



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2007126534/03, 12.07.2007

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
12.07.2007

(45) Опубликовано: 10.05.2009 Бюл. № 13

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2183267 C1, 10.06.2002. SU 1553661 A1,
30.03.1990. SU 1310514 A1, 15.05.1987. SU
747990 A1, 15.07.1980. RU 2054540 C1,
20.02.1996. RU 2157888 C1, 20.10.2000. US
4549432 A, 29.10.1985. US 3834227 A,
10.09.1974.

Адрес для переписки:

125009, Москва, а/я 184, ППФ "ЮС", пат.пов.
В.И.Ионову, рег. № 107

(72) Автор(ы):

**Матвеев Валерий Александрович (RU),
Орлов Олег Федорович (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

**Московский государственный технический
университет им. Н.Э. Баумана (RU)****(54) СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕБИТА НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ**

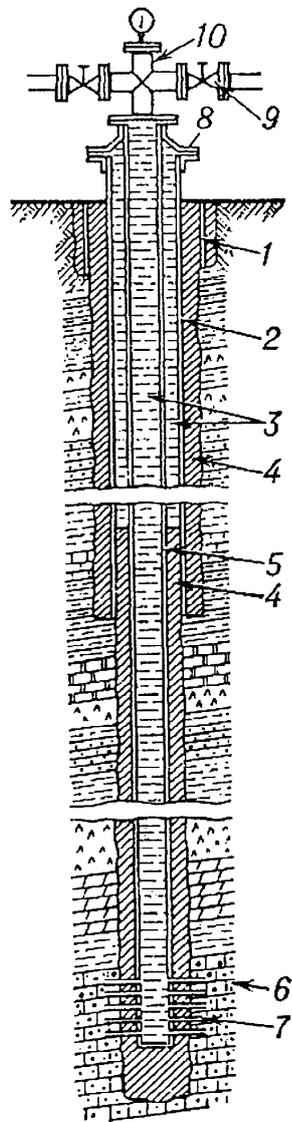
(57) Реферат:

Изобретение относится к добыче нефти и может быть использовано в нефтедобывающей промышленности для определения дебита нефтяных скважин. Техническим результатом является повышение точности определения эффективности отдачи скважины при одновременном сокращении сроков исследования дебита нефти в конкретной скважине, снижение себестоимости. Способ включает отбор из скважины в количестве порядка 1,0-3,0 мл пробы нефти, взятой в любом удобном месте из скважины, преимущественно в головке скважины. После этого отобранную пробу нефти гомогенизируют до получения однородной по свойствам массы, затем определяют

коэффициент вязкости этой пробы: η_1, η_2, η_3 при соответствующих условиях: $P=P_1, T=T_1$;

$$P=P_2=P_1, T=T_2>T_1 \text{ и } P=P_3\geq P_2, T=T_3=T_2, \text{ где}$$

$P_1, P_2, P_3, T_1, T_2, T_3$ - значения величин давления P и температуры T в каждом из трех замеров вязкости данной пробы нефти, после этого по математическим формулам определяют параметры α, β, γ . Замеряют давление P_L, P_0 и температуру T_L, T_0 соответственно на уровнях перфорированных отверстий и колонной головки скважины и определяют параметры коэффициентов вязкости - η_L, η_0 пробы нефти по математическим формулам. Далее по математической формуле определяют дебит Q нефтяной скважины. 1 ил.



RU 2354825 C2

RU 2354825 C2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.
E21B 47/10 (2006.01)

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(21), (22) Application: **2007126534/03, 12.07.2007**

(24) Effective date for property rights:
12.07.2007

(45) Date of publication: **10.05.2009 Bull. 13**

Mail address:
**125009, Moskva, a/ja 184, PPF "JuS", pat.pov.
V.I.Ionovu, reg. № 107**

(72) Inventor(s):
**Matveev Valerij Aleksandrovich (RU),
Orlov Oleg Fedorovich (RU)**

(73) Proprietor(s):
**Moskovskij gosudarstvennyj tekhnicheskij
universitet im. N.Eh. Baumana (RU)**

(54) METHOD OF DETERMINING OIL WELL PRODUCTION RATE

(57) Abstract:

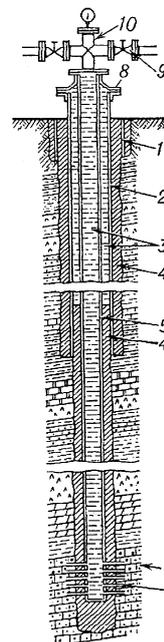
FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: proposed method comprises oil sampling from the well in the amount of about 1.0 to 3.0 ml at whatever point, preferably at the hole face. The oil sample is subjected to homogenisation to produce a homogeneous mass, the viscosity factor of this sample η_1, η_2, η_3 is determined at appropriate $P=P_1, T=T_1, P=P_2, P_1, T=T_2 > T_1$ and $P=P_3 > P_2, T=T_3 = T_2$, where $P_1, P_2, P_3, T_1, T_2, T_3$ are pressure P and temperature T in every of the three measurements of viscosity of the given sample. Then mathematical formulae are used to determine parameters α, β, γ . Now, pressure P_L, P_0 and temperature T_L, T_0 are determined at the levels of perforated holes and well head, respectively, to define viscosity factors η_L, η_0 of oil sample using mathematical formulae. Finally mathematical formulae are used to calculate oil well production rate Q .

EFFECT: higher accuracy of

measurements, shortened time required for them, lower costs.

1 dwg



RU 2 3 5 4 8 2 5 C 2

RU 2 3 5 4 8 2 5 C 2

Изобретение относится к добыче нефти и может быть использовано в нефтедобывающей промышленности для определения дебита нефтяных скважин.

Известен способ измерения дебита нефтяных скважин, который реализуется с применением специальной установки для определения дебита нефтяных скважин (патент РФ 2183267, Кл. E21B 47 /10, 2002).

Указанный способ состоит в том, что газожидкостная смесь (ГЖС) из скважины направляется в измерительную калиброванную емкость (булит), в которой она подвергается сепарации газа от жидкости, в частности нефти, после чего на нижнем и верхнем фиксированных уровнях булита соответственно нижним и верхним гидростатическими преобразователями давления измеряются и регистрируются соответствующие уровням величины гидростатического давления; синхронно с этим ведется отсчет времени прохождения границей "газ - жидкость" указанных уровней, после чего подача ГЖС в булит прекращается, а по результатам произведенных замеров определяется дебит данной скважины в массовых или объемных единицах.

Следует отметить, что регистрация величины гидростатического давления на фиксированных уровнях булита в случае применения способа по патенту РФ 2183267 ведется только после стабилизации показаний датчиков.

К недостаткам способа по патенту РФ 2183267 относятся:

- низкая оперативность;
- сравнительно высокий уровень погрешностей, обусловленных, в частности, не всегда достаточной степенью сепарации газа от жидкости;
- возникновение вспенивания ГЖС во время заполнения ею булита;
- большие габариты установки;
- низкая рентабельность;
- ограничения области применения способа, возникающие при значительном по величине дебите скважины.

Из уровня техники известен также способ (патент РФ 2054540, кл. E21B 47/10, 1996), предполагающий гомогенизацию потока нефти из скважины, который основан на дроблении потока на равные части с разведением составляющих потока по различным линиям отвода, которые должны быть одинакового диаметра. При этом должны быть соблюдены одинаковые условия входа каждой части потока в его линию отвода.

Далее, например по способу (патент РФ 2183267), измеряется расход нефти на какой-либо одной из отводных линий трубопровода, причем дополнительно измеряются скорости частей потока в линиях отвода.

По всем этим данным вычисляется дебит скважины как сумма величин расхода во всех частях разветвления потока ГЖС, поступающего из скважины в измерительное устройство.

При этом используемая технология по способу (патент РФ 2054540) вносит дополнительные погрешности в итоговую оценку дебита скважины. Эти дополнительные погрешности, прежде всего, связаны с несоблюдением в полной мере тех специфических условий (см. выше), которые должны быть соблюдены при практическом применении способа по патенту РФ 2054540.

В качестве ближайшего аналога предлагаемого изобретения принято изобретение по патенту РФ 2183267.

Заявленный способ определения дебита Q ($4 \cdot 10^7$ м³/с или $4 \cdot 10^{10}$ л/с) нефтяной скважины практически свободен от перечисленных недостатков известных способов и обладает при этом высокой рентабельностью.

Задачей настоящего изобретения является повышение точности определения

эффективности отдачи скважины при одновременном сокращении сроков исследования дебита нефти в конкретной скважине, снижении себестоимости.

Технический результат заключается в том, что при определении дебита нефтяной скважины используют гомогенизированную пробу нефти, взятую из скважины, а также расчетную формулу зависимости дебита нефтяной скважины от вязкости нефти, определяемой при определенных условиях состояния пробы, в частности при условии: $P_1 = P_2$, $T_2 > T_1$ и $P_3 > P_2$, $T_3 = T_2$, $P = P_1$, $T = T_1$ (где P_1 (ат) и T_1 (К) произвольные значения).

Для достижения технического результата при решении поставленной задачи способ определения дебита нефтяной скважины заключается в том, что из скважины отбирается в количестве порядка 1,0-3,0 мл проба нефти, взятая в любом удобном месте из скважины, преимущественно в головке скважины. После этого взятую пробу нефти гомогенизируют до получения одинаковой по свойствам массы, затем определяют при помощи устройства для измерения вязкости по патенту РФ 2152022 или любого другого подобного устройства коэффициент вязкости этой пробы: η_1 , η_2 , η_3 (сП - сантипуаз), при соответствующих условиях:

$$P_1 = P_2, T_2 > T_1; P_3 > P_2, T_3 = T_2; P = P_1, T = T_1 \text{ (где } P - \text{ ат, } T - \text{ К)}$$

где P_1 , P_2 , P_3 , T_1 , T_2 , T_3 - значения величин давления P_i и температуры T_i в каждом из трех замеров вязкости данной пробы нефти,

после этого определяют параметры α , β , γ по формулам:

$$\alpha = \text{Ln}(\eta_3/\eta_2)/(P_3 - P_1), \text{ где } \alpha - 1/\text{ат}, \beta - 1/\text{К}, \gamma - \text{сП}, L - \text{м}, \eta - \text{сП}, P - \text{ат};$$

$$\beta = \text{Ln}(\eta_1/\eta_2)/(T_3 - T_1), \text{ где } \beta - 1/\text{К}, L - \text{м}, \eta - \text{сП}, T - \text{К};$$

$$\gamma = \sum_{i=1}^3 \eta_i / 3 \cdot \exp(\alpha P_i - \beta T_i),$$

где $\alpha - 1/\text{ат}$, $\beta - 1/\text{К}$, $\gamma - \text{сП}$, $\eta - \text{сП}$, $P - \text{ат}$, $T - \text{К}$,

после этого замеряют давление P_L , P_0 и температуру T_L , T_0 соответственно на уровнях перфорированных отверстий и колонной головки скважины и определяют значения коэффициентов вязкости - η_L , η_0 пробы, соответствующих состоянию нефти на упомянутых уровнях по формулам:

$$\eta_L = \gamma \cdot \exp(\alpha \cdot P_L - \beta \cdot T_L), \text{ где } \alpha - 1/\text{ат}, \beta - 1/\text{К}, \gamma - \text{сП}, \eta - \text{сП}, P - \text{ат}; T - \text{К};$$

$$\eta_0 = \gamma \cdot \exp(\alpha \cdot P_0 - \beta \cdot T_0),$$

далее по формуле: $Q = \pi r^4 (\eta_L - \eta_0) / 8 \alpha L \eta_L \eta_0$, где r - внутренний радиус (м) и длина L (м) эксплуатационной колонны, определяют дебит Q ($4 \cdot 10^7$ м³/с или $4 \cdot 10^{10}$ л/с) нефтяной скважины в единицах объема/времени.

Указанные признаки являются существенными и взаимосвязанными между собой причинно-следственной связью с образованием совокупности признаков, достаточных для достижения указанного технического результата, в частности повышения точности определения эффективности нефтяной скважины при одновременном сокращении сроков исследования и снижении себестоимости определения дебита скважины.

На чертеже представлен рисунок скважины для добычи нефти, который поясняет сущность патентуемой технологии определения дебита этой скважины.

Конструкция нефтяной скважины включает направление 1, кондуктор 2, нефть 3, цементный камень 4, эксплуатационную колонну 5, продуктивный пласт 6, перфорированные отверстия 7, колонную головку 8, задвижку 9, крестовину 10. Технология крепления скважины на нефть и газ включает установку в устье первой обсадной колонны длиной обычно до 20 м, называемой направлением 1 (см. чертеж).

Для обеспечения вертикальности или наклонной направленности последующему стволу скважины и для перекрытия неустойчивых верхних пород и изоляции газоводяных притоков спускают вторую колонну обсадных труб - т.н. кондуктор 2 длиной от десятков до сотен м. В кольцевое (затрубное) пространство между стенками скважины и кондуктором 2 с помощью промывочной или специальной жидкости через кондуктор 2 закачивается цементный раствор с последующим образованием цементного камня 4. После окончания бурения до проектной глубины и проведения геофизических работ, выявляющих наличие продуктивных горизонтов (нефть, газ и др.), в скважину спускают эксплуатационную колонну 5 обсадных труб. Во избежание перетоков нефти или газа в вышележащие горизонты, а воды, в продуктивные пласты - пространство скважины за эксплуатационной колонной 5 также заполняется цементным раствором с последующим образованием цементного камня 4. В сложных геологических условиях (водоносные, поглощающие горизонты и др.), когда проходка скважины без дополнительного крепления невозможна, между кондуктором 2 и эксплуатационной колонной 5 спускается промежуточная (техническая) колонна (на чертеже не показана). Если после кондуктора 2 спускается только эксплуатационная колонна 5, конструкция скважины называется одноколонной (при одной или двух промежуточных колоннах конструкция скважины называется двух- или трехколонной).

Для извлечения из пластов жидких и газообразных полезных ископаемых существуют различные методы вскрытия и оборудования забоя скважины. В большинстве случаев в нижней зацементированной части эксплуатационной колонны 5, находящейся в продуктивном пласте 6, простреливают (перфорируют) ряд отверстий 7 в стенке обсадных труб и цементной оболочке. В устойчивых породах призабойную зону скважины оборудуют различного типа фильтрами и не цементируют или обсадную колонну спускают до кровли продуктивного пласта, а его разбуривание и эксплуатацию производят без крепления ствола скважины. Устье скважины в зависимости от ее назначения оборудуют арматурой, включая колонную головку 8, задвижку 9, крестовину 10 и др. Существенным в этом процессе является возможность правильно, с высокой точностью определить дебит нефти конкретной скважины.

В процессе осуществления способа необходимо произвести замеры параметров сырой нефти посредством известных устройств, в частности измерительного устройства по патенту РФ 2152022, согласно которому измерение вязкости осуществляют следующим образом.

В соответствии с программой, хранящейся в запоминающем устройстве цифрового мультиметра, через интервал времени t после подачи электрического питания все средства устройства оказываются подготовленными к штатной работе в режиме непрерывного измерения вязкости жидкости. Регулируемый насос высокого давления и термостат обеспечивают заданное давление и температуру T жидкости в измерительной камере.

Генератор высокой частоты запитывает мост переменным синусоидальным напряжением частотой порядка 10 кГц.

К моменту времени t при заданном давлении P и температуре T частота f вращения ротора тахометра в исследуемой жидкости стабилизируется. Стабилизация частоты f обозначает, что тарированный вращающий момент, приложенный к ротору со стороны статора асинхронного двигателя, оказывается уравновешенным тормозящим моментом, действующим на его ротор, который складывается из момента трения в

опорах и момента сил вязкого трения, порождаемого исследуемой жидкостью на данной частоте вращения ротора. Величина момента трения в опорах учитывается по результатам калибровки ротационного датчика, и при этом условии частоту f вращения ротора можно считать обратно пропорциональной вязкости исследуемой жидкости.

Измерение частоты f вращения ротора тахометра осуществляется с помощью блока формирования информационного сигнала, выполненного на базе измерительного моста переменного тока, фазочувствительного преобразователя и фильтра низкой частоты. Это производится следующим образом. Взаимодействие полюсов с электродами при вращении ротора тахометра приводит к гармонической модуляции с той же частотой nf емкостей конденсаторов, где n - число полюсов ротора тахометра. Конденсаторы переменной емкости образованы соответственно электродами, взаимодействующими с полюсами. Модуляция переменных емкостей конденсаторов происходит в противофазе. Сигнал, являющийся следствием модуляции переменных емкостей конденсаторов, подается на вход фазочувствительного преобразователя, с выхода которого продетектированный гармонический электрический сигнал с частотой nf через фильтр низкой частоты подается на вход усилителя постоянного тока. С входа усилителя постоянного тока усиленный сигнал частоты nf поступает на входное устройство цифрового мультиметра. Входное устройство мультиметра преобразует эти сигналы в адекватные им электрические сигналы, нормальные по своему виду, т.е. такие сигналы, амплитуда которых постоянна и не зависит от относительной диэлектрической проницаемости жидкости. Нормализованные сигналы поступают на вход аналого-цифрового преобразователя мультиметра.

Аналого-цифровой преобразователь совместно с оперативным запоминающим устройством осуществляет квантование и дискретизацию непрерывных входных сигналов, поступающих на их входы от входного устройства, реализуя обращение аналоговых электрических входных сигналов в цифровой код. В результате на вход микропроцессора цифрового мультиметра поступают электрические сигналы в виде повторяющихся кодов - групп равноразмерных импульсов высокой образцовой частоты.

Продолжительность каждого кода t_k , измеряемая подсчетом числа входящих в него временных меток, обратно пропорциональна частоте f и прямо пропорциональна вязкости исследуемой жидкости. После этого определяют величину вязкости η при помощи микропроцессора.

Согласно настоящему изобретению, способ определения дебита нефтяной скважины заключается в том, что из данной, отдельно взятой нефтяной скважины, внедренной в данный продуктивный пласт b (см. чертеж), отбирается малая, порядка 1, ..., 3 мл, проба сырой нефти, которую гомогенизируют до получения однородной по своим физическим свойствам массы, что позитивно сказывается на точности и быстроте действия определения дебита нефтяной скважины.

В результате по меньшей мере трех замеров, производимых, например, с применением известного устройства по патенту РФ 2152022, и определения вязкости, устанавливается закономерность коэффициента вязкости η гомогенизированной нефти пробы, давления (P) и температуры (T) в данной пробе. Далее, на основании данных о длине L колонны скважины (см. чертеж) и ее внутреннем радиусе r , а также информации о величинах: P_0 , T_0 , P_L , T_L , которые представляют собой значения давлений и температуры, измеренных датчиками, размещенными на двух уровнях колонны: уровне "L" - перфорированных отверстий и уровне "0" - колонной головки

(см. чертеж), вычисляется в единицах объем/время дебит Q данной скважины по предложенной заявителем формуле:

$$Q = \pi r^4 (\eta_L - \eta_0) / 8 \alpha L \eta_L \eta_0 \quad (1)$$

Здесь η_L и η_0 - вычисляемые значения коэффициента вязкости нефти в пробе, соответствующие уровням: "L" и "0"; α - параметр, характеризующий собой закономерность η от P в материале пробы.

Общая по форме для всех жидкостей закономерность выражается предложенной формулой:

$$\eta = \gamma \exp(\alpha P - \beta T) \quad (2)$$

Чтобы установить для материала пробы величины параметров: α , β , γ достаточно, используя, например, известное устройство по патенту РФ 2152022, произвести три замера величины η , отвечающие условиям: $P=P_1$, $T=T_1$ (замер № 1); $P=P_2=P_1$, $T=T_2>T_1$ (замер № 2); $P=P_3 \geq P_2$, $T=T_3=T_2$ (замер №3). Следует отметить, что выбор указанных величин P и T в замерах в некоторой степени произволен.

Пусть η_1 , η_2 , η_3 - результаты этих замеров, тогда для определения величин параметров α , β , γ закономерности (2) даются выражения:

$$\alpha = \text{Ln}(\eta_3 / \eta_2) / (P_3 - P_1) \quad (3)$$

$$\beta = \text{Ln}(\eta_1 / \eta_2) / (T_3 - T_1) \quad (4)$$

$$\gamma = \sum_{i=1}^3 \eta_i / 3 \cdot \exp(\alpha P_i - \beta T_i) \quad (5)$$

Теперь величины η_L , η_0 входящие в формулу (1), вычисляются по формулам:

$$\eta_L = \gamma \cdot \exp(\alpha \cdot P_L - \beta \cdot T_L), \eta_0 = \gamma \cdot \exp(\alpha \cdot P_0 - \beta \cdot T_0) \quad (6)$$

вытекающим из закономерности (2).

Подстановка в формулу (1) вместо символов L , r , α , η_0 , η_L их числовых значений приводит к получению дебита Q данной скважины и оценке ее рентабельности.

Особенностью изобретения является то, что параметры η_L и η_0 - значения коэффициентов вязкости пробы нефти, получены при выполнении условий: $P=P_L$, $T=T_L$, $P=P_0$, $T=T_0$ соответственно. Величины параметров P_0 , T_0 , P_L , T_L нефти предварительно замеряются на скважине, т.е. являются известными, а параметры η_L и η_0 вычисляются по формулам:

$$\eta_L = \gamma \cdot \exp(\alpha \cdot P_L - \beta \cdot T_L), \eta_0 = \gamma \cdot \exp(\alpha \cdot P_0 - \beta \cdot T_0) \quad (6)$$

которые следуют из обобщенной закономерности коэффициента вязкости η всякой жидкости от давления P и температуры T в ней, а именно:

$$\eta = \gamma \cdot \exp(\alpha \cdot P - \beta \cdot T) \quad (2)$$

Выявленная закономерность (3) позволяет для нефти, а также для любой другой жидкости, найти величины неизменных для нее параметров: α , β , γ . Так в настоящем случае для этого достаточно, используя материал пробы, произвести три синхронных замера величин: η_i P_i T_i ($i=1, 2, 3$ - № замера). Одновременно считаются выполненными условия $T_1 \neq T_2 \neq T_3$, $P_1 \neq P_2 \neq P_3$, тогда закономерность (3) позволяет определить следующие параметры:

$$\alpha = [(T_3 - T_1) \cdot \text{Ln}(\eta_1 / \eta_2)] - [(T_2 - T_1) \cdot \text{Ln}(\eta_1 / \eta_3)] / [(T_3 - T_1) \cdot (P_1 - P_2) - (T_2 - T_1) \cdot (P_1 - P_3)] \quad (4)$$

$$\beta = [(P_1 - P_2) \cdot \text{Ln}(\eta_1 / \eta_3)] - [(P_1 - P_3) \cdot \text{Ln}(\eta_1 / \eta_2)] / [(T_3 - T_1) \cdot (P_1 - P_2) - (T_2 - T_1) \cdot (P_1 - P_3)] \quad (5)$$

$$\gamma = \sum_{i=1}^3 \eta_i / 3 \cdot \exp(\alpha P_i - \beta T_i) \quad (6)$$

Используя найденные значения параметров: α , β , γ , по формулам (2) определяют η_L и η_0 - значения коэффициентов вязкости пробы нефти и дебит скважины

$$Q = \pi r^4 (\eta_L - \eta_0) / 8 \alpha L \eta_L \eta_0$$

5 Настоящее изобретение соответствует условию патентоспособности "промышленная применимость", поскольку его реализация возможна при использовании существующих средств производства с применением известных технологий.

10 Применение изобретения позволило существенно повысить рентабельность нефтяной скважины за счет повышения точности определения эффективности (дебита) скважины, а также позволило сократить сроки исследования и снизить себестоимость этого процесса.

15 Формула изобретения

Способ определения дебита нефтяной скважины заключается в том, что из скважины отбирают в количестве порядка 1,0-3,0 мл пробу нефти, взятую из скважины, предпочтительно в головке скважины, после этого отобранную пробу нефти гомогенизируют, и устанавливают для материала пробы зависимость

20 коэффициента вязкости этой пробы от давления и температуры пробы, для чего производят три замера этих параметров и определяют три значения: η_1 , η_2 , η_3 при соответствующих условиях:

25 $P = P_1$, $T = T_1$; $P = P_2 = P_1$, $T = T_2 > T_1$ и $P = P_3 \geq P_2$, $T = T_3 = T_2$, где P_1 , P_2 , P_3 , T_1 , T_2 , T_3 - значения величин давления P и температуры T в каждом из трех замеров вязкости данной пробы нефти, после этого по формулам определяют параметры α , β , γ :

$$\alpha = \text{Ln}(\eta_3 / \eta_2) / (P_3 - P_1),$$

$$\beta = \text{Ln}(\eta_1 / \eta_2) / (T_3 - T_1),$$

$$30 \gamma = \sum_{i=1}^3 \eta_i / 3 \cdot \exp(\alpha P_i - \beta T_i),$$

замеряют давление P_L , P_0 и температуру T_L , T_0 соответственно на уровнях перфорированных отверстий и колонной головки скважины и определяют параметры

35 коэффициентов вязкости η_L , η_0 пробы нефти по формулам:

$$\eta_L = \gamma \cdot \exp(\alpha \cdot P_L - \beta \cdot T_L);$$

$$\eta_0 = \gamma \cdot \exp(\alpha \cdot P_0 - \beta \cdot T_0),$$

40 далее по формуле $Q = \pi r^4 (\eta_L - \eta_0) / 8 \alpha L \eta_L \eta_0$, где r - внутренний радиус и L - длина эксплуатационной колонны, определяют дебит Q нефтяной скважины.

45

50