

УДК 622.276.6

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИХ НАГРЕВАТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ В ЗОНЕ
ПРОДУКТОВОГО ПЛАСТА**

С.Г. Конесев, П.А. Хлюпин, Е.А. Безряднова

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Растущая с каждым днем потребность в нефтепродуктах, а также высокая стоимость нефти в мире способствовала развитию рынка углеводородов с аномальной вязкостью. К нефтям с аномальной вязкостью относят углеводороды, у которых значение динамической вязкости превышает $35 \text{ мм}^2/\text{с}$. В нашей стране месторождения с аномально вязкой нефтью расположены в Волго-Уральском регионе, Западной и Восточной Сибири [1].

Эффективные способы разработки месторождений с аномально вязкой нефтью связаны в основном с применением тепловых методов воздействия на пласт и на добываемую углеводородную эмульсию. Лидирующие позиции занимает использование энергии пара в таких технологиях воздействия как пара гравитационный дренаж (SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage), технология выпаривания с помощью теплового затопления (Submerged Thermal Vaporizing Technology), термическое разложение при дренаже (TADD – Thermal Assisted Dissolver Drainage) [2].

Однако использование пара существующими способами имеет ряд существенных недостатков, таких как большие тепловые потери по длине скважины при подаче пара к зоне забоя, пагубное тепловое воздействие на окружающую среду. В регионах с вечномерзлыми грунтами в виду их возможного оттаивания использование пара в качестве теплоносителя может привести к разрушению технологических строений и нарушению экологии [3].

В связи с этим возникает необходимость создания новых технологий, позволяющих осуществить безопасное для экологии воздействие, как на мерзлый грунт, так и на продуктивный пласт. Решением данной проблемы может стать применение скважинных индукционных нагревательных систем (ИНС), к достоинствам которой можно отнести высокий КПД теплопередачи, локализацию температурного потока на определенном участке, а также возможность создание требуемого температурного поля в зоне забоя [4].

Согласно [5], колебания температуры на поверхности земли способствуют изменению температуры на небольшой глубине. Годовые колебания температуры затухают на глубине примерно равной 15 м. Этот участок называют нейтральным слоем, ниже которого температура постоянна и равномерно возрастает от действия теплового потока. Интенсивность связана с мощностью теплового потока скважины соотношением:

$$q = \lambda * \Gamma = \lambda * \frac{dT}{dx}, \quad (1)$$

где λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С); Γ – температурный градиент земли, °С/м.

Температурный градиент земли имеет различные значения в каждом из геологических районов. Из-за отсутствия данных по геотермической ступени и температурному градиенту при расчетах допускают, что температурный градиент земли $\Gamma \approx 0,03$ К/м. Термическое сопротивление пластов постоянна, а потому геотрема $T(x)$ теплового потока будет выглядеть в виде линии с наклоном, соответствующим температурному градиенту земли. Такая зависимость будет справедлива до начала эксплуатации скважины.

На примере Тазовского месторождения построим геотерму по глубине скважины в зависимости от температуры окружающей среды (рисунок 1).

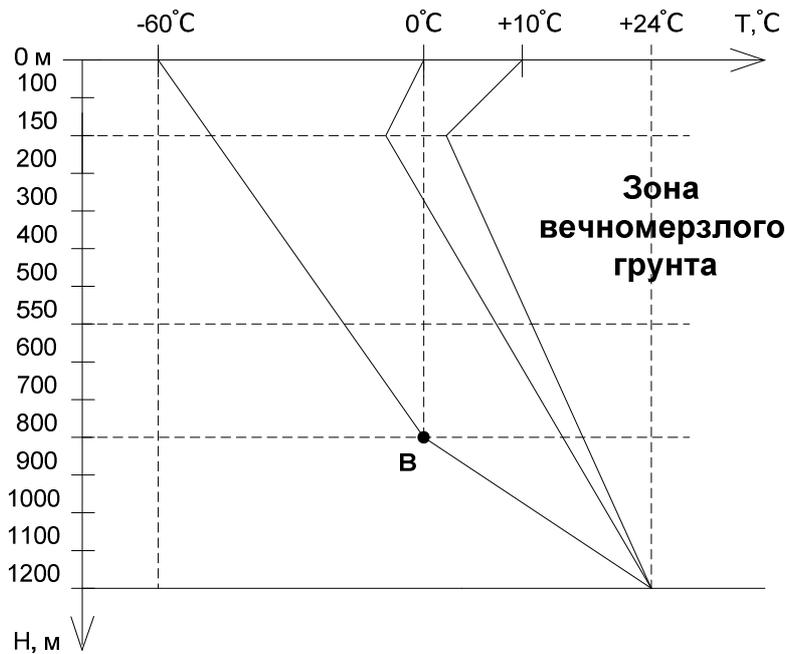


Рисунок 1 – Геотерма по глубине скважины

Изменение температуры закачиваемой жидкости ΔT зависит от изменения пластового давления. Эта зависимость называется эффектом Джоуля – Томсона и определяется формулой:

$$\Delta T = -\varepsilon * \Delta P = -\varepsilon * (P_k - P_c), \quad (2)$$

где ε – интегральный коэффициент Джоуля–Томсона (для воды $\varepsilon = 0,24 * 10^{-6}$ °C/Па); ΔP – изменение давления, Па.

Знак минус перед интегральным коэффициентом Джоуля – Томсона означает, что изменение давления приводит к повышению температуры. Согласно этому, геотерма жидкости должна сдвинуться в сторону увеличения температуры на величину ΔT .

Температура теплоносителя на входе в скважинную ИНС должна быть выше температуры кристаллизации жидкости, поскольку даже при турбулентном режиме течения жидкости образуется пристеночный слой, скорость которого минимальна и стремится к нулю. Это в свою очередь провоцирует образование кристаллов льда и уменьшение рабочего сечения насосно-компрессорных труб. В связи с чем, возникает необходимость в

определении температурного диапазона теплоносителя, поступающего на устье скважины.

Для анализа тепловых процессов воспользуемся формулой Шухова:

$$T = T_0 + (T_H - T_0) * e^{-\text{Шу}} + b * (1 - e^{-\text{Шу}}), \quad (3)$$

где T – начальная температура потока воды, К; T_0 – температура окружающей среды, К.

Коэффициент b в уравнении Шухова находится как

$$b = \frac{Gqi}{k\pi d}, \quad (4)$$

G – массовой секундный расход, кг/с; k – коэффициент теплопередачи от потока воды в окружающую среду, Вт/(м² * К); d – внутренний диаметр трубопровода, мм.

Гидравлический уклон можно найти по формуле:

$$i = \frac{\lambda w^2}{2qd}, \quad (5)$$

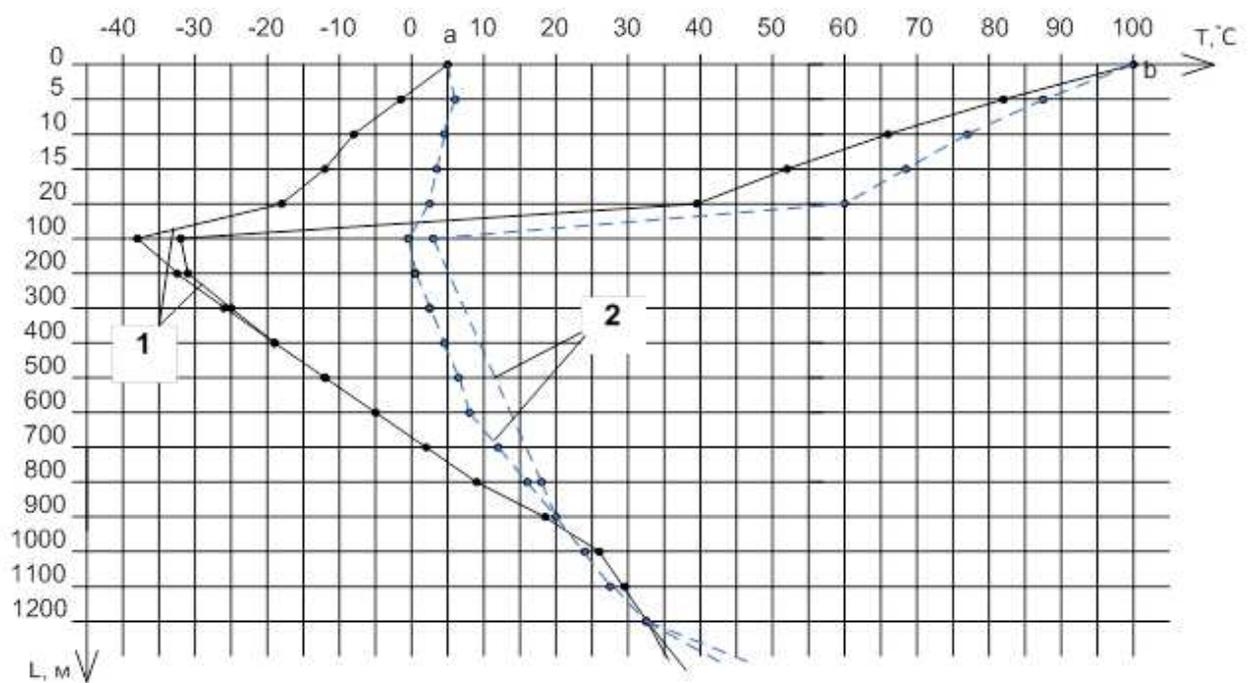
w – скорость движения воды, м/с; λ – коэффициент трения.

Коэффициент определяется формулой:

$$\text{Шу} = \frac{\pi kdL}{GC_{\rho 0}}, \quad (6)$$

$C_{\rho 0}$ – изобарная теплоемкость воды, Дж/(кг·К); L – длина трубопровода, м.

Результаты расчета приведены на диаграмме (рисунок 2). Для определения критической температуры теплоносителя T_k , график построен для наиболее неблагоприятного режима работы ($T_0 = -60$ °С) при температурах теплоносителя +5 °С (т. а, рисунок 2) и 100 °С (т. б, рисунок 2).



1 – температура окружающей среды $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$, 2 – температура окружающей среды $0\text{ }^{\circ}\text{C}$

Рисунок 2 – График работы скважины при двух режимах эксплуатации

Из графика видно, что при экстремальных условиях ($T_0 = -60\text{ }^{\circ}\text{C}$) теплоноситель будет застывать до глубины $H=100\text{ м}$. Следовательно, от устья скважины на глубину до 100 м рекомендуется использовать НКТ с тепловой изоляцией.

Подобное сочетание теплоизолированных насосно-компрессорных труб и скважинных индукционных нагревательных систем позволит снизить потери тепла при транспорте теплоносителя в зону забоя, а также снизить тепловое загрязнение окружающей среды и сохранить вечномерзлый грунт в первозданном виде.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Максutow, Р., Орлов, Г., Осипов, А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России / OILCAPITAL.RU [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: http://www.oilcapital.ru/technologies/2006/01/101226_82677.shtml
2. EHR Funds Innovative Technology Improvement Product Development Program for Heavy Oil Production in Saskatchewan, Canada // EHR Enhanced Hydrocarbon Recovery Inc. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

URL: <http://www.hydrocarbonrecovery.com/EHR/News%20PDF's/07-20--12%20EHR%20sponsors%20new%20heavy%20oil%20technology%20research.pdf>

3. Хлюпин П.А., Безряднова Е.А. Постановка задачи для математического моделирования процессов передачи тепла от теплоносителя к нефтеносному пласту / Сборник научных трудов XIV международной молодежной научной конференции «Севергеозкотех-2013»: материалы конференции ч.2. – Ухта: УГТУ, 2013 , С. 301–304.

4. Конесев С.Г., Кондратьев Э.Ю., Ризванова С.И. Система индукционного скважинного электронагрева / Сборник трудов I международной (IV всероссийской) научно-технической конференции «Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий»: материалы конференции. – Уфа, Нефтегазовое дело, 2013, С.183 –186.

5. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 200 с.