



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2010130459/03, 03.12.2008

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
03.12.2008

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
21.12.2007 US 11/963,758

(43) Дата публикации заявки: 27.01.2012 Бюл. № 3

(45) Опубликовано: 20.04.2013 Бюл. № 11

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: US 2006243047 A1, 02.11.2006. RU 2074316 C1, 27.02.1997. US 2004055745 A1, 25.03.2004. US 5269180 A, 14.12.1993.

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на национальной фазе: 21.07.2010

(86) Заявка РСТ:
IB 2008/003315 (03.12.2008)

(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2009/090460 (23.07.2009)

Адрес для переписки:

129090, Москва, ул. Б. Спасская, 25, стр.3,
ООО "Юридическая фирма Городиский и
Партнеры"

(72) Автор(ы):

**ИКЕДА Маки (FR),
ГОДФРУА Софи Назик (KW),
ФУДЗИСАВА Го (JP)**

(73) Патентообладатель(и):

ШЛЮМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ Б.В. (NL)

(54) СПОСОБ ДЛЯ РАСЧЕТА ОТНОШЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ ТЕКУЧИХ СРЕД ФОРМАЦИИ И СМАЧИВАЕМОСТИ СКВАЖИННОЙ ФОРМАЦИИ И ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ ФОРМАЦИИ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ЭТОГО СПОСОБА

(57) Реферат:

Изобретение относится к определению коэффициента относительной проницаемости и смачиваемости формации. Техническим результатом является испытание забойной формации для определения относительной проницаемости в забойных условиях. Способ и инструмент, который воплощает способ,

включающий в себя измерение вязкостей и скоростей течения текучих сред формации и получение отношения относительных проницаемостей текучих сред формации и смачиваемости формации с использованием этих вязкостей и скоростей течений текучих сред формации. 2 н. и 16 з.п. ф-лы, 5 ил.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 49/08 (2006.01)
G01N 13/00 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2010130459/03, 03.12.2008**

(24) Effective date for property rights:
03.12.2008

Priority:

(30) Convention priority:
21.12.2007 US 11/963,758

(43) Application published: **27.01.2012 Bull. 3**

(45) Date of publication: **20.04.2013 Bull. 11**

(85) Commencement of national phase: **21.07.2010**

(86) PCT application:
IB 2008/003315 (03.12.2008)

(87) PCT publication:
WO 2009/090460 (23.07.2009)

Mail address:

**129090, Moskva, ul. B. Spasskaja, 25, str.3, OOO
"Juridicheskaja firma Gorodisskij i Partnery"**

(72) Inventor(s):

**IKEDA Maki (FR),
GODFRUA Sofi Nazik (KW),
FUDZISAVA Go (JP)**

(73) Proprietor(s):

ShLJuMBERGER TEKNOLODZhi B.V. (NL)

(54) **CALCULATION METHOD OF RATIO OF RELATIVE PERMEABILITIES OF FORMATION FLUID MEDIA AND WETTING ABILITY OF FORMATION, AND TOOL FOR FORMATION TESTING TO IMPLEMENT ABOVE DESCRIBED METHOD**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: method and tool that implements the method involving the measurement of viscosities and flow rates of fluid media of the formation and obtainment of the ratio of relative permeabilities of formation fluid media and formation wetting ability

using those viscosities and flow rates of the formation fluid media.

EFFECT: testing of bottom-hole formation for determination of relative permeability under bottom-hole conditions.

18 cl, 5 dwg

RU 2 479 716 C2

RU 2 479 716 C2

Область техники изобретения

Настоящее изобретение в основном относится к описанию текучих сред формации в пласте-коллекторе и более конкретно относится к определению коэффициента относительной проницаемости формации и смачиваемости формации.

Уровень техники изобретения

Данные кабельного испытания формации являются основными для анализа и улучшения производительности пласта-коллектора, выполнения надежного прогнозирования и оптимизации разработки и обслуживания пласта-коллектора.

Знание коэффициента относительной проницаемости текучих сред формации может обеспечить более точное прогнозирование замещения нефти водой и, тем самым, производительности пласта-коллектора.

Смачиваемость также является очень важным параметром при разработке пласта-коллектора, поскольку она необходима для точного прогнозирования добычи.

Смачиваемость оказывает сильное влияние на замещение нефти водой в нефтесодержащих месторождениях. Таким образом, точные прогнозы при разработке нефтяных и газовых месторождений зависят от допущений смачиваемости. В частности, во время начальной разработки пласта-коллектора, например, во время этапов разведочной скважины и/или оценочной скважины описание смачиваемости является одним из важных параметров, которые используются при разработке пласта-коллектора.

Измерение определенного индекса смачиваемости на месте с помощью доступных техник является сложным. Обычно является очень трудным описать или оценить смачиваемость формации, так что смачиваемость определяется косвенно посредством других свойств пласта-коллектора, которые влияют на смачиваемость, такие как относительная проницаемость, капиллярное давление или профиль водонасыщенности в переходной зоне.

Elshahawi и другие, в документе "Capillary Pressure and Rock Wettability Effects on Wireline Formation Tester Measurements", SPE S6712, описали способ измерения капиллярного давления по месту, из которого может быть сделано допущение о смачиваемости формации.

Freedman и другие, в документе "Wettability, Saturation, and Viscosity from NMR Measurements", SPE Journal, декабрь 2003, или Looyestijn и другие, в документе "Wettability Index Determination by Nuclear Magnetic Resonance", SPE 93624, также разработали теорию о выводе индекса смачиваемости из времени поперечной релаксации T2 в ЯМР, но, насколько известно изобретателю на настоящий момент, оно не было опробовано на месте.

Патент США №7032661 В2 описывает способ и устройство для комбинирования ядерного магнитного резонанса и испытания формации для оценки относительной проницаемости путем испытания формации и испытания методом ядерного магнитного резонанса.

Сущность изобретения

Способ и устройство в соответствии с настоящим изобретением относятся к определению на месте отношения относительных проницаемостей нефти и воды и смачиваемости породы с использованием испытания формации.

Способ в соответствии с настоящим изобретением включает в себя этапы выкачивания текучей среды формации из пласта-коллектора с использованием инструмента для испытания формации, такого как кабельный модульный динамический пластоиспытатель компании Шлюмберге, разделения компонентов

текучей среды (воду и углеводороды) с использованием, например, но не ограничиваясь, насоса, измерения в режиме реального времени физических характеристик порций текучей среды с помощью инструментов скважинного анализа текучей среды в пластоиспытателе, и вычисления отношения относительных
 5 проницаемостей текучих сред формации и смачиваемости формации на основании измеренных характеристик текучих сред формации.

В соответствии с аспектом настоящего изобретения измеренные характеристики являются типом текучей среды, например вода или углеводород, вязкостью текучей
 10 среды и скоростью течения текучей среды.

В соответствии с другим аспектом настоящего изобретения, для эффективных результатов способ применяется к переходным зонам, где добываются и вода, и нефть.

Другие признаки и преимущества настоящего изобретения станут понятны из
 15 следующего описания изобретения, которое ссылается на прилагаемые чертежи.

Краткое описание чертежей

Фиг.1 иллюстрирует этапы способа в соответствии с настоящим изобретением.

Фиг.2А графически иллюстрирует значения относительной проницаемости, как
 20 функции водонасыщенности в формации.

Фиг.2В иллюстрирует рассчитанное отношение K_{ro}/K_{rw} как функцию
 водонасыщенности на основании данных из фиг.2А.

Фиг.3 схематически иллюстрирует инструмент для реализации способа в
 соответствии с настоящим изобретением.

Фиг.4 иллюстрирует пример измеренных значений для вязкости нефти/воды как
 25 функции времени.

Фиг.5 иллюстрирует пример каротажной диаграммы внутрискважинного анализа
 текучей среды, показывающей значение отношения порции нефти и порции воды.

Подробное описание изобретения

Целью настоящего изобретения является испытание забойной формации для
 30 определения относительной проницаемости в забойных условиях. Забой, как здесь понимается, означает место под землей в скважине.

В соответствии с одним аспектом настоящего изобретения, существующий
 35 инструмент для испытания формации, например модульный динамический пластоиспытатель компании Шлюмберже, и способы анализа текучей среды в забое, такие как, но не ограниченные ими, оптические измерения и измерения вязкости, используются для реализации способа в соответствии с настоящим изобретением.

В способе в соответствии с настоящим изобретением отношение относительных
 40 проницаемостей двух текучих сред формации, например нефть и вода, полученных в скважине, вычисляется с использованием измерений вязкости и скорости течения каждой текучей среды в режиме реального времени. Любой подходящий вискозиметр, например датчик скорости текучей среды DV-Rod компании Шлюмберже или
 45 кабельный вибрационный вискозиметр, может быть использован для измерения вязкости.

Закон Дарси связывает скорость течения текучей среды формации с ее
 относительной проницаемостью и вязкостью следующим образом:

$$50 \quad q_{\varphi} = \frac{k k_{r\varphi}}{\eta_{\varphi}} A \nabla P_{\varphi}$$

где q_{φ} является потоком фазы φ , k является абсолютной проницаемостью
 формации, $k_{r\varphi}$ является относительной проницаемостью фазы φ , A является площадью

поперечного сечения потока, ∇P_φ является градиентом давления фазы φ .

Таким образом, для воды:

$$5 \quad q_w = \frac{kk_{rw}}{\eta_w} A \nabla P_w$$

$$10 \quad q_o = \frac{kk_{ro}}{\eta_o} A \nabla P_o$$

и для нефти.

Берем отношение между двумя потоками:

$$15 \quad \frac{q_o}{q_w} = \frac{\frac{k_{ro}}{\eta_o} \cdot \nabla P_o}{\frac{k_{rw}}{\eta_w} \cdot \nabla P_w} = \frac{k_{ro} \cdot \eta_w}{k_{rw} \cdot \eta_o} \cdot \left(1 + \frac{\nabla P_c}{\nabla P_w} \right)$$

где ∇P_c является градиентом капиллярного давления. Следует отметить, что капиллярное давление определяется как $P_c = P_o - P_w$. Предполагается, что градиент давления/перепад давления является достаточно большим для преодоления капиллярного давления, и, таким образом, им можно пренебречь в сравнении с ∇P_w . Уравнение упрощается до следующего:

$$25 \quad \frac{q_o}{q_w} = \frac{k_{ro} \eta_w}{k_{rw} \eta_o}$$

Таким образом,

$$30 \quad \frac{k_{ro}}{k_{rw}} = \frac{q_o \eta_o}{q_w \eta_w}$$

(Уравнение А)

То есть отношение относительной проницаемости одной текучей среды формации, например нефти, к относительной проницаемости другой текучей среды формации, например воды, может быть получено путем деления произведения скорости течения и вязкости одной текучей среды формации на произведение скорости течения и вязкости другой текучей среды формации.

Согласно показанному на фиг.1 способу в соответствии с вариантом осуществления настоящего изобретения, сначала получают образец текучей среды формации в интересующей зоне забоя на стадии S10 с использованием предпочтительно закачивания или тому подобное. Инструмент для испытания формации, например модульный динамический пластоиспытатель компании Шлюмберже (заявителя настоящей заявки), является подходящим для получения образца текучей среды формации. На фиг.3 схематически показан модульный динамический испытатель. Текучая среда формации (в частности, в переходной зоне пласта-коллектора) обычно включает в себя водную фазу и нефтяную фазу. Таким образом, на следующем этапе S12 водная фаза отделяется от нефтяной фазы. Затем выполняется анализ текучей среды в забое для каждой из разделенных текучих сред для определения того, является это водной фазой или нефтяной фазой. На стадии S14 анализа текучих сред также измеряется скорость течения каждой соответствующей текучей среды. Подходящим инструментом для выполнения анализа текучих сред на стадии S14

может быть инструмент анализа текучих сред компании Шлюмберже (заявитель настоящей заявки), который может включать в себя, например, оптические датчики, датчики плотности и вязкости. После идентификации каждой из разделенных текучих сред измеряется вязкость каждой текучей среды на стадии S16. В качестве альтернативы, вязкость каждой фазы текучей среды может быть вычислена на стадии S17. Затем определенная вязкость и определенная скорость течения каждой из текучих сред используется для расчета отношения относительных проницаемостей двух текучих сред на стадии S18 (то есть нефти и воды) с использованием Уравнения А, изложенного выше. Таким образом, смачиваемость определяется на стадии S20.

В соответствии с другим аспектом настоящего изобретения, смачиваемость формации может быть оценена с использованием рассчитанного отношения относительных проницаемостей текучих сред формации и водонасыщенности формации. Фиг.2А, воспроизведенная из документа "Toward Improved Prediction of Reservoir Flow Performance", Los Alamos, Number 1994, авторы Buckles и другие, графически иллюстрирует значения относительной проницаемости как функции водонасыщенности, значение водонасыщенности может быть использовано в соединении с рассчитанным отношением относительных проницаемостей текучих сред формации для определения смачиваемости формации.

Фиг.2А является иллюстрацией относительных проницаемостей воды и нефти. Такой график может быть выполнен для типичной категории породы, такой как песчаники и известняки. Из этого графика можно получить график, представленный на фиг.2В, который представляет отношение K_{ro} к K_{rw} как функцию водонасыщенности. Водонасыщенность может быть получена с помощью, например, электрического каротажа. Отношение K_{ro} к K_{rw} может быть получено, в соответствии с формулой А, при известном отношении скорости течения нефти и скорости течения воды, или, что эквивалентно, отношении объема нефти к объему воды за тот же период времени. Вязкость может быть непосредственно измерена в забое с использованием датчиков вязкости или любого другого датчика, который может дать вязкость в виде побочного продукта, или может быть рассчитана из уравнения состояний, при известном составе, давлении и температуре для нефти и при известной солености, давлении и температуре воды, или любым другим способом для определения вязкости воды и нефти, или непосредственно их отношения. Зная водонасыщенность и отношение K_{ro} к K_{rw} , можно описать тенденцию к смачиванию породы. Например (показано на фиг.2В), если имеется водонасыщенность 0,44 и отношение K_{ro} к K_{rw} равно 5, график является близким к "гидрофильной кривой", показывающей сильную гидрофильную тенденцию.

Способ в соответствии с настоящим изобретением может быть воплощен с использованием скважинного инструмента для испытания формации. На фиг.3 показан скважинный инструмент для испытания формации в соответствии с одним вариантом осуществления, который включает в себя уплотнительный зонд 204 для установления сообщения между формацией 200 пласта-коллектора и входным отверстием канала в скважине 202, модуль 205 зонда для управления зондом 204 и установки его на требуемую глубину, модуль 206 сепаратора, модуль 207 анализа скважинного текучей среды, модуль 208 насоса и перемещающее средство 201 инструмента для испытания формации, которое может быть кабелем, ударной штангой, насосно-компрессорной трубой, добывающей трубой или другим известным механизмом для размещения скважинного инструмента для испытания формации. Конфигурация модуля не ограничена предыдущим описанием, и порядок модулей

может быть изменен или могут быть добавлены другие модули. В некоторых случаях модуль 208 насоса может быть использован в качестве сепаратора, когда в сепараторе нет необходимости. В таком случае модуль 208 насоса будет расположен в позиции сепаратора 206.

5 Следует отметить, что инструмент в соответствии с изложенным выше вариантом осуществления является разновидностью кабельного инструмента. Следует, однако, отметить, что инструмент, транспортируемый с помощью трубы, находится в объеме
10 настоящего изобретения. Способ в соответствии с настоящим изобретением, таким образом, может быть применен в буровых и измерительных приложениях к испытанию, завершению, каротажу при добыче, постоянному анализу текучей среды и, в общем, к любому способу, относящемуся к скважинным измерениям смачиваемости.

15 Модуль анализа скважинной текучей среды должен включать в себя, по меньшей мере, возможность различения воды и нефти (такой как, но не ограниченный им, оптический дифференциатор), датчик вязкости и измеритель потока. В одном предпочтительном варианте осуществления поток может быть измерен непосредственно в насосе.

20 Способ может быть использован, но не ограничен, или с кабельными инструментами для испытания формации, такими как модульный динамический пластоиспытатель, поставляемый заявителем настоящего изобретения. Таким образом, способ в соответствии с настоящим изобретением может быть применен в буровых и измерительных приложениях, к испытанию, завершению, каротажу при
25 добыче, постоянному анализу текучей среды и, в общем, к любому способу, относящемуся к скважинным измерениям смачиваемости.

Процедура испытания формации для определения отношения относительных проницаемостей может быть следующей. Транспортируемый инструмент 203 для
30 испытания формации располагается на требуемой глубине в скважине 202 на глубине интересующей формации 200. Зонд 204, управляемый модулем 205 зонда, приводится в действие для создания уплотнения между скважиной и формацией для создания сообщения между скважиной и каналом инструмента. После установления уплотнения текучая среда формации закачивается с использованием модуля 208 насоса через канал
35 инструмента. Водная и нефтяная фазы текучей среды формации разделяются в сепараторе, который может быть, например, модулем 206 сепаратора или самим модулем 208 насоса. Порции текучих сред, воды и нефти затем направляются в модуль 207 анализа скважинной текучей среды, где они идентифицируются либо как
40 вода, либо как нефть, определяется их вязкость и измеряются их скорости течения. Вязкость может быть измерена, например, с помощью вибрационного кабельного датчика или датчика DV-Rod, который может быть реализован в кабельных испытателях формации. Другое средство и способы для определения вязкости (измерение и/или расчет) могут быть применены без отклонения от объема и сущности
45 настоящего изобретения.

Фиг.4 иллюстрирует лабораторное измерение (стандарт S20 вязкости) порций воды и нефти с помощью вибрационного проводного датчика. Скорость течения может быть также измерена с помощью перекачиваемого объема и относительная скорость
50 течения нефти и воды может быть определена из относительных объемов нефти и воды. Зная скорости течения и вязкости обеих фаз, можно определить отношение относительных проницаемостей с использованием описанного выше уравнения, например уравнения А. Смачиваемость формации может быть определена с

использованием отношений, изложенных на фиг.2.

Обращаясь к фиг.5, следует отметить, что внутри узкого канала испытателя формации можно предположить одинаковые скорости течения порции нефти и течения порции воды. Таким образом, наблюдаемое отношение объемов порций нефть/вода равно отношению скоростей течения нефти/воды.

В одном варианте осуществления способ в соответствии с настоящим изобретением может быть применен в переходной зоне, где присутствуют фазы воды и нефти. Чтобы характеристики формации были типичными, все эти измерения должны быть выполнены в установившемся потоке.

Следует дополнительно отметить, что способ в соответствии с настоящим изобретением может быть применен на ранних стадиях добычи и повторен во время всего жизненного цикла пласта-коллектора.

Несмотря на то, что настоящее изобретение было описано в отношении конкретных вариантов его осуществления, многие другие вариации и изменения и другие использования станут понятны специалистам в данной области техники. Предпочтительно, таким образом, что настоящее изобретение было ограничено не конкретным изложением, но только прилагаемой формулой изобретения.

Формула изобретения

1. Способ определения отношения относительных проницаемостей первой фазы текучей среды и второй фазы текучей среды, составляющих текучую среду формации из скважинной формации, содержащий следующие этапы:

получение в месте скважины текучей среды формации, которая включает в себя первую и вторую текучую среду;

определение скорости течения и вязкости первой текучей среды в упомянутом месте скважины;

определение скорости течения и вязкости второй текучей среды в упомянутом месте скважины;

деление произведения скорости течения и вязкости первой текучей среды на произведение скорости течения и вязкости второй текучей среды для получения отношения относительной проницаемости первой текучей среды к относительной проницаемости второй текучей среды.

2. Способ по п.1, в котором первая текучая среда состоит из нефти и вторая текучая среда состоит из воды.

3. Способ по п.1, дополнительно содержащий этап оценки смачиваемости формации с использованием значения водонасыщенности формации и отношения относительной проницаемости первой текучей среды к относительной проницаемости второй текучей среды.

4. Способ по п.3, в котором значение водонасыщенности получается из диаграмм электрокаротажа формации.

5. Способ по п.3, дополнительно содержащий этапы оценки относительной проницаемости первой и второй текучих сред с использованием водонасыщенности формации.

6. Способ по п.5, в котором значение водонасыщенности получается из диаграмм электрокаротажа формации.

7. Способ по п.1, дополнительно содержащий этапы отделения первой текучей среды от второй текучей среды после получения текучей среды формации, но перед этапами определения скоростей течения и вязкостей первой и второй текучих сред.

8. Способ по п.1, в котором вязкость первой и второй текучих сред измеряется с использованием вискозиметра.

9. Способ по п.1, в котором этапы определения скоростей течения и вязкостей первой и второй текучих сред выполняются во время установившегося потока текучих сред из упомянутого места скважины.

10. Способ по п.1, который выполняется во время начальной стадии добычи из пласта-коллектора.

11. Способ по п.1, который повторяется во время всего жизненного цикла пласта-коллектора.

12. Инструмент для определения отношения относительных проницаемостей скважинных текучих сред, полученных из скважинной формации, содержащий модуль зонда, включающий в себя канал, выкачивающий модуль, оперативно подсоединенный к каналу, модуль анализа скважинной текучей среды, способный измерять вязкость и скорость течения первой текучей среды формации и второй текучей среды формации, и модуль расчета, способный рассчитывать отношение относительных проницаемостей первой текучей среды формации и второй текучей среды формации.

13. Инструмент по п.12, в котором модуль расчета способен рассчитывать отношение относительных проницаемостей путем деления произведения скорости течения и вязкости первой текучей среды на произведение скорости течения и вязкости второй текучей среды для получения отношения относительной проницаемости первой текучей среды к относительной проницаемости второй текучей среды.

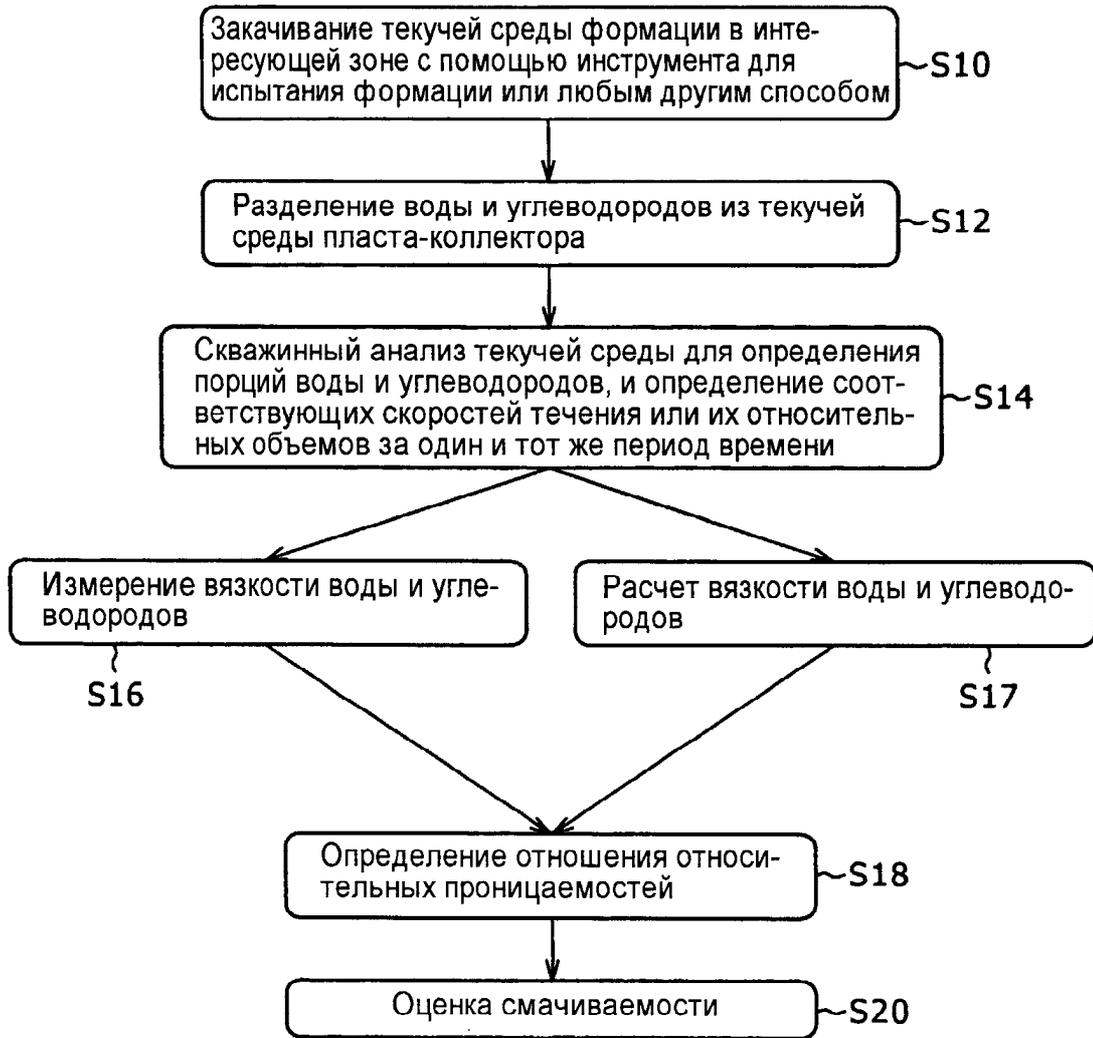
14. Инструмент по п.12, дополнительно содержащий сепаратор для отделения первой текучей среды формации от второй текучей среды формации.

15. Инструмент по п.12, в котором модуль расчета дополнительно способен оценивать смачиваемость скважинной формации на основании отношения и водонасыщенности формации.

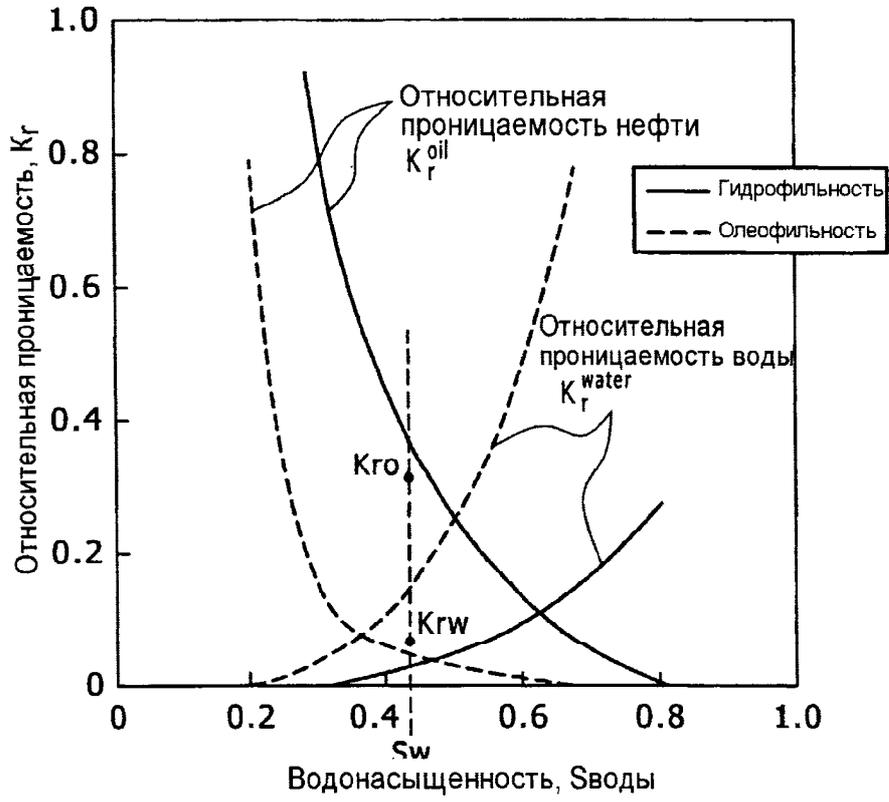
16. Инструмент по п.15, в котором водонасыщенность определяется на основании диаграмм электрокаротажа формации.

17. Инструмент по п.15, в котором вязкость первой и второй текучих сред формации измерена с использованием вибрационного кабельного датчика или датчика DV-Rod.

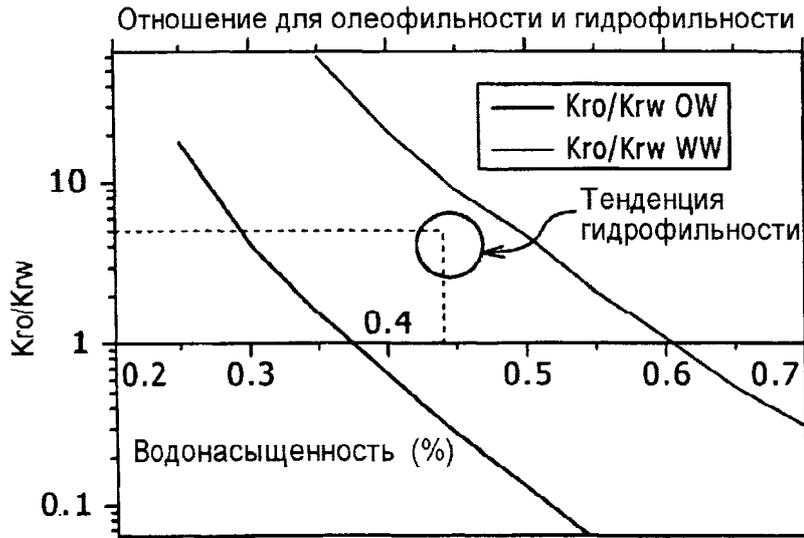
18. Инструмент по п.12, в котором первая и вторая текучие среды формации разделяются в выкачивающем модуле.



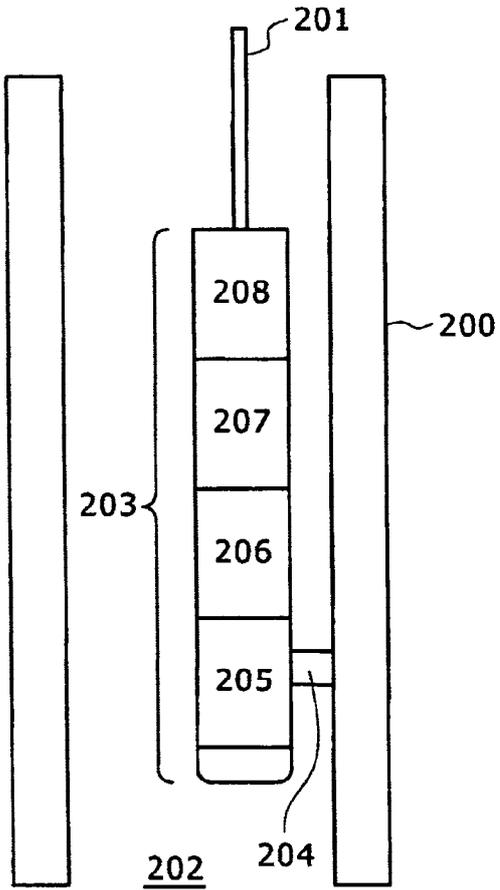
ФИГ. 1



ФИГ. 2А

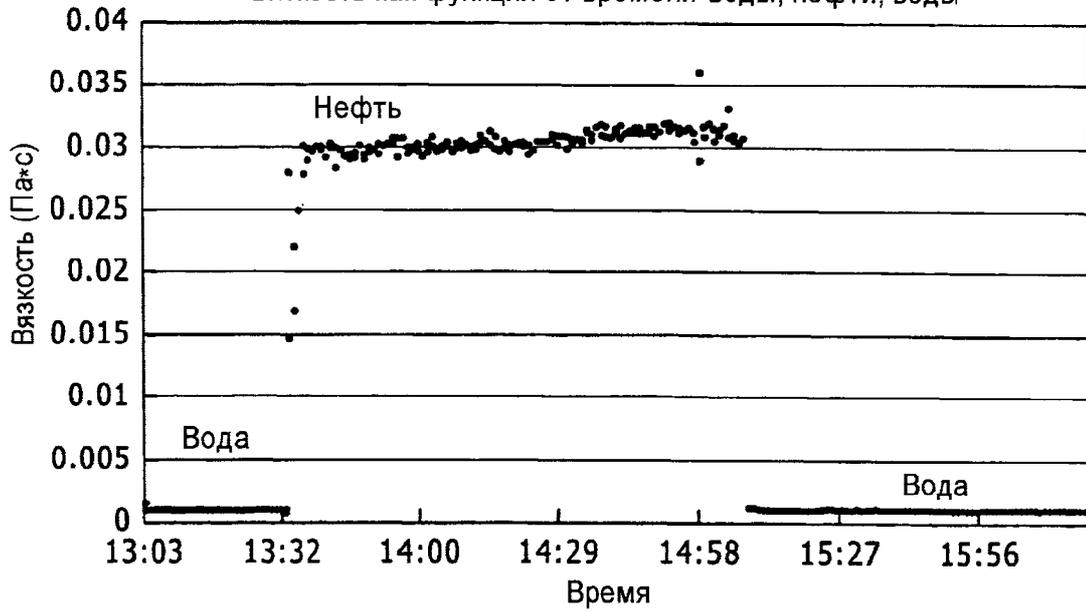


ФИГ. 2В



ФИГ. 3

Вязкость как функция от времени-воды, нефти, воды



ФИГ. 4

