

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **042424**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента  
**2023.02.13**

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

(21) Номер заявки  
**202200062**

(22) Дата подачи заявки  
**2021.11.16**

---

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

---

(43) **2023.02.09**

(56) EA-A1-201650082  
EA-A1-201400794  
RU-C1-2301886  
US-A1-20150233233

(96) **2021/029 (AZ) 2021.11.16**

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

(72) Изобретатель:  
**Алиев Тельман Аббас оглы, Рзаев  
Аббас Гейдар оглы, Асадова Рена  
Шариф кызы, Курбанов Зафар  
Газанфар оглы, Искендерова Айгюн  
Тофик кызы (AZ)**

---

(57) Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности к гидродинамическим методам исследования скважины и может быть использовано в определении параметров пласта-коллектора. Способ включает определение значения коэффициента проницаемости пласта  $K_{\phi}$  в зависимости от забойного давления во время работы скважины, мощности пласта и вязкости нефти. Технический эффект от заявляемого изобретения состоит в том, что он позволяет измерять гидропроводность нефтяного пласта без остановки работы скважины.

**042424**  
**B1**

**042424**  
**B1**

**042424**

**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 определения гидропроводности пласта (2), включающий остановку скважины при нижнем положении плунжера станка-качалки, отслеживание скорости восстановления забойного давления через равные интервалы времени при неустановившемся режиме фильтрации после остановки скважины, построение кривой восстановления забойного давления до пластового в полулогарифмических координатах, которая описывается следующей формулой

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

где  $P_k$  - давление в контуре питания пласта; с последующим расчетом гидропроводности по известной формуле (1).

Способ позволяет определять ГП с высокой точностью, но основным недостатком данного способа, является то, что для определения ГП скважина останавливается на определенный срок (10-15 суток), что с экономической и технической точки зрения нецелесообразно.

Известен способ (3) определения ГП, при котором измеряют изменение забойного давления после остановки или пуска скважины, определяют значение коэффициента проницаемости пласта  $K_\phi$  в зависимости от забойного давления во время работы скважины, измеряют мощность пласта ( $h$ ) и вязкость нефти ( $\mu_n$ ), строят кривую восстановления забойного давления (КВД) в полулогарифмических координатах и рассчитывают значение гидропроводности нефтяного пласта по известной формуле

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

Недостатком данного способа является то, что в большинстве случаев, особенно для малодебитных скважин, из-за ограниченной возможности математического аппарата, использованного в способе для определения гидродинамических (фильтрационных) характеристик пласта-коллектора по КВД, данный способ приводит к значительным ошибкам в определении ГП. И, кроме того, использование данного способа также возможно только при остановке работы скважины.

Наиболее близким к заявляемому изобретению является способ определения гидропроводности пласта (4) состоящий в том, что определяют значение коэффициента проницаемости пласта  $K_\phi$  в зависимости от забойного давления во время работы скважины, измеряют мощность пласта и вязкость нефти. Осуществляют пробный отбор нефтяной жидкости, подвергают ее сепарации от сопутствующих воды и газа и измеряют интенсивность падающего и прошедшего через слой отсепарированной нефти инфракрасного излучения. Вычисляют оптическую плотность нефти, определяют экспоненциальную зависимость коэффициента проницаемости от оптической плотности  $D$ , определяют абсолютную проницаемость  $K_\phi$  и динамическую вязкость  $\mu_n$  нефти, находят характеризующую оптическую плотность  $D_x$  и рассчитывают значение гидропроводности нефтяного пласта по формуле

$$\xi = \frac{hK_\phi}{\mu_n} = \frac{c \cdot hK_0 \exp\left(-\frac{D}{D_x}\right) \overline{\text{grad } P}}{\alpha \exp(bD)}$$

где  $\xi$  - гидропроводность пласта, сП;

$h$  - мощность (толщина) пласта, м;

$a, b, c$  - коэффициенты соответствия, которые определяются экспериментально;

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

$D_x$  - характеризующая оптическая плотность, определяемая методом касательных к кривой экспоненциальной зависимости ( $K_\phi$ ) от  $D$ ;

$\overline{\text{grad } P}$  - градиент давления, определяемый с учетом депрессии пласта и расстояния от контура питания до устья скважины.

Недостаток данного способа состоит в том, что в нем  $\xi$  - ГП определяется с использованием  $\overline{\text{grad } P}$  - параметр, численное значение которого определяется только косвенно по кривой экспоненциальной зависимости, что создает определенные сложности в определении  $\xi$ .

Задача изобретения состоит в способе определения ГП в режиме работы скважины, упрощения процедуры определения зависимости гидропроводности от депрессии на пласт в добывающей скважине.

Сущность заявляемого изобретения состоит в способе определения гидропроводности нефтяного пласта, при котором осуществляют пробный отбор нефтяной жидкости, подвергают ее сепарации от сопутствующих воды и газа и измеряют интенсивность падающего  $J_0$  и прошедшего  $J$  через слой отсепарированной нефти инфракрасного излучения. Вычисляют оптическую плотность нефти, строят кривую экспоненциальной зависимости коэффициента проницаемости от оптической плотности  $D$ , определяют абсолютную проницаемость  $K_\phi$  и динамическую вязкость  $\mu_n$  нефти находят характеризующую оптическую плотность  $D_x$ , дополнительно измеряют давление в устьях обсадной колонны добывающей и нагнетательной скважины и рассчитывают гидропроводность пласта по формулам:

$$\xi = \frac{c \cdot h K_0 \exp\left(-\frac{D}{D_x}\right) \frac{\Delta P}{l}}{\alpha \exp(bD)}$$

$$\Delta P = P_3^H - P_3^A$$

$$P_3^H = \rho_v g \left( H + \frac{1}{2} h \right) + P_y^H$$

$$P_3 = \rho_{ж} g H_{ж} + P_y^A$$

где  $\xi$  - гидропроводность пласта,  $m^3/Па \cdot c$ ;

$h$  - мощность (толщина) пласта, м;

$a, b, c$  - коэффициент соответствия, который определяется экспериментально;

$K_0$  - значение коэффициента проницаемости в начальный период эксплуатации, определяемое по керну,  $m^2$ ;

$D_x$  - характеризующая оптическая плотность, определяемая методом касательной к кривой экспоненциальной зависимости ( $K_\phi$ ) от  $D$ ;

$\Delta P$  - перепад давления, определяемый, как разница между забойными давлениями нагнетательной и добывающей скважины, Па;

$P_3^H, P_3^A$  - соответственно забойные давление нагнетательной и добывающей скважины, Па;

$P_y^H, P_y^A$  - давление на устьях обсадной колонны (ОК) нагнетательной и добывающей скважины, Па;

$\rho_v, \rho_{ж}$  - плотность воды, и нефтяной (пластовой) жидкости,  $kg/m^3$ ;

$h, H$  - высота перфорационной зоны и высота от устья до перфорационной зоны ОК нагнетательной скважины, м;

$g$  - ускорение свободного падения,  $kg/c^2$ ;

$l$  - расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной.

Заявляемое изобретение отличается от прототипа тем, что дополнительно измеряют давление в устьях обсадной колонны добывающей и нагнетательной скважины. Авторами изобретения было установлено, что градиент давления может быть определен соотношением значения измеренного перепада давления ( $\Delta P$ ) между двумя точками, расположенными в устье нагнетательной и добывающей скважины к расстоянию между этими точками ( $L$ )  $\text{grad } P = \Delta P/L$ .

Способ осуществляется следующим образом.

Осуществляют пробный отбор нефтяной жидкости в емкость и подвергают ее сепарации от сопутствующих воды и газа. Измеряют интенсивность падающего инфракрасного излучения  $J_0$  и излучения  $J$ , прошедшего через сосуд с нефтью, рассчитывают оптическую плотность ( $D$ ) светопоглощающей среды (нефти), по известной формуле  $D = \lg(J_0/J)$  строят кривую экспоненциальной зависимости (фиг. 1) коэффициента проницаемости в начальный момент времени  $K_0$  от оптической плотности  $D$ , по которой методом касательной находят характеризующую оптическую плотность  $D_x$ , определяют абсолютную проницаемость  $K_\phi$  и динамическую вязкость  $\mu_n$  нефти по формулам

$$K_\phi = K_0 \exp\left(-\frac{D}{D_x}\right);$$

$$\mu_n = \alpha \exp(bD);$$

по известной формуле определения гидропроводности пласта

$$\xi = \frac{h K_\phi}{\mu_n};$$

и с учетом полученных значений абсолютной проницаемости  $K_\phi$  и динамической вязкости  $\mu_n$  нефти измеренных значений забойного давления нагнетательной  $P_3^H$  в добывающей  $P_3^A$  скважин рассчитывают гидропроводность пласта по заявленным формулам.

Для реализации указанного способа используется несколько модернизированное известное (4) устройство, в котором дополнительно установлены датчики давления в устьях обсадной колонны добываю-

щей и нагнетательной скважин. Принципиальная блок-схема заявляемого устройства представлена на фиг. 2.

Устройство содержит: пробоотборник - 1 расположенный на выкидной линии скважины, и последовательно связанные с ним сепаратор - 2 для отделения нефти от сопутствующей воды и газа и емкость - 5 для отсепарированной нефти. По обе стороны емкости с нефтью расположены источник и приемник инфракрасного излучения - 3 и 4, соответственно; преобразователи сигналов -6 и 6' инфракрасного излучения, выходы которых соединены с блоком управления и индикации- 7. Датчики давления - 14 и 18, с соответствующими преобразователями - 17 и 19, установленные в устьях добывающей и нагнетательной скважин; датчик уровня жидкости - 14 с преобразователем -15, установленный в обсадной колонне добывающей скважины. Выходы датчиков соединены с БУИ, где по измеренным и вычисленным параметрам определяют гидропроводность пласта-коллектора и отображают на индикаторе.

В устройстве используются стандартные и известные приборы, типа:

источник инфракрасного излучения - TSAL6100;

приемник инфракрасного излучения - TSOP1738;

блок усиления сигналов - AD7787;

микропроцессор - АТМЕГА или PIC 16F877;

индикатор - АЛ304;

шлейф - плоский ленточный кабель FRC 1-09-31;

браслет - пластиковый.

Частота источника TSAL6100 - до 300 кГц.

Частота приемника TSOP1738 - 38 кГц (несущая частота).

Пример реализации способа:  $a=11,09$ ;  $b=1,4208$ ;  $D=1$ ;  $K_0=1 \cdot 10^{-12}$  мкм<sup>2</sup>;  $D_x=0,5$ ;  $h=10$  м;

$\frac{\Delta P}{l}$

$l = 1,2$  Па;  $c=5,18$

$$\xi = \frac{hK_\phi}{\mu_n} = \frac{c \cdot hK_0 \exp\left(-\frac{D}{D_x}\right) \frac{\Delta P}{l}}{\alpha \exp(bD)} = \frac{5,18 \cdot 10 \cdot 10^{-12} \exp(-2) \cdot 1,2}{11,09 \cdot \exp(1,421 D)}$$

$$= \frac{5,18 \cdot 0,135 \cdot 10^{-12} \text{ м}^3 \cdot 1,2}{15,21 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}} = 55,56 \frac{10^{-12} \text{ м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}} = 5,556 \frac{D^* \cdot \text{см}}{\text{сП}}$$

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

Технический эффект заявляемого изобретения состоит в усовершенствовании ранее заявленного способа гидродинамического исследования нефтяного пласта, при котором используют выявленную зависимость коэффициента проницаемости и вязкости нефти от оптической плотности под воздействием на нефть инфракрасного излучения, состоящий в упрощении процедуры определения зависимости гидропроводности от депрессии на пласт в добывающей скважине. Способ позволяет измерять гидропроводность нефтяного пласта без остановки работы скважины. Результаты полученных расчетов показывают, что предлагаемый способ реально отражает процессы фильтрации в нефтяном пласте.

#### Литература

- 1) Патент РФ № 2301886, 17.08.2006, "Способ определения гидропроводности пласта".
- 2) Евразийская заявка № 201400794, 10.2015, "Способ определения гидропроводности пласта".
- 3) Роберт Эрлагер "Гидродинамические методы исследования скважин". Москва-Ижевск, 2006, 512.
- 4) Евразийская заявка № 030391, 31.07.2008 г. "Способ определения гидропроводности нефтяного пласта и устройство для его осуществления", (Алиев Т.А., Рзаев Аб.Г., Расулов С.Р., Келбалиев Г.И.).

#### ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ определения гидропроводности нефтяного пласта, при котором осуществляют пробный отбор нефтяной жидкости, подвергают ее сепарации от сопутствующих воды и газа и измеряют интенсивность падающего  $J_0$  и прошедшего  $J$  через слой отсепарированной нефти инфракрасного излучения, вычисляют оптическую плотность нефти, строят кривую экспоненциальной зависимости коэффициента проницаемости от оптической плотности  $D$ , определяют абсолютную проницаемость  $K_\phi$  и динамическую вязкость  $\mu_n$  нефти, находят характеризующую оптическую плотность  $D_x$ , отличающийся тем, что дополнительно измеряют давление в устьях обсадной колонны нагнетательной и добывающей скважины и рассчитывают гидропроводность пласта по формулам:

$$\xi = \frac{c \cdot h K_0 \exp\left(-\frac{D}{D_x}\right) \frac{\Delta P}{l}}{\alpha \exp(bD)}$$

$$\Delta P = P_3^H - P_3^A$$

$$P_3^H = \rho_v g \left( H + \frac{1}{2} h \right) + P_y^H$$

$$P_3 = \rho_{ж} g H_{ж} + P_y^A$$

где  $\xi$  - гидропроводность пласта, м<sup>3</sup>/Па·с;

$h$  - мощность (толщина) пласта, м;

$a, b, c$  - коэффициент соответствия, который определяется экспериментально;

$K_0$  - значение коэффициента проницаемости в начальный период эксплуатации, определяемое по керну, м<sup>2</sup>;

$D_x$  - характеризующая оптическая плотность, определяемая методом касательной к кривой экспоненциальной зависимости ( $K_{\phi}$ ) от  $D$ ;

$\Delta P$  - перепад давления, определяемый, как разница между забойными давлениями нагнетательной и добывающей скважины, Па;

$P_3^H, P_3^A$  - соответственно забойные давления нагнетательной и добывающей скважины, Па;

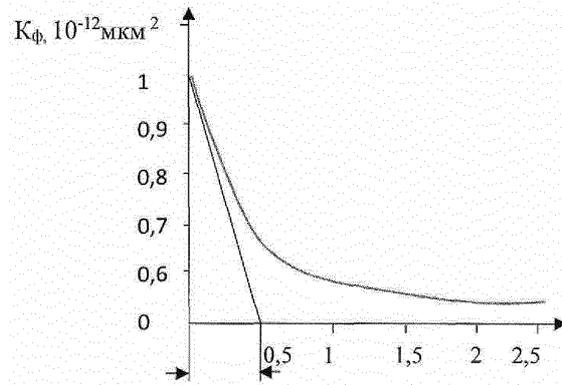
$P_y^H, P_y^A$  - давление на устьях обсадной колонны (ОК) нагнетательной и добывающей скважины, Па;

$\rho_v, \rho_{ж}$  - плотность воды и нефтяной (пластовой) жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

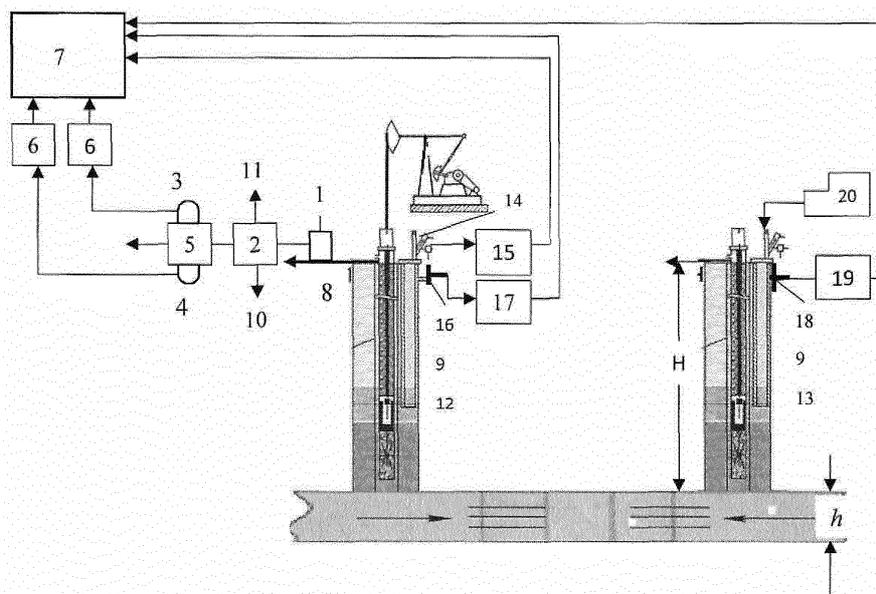
$h, H$  - высота перфорационной зоны и высота от устья до перфорационной зоны ОК нагнетательной скважины, м;

$g$  - ускорение свободного падения, кг/с<sup>2</sup>;

$l$  - расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной.



Фиг. 1



Фиг. 2