



(51) МПК
E21B 47/00 (2012.01)
E21B 49/00 (2006.01)
G01N 15/08 (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2013135670/03, 30.07.2013

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
 30.07.2013

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 30.07.2013

(45) Опубликовано: 10.08.2014 Бюл. № 22

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: US 7099811 B2, 29.08.2006. RU 2467316 C1, 20.11.2012. RU 2331056 C1, 10.08.2008. SU 1341558 A1, 30.09.1987. SU 1182331 A1, 30.09.1985. US 4722095 A1, 26.01.1988. US 4982086 A1, 01.01.1991

Адрес для переписки:

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

(72) Автор(ы):

Михайлов Дмитрий Николаевич (RU),
 Шако Валерий Васильевич (RU),
 Рыжиков Никита Ильич (RU),
 Надеев Александр Николаевич (RU),
 Тевени Бертран (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Шлюмберже Текнолоджи Б.В. (NL)

(54) СПОСОБ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ БУРОВОГО РАСТВОРА

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности и может быть использовано для прогнозирования изменения характеристик призабойной зоны нефтегазосодержащих пластов. Техническим результатом является повышение точности и снижение трудоемкости прогнозирования изменения характеристик призабойной зоны пластов за счет комбинирования математического моделирования и лабораторных экспериментов. Сущность способа основывается на определении реологических свойств бурового раствора, фильтрата бурового раствора и пластового флюида, измерении свойств внешней фильтрационной корки, а также пористости и проницаемости образца керна. При этом создают математическую модель внешней фильтрационной корки. Прокачивают буровой раствор через образец керна и регистрируют динамику перепада давления на образце и расхода

истекающей из образца жидкости. С помощью микромографии определяют профиль концентрации проникших в образец твердых частиц бурового раствора. Создают математическую модель внутренней фильтрационной корки для описания динамики изменения концентрации частиц бурового раствора в поровом пространстве образца керна и сопутствующего изменения проницаемости образца керна. Создают сцепленную математическую модель внешней и внутренней фильтрационных корок, на основе которой с учетом свойств внешней фильтрационной корки определяют параметры математической модели внутренней фильтрационной корки, при которых одновременно воспроизводятся данные эксперимента по прокачке бурового раствора через образец керна и профиль концентрации проникших частиц бурового раствора. 12 з.п. ф-лы, 8 ил.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.

E21B 47/00 (2012.01)*E21B 49/00* (2006.01)*G01N 15/08* (2006.01)(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(21)(22) Application: **2013135670/03, 30.07.2013**(24) Effective date for property rights:
30.07.2013

Priority:

(22) Date of filing: **30.07.2013**(45) Date of publication: **10.08.2014** Bull. № 22

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) **PREDICTION OF BOTTOMHOLE FORMATION ZONE UNDER ACTION OF DRILLING MUD**

(57) Abstract:

FIELD: oil-and-gas industry.

SUBSTANCE: proposed method comprises determination of drilling mud rheological properties, drilling mud filtrate and formation fluid, measurement of outer filtration crust, porosity and permeability of core specimen. Note here that mathematical model of said outer filtration crust is constructed. Drilling mud is forced through core specimen to register pressure drop dynamics at specimen and flow rate of effusing fluid. Micro tomography is used to define the profile of drilling mud solid particles penetrated into said specimen. Mathematical model of inner filtration crust is constructed to de-

scribe the dynamics of drilling mud particle concentration in threshold space of core specimen and associated changes in core specimen permeability. Enchained mathematical model of inner and outer filtration crusts is constructed. The latter allows the determination of parameters of inner filtration crust mathematical model whereat reproduced are experimental; data on pumping said drilling mud through core specimen and profile of drilling mud solid particles penetrated into said specimen.

EFFECT: higher accuracy and lower labour input.
1 cl, 8 dwg

Изобретение относится к способам прогнозирования изменения характеристик призабойной зоны нефте/газосодержащего пласта под воздействием проникающего бурового раствора (или промывочных жидкостей) в ходе бурения, заканчивания и очистки скважин.

5 Буровые растворы представляют собой сложные смеси глины, твердых частиц (размером от менее одного микрона до нескольких миллиметров) и органических добавок (полимеров, крахмала, ПАВ и т.п.), содержащихся в "несущей" жидкости - "основе" бурового раствора, в качестве которой может выступать вода, нефть, дизель или какая-либо синтетическая жидкость.

10 При бурении и заканчивании скважин на репрессии компоненты бурового раствора проникают в пласт и вызывают изменение его фильтрационно-емкостных свойств, формируется сложная структура призабойной зоны пласта. Обычно выделяется внешняя фильтрационная корка (образующаяся на стенке скважины и состоящая из отфильтрованных твердых частиц и глины бурового раствора), внутренняя
15 фильтрационная корка (формируемая частицами бурового раствора, проникающими в пластовые породы) и зона проникновения фильтрата бурового раствора.

В ходе технологической процедуры очистки скважины (путем постепенного ее вывода на добычу) компоненты бурового раствора частично вымываются из околоскважинной зоны. Тем не менее часть компонентов остается удержанной в поровом пространстве
20 породы коллектора, что вызывает ухудшения характеристик призабойной зоны, прежде всего, снижение проницаемости. Как результат, снижается продуктивность скважины. Для характеристики этого явления обычно используется термин "повреждение призабойной зоны пласта" или кратко "повреждение пласта".

В большей части математических моделей, используемых для описания процесса
25 проникновения бурового раствора, учитывается только образование/удаление внешней фильтрационной корки и проникновение фильтрата бурового раствора (вода/нефть/дизель) в пластовые породы - считается, что частицы бурового раствора в пластовые породы не проникают.

Исторически численное моделирование динамики проникновения фильтрата бурового
30 раствора впервые стало использоваться в методиках оценки свойств пласта путем сравнения рассчитанного и реального радиального распределения электросопротивления по данным многозондового индукционного каротажа, а позднее - по результатам одновременной инверсии такого каротажа в сочетании с динамикой давления, зарегистрированной в ходе отбора глубинных проб из скважины. Возможное изменение
35 проницаемости и иных свойств призабойной зоны пласта под воздействием проникших компонент бурового раствора в таких методиках учитывается лишь как дополнительное гидравлическое сопротивление (связанное с образованием внутренней и остатками внешней фильтрационной корки).

Более детальный учет механизмов изменения свойств призабойной зоны пласта под
40 воздействием проникших компонент бурового раствора содержится, например, в патенте US 7099811. Описанный в данном патенте способ базируется на лабораторных фильтрационных экспериментах с длинными образцами керна (40 см), включающих закачку бурового раствора в керн и последующую закачку пластовой жидкости с противоположного конца керна с целью моделирования процесса очистки. Профили
45 поврежденной и восстановленной проницаемости вдоль образца керна, полученные в ходе лабораторных фильтрационных экспериментов, используются в качестве входных параметров для гидродинамического симулятора, который учитывает распределение проницаемости в призабойной зоне, используя цилиндрическую сетку с очень мелкими

ячейками (порядка нескольких миллиметров) вокруг скважины. Динамика изменения проницаемости моделируется как функция суммарного расхода жидкостей через образец керна. Недостатком данного подхода является необходимость проведения отдельного, достаточно длительного, лабораторного эксперимента для анализа даже относительно
5 небольшой вариации концентрации компонент бурового раствора, фильтрационных свойств образца или перепада давления при бурении/очистки скважины. Тем самым для выбора оптимального состава бурового раствора, а также выбора и прогноза режима бурения/очистки скважины требуется выполнить большое число лабораторных экспериментов, особенно если речь идет о бурении скважины в сложном многопластовом
10 месторождении.

Предлагаемый способ обеспечивает возможность прогнозирования изменения свойств призабойной зоны пласта, таких как проницаемость и насыщенность, в ходе бурения/очистки скважины, возникающего из-за проникновения/удаления компонент бурового раствора. Указанный технический результат обеспечивается за счет
15 комбинирования математического моделирования и лабораторных фильтрационных экспериментов и использования рентгеновской компьютерной микротомографии для получения кривых концентрации проникших твердых частиц бурового раствора, что накладывает дополнительное ограничение при решении обратной задачи определения параметров модели.

20 Предлагаемый способ осуществляется следующим образом.

Определяют реологические свойства бурового раствора, фильтрата бурового раствора и пластового флюида. Измеряют свойства внешней фильтрационной корки, а также пористость и проницаемость образца керна. Создают математическую модель
25 внешней фильтрационной корки для описания роста внешней фильтрационной корки и просачивания через нее фильтрата бурового раствора.

Прокачивают буровой раствор через образец керна и регистрируют динамику перепада давления на образце и расхода истекающей из образца жидкости. Дополнительно может быть зарегистрирована динамика профиля насыщенности
30 фильтрата бурового раствора посредством, например, измерений электросопротивления по длине образца в процессе прокачки бурового раствора.

Осуществляют рентгеновскую компьютерную микротомографию образца керна и на основе анализа полученных данных микротомографии определяют профиль концентрации проникших в образец твердых частиц бурового раствора. Создают
35 математическую модель внутренней фильтрационной корки для описания динамики изменения концентрации частиц бурового раствора в поровом пространстве образца керна и сопутствующего изменения проницаемости образца керна.

Создают сцепленную математическую модель внешней и внутренней фильтрационных корок, включающую модель внешней фильтрационной корки и модель внутренней
40 фильтрационной корки. Используя созданную сцепленную математическую модель внешней и внутренней фильтрационных корок, а также измеренные ранее свойства внешней фильтрационной корки, определяют параметры математической модели внутренней фильтрационной корки для описания динамики изменения концентрации частиц бурового раствора в поровом пространстве образца керна, при которых
45 одновременно воспроизводятся данные эксперимента по прокачке бурового раствора через образец керна (динамика перепада давления на образце, расход истекающей из образца жидкости и, дополнительно, профиль насыщенности фильтрата бурового раствора) и профиль концентрации проникших частиц бурового раствора. Используют полученные параметры математической модели внешней фильтрационной корки и

математической модели внутренней фильтрационной корки для прогнозирования изменения свойств призабойной зоны пласта под воздействием проникших компонент бурового раствора.

5 Определяемыми параметрами математической модели внутренней фильтрационной корки для описания динамики изменения концентрации частиц бурового раствора в поровом пространстве образца керна являются показатель, определяющий интенсивность снижения проницаемости породы с ростом доли удержанных в поровом пространстве частиц бурового раствора, коэффициент захвата частиц i -го типа, коэффициент мобилизации частиц i -го типа, критическая скорость мобилизации частиц i -го типа, эмпирический коэффициент, зависящий от структуры порового пространства и механизма захвата частиц в порах.

Прокачка бурового раствора через образец керна может осуществляться с циркуляцией раствора по касательной к входному торцу образца керна.

15 Дополнительно для моделирования процесса удаления ("отмыва") компонент бурового раствора через образец керна может быть осуществлена прокачка пластовой жидкости, при этом закачка пластовой жидкости осуществляется с торца, противоположного торцу, с которого осуществлялась закачка бурового раствора ("обратная закачка").

20 Предпочтительно, перед прокачкой бурового раствора через образец керна осуществляют предварительную рентгеновскую компьютерную микротомографию этого образца.

Если компоненты бурового раствора, влияющие на фильтрационные свойства керна, имеют слабый рентгеновский контраст (например, глина), в раствор добавляют контрастный агент.

25 Если размеры образца керна не позволяют провести рентгеновскую компьютерную микротомографию с требуемым разрешением, из образца высверливают образец малого размера, например цилиндр, и осуществляют микротомографию этого малого образца.

Используя описанную выше последовательность действий, могут быть получены параметры математических моделей внешней и внутренней фильтрационных корок для различных типов буровых растворов и образцов кернов различных литотипов, что позволяет построить зависимости параметров моделей от свойств образцов кернов и буровых растворов. Полученные зависимости используют для моделирования динамики проникновения или удаления компонентов различных буровых растворов в призабойной зоне и прогнозирования сопутствующего изменения свойств призабойной зоны в предполагаемых условиях бурения/очистки. Свойствами кернов являются проницаемость, характерный размер пор, смачиваемость.

Изобретение поясняется чертежами, где на фиг.1 показаны внешняя и внутренняя фильтрационные корки, на фиг.2 показана качественная схема типичного эксперимента по исследованию свойств внешней фильтрационной корки путем продавливания бурового раствора через фильтровальную бумагу или керамический диск, на фиг.3 приведен пример изменения проницаемости в ходе лабораторного фильтрационного эксперимента с глинистым буровым раствором и образцом керна, на графике обозначены типичные стадии процесса, на фиг.4 показаны примеры высверленного мини-цилиндра малого размера для проведения рентгеновской компьютерной микротомографии, на фиг.5 изображен поперечный разрез керна на рентгеновской микрокомпьютерной томографии, содержащий глинистые частицы бурового раствора, модифицированные добавлением специального контрастного элемента, на фиг.6 показан пример реконструированного профиля концентрации проникших частиц бурового

раствора вдоль образца керна, на фиг.7 показаны регионы пространственной сетки в околоскважинной зоне пласта для моделирования проникновения в пласт компонентов бурового раствора, на фиг.8 показана рассчитанная динамика потерь бурового раствора в ходе бурения, а также рассчитанные профили распределения фильтрата бурового раствора и поврежденной проницаемости (в данном случае проведена нормировка на начальную проницаемость) в призабойной зоне пласта после 4-х часов бурения.

Изобретение осуществляется следующим образом. В соответствии с заданной рецептурой подготавливают буровой раствор и берут образец керна. Рецептура любого бурового раствора включает в себя концентрацию и тип твердой фазы (глина, частицы), используемой для изготовления бурового раствора. Как показано на фиг.1, компоненты бурового раствора проникают в направлении от контакта со скважиной 3 в пласт 4 и вызывают изменение его фильтрационно-емкостных свойств, формируется сложная структура призабойной зоны пласта. Обычно выделяется внешняя фильтрационная корка 1 (образующаяся на стенке скважины 3 и состоящая из отфильтрованных твердых частиц и глины бурового раствора), внутренняя фильтрационная корка 2 (формируемая частицами бурового раствора, проникающими в пластовые породы) и зона проникновения фильтрата бурового раствора.

Определяют реологические свойства бурового раствора, фильтрата бурового раствора и пластового флюида согласно, например, РД 39-2-645-81 "Методика контроля параметров буровых растворов" и ГОСТ 33-2000 "Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости".

Проводят эксперимент по определению показателя фильтрации бурового раствора согласно РД 39-2-645-81 "Методика контроля параметров буровых растворов" или с помощью иных методик с фильтр-прессом по продавливанию бурового раствора через фильтровальную бумагу или керамический диск (см., например, Dewan J.T., Chenevert M.E. A model for filtration of Water-base Mud During Drilling: Determination of Mudcake Parameters, Petrophysics, 2001, V. 42, №3, pp.237-250). В ходе данного эксперимента твердая фаза бурого раствора отфильтровывается на поверхности фильтровальной бумаги (или керамического диска в зависимости от типа эксперимента), образуя малопроницаемую фильтрационную корку - аналог внешней фильтрационной корки, формирующейся на стенке скважины в ходе бурения.

На фиг.2 приведена качественная схема типичного эксперимента по исследованию свойств внешней фильтрационной корки путем продавливания бурового раствора 5 с помощью пресса 6 через фильтровальную бумагу (или керамический диск) 7, в ходе чего формируется слой отфильтровавшейся твердой фазы (внешняя фильтрационная корка) 8 толщины h_{mc} , а фильтрат бурового раствора 9 собирается в специальном мерном стакане.

Создают математическую модель внешней фильтрационной корки для описания роста внешней фильтрационной корки и просачивания через нее фильтрата бурового раствора. Для математического моделирования используется система уравнений, основанных на балансе массы частиц и фильтрата:

$$\frac{dh_{mc}}{dt} = - \frac{C_{\Sigma} u_{mf}}{(1 - C_{\Sigma}) [1 - \varphi_{mc} (\Delta p_{mc})]} - f_e, \quad (1)$$

$$\text{div} u_{mf} = 0, \quad (2)$$

а также законе Дарси для скорости фильтрации через фильтрационную корку:

$$u_{mf} = - \frac{k_{mc} (\Delta p_{mc}) \Delta p_{mc}}{\mu_{mf} h_{mc}}, \quad (3)$$

здесь фильтрат бурового раствора предполагается несжимаемым; t - время; параметры с нижним индексом 'mc' соответствуют внешней фильтрационной корке; h_{mc} - толщина внешней фильтрационной корки; f_e - скорость эрозии ("смыва") внешней фильтрационной корки из-за циркуляции бурового раствора в затрубном пространстве; u_{mf} - скорость фильтрации фильтрата бурового раствора через фильтрационную корку; μ_{mf} - вязкость фильтрата бурового раствора; Δp_{mc} - перепад давления на внешней фильтрационной корке; k_{mc} и φ_{mc} - проницаемость и пористость внешней фильтрационной корки соответственно; C_{Σ} - объемная концентрация твердой фазы в буровом растворе (твердая фаза в общем случае может состоять из нескольких различных компонент).

Уравнение динамики роста внешней фильтрационной корки (1) включает член, описывающий ее эрозию ("смыв") под воздействием циркуляции бурового раствора в затрубном пространстве.

Система уравнений (1) - (3) включает два замыкающих соотношения $k_{mc}(\Delta p_{mc})$ и $\varphi_{mc}(\Delta p_{mc})$, описывающие изменение проницаемости и пористости внешней фильтрационной корки при изменении перепада давления на ней (т.е. сжимаемость внешней фильтрационной корки). Следующая степенная зависимость подтверждена экспериментально (см., например, Dewan J.T., Chenevert M.E. A model for filtration of Water-base Mud During Drilling: Determination of Mudcake Parameters, *Petrophysics*, 2001, V.42, №3, pp.237-250):

$$k_{mc} = \frac{k_{mc0}}{(\Delta p_{mc})^{\nu}}, \quad \varphi_{mc} = \frac{\varphi_{mc0}}{(\Delta p_{mc})^{\delta}}, \quad (4)$$

где k_{mc0} , φ_{mc0} - опорные значения проницаемости и пористости, определяемые экспериментально при $\Delta p_{mc}=1$ psi; ν , δ - показатели сжимаемости, также получаемые экспериментальным путем.

Следующие свойства внешней фильтрационной корки неизвестны: проницаемость k_{mc0} , пористость φ_{mc0} , показатели сжимаемости ν и δ .

Эти свойства определяют (см., например, Dewan J.T., Chenevert M.E. A model for filtration of Water-base Mud During Drilling: Determination of Mudcake Parameters, *Petrophysics*, 2001, V. 42, №3, pp.237-250) исходя из данных проведенного ранее эксперимента по продавливанию бурового раствора через фильтровальную бумагу или керамический диск.

Далее измеряют открытую пористость и абсолютную проницаемость исходного образца керна, например, согласно ГОСТ 26450.1-85 и ГОСТ 26450.2-85.

Проводят лабораторный фильтрационный эксперимент по прокачиванию бурового раствора через образец керна. В состав лабораторного оборудования для фильтрационных экспериментов с прокачиванием бурового раствора входит ячейка фильтрации (кернодержатель), а также может входить блок измерения электросопротивления в различных частях образца керна вдоль оси фильтрации. Закачка бурового раствора в образец керна может быть реализована в двух режимах: с циркуляцией раствора по касательной к входному торцу образца керна и без таковой. В целях воспроизведения динамического процесса проникновения бурового раствора проводят лабораторные эксперименты в репрезентативных скважинных условиях

(температура, репрессия на пласт и скорость сдвига применительно к буровому раствору). После прокачивания бурового раствора может быть осуществлена прокачка пластовой жидкости с противоположного конца керна ("обратная закачка") с целью моделирования процесса удаления ("отмыва") компонент бурового раствора.

5 В зависимости от конкретной конструкции кернодержателя, в нем могут быть исследованы образцы керна диаметром от 0.8 до 5 см и длиной до 30-40 см. Например, стандартный кернодержатель предназначен для исследования образцов керна диаметром 3 см и длиной 3-6 см, однако существуют также различные модификации более длинного кернодержателя с несколькими портами (обычно, 4-5) для измерения перепада давления
10 в различных частях керна в ходе фильтрационного эксперимента (см. например, Longeron D., Alfenore J., Salehi N., Saintpère S., 2000, Experimental approach to characterize drilling mud invasion, formation damage and cleanup efficiency in horizontal wells with openhole completions. SPE 58737).

В ходе фильтрационного эксперимента с буровым раствором регистрируют динамику перепада давления $\Delta p(t)$ на образце керна и объемного расхода истекающей из керна жидкости $q(t)$. Могут быть произведены измерения электросопротивления по длине образца, что позволяет зарегистрировать динамику профиля насыщенности фильтрата бурового раствора. На практике, как правило, используется динамика снижения /
15 восстановления проницаемости образца керна в зависимости от объема закачанной жидкости, которая рассчитывается исходя из зарегистрированной динамики перепада давления и расхода на основе закона Дарси:

$$q(t) = - \frac{k_{core}(t)}{\mu_*} A \frac{\Delta p(t)}{L} \quad (5)$$

25 где t - время; $k_{core}(t)$ - проницаемость керна; $\Delta p(t)$ - перепад давления на образце керна; $q(t)$ - объемный расход истекающей из керна жидкости; L - длина керна; A - площадь поперечного сечения керна; μ_* - вязкость истекающей из керна жидкости (на практике при прокачивании бурового раствора эта величина предполагается равной вязкости фильтрата бурового раствора, а при обратной прокачке - вязкости
30 закачиваемой пластовой жидкости).

Пример изменения проницаемости в ходе лабораторного фильтрационного эксперимента по прокачиванию глинистого бурового раствора через образец керна и последующей обратной прокачке пластовой жидкости с противоположного конца керна приведен на фиг.3. Буровой раствор прокачивали при фиксированном перепаде
35 давления на режиме циркуляции раствора по касательной к входному торцу образца керна.

В ходе прокачивания бурового раствора (см. фиг.3) выделяются три стадии изменения проницаемости: быстрое падение на начальном этапе 10, обусловленное формированием внутренней фильтрационной корки, последующее более плавное снижение проницаемости 11, связанное с ростом внешней фильтрационной корки, и конечная
40 стадия 12, когда проницаемость керна остается практически постоянной в силу стабилизации толщины внешней фильтрационной корки из-за ее эрозии под воздействием циркулирующего бурового раствора и слабого изменения параметров внутренней фильтрационной корки. В процессе обратной прокачки происходит полный или
45 частичный срыв внешней фильтрационной корки (при превышении перепадом давления некоторой пороговой величины) и последующий отмыв части внутренней фильтрационной корки 13, благодаря чему проницаемость керна частично восстанавливается.

После лабораторного эксперимента с буровым раствором осуществляют рентгеновскую компьютерную микротомографию образца керна. Может быть проведена предварительная рентгеновская компьютерная микротомография исходного образца керна, до воздействия на него бурового раствора - это позволяет улучшить процедуру анализа данных рентгеновской микрокомпьютерной томографии. Если компоненты бурового раствора, влияющие на фильтрационные свойства керна, имеют слабый рентгеновский контраст (например, глина), в раствор добавляют контрастный агент (например, согласно методике, описанной в патенте РФ №2467316).

Если размеры образца керна не позволяют провести рентгеновскую компьютерную микротомографию с требуемым разрешением, из образца высверливают образец малого размера, например цилиндр, и осуществляют микротомографию этого малого образца (см. фиг.4).

Пример поперечного разреза образца керна на рентгеновской микрокомпьютерной томографии, содержащего глинистые частицы бурового раствора, модифицированные добавлением специального контрастного элемента, показан на фиг.5.

Специальный анализ данных рентгеновской микрокомпьютерной томографии (см. например, US №20130010919) позволяет получить профиль концентрации проникших в образец твердых частиц бурового раствора, пример которого приведен на фиг.6.

Создают математическую модель внутренней фильтрационной корки для описания динамики изменения концентрации частиц бурового раствора в поровом пространстве образца керна (иными словами, модель внутренней фильтрационной корки) и сопутствующего изменения проницаемости образца керна.

Математическая модель переноса и изменения концентрации (накопления/отмыва) твердых частиц бурового раствора в пористой среде, в отличие от традиционной модели (см. например Herzig J.P., Leclerc D.M., Le Goff P., 1970, Flow of Suspensions through Porous Media - Application to Deep Filtration, Industrial and Engineering Chemistry. Vol.62. № 5), предполагающей частицы одинаковыми и описывающей процесс их захвата/мобилизации в пористой среде с помощью единственного кинетического уравнения, обобщается для описания переноса двух разных видов твердых частиц. Различие физических свойств твердых частиц (например, размера) отражено путем введения двух кинетических уравнений с существенно разными коэффициентами захвата (и мобилизации). При необходимости, добавляется третий и последующие типы частиц.

Если проницаемость пласта на границе со скважиной снижается ниже определенной критической величины, считается, что все частицы, содержащиеся в буровом растворе, осаждаются (отфильтровываются) на стенке скважины и формируют растущую со временем внешнюю фильтрационную корку.

В настоящем изобретении мы рассматриваем проблему проникновения бурового раствора при следующих допущениях: два флюида (фильтрат бурового раствора и пластовый флюид (нефть, газ или вода)); линейный закон Дарси; буровой раствор включает два типа несжимаемых частиц; скорости частиц совпадают со скоростью несущей жидкости (отсутствие проскальзывания); диффузией частиц пренебрегается; частицы могут быть либо мобильными, либо захваченными поровыми ловушками.

Прежде чем сформулировать систему уравнений, введем основные определения.

Рассмотрим некоторый представительный объем V_{bulk} пористой среды (образец породы).

Начальный поровый объем (до проникновения компонент бурового раствора) V_{pore}^0

:

$$V_{\text{pore}}^0 = V_{\text{bulk}} - V_{\text{matrix}} \quad (6)$$

где V_{bulk} - общий объем образца породы; V_{matrix} - объем твердой матрицы ("скелета") в образце породы.

5 Начальная пористость образца породы φ_0 :

$$\varphi_0 = \frac{V_{\text{pore}}^0}{V_{\text{bulk}}} \quad (7)$$

10 В ходе фильтрации бурового раствора происходит захват частиц поровыми ловушками, что приводит к снижению порового объема $V_{\text{pore}}^{\text{red}}(t)$:

$$V_{\text{pore}}^{\text{red}}(t) = V_{\text{bulk}} - V_{\text{matrix}} - \sum_{i=1}^2 V_{\text{pi}}^t \quad (8)$$

15 здесь V_{pi}^t - суммарный объем захваченных частиц i -го типа ($i=1, 2$) в образце породы.

Отметим, что поровый объем становится зависящим от времени согласно динамике захвата частиц.

Уменьшенная ("поврежденная") пористость $\varphi(t)$:

$$20 \quad \varphi(t) = \frac{V_{\text{pore}}^{\text{red}}}{V_{\text{total}}} \quad (9)$$

Насыщенность S_{Λ} порового пространства фазой Λ

$$25 \quad s_{\Lambda} = \frac{V_{\Lambda}}{V_{\text{pore}}} \quad (10)$$

где V_{Λ} - объем фазы Λ в образце породы.

Объемная концентрация мобильных частиц i -го типа в буровом растворе C_i :

$$30 \quad C_i = \frac{V_{\text{pi}}^m}{\sum_i V_{\text{pi}}^m + V_{\text{mf}}} \equiv \frac{V_{\text{pi}}^m}{V_{\text{mud}}} = \frac{s_{\text{pi}}}{s_{\text{mud}}} \quad (11)$$

где $V_{\text{mud}} = \sum_i V_{\text{pi}}^m + V_{\text{mf}}$ - общий объем бурового раствора в образце породы; V_{mf} - объем фильтрата бурового раствора в образце породы; V_{pi}^m - суммарный объем мобильных частиц i -го типа в образце породы; s_{pi} - насыщенность порового пространства мобильными частицами i -го типа; s_{mud} - насыщенность порового пространства буровым раствором.

40 Объемная фракция захваченных частиц i -го типа в образце σ_i

$$\sigma_i = \frac{V_{\text{pi}}^t}{V_{\text{bulk}}} \quad (12)$$

где V_{pi}^t суммарный объем захваченных частиц i -го типа в объеме V_{bulk} .

45 В соответствии с определениями начальной и уменьшенной пористости (7), (9) и объемной фракцией захваченных частиц (12) получаем следующее соотношение для уменьшенной ("поврежденной") пористости:

$$\varphi(\sigma_{\Sigma}) = \varphi_0 - \sigma_{\Sigma} \quad (13)$$

где $\sigma_{\Sigma} = \sigma_1 + \sigma_2$ - суммарная фракция захваченных частиц 1-го и 2-го типа.

Система уравнений, описывающих проникновение компонент бурового раствора в пласт, содержит уравнения массового баланса для пластовой жидкости, фильтрата бурового раствора и частиц двух типов:

$$\frac{\partial}{\partial t} [\varphi(\sigma_{\Sigma}) \rho_{rf} s_{rf}] + \text{div} [\rho_{rf} \mathbf{u}_{rf}] = 0 \quad (14)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [\varphi(\sigma_{\Sigma}) \rho_{mf} s_{mf}] + \text{div} [\rho_{mf} \mathbf{u}_{mf}] = 0, \quad (15)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [\varphi(\sigma_{\Sigma}) s_{pi}] + \text{div} [C_i \mathbf{u}_{mud}] = -q_{p_{trapping}}^i + q_{p_{mobilization}}^i, \quad i = 1, 2 \quad (16)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \sigma_i = q_{p_{trapping}}^i - q_{p_{mobilization}}^i, \quad i = 1, 2 \quad (17)$$

где t - время; ρ_{rf} - плотность пластовой жидкости; ρ_{mf} - плотность фильтрата бурового раствора; s_{rf} - насыщенность порового пространства пластовой жидкостью; s_{mf} - насыщенность порового пространства фильтратом бурового раствора; s_{pi} - насыщенность порового пространства частицами i -го типа; i - тип частицы; \mathbf{u}_{rf} - скорость фильтрации пластовой жидкости; \mathbf{u}_{mf} - скорость фильтрации фильтрата бурового раствора; \mathbf{u}_{mud} - скорость фильтрации бурового раствора; $q_{p_{trapping}}^i$ - интенсивность

захвата частиц i -го типа в породе пласта; $q_{p_{mobilization}}^i$ - интенсивность мобилизации ("отмыва") частиц i -го типа.

Скорости фильтрации бурового раствора и пластовой жидкости определяются согласно обобщенному закону Дарси

$$\mathbf{u}_{mud} = - \frac{k(\sigma_{\Sigma}) k_{r,mud}(s_{mud}, \sigma_{\Sigma})}{\mu_{mud}} \nabla p_{mud}; \quad \mathbf{u}_{rf} = - \frac{k(\sigma_{\Sigma}) k_{r,rf}(s_{rf}, \sigma_{\Sigma})}{\mu_{rf}} \nabla p_{rf}, \quad (18)$$

где k - проницаемость пласта; $k_{r,mud}$ - относительная фазовая проницаемость бурового раствора; $k_{r,rf}$ - относительная фазовая проницаемость пластовой жидкости; μ_{mud} - вязкость бурового раствора; μ_{rf} - вязкость пластовой жидкости; p_{mud} - давление бурового раствора; p_{rf} - давление пластовой жидкости; $s_{mud} = s_{mf} + \sum_i s_{pi}$ - насыщенность порового пространства буровым раствором; $C_{\Sigma} = C_1 + C_2$ - суммарная объемная концентрация мобильных частиц 1-го и 2-го типа в буровом растворе.

В соответствии с определением капиллярного давления p_c :

$$p_c = p_{nw} - p_w, \quad (19)$$

где нижний индекс "nw" соответствует несмачивающей фазе; нижний индекс "w" соответствует смачивающей фазе.

Скорость фильтрации фильтрата бурового раствора определяется следующим выражением:

$$\mathbf{u}_{mf} = (1 - C_{\Sigma}) \mathbf{u}_{mud}. \quad (20)$$

Для замыкания системы воспользуемся известными соотношениями, определяющими

интенсивность захвата и мобилизации ("высвобождения") частиц в поровом пространстве, а также динамику изменения проницаемости (см. например Ives K.J., Pienvichitr V., 1965, Kinetics of filtration of dilute suspensions, Chemical Engineering Science. Vol.20. № 11; Herzig J.P., Leclerc D.M., Le Goff P., 1970, Flow of Suspensions through Porous Media - Application to Deep Filtration, Industrial and Engineering Chemistry. Vol.62. No.5):

$$q_{\text{trapping}}^i = \lambda_{ci}^0 C_{pi} u_m, \quad (21)$$

$$q_{\text{mobilization}}^i = \lambda_{mi}^0 \sigma_{\Sigma} (U - U_{ci}), \quad (22)$$

$$k(\sigma_{\Sigma}) = k_0 \left(1 - \frac{\sigma_{\Sigma}}{\beta \phi_0} \right)^M; \quad (23)$$

здесь λ_{ci}^0 - коэффициент захвата частиц i -го типа; λ_{mi}^0 - коэффициент мобилизации частиц i -го типа; U_{ci} - критическая скорость мобилизации частиц i -го типа; M - показатель, определяющий интенсивность снижения проницаемости породы с ростом доли удержанных в поровом пространстве частиц бурового раствора; β - эмпирический коэффициент, зависящий от структуры порового пространства и механизма захвата частиц в порах.

Эмпирические параметры M , λ_{ci}^0 , λ_{mi}^0 , U_{ci} , β математической модели внутренней фильтрационной корки для описания динамики изменения концентрации частиц бурового раствора в поровом пространстве образца керна неизвестны и могут быть определены путем настройки расчетов на данные лабораторных фильтрационных экспериментов и профиль концентрации проникших частиц бурового раствора (по данным рентгеновской компьютерной микротомографии образца керна).

Поскольку данные, регистрируемые в лабораторных фильтрационных экспериментах по закачке бурового раствора в образец керна, учитывают совместное влияние как внутренней, так и внешней фильтрационных корок (см., например, фиг.3), создается сцепленная математическая модель внешней и внутренней фильтрационных корок.

Связь ("сцепка") моделей внешней и внутренней фильтрационных корок реализована с помощью следующих предположений (см. фиг.1):

1. На начальном этапе фильтрации бурового раствора все содержащиеся в нем частицы проникают в образец керна (или пласта) и частично удерживаются в поровом пространстве, что приводит к формированию внутренней фильтрационной корки 2 на фиг.1 и, как следствие, снижению проницаемости породы.

2. Если проницаемость керна в области входного торца (или пласта на границе со скважиной) 3 на фиг.1 снижается до некоторой критической величины k_{crit} , то частицы больше не могут проникнуть в породу и отфильтровываются на поверхности керна (или стенке скважины), образуя внешнюю фильтрационную корку 1 на фиг.1.

При дискретизации задачи для численных расчетов данный критерий зависит от размера первой ячейки, начиная от торца керна. Этот размер, определяется крутизной падения профиля концентрации проникших частиц бурового раствора, полученных с помощью рентгеновской компьютерной микротомографии. Рекомендуется выбирать размер ячейки таким малым, чтобы на ее длине концентрация проникших частиц бурового раствора снижалась не более чем на 10%. Иным критерием является сходимость решения с заданной точностью при уменьшении размера сетки в области контакта пласта-скважина или вблизи торца керна.

3. Критическое значение k_{crit} предполагается равным проницаемости внешней

фильтрационной корки при текущем перепаде давления.

Сформулированные предположения связывают модели внутренней и внешней корок.

Свойства внешней фильтрационной корки (проницаемость k_{mc0} , пористость φ_{mc0} , показатели сжимаемости ν и δ) уже определены исходя из данных проведенного эксперимента по продавливанию бурового раствора через фильтровальную бумагу или керамический диск (см. фиг.2).

Фиксируя свойства внешней фильтрационной корки в сцепленной модели внешней и внутренней фильтрационных корок, находят параметры внутренней фильтрационной корки (M , λ_{ci}^0 , λ_{mi}^0 , U_{ci} , β), при которых одновременно воспроизводятся данные лабораторного фильтрационного эксперимента (динамика перепада давления на образце, расход истекающей из образца жидкости и, дополнительно, профиль насыщенности фильтрата бурового раствора) и профиль концентрации проникших частиц бурового раствора.

Эмпирические параметры модели считаются определенными, когда расчеты соответствуют и данным лабораторного фильтрационного эксперимента и профилю концентрации проникших частиц бурового раствора и, дополнительно, профилю насыщенности фильтрата бурового раствора.

Полученные эмпирические параметры модели при данных концентрациях частиц в закачиваемом буровом растворе используют для моделирования динамики проникновения/удаления компонентов бурового раствора в призабойной зоне и сопутствующего изменения ее свойств в предполагаемых условиях бурения/очистки (репрессия/депрессия на пласт, количество проходок/очисток и т.п.) и временного графика.

Для этого используют ту же сцепленную модель внешней и внутренней фильтрационных корок, но в цилиндрической системе координат.

Задают начальные условия (до начала бурения): начальное давление, насыщение, проницаемость и пористость пласта.

В качестве граничного условия на границе скважина-пласт задается динамика давления $p(r=R_w, t)$ и концентрация частиц в буровом растворе $C_1(r=R_w, t)$ в соответствии с предполагаемой или реализованной программой бурения/очистки и типом буровых растворов.

Задается временной график бурения/очистки, планируемый или реализованный.

Для уменьшения времени расчета, не искажая физические особенности процесса проникновения компонент бурового раствора в пласт, используется трехзональная пространственная сетка (фиг.7):

- Равномерная, дополнительно измельченная сетка 14 - в зоне накопления захваченных частиц бурового раствора (внутренняя фильтрационная корка) от радиуса скважины R_w до R_d

- Равномерная, измельченная сетка 15 - в зоне проникновения фильтрата бурового раствора от границы внутренней фильтрационной корки R_d до R_{inv}

- Неравномерная экспоненциальная сетка 16 - в зоне, незатронутой воздействием компонент бурового раствора от границы зоны проникновения фильтрата бурового раствора R_{inv} до внешней границы сетки.

Внешняя фильтрационная корка, формирующаяся на стенке скважины, учитывается в модели как дополнительное, изменяющееся во времени, гидравлическое сопротивление в граничных условиях на границе пласта и скважины ($r=R_w$).

В качестве примера на фиг.8 приведена рассчитанная динамика потерь бурового раствора 17, а также рассчитанные профили распределения фильтрата бурового раствора 18 и поврежденной проницаемости 19 (в данном случае проведена нормировка на начальную проницаемость) в призабойной зоне пласта после 4-х часов бурения.

5 Описанный выше способ может быть реализован для множества различных буровых растворов, воздействующих на различные образцы кернов, соответствующих различным литотипам.

Согласно описанной выше последовательности путем настройки на данные лабораторных экспериментов по прокачке бурового раствора через образец керна 10 (динамика перепада давления на образце, расход истекающей из образца жидкости и, дополнительно, профиль насыщенности фильтрата бурового раствора) и рентгеновской компьютерной микротомографии, могут быть определены параметры математических моделей внешней и внутренней фильтрационных корок для различных комбинаций разных типов воздействующих буровых растворов и образцов кернов, соответствующих 15 различным литотипам.

На основе полученного набора параметров моделей для воздействия различных типов буровых растворов на образцы кернов различных литотипов могут быть построены зависимости ("корреляции") параметров моделей от свойств керна (в первую очередь, проницаемость k , и/или характерный размер пор ξ , и/или смачиваемость) и 20 параметров компонентов бурового раствора (в первую очередь, размера коагулирующих частиц r): $k_{mc0} = k_{mc0}(k, \xi, r)$, $\lambda_{ci}^0 = \lambda_{ci}^0(k, \xi, r)$, $\lambda_{mi}^0 = \lambda_{mi}^0(k, \xi, r)$, $U_{ci} = U_{ci}(k, \xi, r)$, $\beta = \beta(k, \xi, r)$.

Далее, при известной литологической стратификации разбуриваемых пластов, 25 параметры модели рассчитывают согласно построенным корреляциям отдельно для каждого литологического пропластка и проводят моделирование динамики проникновения/удаления компонентов бурового раствора в призабойной зоне и сопутствующего изменения ее свойств в предполагаемых условиях бурения/очистки (репрессия/депрессия на пласт, количество проходок/очисток и т.п.) и временного 30 графика.

Формула изобретения

1. Способ прогнозирования изменения свойств призабойной зоны пласта под воздействием бурового раствора, в соответствии с которым:

- 35 - определяют реологические свойства бурового раствора, фильтрата бурового раствора и пластового флюида,
- измеряют свойства внешней фильтрационной корки, а также пористость и проницаемость образца керна,
- создают математическую модель внешней фильтрационной корки для описания 40 роста внешней фильтрационной корки и просачивания через нее фильтрата бурового раствора,
- прокачивают буровой раствор через образец керна и регистрируют динамику перепада давления на образце и расхода истекающей из образца жидкости,
- осуществляют рентгеновскую компьютерную микротомографию образца керна,
- 45 - на основе анализа полученных данных микротомографии определяют профиль концентрации проникших в образец твердых частиц бурового раствора,
- создают математическую модель внутренней фильтрационной корки для описания динамики изменения концентрации частиц бурового раствора в поровом пространстве образца керна и сопутствующего изменения проницаемости образца керна,

- создают сцепленную математическую модель внешней и внутренней фильтрационных корок, включающую математическую модель внешней фильтрационной корки и математическую модель внутренней фильтрационной корки,

5 - используя созданную сцепленную математическую модель внешней и внутренней фильтрационных корок определяют параметры математической модели внутренней фильтрационной корки, при которых одновременно воспроизводятся динамика перепада давления на образце и расхода истекающей из образца жидкости, зарегистрированные при прокачке бурового раствора через образец керна, и профиль концентрации проникших частиц бурового раствора, и

10 - используют полученные параметры математической модели внешней фильтрационной корки и математической модели внутренней фильтрационной корки для прогнозирования изменения свойств призабойной зоны пласта под воздействием проникших компонент бурового раствора.

2. Способ по п.1, в соответствии с которым определяемыми параметрами математической модели внутренней фильтрационной корки для описания динамики изменения концентрации частиц бурового раствора в поровом пространстве образца керна являются показатель, определяющий интенсивность снижения проницаемости породы с ростом доли удержанных в поровом пространстве частиц бурового раствора, коэффициент захвата частиц i -го типа, коэффициент мобилизации частиц i -го типа, критическая скорость мобилизации частиц i -го типа, эмпирический коэффициент, зависящий от структуры порового пространства и механизма захвата частиц в порах.

3. Способ по п.1, в соответствии с которым дополнительно регистрируют динамику профиля насыщенности фильтрата бурового раствора, которую учитывают при определении параметров математической модели внутренней фильтрационной корки.

25 4. Способ по п.3, в соответствии с которым для определения динамики профиля насыщенности фильтрата бурового раствора в процессе прокачки бурового раствора через образец керна осуществляют измерения электросопротивления по длине образца.

5. Способ по п.1, в соответствии с которым прокачку бурового раствора через образец керна осуществляют с циркуляцией раствора по касательной к входному торцу образца керна.

6. Способ по п.1, в соответствии с которым дополнительно через образец керна прокачивают пластовую жидкость, при этом закачку пластовой жидкости осуществляют с торца, противоположного торцу, с которого осуществлялась закачка бурового раствора.

35 7. Способ по п.1, в соответствии с которым перед прокачкой бурового раствора через образец керна осуществляют предварительную рентгеновскую компьютерную микрофотографию образца.

8. Способ по п.1, в соответствии с которым в раствор добавляют контрастный агент.

9. Способ по п.1, в соответствии с которым из образца керна высверливают образец 40 малого размера и осуществляют микрофотографию этого малого образца.

10. Способ по п.9, в соответствии с которым образец малого размера представляет собой цилиндр.

11. Способ по п.1, в соответствии с которым параметры внешней фильтрационной корки и внутренней фильтрационной корки математических моделей определяют для воздействия различных типов буровых растворов на образцы кернов различных литотипов, строят зависимости параметров моделей от свойств кернов и буровых растворов и используют полученные зависимости для моделирования динамики проникновения или удаления компонентов различных буровых растворов в призабойной

зоне и прогнозирования сопутствующего изменения свойств призабойной зоны в предполагаемых условиях бурения/очистки.

12. Способ по п.11, в соответствии с которым свойствами кернов являются проницаемость, характерный размер пор, смачиваемость.

5 13. Способ по п.11, в соответствии с которым свойством бурового раствора является размер кольматирующих частиц.

10

15

20

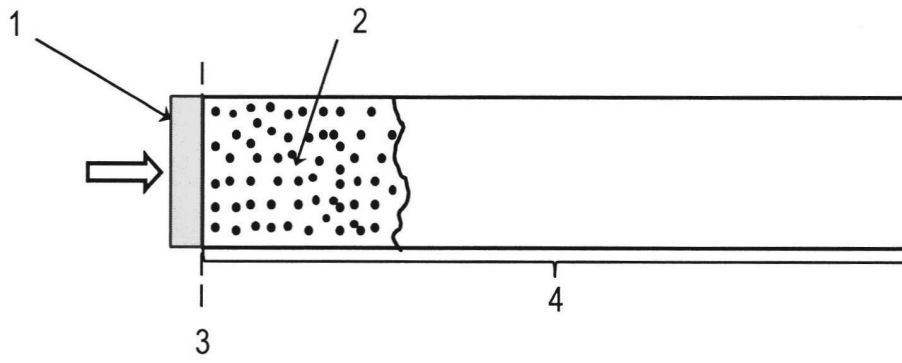
25

30

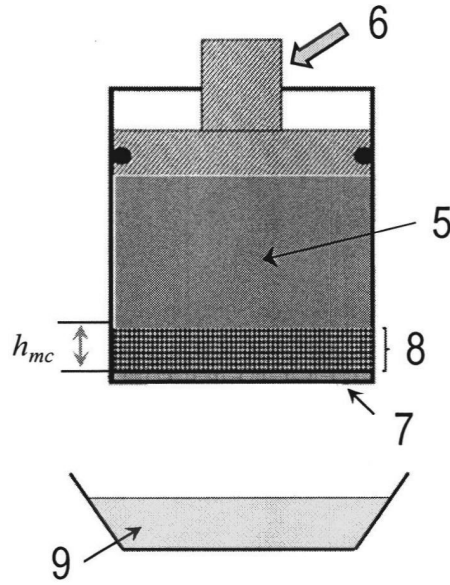
35

40

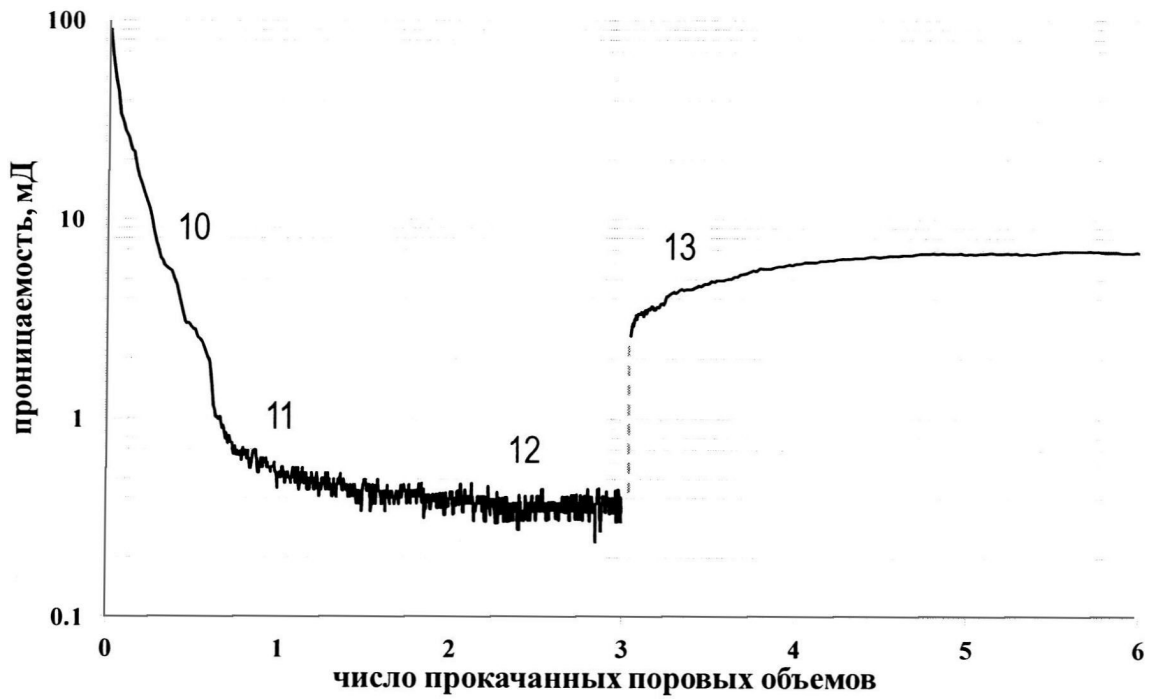
45



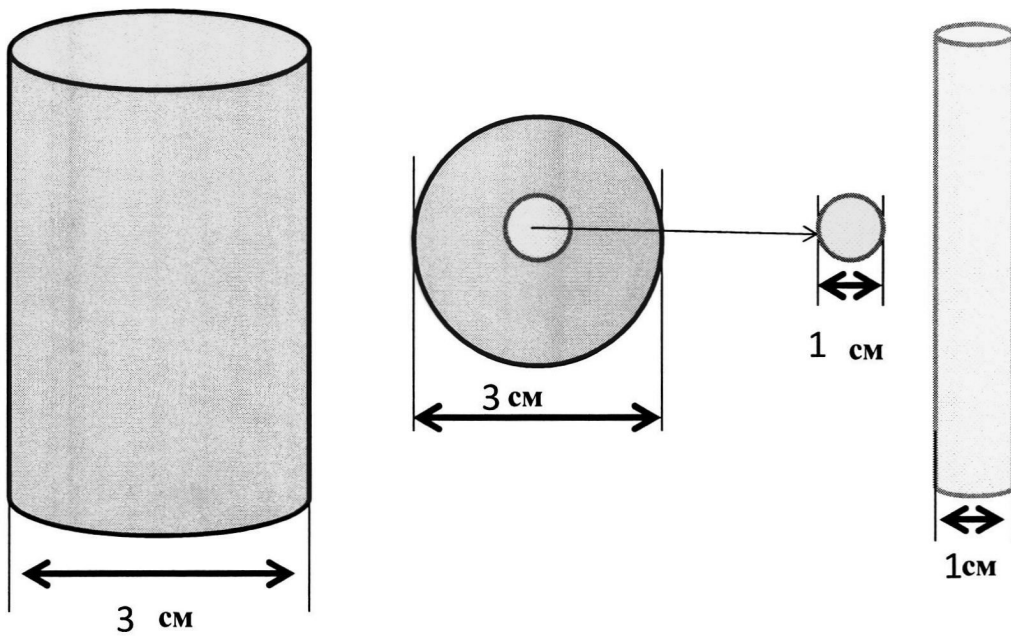
Фиг. 1



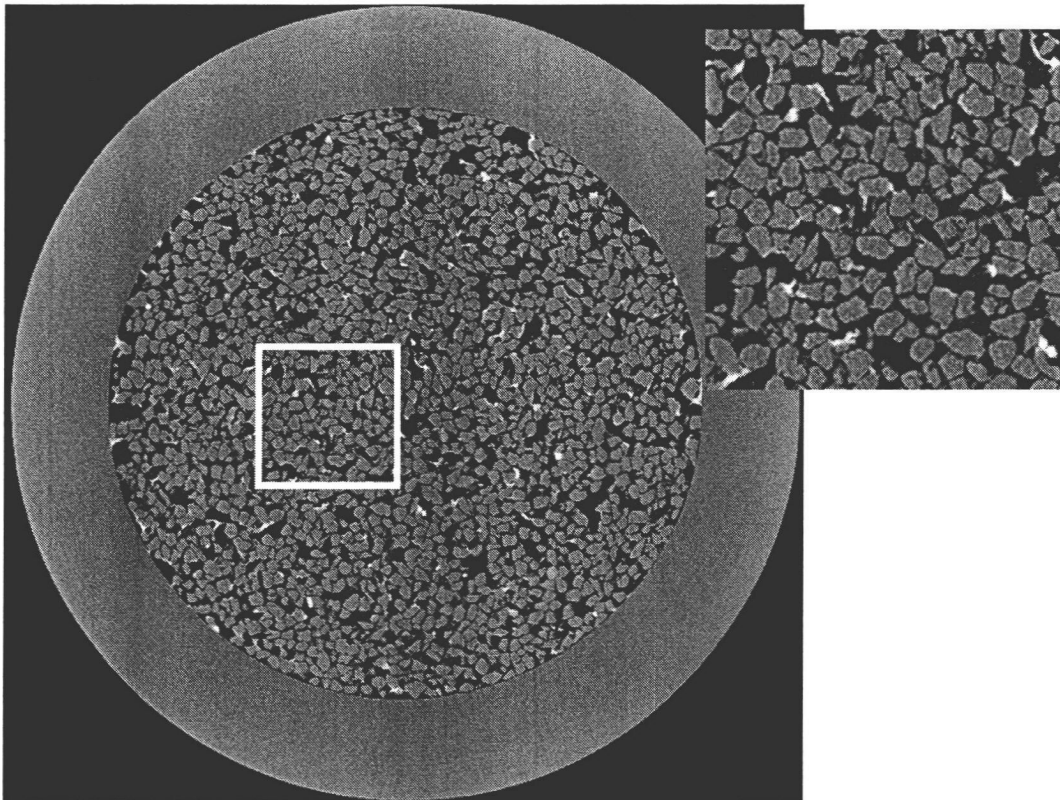
Фиг. 2



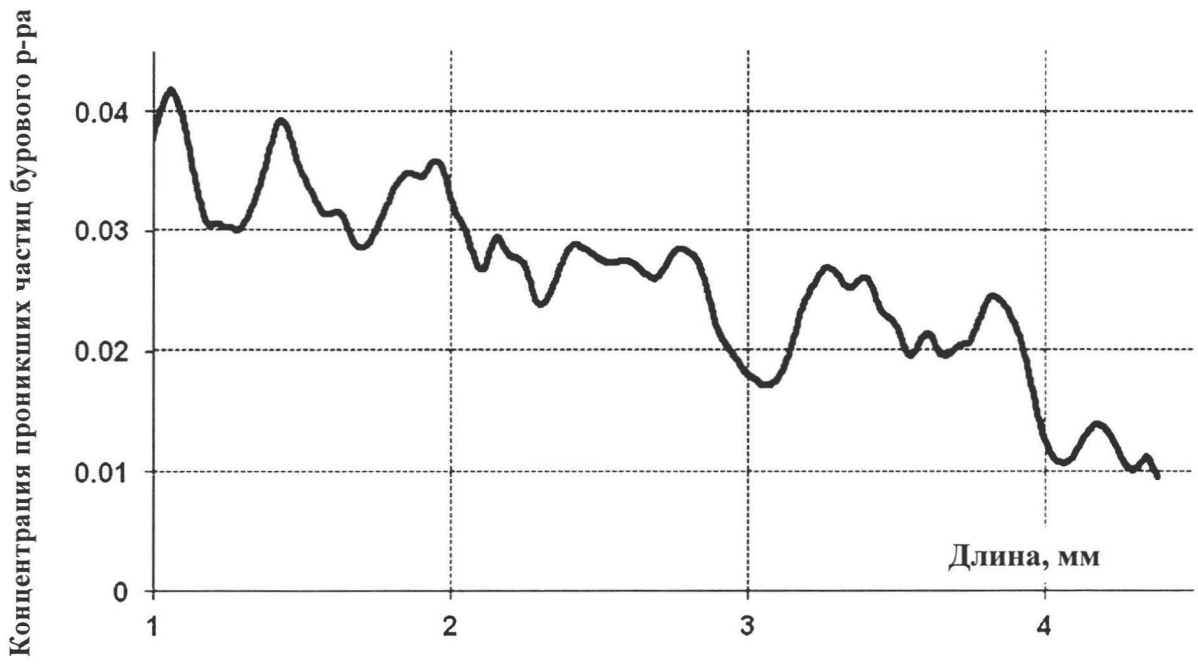
Фиг. 3



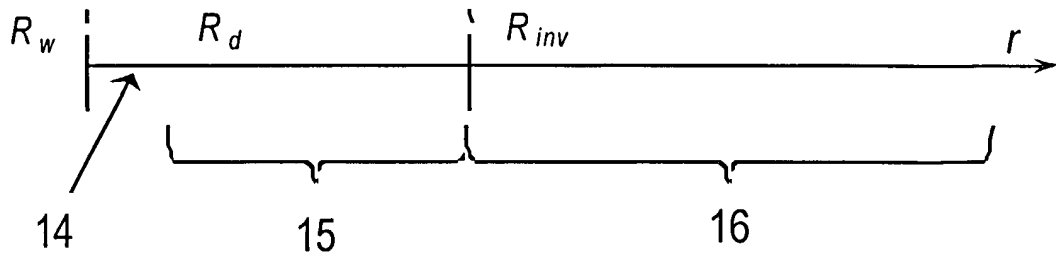
Фиг. 4



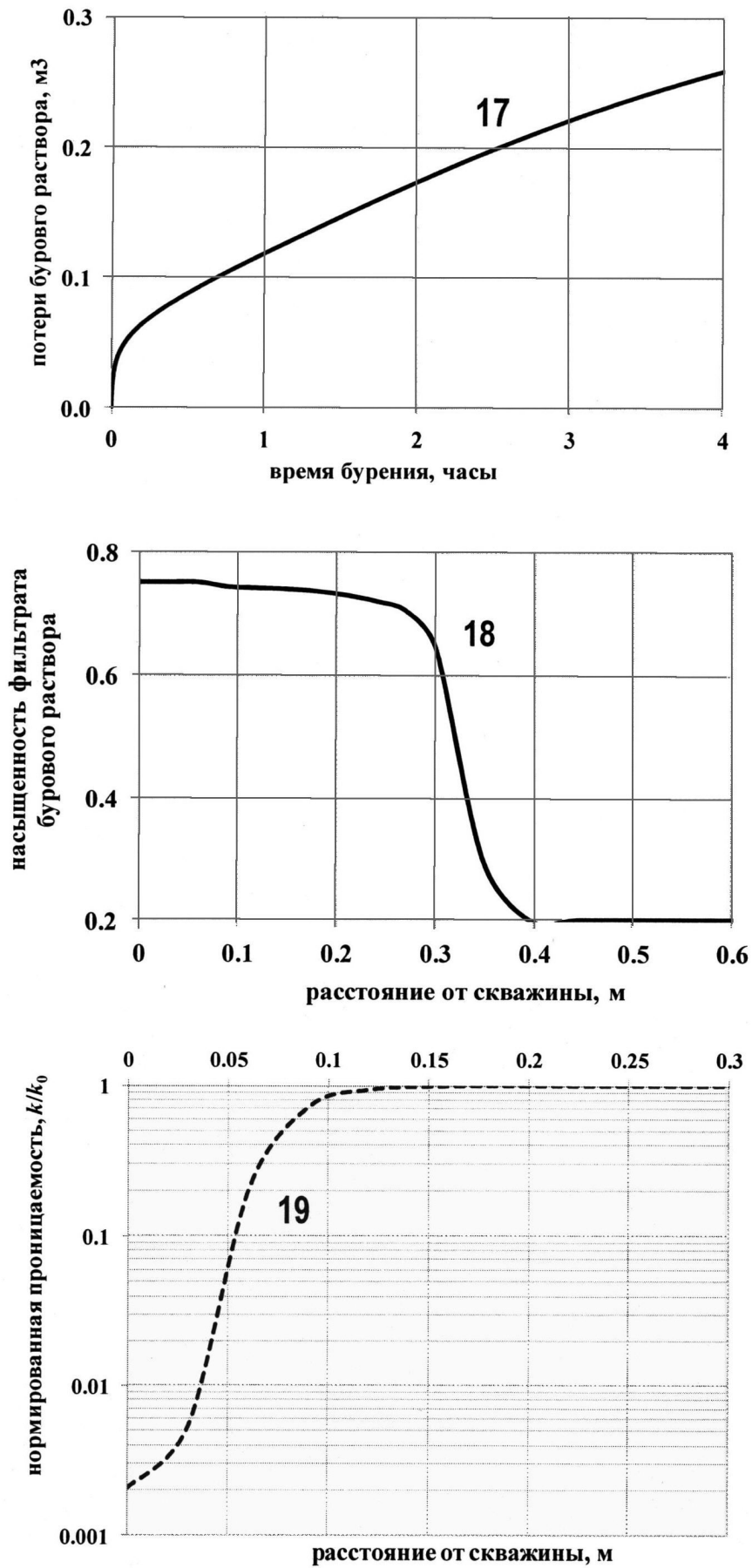
Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7



Фиг. 8