



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**

(21)(22) Заявка: 2012155806/03, 24.12.2012

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
24.12.2012

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 24.12.2012

(43) Дата публикации заявки: 27.06.2014 Бюл. № 18

(45) Опубликовано: 10.12.2014 Бюл. № 34

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2249108 C1, 27.03.2005 . RU 2143557 C1, 27.12.1999. RU 2179637 C1, 20.02.2002 . RU 2382197 C1, 20.02.2010 . SU 1789017 A3, 15.01.1993 . RU 2455482 C2, 30.09.2010 . US 20110087471 A1, 14.04.2011

Адрес для переписки:

119285, Москва, ул. Пудовкина, 13, ООО  
"Технологическая Компания Шлюмберже", В.Н.  
Архиповой

(72) Автор(ы):

**Спесивцев Павел Евгеньевич (RU),  
Шако Валерий Васильевич (RU),  
Тевени Бертран (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

**Шлюмберже Текнолоджи Б.В. (NL)**

**(54) СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ЗАБОЯ И ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к области заканчивания и испытания скважин в нефтегазовой промышленности и предназначено для расчета параметров забоя и призабойной зоны скважины. Технический результат заключается в обеспечении возможности определения параметров забоя и призабойной зоны во время спуско-подъемных операций с последующим расчетом притока/оттока жидкости на забое и вычислением скин-фактора, проницаемости или мощности коллектора. Способ, в котором в процессе перемещения

колонны труб в скважине осуществляют измерения давления двумя датчиками, один из которых установлен над пакером, а второй - ниже пакера. По результатам измерения давления определяют плотность флюида и определяют динамическое забойное давление в зависимости от плотности флюида, постоянной силы тяжести, заданной скорости перемещения колонны бурильных труб, площади поперечного сечения колонны бурильных труб, пластового давления, коэффициента продуктивности скважины. 12. з.п. ф-лы, 5 ил.



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(21)(22) Application: **2012155806/03, 24.12.2012**(24) Effective date for property rights:  
**24.12.2012**

Priority:

(22) Date of filing: **24.12.2012**(43) Application published: **27.06.2014** Bull. № 18(45) Date of publication: **10.12.2014** Bull. № 34

Mail address:

119285, Moskva, ul. Pudovkina, 13, OOO  
"Tekhnologicheskaja Kompanija Shljumberzhe",  
V.N. Arkhipovoj

(72) Inventor(s):

**Theuveny Bertrand (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Schlumberger Technology B.V. (NL)**(54) **METHOD FOR DETERMINATION OF PARAMETERS FOR WELL BOTTOMHOLE AND BOTTOMHOLE AREA**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention is related to the area of wells completion and testing in oil industry and intended for calculation of parameters for the well bottomhole and bottomhole area. The method where in process of string movement in the well pressure is measured by two sensors, at that one sensor is installed over the packer while the second one is installed below the packer. According to results of pressure measurement fluid density is determined and then flowing bottomhole

pressure is determined on the basis of fluid density, gravity constant, preset rate of drilling string motion, cross-sectional area of the drilling string, formation pressure, and productivity index of the well.

EFFECT: potential determination of parameters for the well bottomhole and bottomhole area during round-trip operations with further calculation of liquid influx/reflux at the bottomhole and calculation of skin factor, permeability or thickness of the reservoir.

13 cl, 5 dwg

RU 2 535 324 C 2

RU 2 535 324 C 2

Изобретение относится к области заканчивания и испытания скважин в нефтегазовой промышленности и предназначено для расчета параметров забоя и призабойной зоны скважины, таких как, например, скин-фактор, проницаемость, мощность коллектора, забойное давление и отток или приток в рассматриваемую зону.

5 Из уровня техники известны различные способы определения параметров забоя и призабойной зоны. Так, в патенте США №4799157 описан способ испытания скважины для оценки проницаемости и скин-фактора двух пластов одного коллектора. Способ заключается в выполнении двух последовательных гидродинамических исследований скважины (ГДИС) путем создания депрессии на забое с перестановкой каротажного  
10 зонда и последующей интерпретацией данных о дебитах и давлениях.

В патенте США №5337821 предложен способ расчета максимальной гидропроводности коллектора, а также способ и контрольно-измерительный прибор для измерения дебитов, полного потенциального дебита при фонтанировании скважины и для определения зависимости нарушения проницаемости призабойной зоны пласта  
15 от дебита. Измерения проводятся после спуска инструмента в скважину на заранее определенную глубину и изолирования интервалов с помощью резиновых надувных пакеров.

В патенте США №7675287 описан способ оценки скин-фактора подземного коллектора внутри ствола скважины путем спуска измерительного прибора на  
20 определенную глубину и измерения свойств ядерно-магнитного резонанса пласта на множестве глубин.

В патентной заявке США №2011/0087471 предлагается установить функциональную зависимость между свойствами коллектора, характеристиками призабойной зоны/  
заканчивания скважин, а также измеряемыми характеристиками скважины.  
25 Подтвержденные значения свойств коллектора, например проницаемость, характеристики призабойной зоны/заканчивания скважины, например скин-фактор, определяются при условии установления функциональной зависимости.

Общим недостатком указанных патентов и патентных заявок является то, что все они требуют специального оборудования или специальных операций в скважине для  
30 определения свойств забоя и призабойной зоны. Отличием предлагаемого изобретения является то, что для определения свойств забоя и призабойной зоны используется информация, обычно доступная при исследовании или эксплуатации скважин. Иными словами, для определения параметров не требуется нестандартного оборудования или дополнительных операций.

35 Технический результат, достигаемый при реализации заявленного изобретения, заключается в обеспечении возможности определения параметров забоя и призабойной зоны, таких как забойное давление во время спуско-подъемных операций с последующим расчетом притока/оттока жидкости на забое и вычислением скин-фактора, проницаемости или мощности коллектора. Реализация предлагаемого способа может  
40 быть осуществлена с помощью обычных манометров, которые широко применяются в нефтедобывающей промышленности, без спуска специальных инструментов в скважину.

В соответствии с предлагаемым способом в процессе перемещения колонны труб в скважине осуществляют измерения давления и температуры, по результатам которых  
45 оценивают параметры забоя и призабойной зоны.

Параметрами забоя и призабойной зоны могут являться динамическое забойное давление, динамика поглощения жидкости коллектором, динамика притока жидкости из коллектора, общий объем поглощений или притока, скин-фактор, проницаемость

или мощность коллектора.

Измерения давления и температуры могут быть осуществлены посредством по меньшей мере одного датчика давления и температуры, установленного в любом месте колонны труб.

5 Измерения давления и температуры могут быть осуществлены посредством двух датчиков давления и температуры, один из которых установлен над пакером, а второй - ниже пакера.

Измерения давления и температуры могут быть осуществлены посредством датчика давления и температуры, установленного в колонне труб таким образом, что он  
10 оказывается как можно ближе к коллектору по окончании спуска колонны на требуемую глубину.

Измерения давления и температуры могут быть осуществлены посредством по меньшей мере одного манометра и одного датчика температуры, установленных в любом месте колонны труб.

15 Измерения давления и температуры могут быть осуществлены посредством по меньшей мере одного манометра и одного датчика температуры, установленного в колонне труб таким образом, что он оказывается как можно ближе к коллектору по окончании спуска колонны на требуемую глубину.

Колонна труб может быть снабжена любыми дополнительными инструментами,  
20 например пробоотборниками.

В соответствии с одним из вариантов реализации изобретения измерения давления и температуры осуществляют в процессе спуска колонны труб в скважину.

Измерения давления и температуры могут быть осуществлены в процессе спуска колонны труб в скважину до проведения работ по перфорированию интервала.

25 В соответствии с другим вариантом реализации изобретения измерения давления и температуры осуществляют в процессе подъема колонны труб из скважины.

Измерения давления и температуры могут быть осуществлены в процессе подъема колонны труб из скважины после проведения работ по перфорированию интервала.

30 В соответствии с еще одним вариантом реализации изобретения измерения давления и температуры осуществляют в процессе спуска колонны труб в скважину и в процессе подъема колонны труб из скважины.

Изобретение поясняется чертежами, где на фиг.1 показана система для осуществления спуско-подъемных операций и измерений; на фиг.2 - процесс вытеснения, изображенный в упрощенной геометрической форме; на фиг.3 - геометрия, используемая в примере  
35 осуществления расчетов; на фиг.4 - положение/отметка уровня жидкости в затрубном пространстве и положение бурительных труб с компоновкой для проведения испытания пластов (коллектора) вдоль скважины по отношению ко времени действия; на фиг.5 - определенное гидродинамическое забойное давление и общий объем поглощений.

Предлагаемое изобретение осуществляется следующим образом.

40 Как показано на фиг.1, колонну 1 труб или колонну 1 труб с дополнительными инструментами опускают в скважину 2 с поверхности 3 для выполнения определенных операций. Датчик 4 для измерения давления и температуры установлен в колонне труб 1. В системе может быть установлен дополнительный датчик 5 или несколько дополнительных датчиков для измерения давления и температуры. Колонну 1 труб  
45 опускают в скважину 2 до тех пор пока она не достигнет положения 6 в определенной точке напротив или близко к подземному коллектору 7. Показания давления и температуры записываются в течение всего периода спуска колонны 1 труб с поверхности 3 до точки забоя 6. После выполнения операции спуска, всех операций,

запланированных в скважине, и подъема колонны труб, датчики температуры и давления извлекаются на поверхность с измерениями, которые были сняты во время спуско-подъемных операций, и измерениями, полученными в процессе выполнения запланированных операций.

5 В случае использования двух датчиков давления и температуры один из датчиков может быть установлен над пакером, а другой - ниже пакера. Компоновка с установкой двух датчиков позволяет определить плотность  $\rho$  исходя из разницы давлений по показаниям двух манометров. Используя формулу гидростатического давления, получаем:

$$10 \quad \rho(t) = \frac{\Delta p_g(t)}{g l_g \cos \theta_g}$$

где  $g$  - это постоянная силы тяжести,  $l_g$  - расстояние между манометрами и  $\theta_g$  - средний угол наклона данной части скважины. Отметим, что последняя формула справедлива  
15 для медленных процессов, при которых потери давления на трение играют менее существенную роль, чем гидростатический перепад давления. Измерения температуры могут использоваться для установления соотношения между свойствами жидкости на поверхности и в точке замера данных в подземных условиях.

Рассмотрим объемный баланс во время спуска колонны труб в скважину. В целях  
20 упрощения пренебрежем сжимаемостью флюидов и сделаем предположение, что уровень жидкости в затрубном пространстве поднимается строго вертикально, в то время как движение колонны бурильных труб или колонны насосно-компрессорных труб с компоновкой для проведения испытания пластов (коллекторов) проводится по наклонной (см. фиг.2).

25 Двигающаяся колонна бурильных труб с компоновкой для проведения испытания пластов (коллекторов) вытесняет определенный объем жидкости  $\Delta V_{DST}$  в течение периода времени  $\Delta t$ . В то же время объем жидкости в затрубном пространстве увеличивается на  $\Delta V_{an}$ , а объем  $\Delta V_r$  поглощается коллектором. Следовательно, в данном  
30 случае мы имеем

$$\Delta V_{DST} = \Delta V_{an} + \Delta V_r \quad (1)$$

Данные объемы могут быть проще выражены в следующем виде

$$\Delta V_{DST} = A_{DST} \Delta z_{DST}$$

$$\Delta V_{an} = A_{an} \Delta z_{an}$$

$$35 \quad \Delta V_r = 2\pi r_w h \Delta r = Q_{loss} \Delta t$$

где  $\Delta z_{DST}$  - измеренная глубина продвижения колонны бурильных труб за время  $\Delta t$   
(8 на фиг.2),  $\Delta z_{an}$  - высота подъема столба жидкости в затрубном пространстве за время  
40  $\Delta t$  (9 на фиг.2),  $A_{an}$  - площадь поперечного сечения доступного для течения в затрубном пространстве,  $A_{DST}$  - площадь поперечного сечения колонны бурильных труб, рассчитанная по внешнему диаметру,  $h$  - разница между измеренными глубинами подошвы и кровли коллектора (мощность коллектора, 10 на фиг.2) или длина перфорированного интервала,  $\Delta r$  - глубина проникновения жидкости из скважины в  
45 коллектор (11 на фиг.2),  $r_w$  - радиус скважины (12 на фиг.2),  $Q_{loss}$  - объемный расход оттока жидкости из скважины в коллектор.

Подставив последнее выражение в уравнение (1) и разделив на  $\Delta t$ , получаем

$$A_{DST} \frac{\Delta z_{DST}}{\Delta t} = A_{an} \frac{\Delta z_{an}}{\Delta t} + Q_{loss} \quad (2)$$

Член в левой части уравнения (2) выражает скорость спуска колонны бурильных труб с компоновкой для проведения испытания пластов (коллекторов)

$$v_{DST}(t) = \frac{\Delta z_{DST}}{\Delta t}$$

Значение этой скорости  $v_{DST}$  принимается как заданная величина. Обычно эта скорость составляет порядка нескольких сантиметров в секунду. Теперь рассмотрим первый член в правой части уравнения (2). Увеличение уровня жидкости в затрубном пространстве пропорционально возрастающему гидродинамическому забойному давлению, которое для медленных процессов в почти вертикальной скважине равно в основном гидростатической составляющей.

$$\frac{\Delta z_{an}}{\Delta t} = \frac{1}{\rho g} \frac{\Delta p_{wf}}{\Delta t}$$

где  $\Delta p_{wf}$  обозначает изменение забойного давления за время  $\Delta t$ .

Отметим, что более сложные геометрические характеристики и интервалы скоростей могут быть учтены в последнем уравнении. Второй член в правой части уравнения может быть выражен, например, из стационарного соотношения притока жидкости в эксплуатационной скважине (соотношение забойного давления фонтанирования с дебитом).

$$Q_{loss} = \frac{2\pi kh}{\mu(\ln(r_e/r_w) + s)} (p_{wf} - p_e)$$

Здесь  $k$  - проницаемость,  $\mu$  - вязкость,  $r_e$  - приведенный радиус давления,  $s$  - скин-фактор,  $p_e$  - пластовое давление, определенное на приведенном радиусе давления.

Заменяя три последних равенства уравнением (2) при  $\Delta t \rightarrow 0$ , получаем простое обыкновенное дифференциальное уравнение первого порядка.

$$\frac{dp_{wf}}{dt} = \frac{\rho g}{A_{an}} (A_{DST} v_{DST}(t) - PI(p_{wf} - p_e)) \quad (3)$$

где  $PI$  является коэффициентом продуктивности скважины.

$$PI = \frac{2\pi kh}{\mu(\ln(r_e/r_w) + s)}$$

Уравнение (3) может быть записано в явном дискретизированном виде.

$$p_{wf}^{n+1} = p_{wf}^n + \Delta t \frac{\rho g}{A_{an}} (A_{DST} v_{DST}^n - PI(p_{wf}^n - p_e)) \quad (4)$$

Уравнение (4) легко решается численно для расчета гидродинамического забойного давления  $p_{wf}$ , которое, в свою очередь, позволяет рассчитать объемный расход поглощения жидкости коллектором  $Q_{loss}(t)$ . Скин-фактор  $s$  определяется путем подбора значения, удовлетворяющего заданным параметрам, условиям задачи, и удовлетворения требований к проверочным параметрам (см. ниже). Необходимо отметить, что в данной задаче значение проницаемости  $k$  могло оказаться неизвестной (определяемой) величиной. В таком случае его можно было бы найти при заданном скин-факторе и мощности коллектора  $h$ . С другой стороны, мощность коллектора  $h$  также могла

являться неизвестной (определяемой) величиной. В таком случае ее можно было бы найти при заданном скин-факторе и проницаемости  $k$ .

Надежность результатов, предсказываемых моделью, может быть проверена с помощью расчета следующих проверочных параметров: положение колонны бурильных труб с компоновкой для проведения испытания пластов (коллекторов)

$$z_{DST}(t) = z_{DST}(0) - \int_0^t v_{DST}(t) dt \quad (5)$$

Отметка уровня жидкости в затрубном пространстве

$$z_{an}(t) = z_{an}(0) + \frac{p_{wf}(t) - p_e}{\rho g} \quad (6)$$

и давление нижнего манометра

$$p_{gc}(t) = p_e - \rho g z_{DST}(t) \cos \theta \quad (7)$$

Необходимо обратить внимание, что для простоты величины  $z_{DST}(t)$ , так и  $z_{an}(t)$  отсчитываются вдоль ствола скважины, начиная с забоя скважины.

В качестве конкретного примера реализации изобретения рассмотрим конфигурацию скважины, показанную на фиг.3, которая характеризуется следующими параметрами: длина наклонного участка  $l_1=2127.04$  м (13 на фиг.3), длина вертикального участка  $l_2=500$  (14 на фиг.3) м и угол наклона  $\theta=20^\circ$  (15 на фиг.3). Длина интервала перфорирования составляет  $h=10$  м, пластовое давление составляет  $p_e=200$  бар (приведенный радиус давления  $r_e=500$  м), а проницаемость пласта составляет  $k=50$  мД. В данном примере значение скин-фактора  $s$  является неизвестной величиной. Плотность флюида в потоке составляет  $\rho=1000$  кг/м<sup>3</sup>, а вязкость  $\mu=1$ . Допустим, что при спуске колонна впервые соприкасается с жидкостью в точке перегиба, в которой забойное давление равно значению гидростатического давления,  $\rho g h_1 = p_e$ . Исходя из этого уравнения мы видим, что высота столба жидкости в стволе скважины до начала операции равнялась  $h_1=2000$  м (16 на фиг.3).

Спуско-подъемная операция в данном случае состоит из двух периодов спуска бурильной колонны в скважину и короткого периода подъема колонны из скважины между этими периодами, до окончания движения колонны. Средняя скорость была откорректирована, чтобы значение  $z_{DST}$ , рассчитанное с помощью уравнения (5), равнялось нулю, когда колонна прекращает движение (нижний прибор достигает конечной измеренной глубины по стволу скважины, кривая 17 на фиг.4). В результате такой корректировки мы получаем абсолютное значение  $v_{DST}=0.03735$  м/с (см. фиг.4).

После того как выбрано значение  $v_{DST}$ , для установленных параметров нужно убедиться, чтобы значение  $\max(z_{an})=l_1+l_2$ , на момент окончания спуско-подъемной операции (кривая 18 на фиг.4) указывало на то, что уровень жидкости в затрубном пространстве поднялся до отметки, соответствующей показанию правильного гидростатического давления на манометре. Это автоматически уравнивает рассчитанное значение забойного давления с расчетным давлением на манометре, которое получено с помощью уравнения (7). Хорошее совпадение получено для значения скин-фактора  $s=60$  (см. фиг.5, где кривая 19 обозначает динамическое забойное давление, кривая 20 обозначает давление на манометре, полученное с помощью уравнения (7) и кривая 21 обозначает суммарный отток в коллектор). На данном чертеже также показаны общие потери  $\int Q_{loss} dt$ .

Предлагаемый способ может применяться и для случаев с более сложными геометрическими характеристиками.

#### Формула изобретения

- 5 1. Способ определения параметров забоя и призабойной зоны скважины, в соответствии с которым
- в процессе перемещения колонны труб в скважине осуществляют измерения давления двумя датчиками, один из которых установлен над пакером, а второй - ниже пакера,
  - 10 - по результатам измерения давления определяют плотность флюида и определяют динамическое забойное давление из уравнения

$$\frac{dp_{wf}}{dt} = \frac{\rho g}{A_{an}} \left( A_{DST} v_{DST}(t) - PI(p_{wf} - p_e) \right),$$

- 15 где  $p_{wf}$  - динамическое забойное давление,  $\rho$  - плотность флюида,  $g$  - постоянная силы тяжести,  $v_{DST}(t)$  - заданная скорость перемещения колонны бурильных труб,  $A_{DST}$  - площадь поперечного сечения колонны бурильных труб,  $p_e$  - пластовое давление,  $PI$  - коэффициент продуктивности скважины, определяемый по формуле

$$20 \quad PI = \frac{2\pi kh}{\mu(\ln(r_e/r_w) + s)},$$

где  $k$  - проницаемость,  $h$  - мощность коллектора,  $\mu$  - вязкость,  $r_e$  - приведенный радиус давления,  $r_w$  - радиус скважины,  $s$  - скин-фактор.

- 25 2. Способ по п.2, в соответствии с которым определяют объемный расход поглощения жидкости коллектором по формуле

$$Q_{loss} = \frac{2\pi kh}{\mu(\ln(r_e/r_w) + s)} (p_{wf} - p_e)$$

- 30 где  $Q_{loss}$  - объемный расход поглощения жидкости коллектором,  $p_{wf}$  - динамическое забойное давление,  $p_e$  - пластовое давление,  $k$  - проницаемость,  $h$  - мощность коллектора,  $\mu$  - вязкость,  $r_e$  - приведенный радиус давления,  $r_w$  - радиус скважины,  $s$  - скин-фактор.

- 35 3. Способ по п.2, в соответствии с которым общий объем поглощений определяют путем интегрирования объемного расхода поглощения жидкости коллектором по времени.

- 40 4. Способ по п.1, в соответствии с которым в случае, если одна величина из группы, содержащей скин-фактор, проницаемость и мощность коллектора, неизвестна, значение неизвестной величины подбирают путем подстановки в уравнение для определения динамического забойного давления и дальнейшего варьирования этого значения до обеспечения удовлетворения заданным параметрам и требованиям ко всем проверочным параметрам.

- 45 5. Способ по п.4, в соответствии с которым проверочными параметрами являются:
- положение колонны бурильных труб с компоновкой для проведения испытания коллекторов

$$z_{DST}(t) = z_{DST}(0) - \int_0^t v_{DST}(t) dt,$$

где  $z_{DST}(t)$  - положение колонны бурильных труб,  $z_{DST}(0)$  - положение колонны



бурильных труб в начальный момент времени,  $v_{DST}(t)$  - заданная скорость перемещения колонны бурильных труб во время перемещения,  
 - отметка уровня жидкости в затрубном пространстве

$$z_{an}(t) = z_{an}(0) + \frac{p_{wf}(t) - p_e}{\rho g}$$

где  $z_{an}(t)$  - отметка уровня жидкости в затрубном пространстве,  $z_{an}(0)$  - уровень жидкости в затрубном пространстве в начальный момент времени,  $\rho_{wf}$  - динамическое забойное давление,  $p_e$  - пластовое давление,  $\rho$  - плотность флюида,  $g$  - постоянная силы тяжести, сравниваемая с отметкой уровня жидкости в затрубном пространстве, определенном по показаниям датчика давления, и  
 - расчетное давление в точке, где установлен нижний датчик давления

$$p_{gc}(t) = p_e - \rho g z_{DST}(t) \cos \theta$$

где  $p_{gc}(t)$  - расчетное давление в точке, где установлен нижний датчик давления,  $p_e$  - пластовое давление,  $\rho$  - плотность флюида,  $g$  - постоянная силы тяжести,  $z_{DST}(t)$  - положение колонны бурильных труб с компоновкой для проведения испытания коллекторов,  $\theta$  - угол наклона скважины, измеренный относительно вертикали, которое сравнивают с показаниями давления, измеренными нижним датчиком давления.

6. Способ по п.1, в соответствии с которым датчиками давления являются манометры.

7. Способ по п.1, в соответствии с которым в процессе перемещения колонны труб в скважине дополнительно осуществляют измерения температуры.

8. Способ по п.1, в соответствии с которым колонна труб снабжена дополнительными инструментами.

9. Способ по п.1, в соответствии с которым измерения давления осуществляют в процессе спуска колонны труб в скважину.

10. Способ по п.9, в соответствии с которым измерения давления осуществляют до проведения работ по перфорированию интервала.

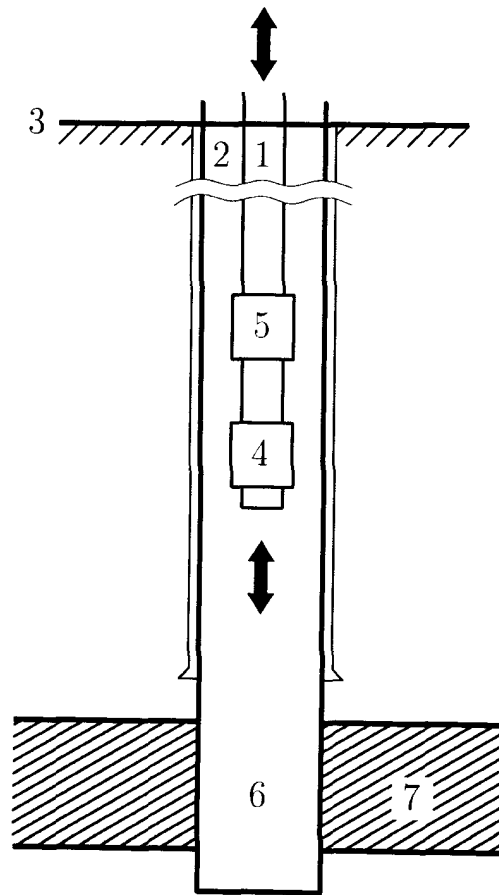
11. Способ по п.1, в соответствии с которым измерения давления осуществляют в процессе подъема колонны труб из скважины.

12. Способ по п.11, в соответствии с которым измерения давления и температуры осуществляют после проведения работ по перфорированию интервала.

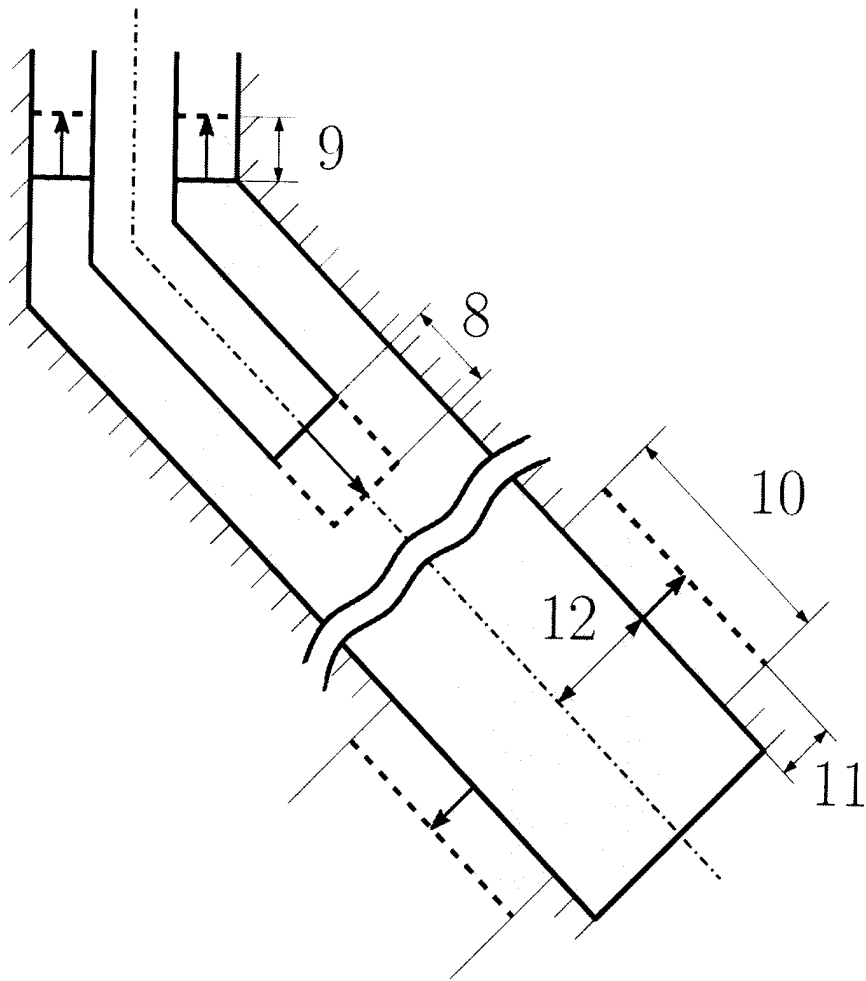
13. Способ по п.1, в соответствии с которым измерения давления осуществляют в процессе спуска колонны труб в скважину и в процессе подъема колонны труб из скважины.

40

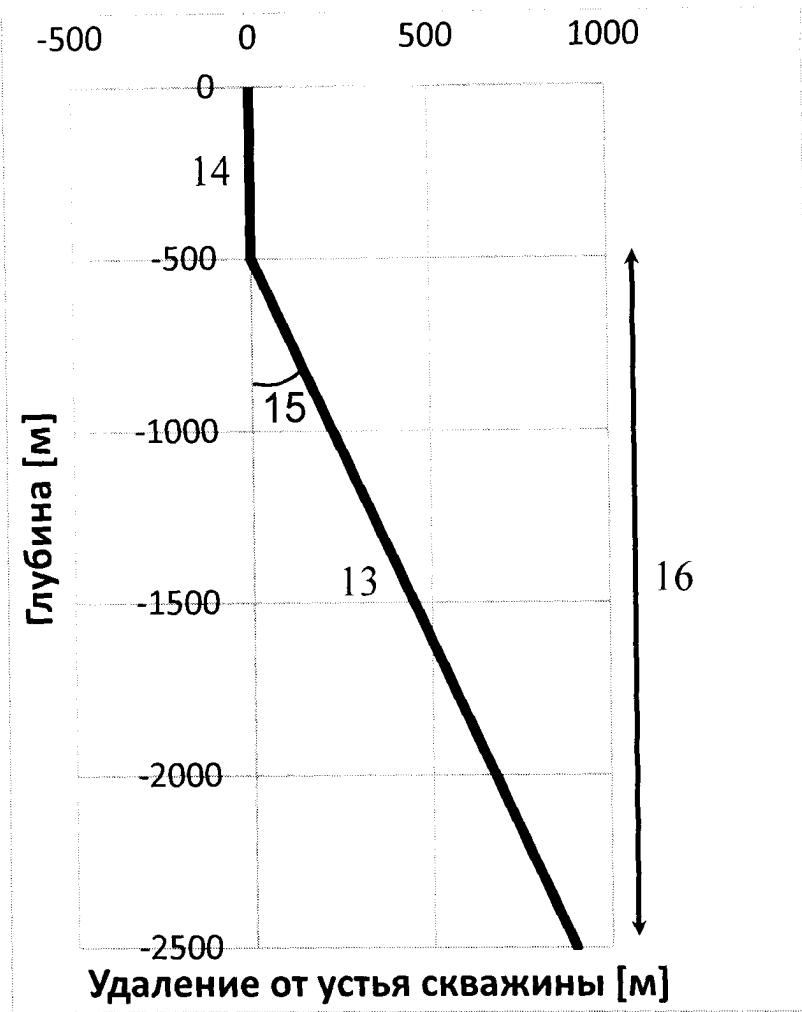
45



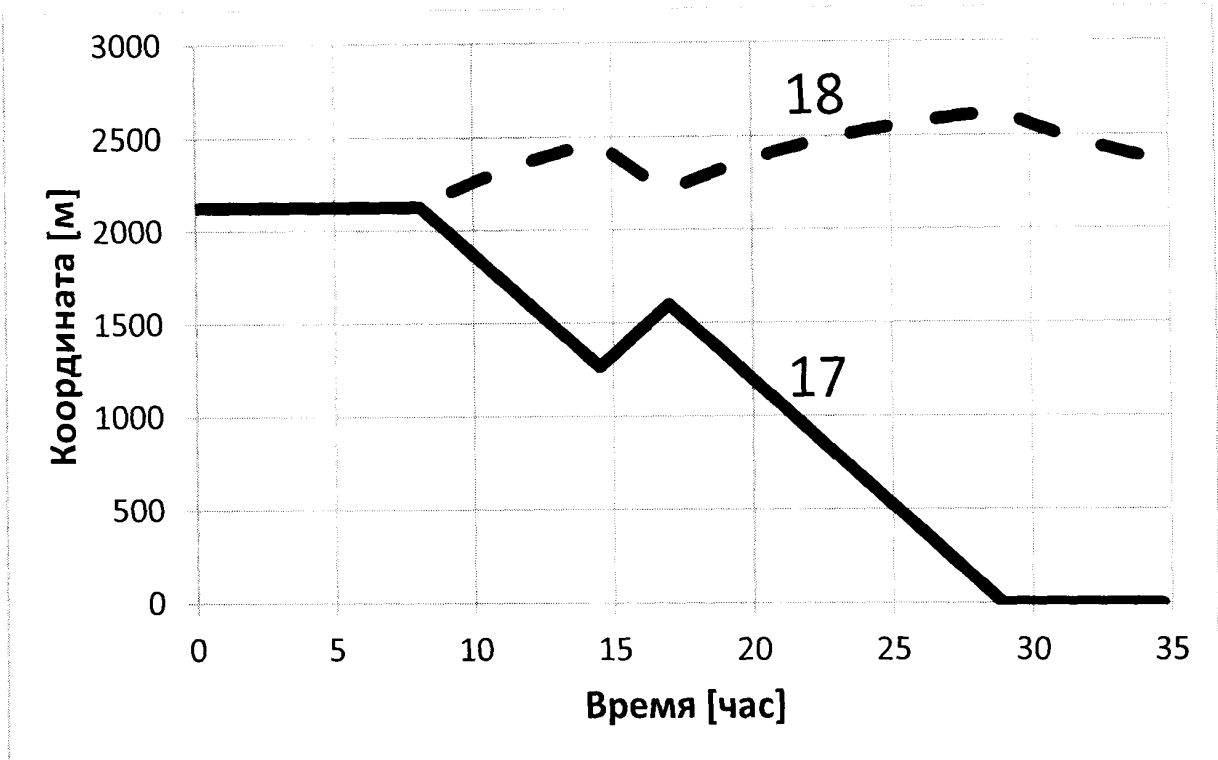
Фиг. 1



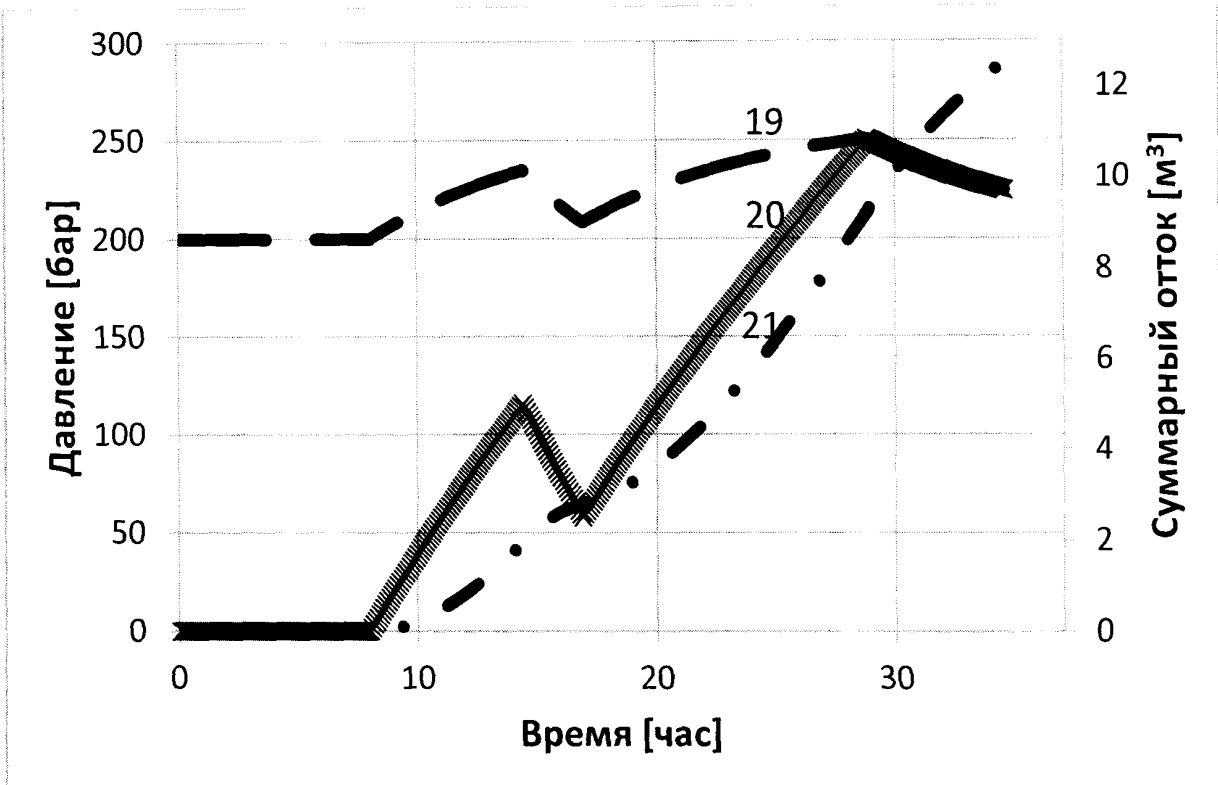
Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4



Фиг. 5