



(19) **RU** <sup>(11)</sup> **2 143 554** <sup>(13)</sup> **C1**  
(51) МПК<sup>6</sup> **E 21 B 43/25**

РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(21), (22) Заявка: 98118368/03, 12.10.1998

(24) Дата начала действия патента: 12.10.1998

(46) Дата публикации: 27.12.1999

(56) Ссылки: RU 2026969 C1, 20.01.95. RU 95114542 A1, 27.01.96. RU 95107913 A1, 20.04.97. RU 2108452 C1, 10.04.98. RU 2093671 C1, 20.10.97. RU 2097544 C1, 27.11.97. PCT WO 93/11338 A1, 10.06.93. US 5109922 A, 05.05.92. US 5396955 A, 14.03.95.

(98) Адрес для переписки:  
125015, Москва, а/я 33, Зеленову И.Б.

(71) Заявитель:

Закрытое акционерное общество "ИНЕФ"

(72) Изобретатель: Орендлихерман И.А.,

Колесников Т.В., Воронин Д.В., Гусев Д.Н.

(73) Патентообладатель:

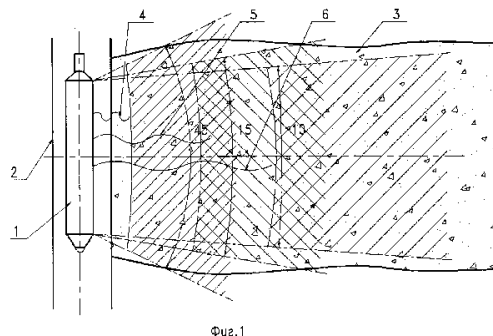
Закрытое акционерное общество "ИНЕФ"

(54) АКУСТИЧЕСКИЙ СПОСОБ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СКВАЖИНУ И ПЛАСТ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ "АРСИП"

(57) Реферат:

Изобретение относится к добыче полезных ископаемых, разрабатываемых скважинным методом, и может быть использовано в нефтедобывающей, газовой, горной, геологоразведочной промышленности, и наиболее широко - в технологии добычи нефти и газа, особенно при реабилитационных работах на скважинах и пластах (акустическая реабилитация скважины и пласта - АРСИП) для повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. Способ включает операции комплексного акустического воздействия на перфорированные зоны скважины. Последовательно избирательно обрабатывают интервал перфорации и продуктивную толщу пласта направленным акустическим полем. Комбинируют давление, время и дальность воздействия. Используют сигналы звукового и ультразвукового диапазонов с характеристиками направленности до 180°, показателями акустического давления от минимальных значений, необходимых для внесения изменений в текущую работу скважины, до максимальных значений, ограниченных пределами упругости породы.

Продолжительность воздействия равна эффективному времени воздействия. Дальность воздействия равна начальной эффективной дальности воздействия от 0,05 до 10 м. Воздействие можно осуществлять в базовом режиме - последовательная обработка тремя акустическими сигналами. Возможна комбинация последовательности этих сигналов. Способ позволяет осуществлять унифицированное комплексное воздействие на всех видах скважин с различным типом эксплуатации, находящихся как в рабочем состоянии, так и в нерабочем. 2 з.п. ф-лы. 13 ил.



RU 2 143 554 C1

RU 2 143 554 C1



(19) **RU** <sup>(11)</sup> **2 143 554** <sup>(13)</sup> **C1**  
 (51) Int. Cl.<sup>6</sup> **E 21 B 43/25**

RUSSIAN AGENCY  
 FOR PATENTS AND TRADEMARKS

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: 98118368/03, 12.10.1998  
 (24) Effective date for property rights: 12.10.1998  
 (46) Date of publication: 27.12.1999  
 (98) Mail address:  
 125015, Moskva, a/ja 33, Zelenovu I.B.

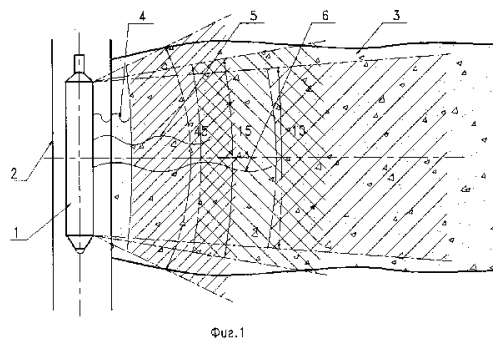
(71) Applicant:  
**Zakrytoe aktsionernoe obshchestvo "INEF"**  
 (72) Inventor: Orentlikherman I.A.,  
 Kolesnikov T.V., Voronin D.V., Gusev D.N.  
 (73) Proprietor:  
**Zakrytoe aktsionernoe obshchestvo "INEF"**

(54) **ACOUSTIC METHOD OF STIMULATION OF WELL AND BED OF MINERAL DEPOSIT**

(57) Abstract:

FIELD: mining of minerals by borehole method; applicable in oil, gas, mining and geological exploration industries, especially in technology of recovery of oil and gas, particularly, in rehabilitation operations on wells and formations (acoustic rehabilitation of well and bed) for increase of oil recovery of beds and intensification of oil recovery. SUBSTANCE: method includes operations of complex acoustic stimulation of well perforated zones. Interval of perforation and bed producing strata are treated successively and selectively by directed acoustic field. Pressure, time and distance of stimulation are combined. Use is made of signals of sound and ultrasound ranges with direction characteristics up to 180 deg, acoustic pressure values from minimal values required for introduction of changes in well current operation, up to maximum values restricted by ranges of rock elasticity. Duration of stimulation equals effective time of stimulation. Distance of

stimulation equals initial effective distance of stimulation from 0.05 to 10 m. Stimulation may be effected successively by three acoustic signals. Combination of sequence of these signals is also possible. Method allows unified complex stimulation on all types of wells with various types of operation, found in operating or idle state. EFFECT: increased oil recovery from beds and intensified oil recovery. 3 cl, 13 dwg



RU 2 1 4 3 5 5 4 C 1

RU 2 1 4 3 5 5 4 C 1

Изобретение относится к области добычи полезных ископаемых, разрабатываемых скважинным методом, и может быть использовано в нефтедобывающей, газовой, горной, геологоразведочной промышленности, и наиболее широко в технологии добычи нефти и газа, особенно при реабилитационных работах на скважинах и пластах (акустическая реабилитация скважины и пласта - АРСИП) для повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти.

Уровень техники

Известны устройства для виброволнового и, в частности, акустического воздействия на скважины и продуктивный пласт (Патент РФ N 2063508, кл.6 E 21 B 43/20, 10.07.96 Бюл. N 19), обеспечивающие получение акустического сигнала для воздействия на скважину и продуктивный пласт в широком диапазоне характеристик сигнала и обеспечивающие прямое акустическое воздействие на скважину и продуктивный пласт.

Известные устройства не обеспечивают избирательность и направленность акустического воздействия на скважину и продуктивный пласт в широком диапазоне характеристик сигнала.

Известны способы воздействия на скважину для повышения нефтеотдачи пластов путем комплексного последовательного воздействия на скважину и продуктивный пласт (Авторское свидетельство N 2068083, кл. E 21 B 43/22, 18.02.91).

Недостатком таких способов является отсутствие унификации воздействия, невозможность направленного, регулируемого и избирательного воздействия на призабойную зону скважины и пласт, использование химических реагентов.

Известен также принятый заявителем за прототип способ акустического воздействия на скважину и пласт месторождений полезных ископаемых, включающий операции акустического воздействия на перфорированные зоны скважины с последовательной обработкой и комбинированием давления и времени воздействия (Авторское свидетельство N 2026969, кл. 6 E 21 B 43/25 20.01.95).

Недостатки известного способа:

невозможность применения на скважинах действующего фонда и последующего запуска скважины, на которой смонтирована установка;

невозможность применения на скважинах с искусственным забоем;

основной лепесток продольных волн диаграммы направленности направлен вдоль оси скважины, а не перпендикулярно ей, что необходимо для непосредственного и избирательного воздействия на пласт;

невозможность прямого избирательного воздействия на зону перфорации скважины и пласт;

необходимость циклической закачки газа в продуктивный пласт с одновременным отбором нефти из прикровельной части пласта и проведения шумометрии до начала цикла и после него;

область применения ограничивается пластами с газонасыщенностью не более 5 - 15%.

Сущность изобретения

Техническая задача

Техническая задача состоит в устранении указанных недостатков и создании метода повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, позволяющего:

осуществлять унифицированное комплексное воздействие на всех видах скважин с различным типом эксплуатации, находящихся как в рабочем состоянии (с последующим запуском в работу), так и в нерабочем состоянии;

осуществлять прямое и избирательное акустическое воздействие на зону перфорации скважины и продуктивный пласт в широком диапазоне акустических сигналов на месторождениях с различными видами и показателями разработки.

Совокупность существенных признаков

В отличие от известного способа, включающего операции акустического воздействия на перфорированные зоны скважины с последовательной обработкой и комбинированием давления и времени воздействия, в предлагаемом способе осуществляют комплексное акустическое воздействие с последовательной избирательной обработкой интервала перфорации и продуктивной толщи пласта направленным акустическим полем для обеспечения возможности воздействия на любых видах скважин с различным типом эксплуатации, с возможностью комбинирования давления, времени и дальности воздействия, для обеспечения эффективного воздействия на месторождениях с различными видами и показателями разработки, осуществляемых сигналами звукового и сигналами ультразвукового диапазонов с характеристиками направленности до  $180^\circ$ , показателями акустического давления от минимальных значений, необходимых для внесения изменений в текущую работу скважины, до максимальных значений, ограниченных пределами упругости породы, в течение времени, равного эффективному времени воздействия, с дальностью воздействия, равной начальной эффективной дальности воздействия от 0,05 до 10 м.

Предельные минимальные значения акустического давления определяются наличием эффекта последствия и являются минимально необходимыми для внесения изменений в текущую работу скважины. Верхний уровень акустического давления определяется пределами прочностных характеристик коллекторов. Оптимальное усредненное значение определяется исходя из значений необходимой начальной эффективной дальности воздействия. При этом воздействие осуществляется в течение эффективного времени воздействия, например в течение двух часов на метр перфорации, при начальной эффективности дальности воздействия от 0,05 м до 10 м, в частности, 3 м как наиболее приемлемая начальная эффективная дальность воздействия для различных видов пластов. Предельное минимальное значение начальной эффективной дальности определяется расстоянием акустического излучателя до стенок обсадной колонны, величиной зоны наибольшей кольматации

призобойной зоны буровыми растворами, мехпримесями жидкостей для глушения скважин, высоковязкими отложениями пластовых флюидов и акустическими, геологическими и физическими характеристиками пород, слагающих продуктивный пласт.

Для обеспечения эффекта последствия достаточным (т.е. нет необходимости рассчитывать дополнительные режимы излучения) может быть базовый режим - последовательная обработка интервала перфорации скважины и продуктивной толщи пласта тремя акустическими сигналами с характеристиками:

- сигнал первый - акустическое давление 10 кПа, начальная эффективная дальность воздействия 0.05 м, характеристика направленности 45° в течение 2 часов на метр перфорации;

- сигнал второй - акустическое давление 45 кПа, начальная эффективная дальность воздействия 3 м, характеристика направленности 15° в течение 2 часов на метр перфорации;

- сигнал третий - акустическое давление 70 кПа, начальная эффективная дальность воздействия 10 м, характеристика направленности 10° в течение 2 часов на метр перфорации.

Или обрабатываются отдельные участки перфорированной зоны скважины комбинацией сигналов базового режима - учитывая данные текущих показателей работы скважины и состояния разработки месторождения.

Закольматированные зоны интервала перфорации нагнетательных и добывающих скважин обрабатываются в базовом режиме;

рабочие зоны интервала перфорации нагнетательных скважин с низкой приемистостью или добывающих низкообводненных скважин обрабатываются комбинацией второго и третьего сигналов базового режима:

акустическое давление 45 кПа, начальная эффективная дальность воздействия 3 м, характеристика направленности 15° в течение 2 часов на метр перфорации (сигнал 2), акустическое давление 70 кПа, начальная эффективная дальность воздействия 10 м, характеристика направленности 10° в течение 2 часов на метр перфорации (сигнал 3).

Рабочие зоны интервала перфорации нагнетательных скважин с высокой приемистостью или добывающих высокообводненных скважин обрабатываются третьим сигналом базового режима:

акустическое давление 70 кПа, начальная эффективная дальность воздействия 10 м, характеристика направленности 10° в течение 2 часов на метр перфорации.

Перечень фигур.

На фиг. 1 представлена зона воздействия различных сигналов, на фиг.2 - график эффективного времени воздействия, на фиг.3 - данные геофизических исследований на скважине ППД N "А" Западной Сибири до проведения АРС и П и после проведения АРСиП, на фиг. 4 - график среднесуточной добычи нефти участка скважин, составляющих окружение скважины N "А", на фиг.5 - данные геофизических исследований

на скважине ППД N "Б" Западной Сибири до проведения АРСиП и после проведения АРСиП, на фиг. 6 - график среднесуточной добычи нефти участка скважин, составляющих окружение скважины ППД N "Б", на фиг. 7 - данные геофизических исследований на эксплуатационной скважине N "В" Западной Сибири до проведения АРСиП и после проведения АРСиП, на фиг. 8. - график среднесуточной обводненности продукции скважины N "В" до и после проведения АРСиП, на фиг. 9 - график среднесуточной добычи нефти скважины N "В" до и после проведения АРСиП, на фиг. 10 - данные геофизических исследований на эксплуатационной скважине N "Г" Западной Сибири до проведения АРСиП и после проведения АРСиП, на фиг. 11 - график среднесуточной добычи жидкости скважины N "Г", на фиг. 12 - модель скважины, на фиг. 13 показана сеточная модель - разметка скважины.

Описание способа

На фигурах представлено: 1 - акустический излучатель, 2 - скважина, 3 - продуктивный пласт; 4, 5, 6- акустические сигналы, 7 - зона перфорации скважины, 8 - кривая апс, 9 - участки зоны перфорации, принимающие закачиваемую воду, 10 - профиль притока скважины, 11 - излучатель, 12 - обсадная колонна скважины, F1, F2 - значения показателей текущей эффективности, Z - продольная ось скважины, R - ось, перпендикулярная продольной оси скважины, N1, N2 - произвольные точки, расположенные вдоль оси скважины Z, L3 - расстояние между точками N1 и N2, L - расстояние от излучателя до точки N1, 2H, 2B - линейные размеры излучателя, а - внутренний радиус обсадной колонны скважины, Rc - наружный радиус обсадной колонны скважины, Q1 - область, характеризующая скважинную жидкость, Q2 - область, характеризующая обсадную колонну скважины, Q3 - область, характеризующая околоскважинную среду, q1 - граница раздела скважинная жидкость - обсадная колонна скважины, q2 - граница, соответствующая контакту обсадная колонна - околоскважинная среда, d - поверхность, имитирующая скважинный излучатель, L1 - расстояние до первой произвольной точки скважинного пространства.

Акустический излучатель 1, находящийся в скважине 2 напротив продуктивного пласта 3, излучает последовательно в околоскважинное пространство и продуктивный пласт акустические сигналы 4, 5, 6 с различными характеристиками воздействия в течение эффективного времени воздействия (фиг.2.), с дальностью воздействия, равной начальной эффективной дальности воздействия от 0,05 до 10 м.

Обрабатываются отдельные участки перфорированной зоны скважины, учитывая данные текущих показателей работы скважины и состояния разработки месторождения режимами излучения, рассчитанными исходя из конкретных геолого-физических характеристик пластов.

Эффективное время воздействия может определяться из условия:  $K = K_f > D$ , где K - коэффициент эффективного времени воздействия,  $K_f = [(F_2 - F_1)/F_1] 100\%$ , F1, F2 - значения показателей текущей

эффективности,  $D$  - параметр, характеризующий уровень измерительной техники - погрешность измерения, %.

Эффективность акустического воздействия на пласт объясняется возникновением в пласте процессов массопереноса. Экспериментальным доказательством перемещения частиц насыщающей среды относительно поровых каналов служит возникновение разности потенциалов между различными точками среды, которое наблюдается при распространении акустических волн (сейсмoeлектрический "эффект  $E$ "). Массоперенос в поле акустических волн обусловлен возникновением в каждой точке порового пространства среды высоких знакопеременных (растягивающих и сжимающих) градиентов давления, переменных во времени.

Влияние акустического поля на фильтрацию однородной жидкости заключается в увеличении скорости фильтрации из-за разрушения реологической структуры жидкости, в том числе в пределах поверхностных слоев примыкающих к стенкам поровых каналов.

Возникновение упругих колебаний с амплитудами давлений, превышающими напряжения сдвига ( $\approx 10$  Па), приводит к разрушению структуры поверхностного слоя и превращению его в ньютоновскую жидкость с вязкостью, равной вязкости в объеме. При этом характер течения жидкости в поровых каналах становится близким к пуазейлевому при одновременном увеличении эффективного сечения.

Это позволяет при обработке нефтяных пластов технологией АРСИП выполнять задачи интенсификации добычи нефти (в низкообводненных пластах), ускорения процессов гравитационного разделения нефти и воды (в высокообводненных пластах на поздней стадии разработки нефтяных месторождений в режиме заводнения), а также вовлекать в процесс фильтрации дополнительные объемы нефти, неподвижные при традиционных методах добычи.

Помимо этого, в высокоинтенсивном акустическом поле возникают так называемые гравитационные эффекты, которые приводят к очистке призабойной зоны от механических примесей, грязи, твердого парафина, солей.

Также в высокоинтенсивном акустическом поле происходит восстановление проницаемости за счет разрушения пленок воды, имеющих по сравнению с нефтью повышенную сдвиговую прочность. Механизм такого разрушения следующий. Интенсивные акустические поля вызывают на разделах фаз твердое тело - жидкость интенсивные течения. В горных породах этот эффект реализуется в виде внутриволновой турбулентности воды. При вибрации стенок капилляров (зерен породы) и турбулентном движении воды (флюида), в результате взаимодействия тока течения и вызванных им магнитных полей происходит генерирование поперечного магнитогидродинамического давления (МГД). При скоростях 1 см/с в капилляре с радиусом 10 мкм величина МГД может достигать  $10^{-3}$  -  $10^{-5}$  Па. Это значит, что пленки воды, имеющие среднюю сдвиговую прочность около  $10^{-3}$  Па, в

акустическом поле будут частично или полностью разрушаться, а проницаемость породы увеличиваться.

Это позволяет при обработке призабойных зон конкретных скважин по технологии АРСИП выполнять задачи увеличения приемистости и выравнивания профилей приемистости (поглощения) нагнетательных скважин, интенсификации притока добывающих скважин с включением в работу низкопроницаемых и закольматированных пропластков.

Параметры акустического воздействия подбираются исходя из конструктивных особенностей скважины, геологофизических характеристик призабойной (околоскважинной) зоны и пласта, а также необходимой глубины проникновения волн в пласт. При этом скважина принимается как кусочно-однородная среда с цилиндрическими границами раздела и осевой симметрией свойств. На фиг. 12 приведена модель скважины, волновые движения в которой описываются векторным уравнением:

$$(\lambda_1 + \lambda_2) \text{grad div } \bar{u} + \lambda_2 \nabla^2 \bar{u} = \rho \partial^2 \bar{u} / \partial t^2, \quad (1)$$

где  $\lambda_1, \lambda_2$  - константы Ламэ;  $\bar{u}$  - вектор смещения.

На фиг. 13 показана сеточная модель - разметка скважины. Граница  $q_1$  соответствует границе раздела скважинная жидкость (область  $Q_1$ ) - околоскважинная среда (обсадная колонна) - область  $Q_2$ . Граница  $q_2$  соответствует контакту обсадной колонны - околоскважинная среда. В случае открытой скважины граница  $q_2$  удаляется на край сетки (область  $Q_3$  отсутствует). Поверхность  $d$  имитирует скважинный излучатель. Перепишем уравнение (1) в компонентах смещения и приводя в безразмерный вид для области  $Q_1$ , получаем:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = K_1 \left( \frac{\partial^2 u}{\partial r^2} + \frac{\partial u}{r \partial r} - \frac{u}{r^2} + \frac{\partial^2 \bar{w}}{\partial z \partial r} \right),$$

$$\frac{\partial^2 \bar{w}}{\partial t^2} = K_1 \left( \frac{\partial^2 \bar{w}}{\partial z^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial z \partial r} + \frac{\partial u}{r \partial z} \right). \quad (2)$$

Для области  $Q_2$ :

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = \frac{\partial u}{\partial r} + \frac{\partial u}{r \partial r} - \frac{u}{r^2} + K_2 \frac{\partial u}{\partial z} + K_3 \frac{\partial^2 \bar{w}}{\partial z \partial r}. \quad (3)$$

где  $K^1 = C_{p1}^2 / C_{p2}^2$ ;  $K_2 = C_{s2}^2 / C_{p2}^2$ ;  $K_3 = 1 - K_2$ ;  $u_r \rightarrow u$ ;  $u_z \rightarrow \bar{w}$ .

$C_{pi}$  - скорость распространения продольных волн в  $i$ ой среде;

$C_{si}$  - скорость распространения поперечных волн в  $i$ ой среде;

$\bar{w}$  - вектор функции излучения.

Решая уравнения (2) и (3) методом конечноразностной аппроксимации, получают параметры акустического воздействия в различных точках околоскважинного пространства.

На фиг. 3 представлены данные геофизических исследований на скважине ППД N "А" Западной Сибири до проведения АРСИП и после проведения АРСИП. Скважина имеет два перфорационных участка 7, которые до проведения АРСИП не принимали

закачиваемую воду, приемистость 0 м куб./сут при 95 атм, характеристика коллектора определяется кривой апс 8. После проведения обработки на скважине АРСИП в базовом режиме: последовательной обработки интервала перфорации скважины и продуктивной толщи пласта тремя акустическими сигналами с характеристиками: акустическое давление 10 кПа, начальная эффективная дальность воздействия 0.05 м, характеристика направленности 45° в течение 2 часов на метр перфорации (сигнал первый), акустическое давление 45 кПа, начальная эффективная дальность воздействия 3 м, характеристика направленности 15° в течение 2 часов на метр перфорации (сигнал второй), акустическое давление 70 кПа, начальная эффективная дальность воздействия 10 м, характеристика направленности 10° в течение 2 часов на метр перфорации (сигнал третий), участки перфорации, принимающие закачиваемую воду, полностью охватывают зоны перфорации скважины 7, приемистость составила 104 м куб./сут.

Из данных графика фиг.4 видно, что обработка скважины N "А" и окружающей области пласта методом АРСИП позволила коренным образом изменить динамику нефтедобычи данного участка, т.е. проведение АРСИП позволило не только остановить падение, но и создать рост нефтедобычи участка.

На фиг. 5 представлены данные геофизических исследований на скважине ППД N "Б" Западной Сибири до проведения АРСИП и после проведения АРСИП. Характеристика коллектора определяется кривой апс 8. Зона перфорации скважины 7 и околоскважинное пространство на 60% закольматированно, вследствие чего закачиваемая вода поступает только в ограниченную область зоны перфорации и пласта, причем практически половину закачиваемой воды принимал только 1 метр перфорации и, как следствие, скважина имеет недостаточную приемистость - 470 м куб. /сут при 120 атм. Это приводит к тому, что большая часть нефтенасыщенной мощности данного участка пласта остается неохваченной заводнением и снижается нефтедобыча на окружающих скважинах. Обработка зоны перфорации скважины и пласта методом АРСИП проводилась избирательно с использованием как базового режима, так и отдельно только третьего сигнала базового режима (комбинирование), т. е. верхняя и средняя часть зоны перфорации обрабатывалась в базовом режиме, а нижняя только третьим сигналом базового режима, что позволило включить в работу ранее не принимавшие закачиваемую жидкость части зоны перфорации и увеличить приемистость на тех участках зоны перфорации, где она была недостаточной. В результате участки перфорации 9, принимающие закачиваемую воду, практически полностью охватывают зону перфорации скважины 7, а приемистость составила 650 м куб./сут при 120 атм. Результаты обработки представлены на фиг.6.

На фиг. 6 представлен график среднесуточной добычи нефти участка скважин, составляющих окружение скважины

ППД N "Б". По графику видно, что обработка скважины ППД N 7045 и окружающей области пласта методом АРСИП позволила увеличить охват данной области пласта заводнением и, как следствие, повысить нефтедобычу на скважинах окружения.

На фиг. 7 представлены данные геофизических исследований на эксплуатационной скважине N "В" Западной Сибири до проведения АРСИП и после проведения АРСИП. До проведения АРСИП приток шел практически из всей зоны перфорации скважины 14, кроме нижней части, но скважина работала(периодически запускалась) со 100% обводненностью. Коллекторские свойства пласта представлены кривой апс 13. График среднесуточной обводненности продукции скважины N "В" представлен на фиг. 8. Обработка зоны перфорации скважины и пласта методом АРСИП проводилась избирательно с комбинированием базового режима и третьего сигнала базового режима, т.е. та часть перфорированного пласта, откуда шел приток жидкости, обрабатывалась только третьим сигналом базового режима, т. е. целью работы было воздействие на пласт, а неработающая часть зоны перфорации и соответствующая часть пласта обрабатывалась в базовом режиме. В результате избирательного и комплексного воздействия на зону перфорации и пласт был получен приток нефти из нижней 15, ранее не работавшей части зоны перфорации, обладающей более худшими коллекторскими свойствами. Это дало возможность решить задачу, поставленную перед обработкой, т.е. удалось снизить обводненность продукции (фиг. 8) со 100% до 70% (в среднем) и получить приток по нефти. График среднесуточной добычи нефти скважины N "В" представлен на фиг. 9.

На фиг. 10 представлены данные геофизических исследований на эксплуатационной скважине N "Г" Западной Сибири до проведения АРСИП и после проведения АРСИП. Скважина имеет три перфорационных участка 16. Коллекторские свойства пласта представлены кривой апс 17. Непосредственно перед проведением работ по АРСИП скважина была переведена на вышезалегавший горизонт. По данным геофизических исследований скважины после проведения работ по переводу на вышезалегавший горизонт был получен приток флюида в скважину из нижнего перфорационного участка. В результате избирательной и комплексной обработки данной скважины и окружающей части пласта методом АРСИП, т.е. верхний и средний перфорационные участки обрабатывались в базовом режиме, а нижний только третьим сигналом базового режима, был получен приток из верхнего и среднего перфорационных участков 18. График среднесуточной добычи жидкости скважины N "Г" представлен на фиг. 11.

Реализация способа и промышленная применимость

Способ может быть реализован на известных устройствах и устройствах общепромышленного применения, в частности известных устройств, обеспечивающих получение сигналов акустического воздействия на скважину и

продуктивный пласт в широком диапазоне характеристик сигнала и обеспечивающих прямое акустическое воздействие на скважину и продуктивный пласт.

Комплект аппаратуры для реализации способа должен включать излучатель, непосредственно размещаемый в рабочей зоне скважины, наземный источник и соединительную кабельную линию. В качестве излучателя может быть применен электроакустический источник разработки ВНИИ ("Обоснование критериев применения и оценка эффективности волнового воздействия на пласт методами ИМАШ АН СССР". Отчет НИР ВНИИ, с. 12-13, М.: 1990, Гос.рег. N 01.8.90.056124). В качестве наземного источника питания могут быть применены общепромышленные генераторы типа ПГУ-08-36, ППЧ-1,5-30 (Шапиро С.В., Казанцев В.Г., Карташев В. В., Киямов Р. Н. Тиристорные генераторы ультразвуковой частоты. М., "Энергоатомиздат", 1986), которые соединяются с излучателем стандартным геофизическим кабелем.

Такой комплект аппаратуры обеспечивает получение сигналов акустического воздействия на скважину и продуктивный пласт в широком диапазоне характеристик сигнала, соответствующих параметрам и показателям способа.

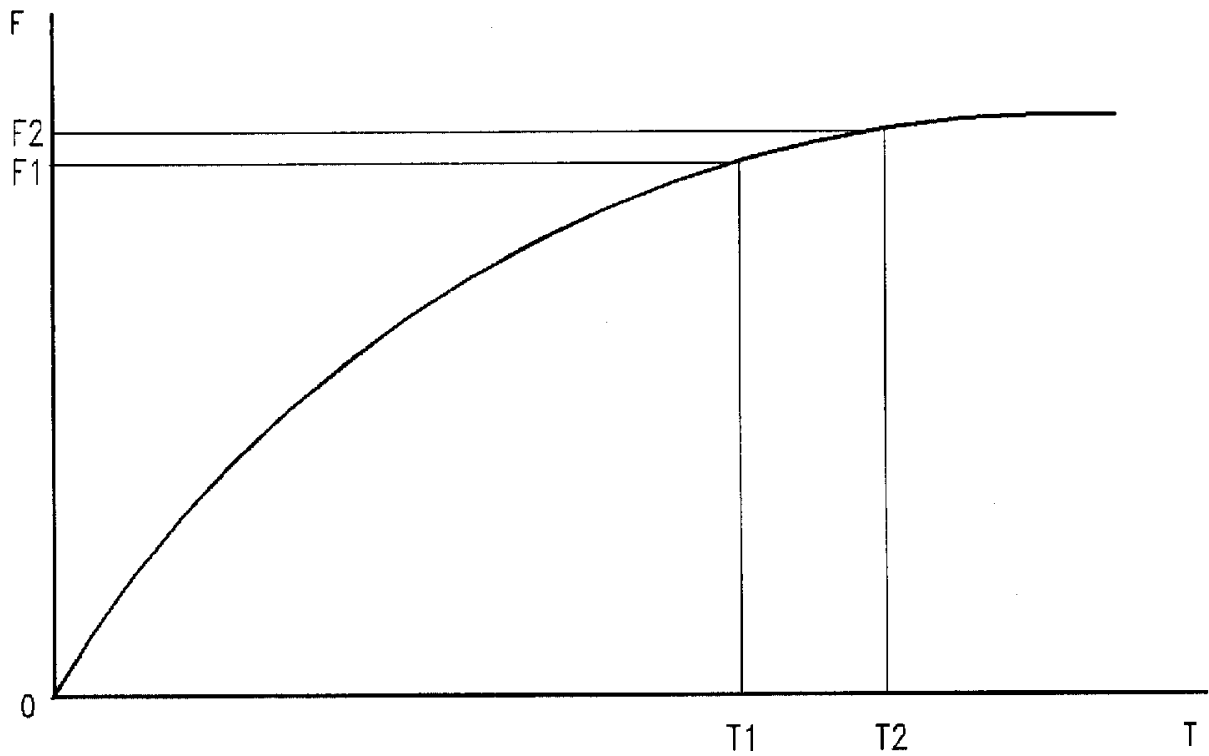
#### Формула изобретения:

1. Акустический способ воздействия на скважину и пласт месторождений полезных ископаемых, включающий операции акустического воздействия на перфорированные зоны скважины с последовательной обработкой и комбинированием давления и времени воздействия, отличающийся тем, что осуществляют комплексное акустическое воздействие с последовательной избирательной обработкой интервала перфорации и продуктивной толщи пласта направленным акустическим полем с возможностью комбинирования давления, времени и дальности воздействия, осуществляемых сигналами звукового и сигналами ультразвукового диапазонов с характеристиками направленности до 180°, показателями акустического давления от минимальных значений, необходимых для внесения изменений в текущую работу скважины, до максимальных значений, ограниченных пределами упругости породы, в течение времени, равного эффективному времени воздействия, с дальностью воздействия, равной начальной эффективной дальности воздействия от 0,05 до 10 м.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что обработку осуществляют в базовом режиме - последовательная обработка интервала перфорации скважины и продуктивной толщи пласта тремя акустическими сигналами с

характеристиками: характеристика направленности 45°, акустическое давление 10 кПа, в течение 2 ч на метр перфорации, с дальностью воздействия, равной начальной эффективной дальности воздействия 0,05 м; характеристика направленности 15°, акустическое давление 45 кПа, в течение 2 ч на метр перфорации, с дальностью воздействия, равной начальной эффективной дальности воздействия 3 м; характеристика направленности 10°, акустическое давление 70 кПа, в течение 2 ч на метр перфорации, с дальностью воздействия, равной начальной эффективной дальности воздействия 10 м.

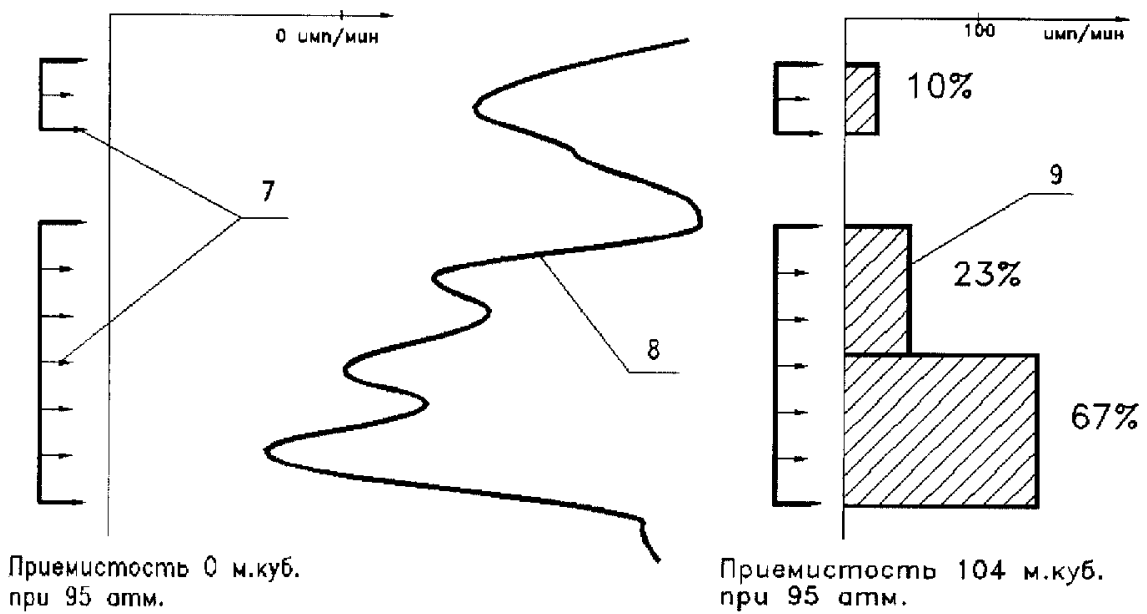
3. Способ по п.1, отличающийся тем, что обрабатывают отдельные участки перфорированной зоны скважины комбинацией сигналов базового режима: закольматированные зоны интервала перфорации нагнетательных и добывающих скважин обрабатывают в базовом режиме - последовательная обработка интервала перфорации скважины и продуктивной толщи пласта тремя акустическими сигналами с характеристиками: характеристика направленности 45°, акустическое давление 10 кПа, в течение 2 ч на метр перфорации, с дальностью воздействия, равной начальной эффективной дальности воздействия 0,05 м; характеристика направленности 15°, акустическое давление 45 кПа, в течение 2 ч на метр перфорации, с дальностью воздействия, равной начальной эффективной дальности воздействия 3 м; характеристика направленности 10°, акустическое давление 70 кПа, в течение 2 ч на метр перфорации, с дальностью воздействия, равной начальной эффективной дальности воздействия 10 м; рабочие зоны интервала перфорации нагнетательных скважин с низкой приемистостью или добывающих низкообводненных скважин обрабатывают комбинацией второго и третьего сигналов базового режима - характеристика направленности 15°, акустическое давление 45 кПа, в течение 2 ч на метр перфорации, с дальностью воздействия, равной начальной эффективной дальности воздействия 3 м; характеристика направленности 10°, акустическое давление 70 кПа, в течение 2 ч на метр перфорации, с дальностью воздействия, равной начальной эффективной дальности воздействия 10 м, рабочие зоны интервала перфорации нагнетательных скважин с высокой приемистостью или добывающих высокообводненных скважин обрабатывают третьим сигналом базового режима - характеристика направленности 10°, акустическое давление 70 кПа, в течение 2 ч на метр перфорации, с дальностью воздействия, равной начальной эффективной дальности воздействия 10 м.



Фиг.2

До APC и П

После APC и П

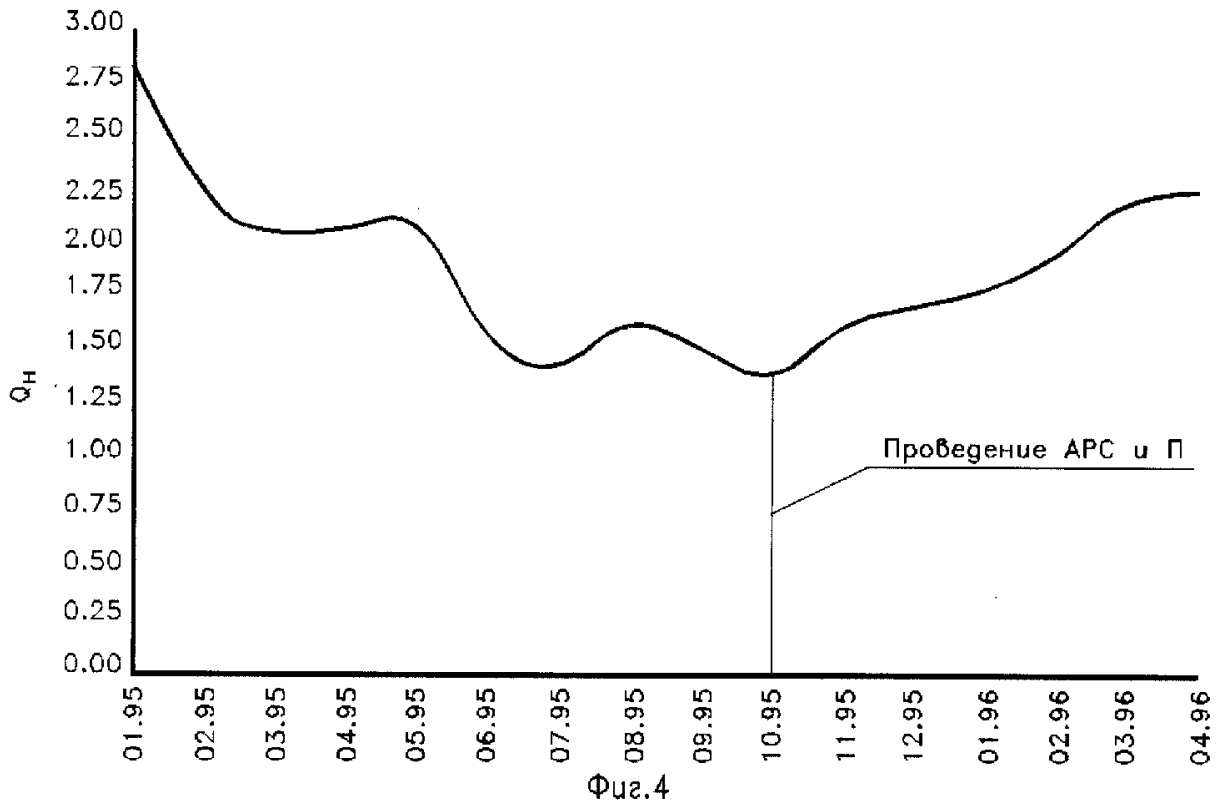


Фиг.3

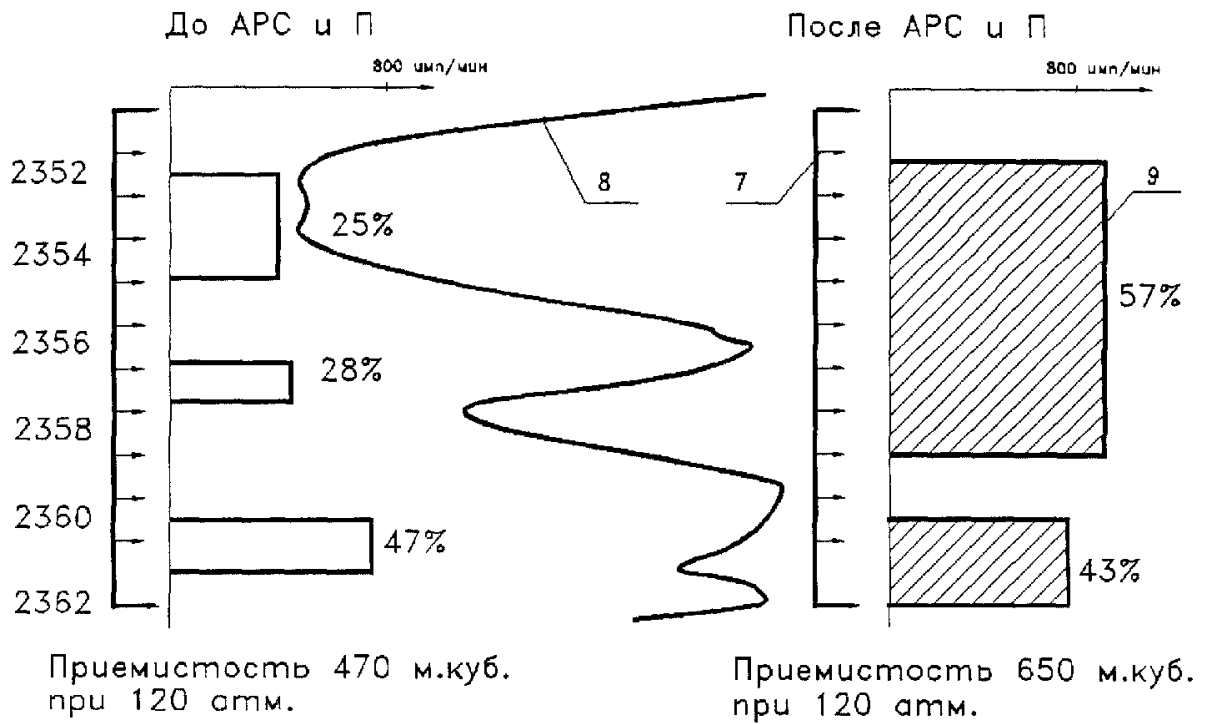
RU 2143554 C1

RU 2143554 C1





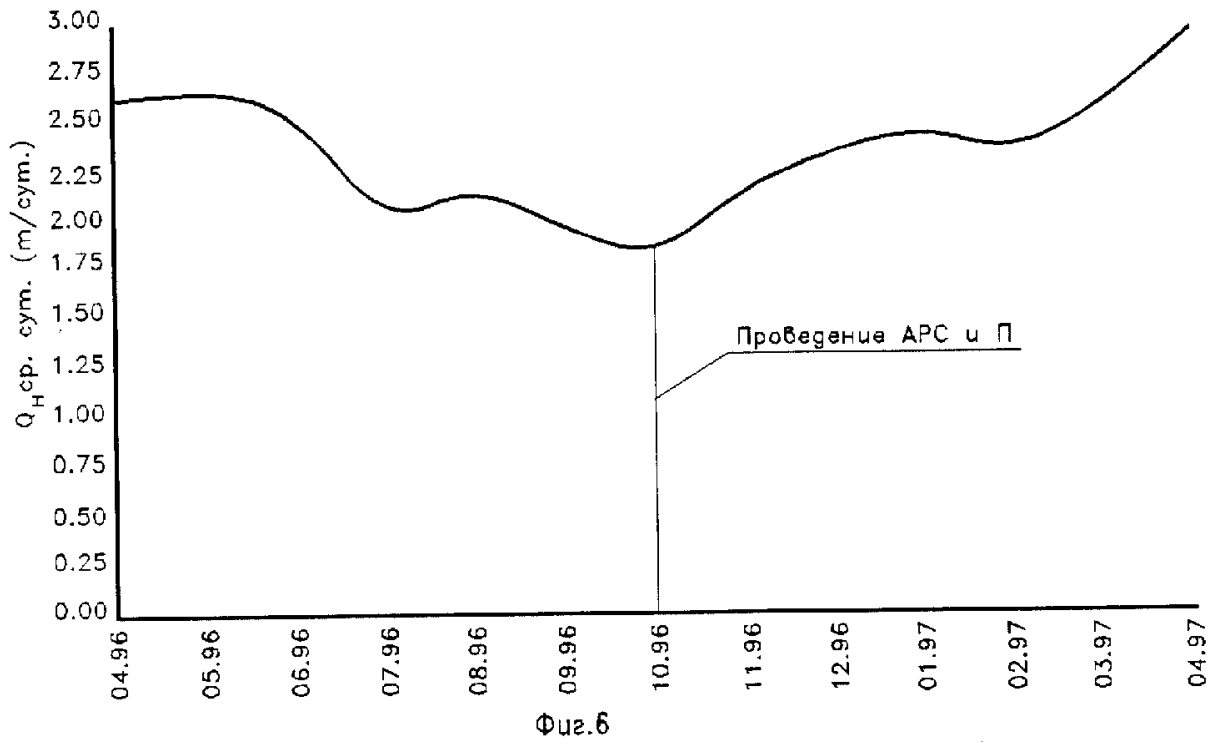
Фиг.4



Фиг.5

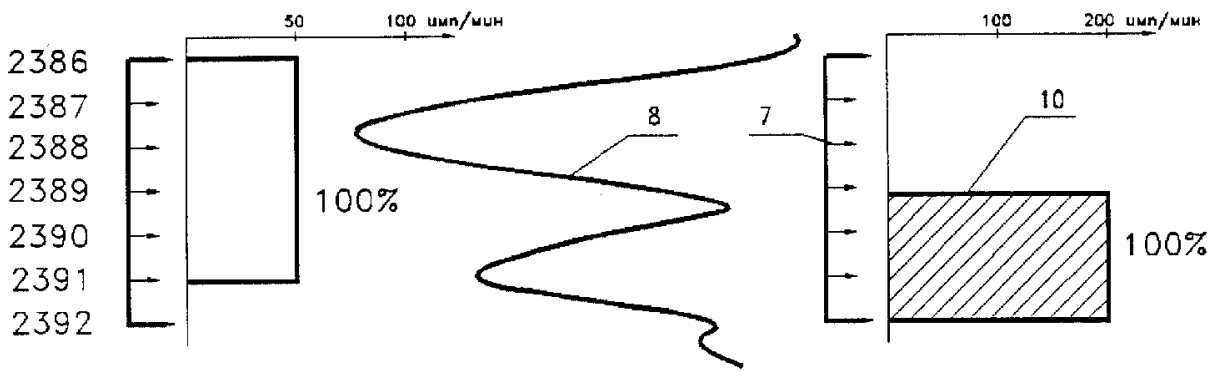
RU 2143554 C1

RU 2143554 C1



До АРС и П

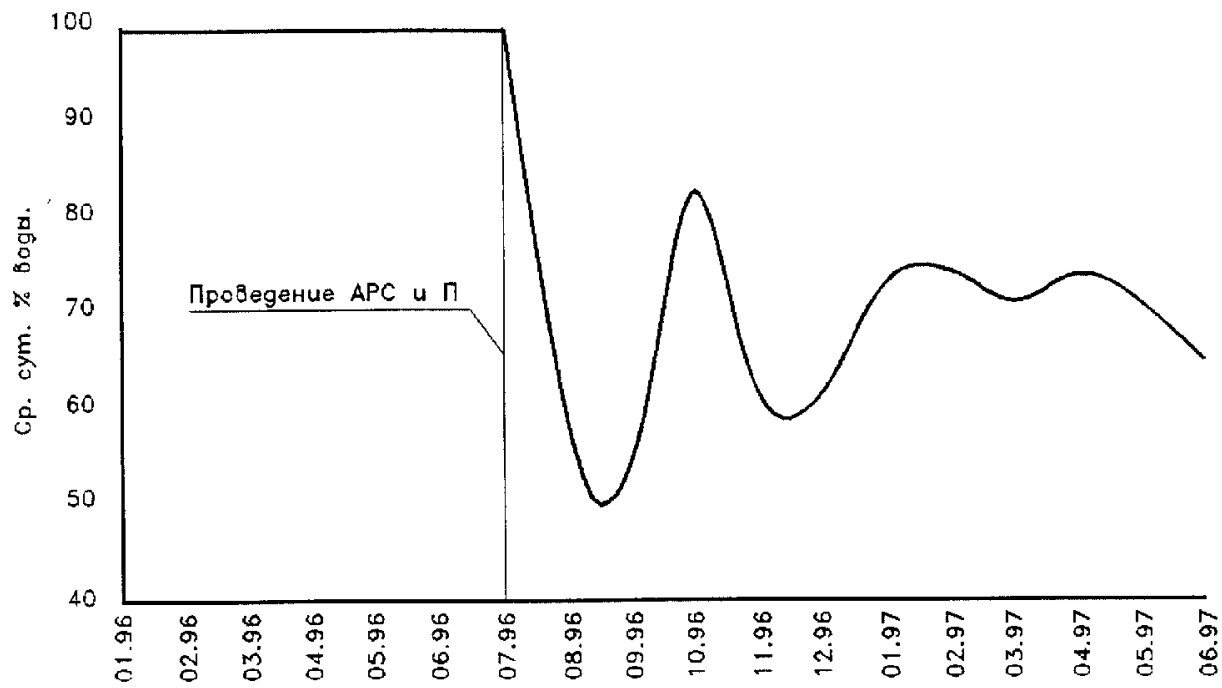
После АРС и П



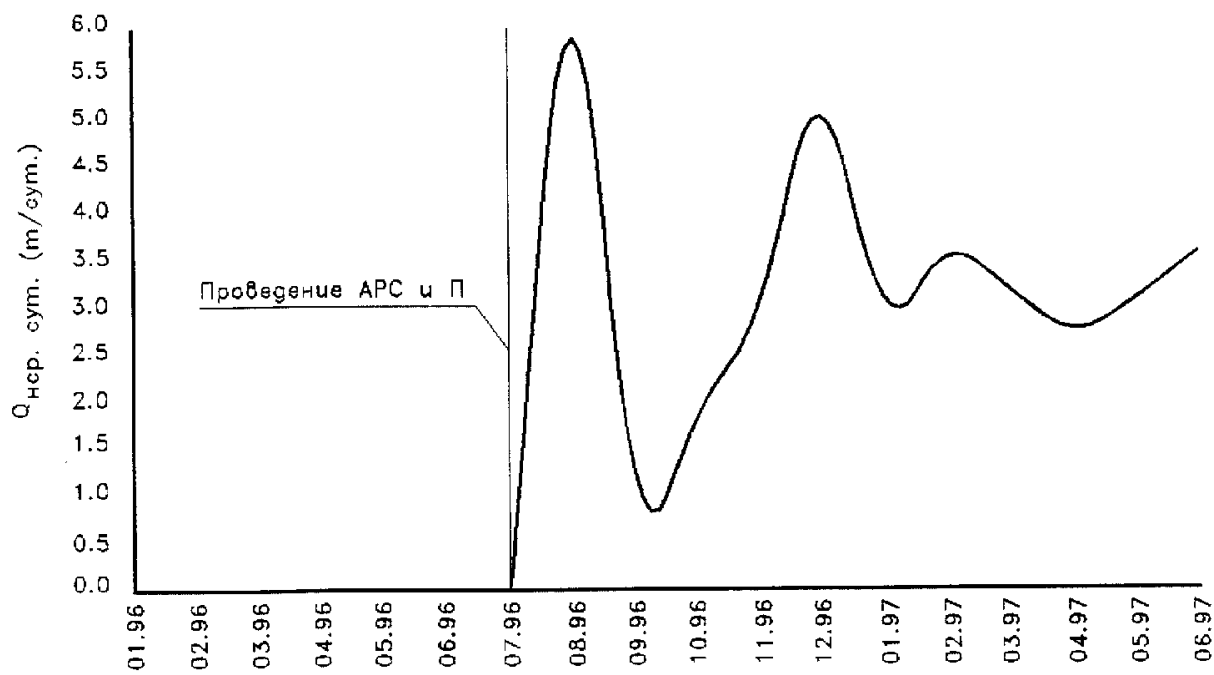
Фиг.7

RU 2143554 C1

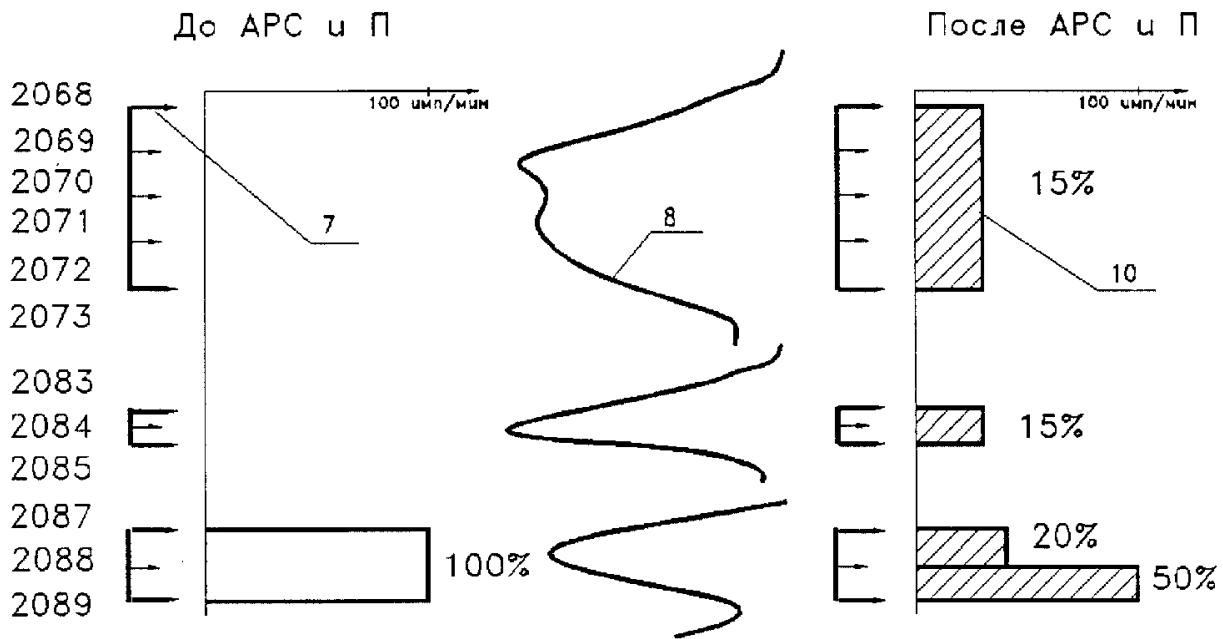
RU 2143554 C1



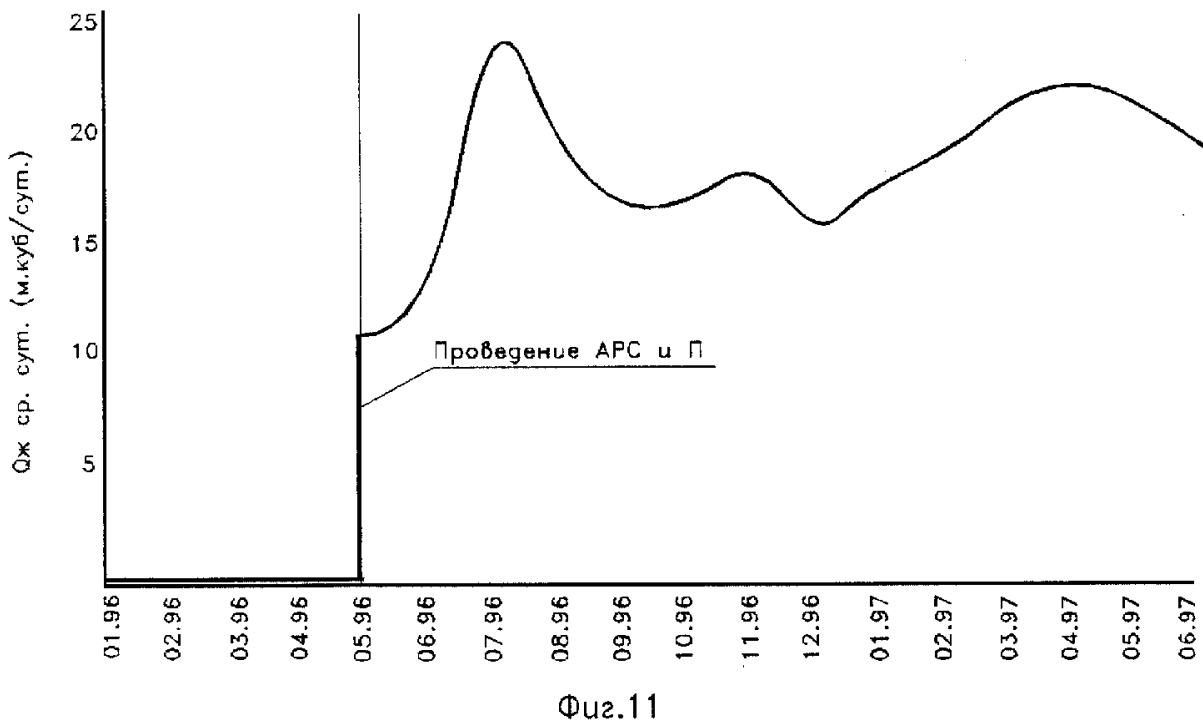
Фиг.8

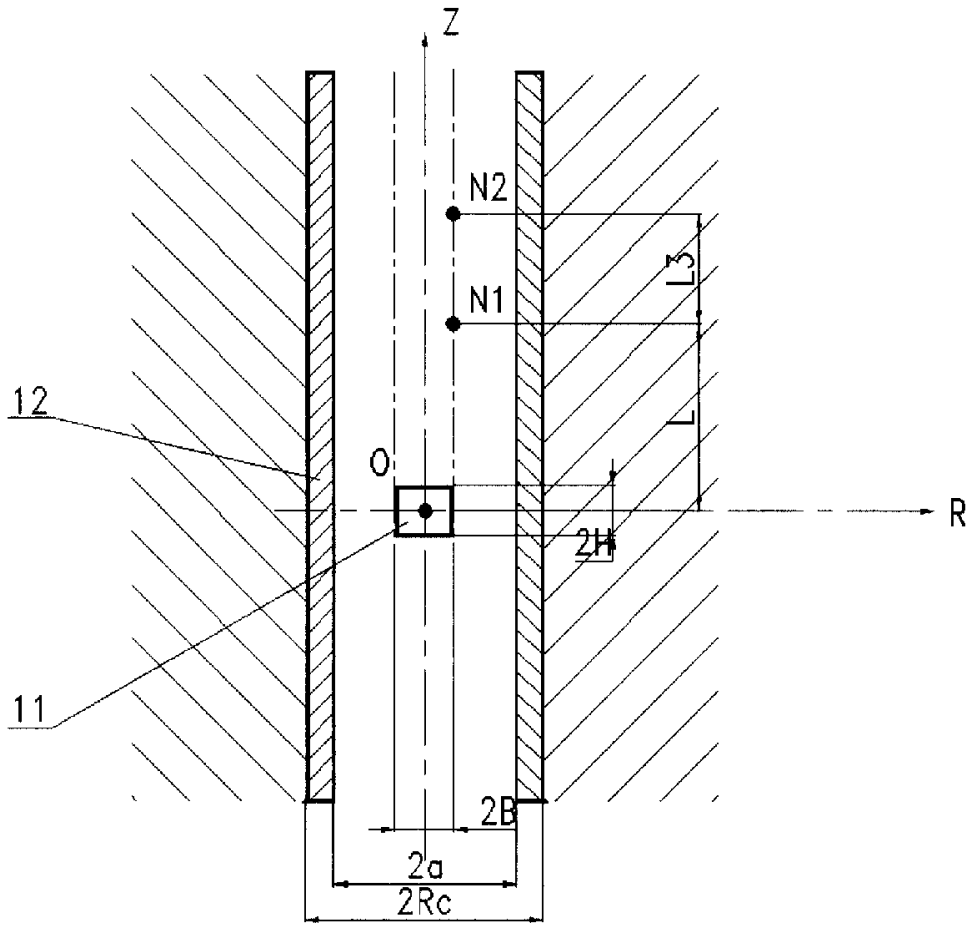


Фиг.9

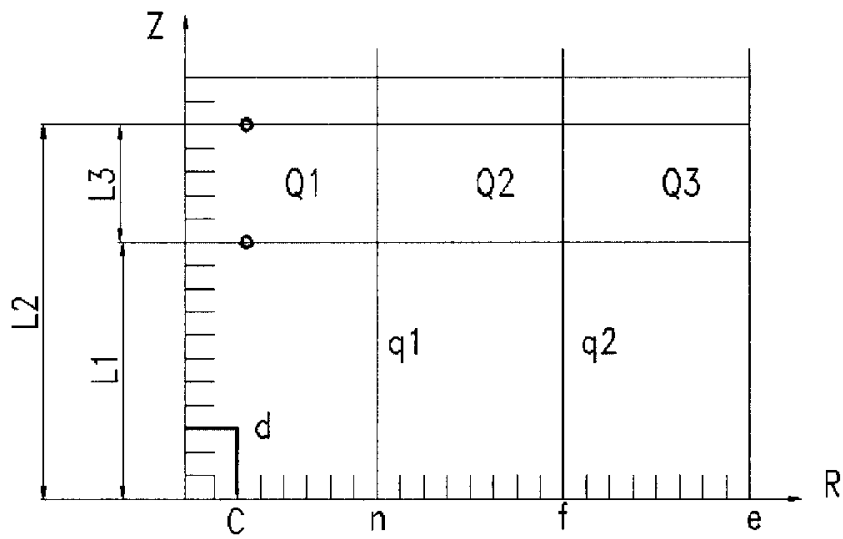


Фиг.10





Фиг. 12



Фиг. 13