

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ разработки залежи высокопарафинистой нефти, включающий отбор нефти из добывающих скважин и закачку воды через нагнетательную горизонтальную скважину (ГС), пробуренную вертикально до кровли залежи, затем горизонтально по кровле и снова вертикально до забоя, минимальную длину горизонтальной части которой определяют из условия обеспечения нагрева закачиваемой в залежь не нагретой воды от теплообмена с горными породами до температуры несколько выше выпадения из нефти парафина, **отличающийся** тем, что горизонтальный участок нагнетательной ГС бурят змеевидным профилем с углом, аппроксимируемым прямолинейными отрезками равной длины ρ , залегающими друг относительно друга под одинаковым углом $2\phi=90^\circ$ (фиг. 1), - длина скважины от устья до забоя обеспечивает нагрев закачиваемой воды с учетом технологического резерва на 10% выше температуры насыщения нефти парафином.

2. Способ разработки залежи высокопарафинистой нефти по п. 1, **отличающийся** тем, что минимальную длину $L_{зп}$ горизонтальной части нагнетательной ГС змеевидного профиля, обеспечивающую нагрев воды с учетом технологического резерва на 10% выше температуры насыщения нефти парафином t_0 , определяют по формуле (3)

$$L_{зп} = \frac{1}{\beta_0} \ln \frac{\Theta_1 + \Gamma_N H - t_{\text{ву скв}}}{\Theta_1 + \Gamma_N H - 1,1 t_0}, \text{ м};$$

длину горизонтального участка нагнетательной ГС змеевидного профиля L определяют из соотношения (7)

$$L = L_{зп} / \psi_{зп}, \text{ м},$$

где $L_{зп}$ -длина горизонтального участка нагнетательной ГС змеевидного профиля, м; β_0 -показатель теплопередачи, 1/м; t_0 -температуры насыщения нефти парафином, °С; H -глубина кровли залежи, м; $t_{\text{ву скв}}$ -температура воды на входе в горизонтальный участок нагнетательной ГС, °С, определяют по формуле (4)

$$t_{\text{ву скв}} = \Theta_0 + \frac{\Gamma_N}{\beta_0} (\beta_0 H - 1) + \left(t_y - \Theta_0 + \frac{\Gamma_N}{\beta_0} \right) \exp(-\beta_0 H), \text{ } ^\circ\text{C},$$

где β_0 -показатель теплопередачи, 1/м, определяют по формуле (5)

$$\beta_0 = \frac{2\pi\lambda_n}{Q_{\text{вв}} c_{\text{рв}} \rho_n \ln \frac{2\sqrt{a_n T}}{d_{\text{ву скв}}}}$$

где t_y -температура воды на устье нагнетательной ГС, °С; Θ_0 -температура нейтрального слоя Земли, приведенная к устью скважины, °С; Γ_N -планетарный геотермальный градиент Земли, °С/м; H -глубина кровли залежи, м; Γ_n -планетарный геотермальный градиент Земли, °С/м; T -время стабилизации температуры закачиваемой не нагретой воды на забое, °С; t_0 -температура насыщения нефти парафином, °С; Θ_1 -температура нейтрального слоя Земли, приведенная к глубине кровли залежи H , °С, определяют по формуле (6)

$$\Theta_1 = \Theta_0 + \Gamma_N H, \text{ } ^\circ\text{C},$$

Где λ_n -средний коэффициент теплопроводности окружающих скважину горных пород, Вт/(м°С); $Q_{\text{вв}}$ -расход закачиваемой воды, м³/с, принимают по проектным или фактическим данным; $c_{\text{рв}} \rho_n$ -объемная удельная теплоемкость закачиваемой воды, Дж/(кг°С); a_n -средний коэффициент температуропроводности окружающих скважину горных пород, м²/с; $d_{\text{ву скв}}$ - диаметр вертикального участка скважины, м; t_0 -температура насыщения нефти парафином, °С, принимают по исходным данным.

3. Способ разработки залежи высокопарафинистой нефти по п. 1, **отличающийся** тем, что на карте месторождения, с нанесенными на ней в соответствии с Проектом разработки забоями добывающих и нагнетательных скважин, от забоя нагнетательной скважины в направлении забоя соседней нагнетательной скважины отмеряется отрезок, длиной $L=L_{зп}/1,57$, определенный из соотношения (7), в конце которого размещают устье нагнетательной ГС, определив таким образом местонахождение устья нагнетательной ГС, производят соответствующие подготовительные операции, и осуществляют бурение вертикально до кровли залежи, змеевидным профилем горизонтальной части ствола скважины по кровле залежи с углом, аппроксимируемым прямолинейными отрезками равной длины ρ , залегающими друг относительно друга под одинаковым углом $2\phi=90^\circ$ до местонахождения забоя на расстоянии $L=L_{зп}/1,57$ от горизонтального ствола нагнетательной ГС, и снова вертикально с входом в залежь и вскрытием всей толщи продуктивного пласта.

4. Способ разработки залежи высокопарафинистой нефти по п. 1, **отличающийся** тем, что по завершению буровых работ производят контрольные замеры конструкции нагнетательной ГС, и если они соответствуют проектным решениям и расчетам, то приступают к закачке в нагнетательную ГС не нагретой воды, осуществляют замеры параметров процесса, и если эти параметры соответствуют проектным решениям и расчетам, то аналогичные работы проводят на остальных нагнетательных скважинах Проекта разработки, в каждом случае конструкцию и параметры процесса закачки воды в нагнетательную ГС проверяют на соответствие проектным решениям и расчетам, внося в производство работ, при необходимости, соответствующие коррективы.