

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **047922**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2024.09.27

(51) Int. Cl. **E21B 49/00** (2006.01)
G01N 15/08 (2006.01)

(21) Номер заявки
202392468

(22) Дата подачи заявки
2023.09.19

(54) **СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГИДРОПРОВОДНОСТИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ**

(43) **2024.09.25**

(56) EA-B1-024788
EA-B1-030391
EA-A1-201650082
EA-A1-202200062
NO-20221381

(96) **2023/024 (AZ) 2023.09.19**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ИНСТИТУТ СИСТЕМ
УПРАВЛЕНИЯ МНО АР (AZ)**

(72) Изобретатель:
**Рзаев Аббас Гейдар оглы, Асадова
Рена Шариф кызы (AZ)**

(57) Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности к гидродинамическим методам исследования скважины и может быть использовано в определении параметров пласта-коллектора. Сущность изобретения состоит в том, что при непрерывной работе скважины периодически осуществляют отбор нефтяной эмульсии и сепарацию нефти от сопутствующих воды и газа, определяют мощность пласта и вязкость нефти, измеряют давление в верхней и нижней частях емкости с отсепарированной нефтью, определяют плотность нефти и строят кривую экспоненциальной зависимости коэффициента проницаемости K_0 (по керну) от плотности нефти, по которой методом касательной находят характеризующую плотность ρ_x , определяют абсолютную проницаемость K_ϕ и динамическую вязкость μ_n нефти и рассчитывают коэффициент гидропроводности по формуле:

$$\xi = \frac{h\bar{K}_\phi}{\mu_n} = \frac{hK_0 \exp\left(-\frac{\rho}{\rho_x}\right)}{a + \left(\frac{\rho-b}{\rho_x-b}\right)^2},$$

Сущность изобретения состоит также и в устройстве, реализующем заявляемый способ. Технический эффект от изобретения состоит в том, что он позволяет измерять гидропроводность нефтяного пласта без остановки работы скважины. Результаты полученных расчетов показывают, что предлагаемый способ реально отражает процессы фильтрации в нефтяном пласте.

B1**047922****047922****B1**

Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности к гидродинамическим методам исследования скважины, и может быть использовано в определении параметров пласта-коллектора.

Известен способ определения гидропроводности нефтяного пласта (1), заключающийся в использовании нелинейного закона фильтрации в ходе нестационарного перераспределения давления в пласте и изменения упругого запаса пласта и флюида, связанных с пуском или остановкой скважины, изменением режимов ее работы. При этом в ходе неустановившейся фильтрации в пласте коэффициент гидропроводности изменяется с изменением градиента давления на стенке скважины и депрессии пласта. В данном способе решают задачу определения гидропроводности пласта (ГП) по кривой восстановления забойного давления до пластового (КВД) при продолжающемся притоке жидкости после ее остановки. Условный размер возмущений области пласта от остановки скважины определяется в зависимости от логарифма функции влияния притока жидкости в скважину на распространение в пласте фронта возмущения, который имеет полиномиальную форму 6-й степени. Недостатком данного способа является то, что в нем не показано как определяется ГП по КВД.

Известен способ (2) определения физических параметров пласта, в частности ГП, включающий отслеживание скорости восстановления забойного давления (P_3) до пластового (P_n) во время неустановившегося режима работы скважины после ее остановки, или снижение P_3 после пуска скважины в эксплуатацию. Способ включает запись изменения P_3 через равные промежутки времени, и в соответствии с этими данными, строят КВД в полулогарифмических координатах в виде графической зависимости приращения забойного давления $\Delta P_3 = P_3(t) - P_0$ от логарифма времени исследования, где $P_3(t)$, P_0 - соответственно текущее значение P_3 и значение P_3 перед остановкой скважины от логарифма времени ($\ln t$) с использованием метода касательных или трех точек. При этом восстановление давления на забое остановленной скважины, эксплуатирующейся перед остановкой с постоянным дебитом, описывается методом Хорнера по следующей формуле:

$$P_3 = P^* - \eta \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$$

где P_3 - забойное давление за время работы скважины, бар;

P^* - кажущееся давление, определяемое путем экстраполяции прямолинейного участка P_3 от $\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$ до момента $t_p + \Delta t$, бар;

η - наклон прямолинейного участка графика изменения давления в полулогарифмических координатах, бар/log, цикл;

t_p - эквивалентное время добычи нефти перед закрытием скважины;

Δt - текущее время исследования, час.

Определив значение проницаемости K_ϕ в зависимости от забойного давления во время работы скважины P_3 , рассчитывают значение гидропроводности нефтяного пласта по известной зависимости (3):

$$\xi = \frac{hK_\phi}{\mu_n}$$

где K_ϕ , h - соответственно абсолютная проницаемости, мкм², и мощность пласта, м;

μ_n - вязкость нефти, сП.

Недостатком данного способа является то, что в большинстве случаев, особенно для малodeбитных скважин, прямолинейный участок на конечной (асимптотической) части КВД отсутствует и восстановление давления является неполным. Это подтверждается экспериментальными работами, приведенными в источнике (3) в координатах $\Delta P - \ln(t)$, где на полулогарифмической КВД выпрямляется только некоторый участок, причем выпрямление носит субъективный характер. Кроме того, используя для получения характеристик пласта только прямолинейный участок КВД невозможно учесть влияние объема ствола скважины на процесс восстановления забойного давления до пластового, что дает ошибочные значения ΔP , а малые 1%-ные ошибки в определении ΔP в асимптотической (конечной) зоне приводят к значительным ошибкам в определении ГП.

Наиболее близким к заявляемому решению является известный способ определения гидропроводности пласта (4), включающий остановку скважины, измерение мощности нефтяного пласта и вязкости нефти, отслеживание скорости восстановления забойного давления через равные интервалы времени при неустановившемся режиме фильтрации после остановки скважины, строят кривую восстановления забойного давления в полулогарифмических координатах, которая описывается следующей формулой

$$P_3(t) = P_k - (P_k - P_0) \exp(-m(\ln t)^{n+1})$$

с последующим расчетом гидропроводности пласта по известной формуле:

$$\xi = \frac{hK_\phi}{\mu_n} .$$

Способ позволяет с погрешностью не более 4,0% определить ГП пласта. Основным недостатком данного способа, как и предыдущих способов, является то, что для определения ГП на определенный срок (10-15 суток) скважина останавливается, что с экономической и технической точек зрения нецелесообразно.

Задачей изобретения является разработка нового способа определения ГП без остановки работы скважин и создание устройства, реализующего заявляемый способ.

Сущность изобретения состоит в том, что при непрерывной работе скважины периодически осуществляют отбор пластового флюида и сепарацию нефти от сопутствующих воды и газа, определяют мощность пласта и вязкость нефти, измеряют перепад давления в точках между верхней и нижней частями емкости с отсепарированной нефтью, определяют плотность нефти и строят кривую экспоненциальной зависимости коэффициента проницаемости K_0 (по керну) от плотности нефти, по которой методом касательной находят характеризующую плотность ρ_x , определяют абсолютную проницаемость K_ϕ и динамическую вязкость μ_n нефти и рассчитывают коэффициент гидропроводности по формуле:

$$\xi = \frac{hK_\phi}{\mu_n} = \frac{hK_0 \exp\left(-\frac{\rho}{\rho_x}\right)}{a + \left(\frac{\rho-b}{\rho_x-b}\right)^2},$$

$$\rho = \frac{\Delta P}{h^* g}$$

где ξ - гидропроводность пласта, сП;

h - мощность (толщина) пласта, м;

a, b - коэффициенты соответствия, которые определяется экспериментально;

h^* - расстояние между датчиками 3 и 4, м;

g - ускорение свободного падения, м²/с;

ΔP - перепад давлений между датчиками 3 и 4, Па;

K_0 - значение коэффициента проницаемости в начальной период эксплуатации, определяемое по керну;

ρ - плотность нефти, кг/м³;

ρ_x - характеризующая плотность, определяемая использованием метода касательных к кривой экспоненциальной зависимости (K_ϕ) от ρ ;

$$K_\phi = K_0 \exp\left(\frac{\rho}{\rho_x}\right)$$

$$\mu_n = a + \left(\frac{\rho-b}{\rho_x-b}\right)^2$$

$$\rho = \frac{\Delta P}{gh^*}$$

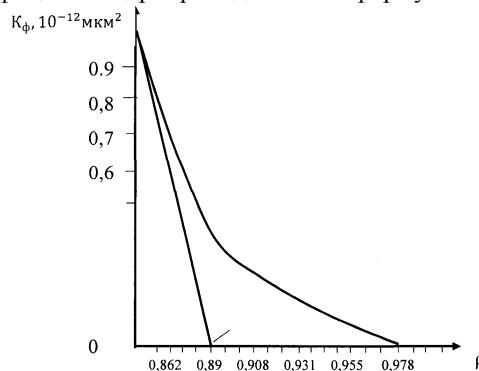
Сопоставительный анализ заявляемого изобретения показал, что оно отличается от известных способов тем, что способ основан на совершенно новом подходе гидродинамического исследования нефтяного пласта, используя выявленную зависимость коэффициента проницаемости и вязкости нефти от плотности.

Способ осуществляется следующим образом

При непрерывной работе скважины периодически проводят отбор (небольшой объем) пластового флюида и осуществляют сепарацию нефти от сопутствующих воды и газа. Отсепарированную нефть направляют в специальную емкость, на нижней и верхней частях которой установлены датчики давления для получения значения ΔP , здесь определяют вязкость нефти:

$$\mu_n = a + \left(\frac{\rho-b}{\rho_x-b}\right)^2$$

и плотность нефти по формуле $\rho = \frac{\Delta P}{gh^*}$. Строят кривую экспоненциальной зависимости коэффициента проницаемости K_0 (по керну) от плотности нефти (фиг. 1), по которой методом касательной находят характеризующую плотность ρ_x , определяют абсолютную проницаемость K_ϕ и динамическую вязкость μ_n нефти и рассчитывают коэффициент гидропроводности по формуле:



$$\xi = \frac{hK_{\phi}}{\mu_n} = \frac{hK_0 \exp\left(-\frac{\rho}{\rho_x}\right)}{a + \left(\frac{\rho-b}{\rho_x-b}\right)^2}.$$

Для реализации заявляемого способа было разработано принципиально новое устройство, которое состоит из пробоотборника, расположенного на выкидной линии нефтяной скважины, и последовательно соединенных: сепаратора, емкости для отсепарированной нефти с двумя датчиками давления, расположенными в нижней и верхней частях емкости преобразователей, и блока регистрации и индикации, принципиальная схема которого представлена на фиг. 2.

Устройство содержит: 1 - пробоотборник; 2 - сепаратор; 3 и 4 - соответственно датчики давления; 5 - емкость для нефти; 6 и 6' - преобразователи; 7 - блок индикации.

Устройство работает следующим образом: пластовая флюида (нефть вода и газ) с выкидной линии 8 добывающей скважины 9 через пробоотборник 1 определенной порцией поступает в сепаратор 2, где отделяют воду и газ и отводят по линиям 10 и 11, а отделившуюся нефть с выхода сепаратора подают в специальную емкость 5 для определения ее плотности. Измеренные значения ρ_1 и ρ_2 через дифманометр поступают в блок индикации 7, где по заявляемым формулам рассчитывается гидропроводность пласта - коллектора.

Техническим эффектом заявляемого изобретения является то, что сведения о гидропроводности пласта, можно получить в любое время без остановки работы скважины.

Пример: $\alpha = 21,2$; $b = 0,886$; $\rho = 0,91$; $K_0 = 1 \times 10^{-12}$ мкм²; $\rho_x = 0,89$; $h = 10$ м.

$$\xi = \frac{hK_{\phi}}{\mu_n} = \frac{hK_0 \exp\left(-\frac{\rho}{\rho_x}\right)}{a \exp(bD)} = \frac{10 \cdot 10^{-12} \exp(1,022)}{21,2 + \left(\frac{\rho - 0,886}{0,00407}\right)^2} = \frac{10 \cdot 10^{-12} \text{ м}^3 \cdot 0,36 \cdot 1,028}{27,1 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}} = 127 \frac{10^{-12} \text{ м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}} = 1,27 \frac{D^*}{\text{сП}}$$

где $D^* = 10^{-12} \text{ м}^2$ - Дарси; сП - сантипуаз, Па·с - Паскаль-секунда.

Результаты полученных расчетов показывают, что предлагаемый способ реально отражает процессы фильтрации в нефтяном пласте.

Литература

1. Пат. РФ № 2301886, 17.08.2006 "Способ определения гидропроводности пласта".
2. Роберт Эрлагер "Гидродинамические методы исследования скважин". Москва-Ижевск, 2006, 512 с.
3. В.М. Муравьев "Эксплуатация нефтяных и газовых скважин", Недра, 1978, с. 184-186.
4. Евразийская заявка 201400794(13) А1, Е21, В 49/00, бюллетень Евразийской патентной организации 10.2015.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ определения гидропроводности нефтяного пласта, в котором при непрерывной работе скважины периодически осуществляют обор пластового флюида и сепарацию нефти от сопутствующих воды и газа, определяют мощность пласта, давление в верхней и нижней частях емкости с отсепарированной нефтью и вязкость нефти, определяют плотность нефти, строят кривую экспоненциальной зависимости коэффициента проницаемости K_0 (по керну) от плотности нефти, по которой методом касательной находят характеризующую плотность ρ_x , определяют абсолютную проницаемость K_{ϕ} и динамическую вязкость μ_n нефти и рассчитывают коэффициент гидропроводности по формуле:

$$\xi = \frac{hK_0 \exp\left(-\frac{\rho}{\rho_x}\right)}{a + \left(\frac{\rho-b}{\rho_x-b}\right)^2},$$

$$\rho = \frac{\Delta P}{h^* g}$$

где ξ - гидропроводность пласта, сП;

h - мощность (толщина) пласта, м;

a, b - коэффициенты соответствия, которые определяются экспериментально;

h^* - расстояние между датчиками 3 и 4, м;

g - ускорение свободного падения, м²/с;

ΔP - перепад давлений между датчиками 3 и 4, Па;

K_0 - значение коэффициента проницаемости в начальной период эксплуатации, определяемое по керну;

ρ - плотность нефти, кг/м³;

ρ_x - характеризующая плотность, определяемая использованием метода касательных к кривой экспоненциальной зависимости (K_{ϕ}) от ρ ;

$$K_{\phi} = K_0 \exp\left(\frac{\rho}{\rho_x}\right)$$

$$\mu_H = a + \left(\frac{\rho-b}{\rho_x-b}\right)^2$$

$$\rho = \frac{\Delta P}{gh^*} .$$

