



ТЕПЛО ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ: ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЙ ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ

АЛЕКСАНДР ДРОЗДОВ
Профессор РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина
(по материалам Доклада «Перспективы использования тепла извлекаемой из скважин пластовой жидкости в качестве возобновляемого источника энергии при механизированной добыче нефти»)



На сегодняшний день УЭЦН являются не только основным оборудованием для добычи нефти, но и главным потребителем электроэнергии при механизированной добыче. Затраты на эксплуатацию УЭЦН могут достигать 50% от всех энергозатрат нефтедобывающего предприятия.

По прогнозам экспертов, в обозримой перспективе возможен трехкратный рост тарифов на электроэнергию по сравнению с существующими ценами. Очевидно, что доля затрат на эксплуатацию ЭЦН будет постоянно расти. Поэтому проблема роста энергоемкости механизированной насосной добычи становится все более и более значимой, что требует новых технологий и нового оборудования для ее решения.

Среди основных направлений повышения энергоэффективности при насосной эксплуатации скважин можно выделить внедрение погружных насосов и двигателей с более высокими значениями КПД, а также бенчмаркинг (сравнительный анализ) энергоэффективности механизированной добычи нефти, позволяющий выявить потери электроэнергии из-за нерациональной эксплуатации.

Использование тепла добываемой погружными насосами жидкости в качестве возобновляемого источника для выработки электроэнергии и повышения энергоэффективности добычи нефти технически возможно и экономически оправданно уже в настоящее время. Для этого не надо специально бурить добывающие и поглощающие скважины — в данной технологии используется уже имеющееся обустройство нефтяных месторождений, и это обстоятельство является немаловажным фактором, определяющим экономическую эффективность проекта. Западная Сибирь, включающая Томскую область, является основным районом российской нефтедобычи. Сама природа подсказывает нам, что внедрение интегрированных геотехнологий комплексного использования подземных богатств нефтяных месторождений, включая не только добычу нефти, попутного газа, но и использование геотермальных ресурсов, целесообразно начинать именно в этом регионе.



Вместе с тем до сих пор практически оставалось незамеченным то обстоятельство, что тепло жидкости, добываемой из оборудованных погружными насосами сква-

жин, во многих случаях может стать экологически чистым возобновляемым источником энергии.

Запасы геотермального тепла в России, которые могут быть ис-

Авторский проект «Использование тепла извлекаемой из скважин пластовой жидкости в качестве возобновляемого источника энергии при механизированной добыче нефти» получил Сертификат Победителя Конкурса научно-исследовательских работ по энергоэффективности», проведенного компанией ТНК-ВР и Фондом СКОЛКОВО.

пользованы экономически эффективно, имеются в Западной Сибири, Дагестане, Чечне, Краснодарском, Ставропольском краях, в Прибайкалье, на Камчатке, на Чукотке, на Курильских островах и на Сахалине.

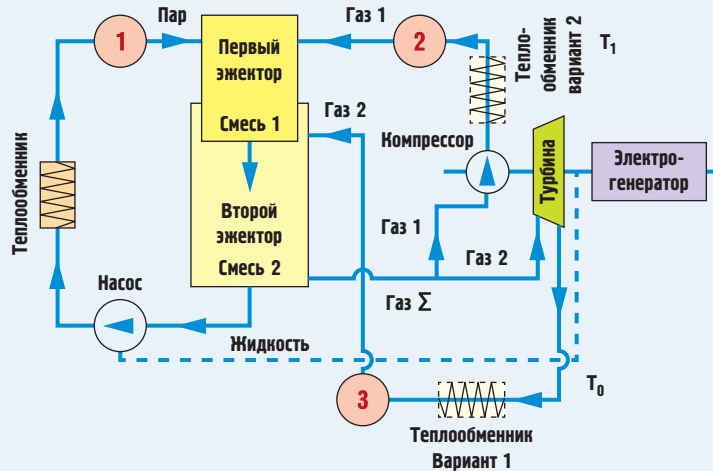
Томская область располагает 40–50% геотермальных ресурсов Западной Сибири, на долю которой в общем российском геотермальном балансе приходится около 70%. В недрах Томской области на доступной глубине (1–4 км) сосредоточено колоссальное (превосходящее все остальные регионы Российской Федерации) количество возобновляемых, наиболее безопасных, дешевых и стабильных по мощности геотермальных энергоресурсов.

87 нефтяных месторождений с пластовой температурой более 100 С располагаются на территории Ставропольского и Краснодарского краев, Чечни, Тюменской и Томской областей.

Это позволяет рассматривать тепло жидкости, добываемой механизированными способами из скважин таких месторождений, как возобновляемый источник энергии. При этом появляется возможность снизить затраты на электроэнергию не менее чем на 15–20%.

Так, с каждым годом растет температура жидкости, поступающей на УКПН Ватинского НГДУ «Славнефть-Мегионнефтегаза». Это приводит к необходимости охлаждать товарную нефть перед коммерческой сдачей в летний период, поскольку АК «Транснефть» не принимает нефть с температурой выше 40°С. Однако предложенная технологическая

Схема энергетической установки с двухкомпонентным рабочим телом (по Иноземцеву Н.Н.)



① емкость для пара ② емкость для нагретого газа ③ емкость для холодного газа

Для условий Двуреченского месторождения полезная электрическая мощность – 3,3 МВт (более чем в 2 раза выше, чем с применением цикла Ренкина)

Рабочие тела для использования энергии низкопотенциального тепла – фреоны, углекислота, аммиак и другие в паре с азотом, воздухом, метаном и водородом



схема подготовки с охлаждением нефти аппаратами АВО на ЦППН-1 НГДУ энергоэффективной не является.

Есть другой путь — вместо затрат на охлаждение в АВО можно получать прибыль от производства электроэнергии с помощью механизированной насосной эксплуатации скважин с использованием возобновляемой геотермальной энергии, например, по циклу Ренкина (где в качестве низкокипящего рабочего тела используется озонобезопасный фреон R134) или по циклу Н.Иноземцева (см. «Схема энергетической установки...» и «Оценка экономической эффективности...»). [И]



Оценка экономической эффективности по Двуреченскому месторождению



Оценка экономической эффективности по Двуреченскому месторождению

Показатель	Ед. Изм	Значение
NPV	Тыс. руб	25 639
DPP	Годы	4
PI	Ед.	1,39
IRR	%	31%

Расход пластовой продукции по объекту: 19500 м³/сут.
 Температура жидкости: 65°С
 Вырабатываемая электрическая мощность — 1,5 МВт.
 Жизненный цикл проекта: 6 лет
 Эффект экономии: 10,25 ГВт*ч/год
 Средняя себестоимость электроэнергии: 1,1 руб./кВт*ч
 Объем капитальных затрат: 70 млн руб.
 Период амортизации: 10 лет