млрд м<sup>3</sup> попутного нефтяного газа.

Следует отметить, что на месторождениях присутствуют скважины, в которых наблюдается:

– рост обводненности добываемой продукции. Попутная вода не имеет такой ценности как нефть, а, напротив, в сегодняшних объемах только увеличивает затраты как на добычу жидкости, так и на последующем этапе производственного цикла разделения нефти от воды. Таким образом, при сохранении объема добываемой жидкости доля нефти в ней уменьшается, при этом затраты на добычу остаются неизменными. Это значит, что снижается экономическая эффективность добычи нефти, характеризующаяся рентабельностью добычи. И в конечном счете скважину выводят из эксплуатации по экономическим причинам;

– снижение дебита (объема добычи) жидкости скважины. В процессе их эксплуатации может происходить в результате естественного истощения пластовой энергии и на эксплуатацию скважины накладываются ограничения как по времени работы, так и по количеству добываемой жидкости, что также отражается в выполнении геологической программы и достижении плановых экономических показателей.

Таким образом, с течением времени каждая добытая тонна нефти становится все более дорогой, снижается эффективность добычи нефти существующими способами и в целом наблюдается тенденция к росту затрат, а, значит, к снижению рентабельности.

Поэтому поиск путей снижения затрат на добычу нефти (новой техники и технологий) является одним из приоритетных направлений деятельности предприятия и является актуальной темой, учитывая тенденцию роста затрат на добычу нефти, а 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 на предприятии общий фонд добывающих скважин составляет 809 единиц, эксплуатация 93 % которых осуществляется механизированным способом с использованием электроцентробежных (ЭЦН) и штанговых (ШГН) глубинных насосов (рис. 1).

К объемному типу насоса относится ШГН работа которого обеспечивается возвратно-поступательным перемещением плунжера с помощью наземного привода (станка-качалки) через связующий орган (колонну штанг).

Среди характерных черт ШГН необходимо отметить:

- значительные габариты и металлоемкость;
- применимость на мало- и среднедебитных скважинах;
- высокие энергозатраты для подъема скважинной продукции на поверхность.

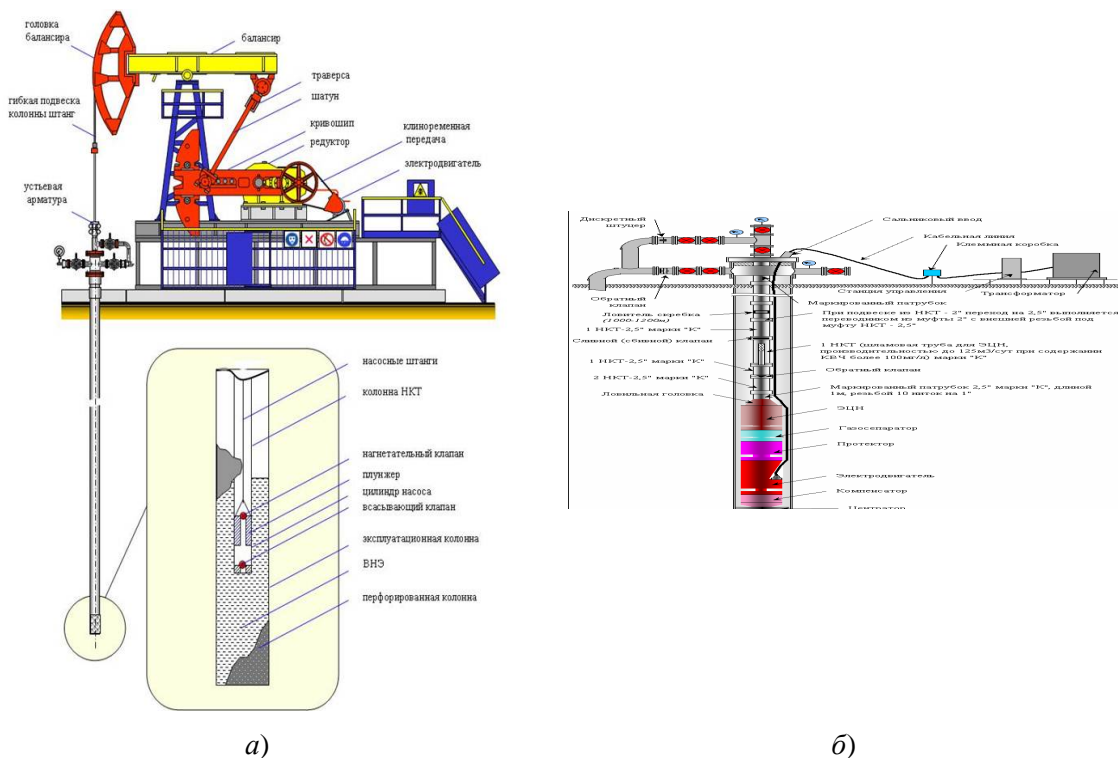


Рис. 1. Принципиальная схема: а – штанговых глубинных насосов; б – электроцентробежных глубинных насосов

У второго способа эксплуатации – ЭЦН, в отличие от ШГН, наземное оборудование представлено станцией управления, трансформатором, а электродвигатель и насос являются элементами погружной части установки. 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 (ЭК) 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 эта технология позволяет расширить круг скважин для их восстановления путем бурения боковых стволов, особенностью которых как раз и является наличие ЭК 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 200 000 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. При этом, 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 настоящее время 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. Необходимо 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 следующий вывод: основной параметр – затраты на электроэнергию уменьшаются на 1 070 000 р., что в натуральном выражении составляет около 4 600 000 кВт · ч.

## **292      Перспективные направления совершенствования материалов**

---

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 техника и технологии позволят эффективно, с геологической и экономической точки зрения, добывать нефть из недр на предприятии РУП «ПО «Белоруснефть».