



УКРАЇНА

(19) UA (11) 95626 (13) C2
(51) МПК

G01N 1/10 (2006.01)

G01N 33/28 (2006.01)

G01N 33/22 (2006.01)

G01F 23/22 (2006.01)

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ
УКРАЇНИОПИС
ДО ПАТЕНТУ НА ВИНАХІД

(54) СПОСІБ І ПРИСТРІЙ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ВМІСТУ СКЛАДОВИХ НАФТОВОЇ ЕМУЛЬСІЇ

1

(21) a200811662

(22) 30.09.2008

(24) 25.08.2011

(46) 25.08.2011, Бюл.№ 16, 2011 р.

(72) БОСІН МАРК ЄВГЕНОВИЧ, КОЛОДІЙ ГЕН-
НАДІЙ ВОЛОДИМИРОВИЧ, ПАСІЧНИК ЛЕОНІД
ПАВЛОВИЧ, ПРОБИЛОВ СЕРГІЙ ОЛЕКСАНДРО-
ВИЧ, ЦУХРАВСЬКИЙ КОСТЯНТИН ВАЛЕНТИНО-
ВИЧ(73) БОСІН МАРК ЄВГЕНОВИЧ, ПРОБИЛОВ СЕР-
ГІЙ ОЛЕКСАНДРОВИЧ

(56) US 4494413, A, 22.01.1985

GB 2164021, A, 12.05.1986

US 4307620, A, 29.12.1981

GB 2357710, A, 04.07.2001

UA 58633, C2, 15.08.2003

UA 67847, C2, 15.07.2004

Welker Tom Samplin high vapor pressure liquids two
systems explored//Pipeline. 1990. V.62, N5. P.12

US 4391152, A, 05.07.1983

US 7392691, B1, 01.07.2008

GB 2401184, A, 03.11.2004

(57) 1. Спосіб визначення вмісту складових наф-
тової емульсії, за яким перемішують потік нафто-
вої емульсії у вимірювальній ділянці, яка вмонто-
вана в робочий трубопровід і оснащена впускним
патрубком з запірним клапаном, до якого гермети-
чно приєднана вимірювальна камера, відкривають
запірний клапан на час, необхідний для заповнен-
ня пробою вимірювальної камери, після чого запі-
рний клапан закривають, відстоюють пробу у вимі-
рювальній камері до розшарування нафтової
емульсії на окремі фракції і розраховують вміст
складових, якими є нафта, вода і газ, який **відрізн-
няється** тим, що вимірювальною камерою є поро-
жнистий металевий корпус із металевою пласти-
ною, яка розміщена усередині корпусу і проходить
уздовж всієї його висоти, після відстоювання про-
би нагрівають розподілені за висотою проби дис-
кретні термоелектричні перетворювачі, вимірюють
створювані з використанням їх сигнали, на які
впливають теплові властивості речовин фракцій
відстоюної і розшарованої проби, за допомогою
вказаних вимірюваних сигналів визначають зна-

2

чення фізичних величин, які характеризують вка-
заний вплив, і визначають положення меж поділу
між фракціями за положенням сусідніх термоелек-
тричних перетворювачів, у яких значення вказаних
фізичних величин відрізняються найбільшою мі-
рою, визначають масу води у вимірювальній каме-
рі, включаючи воду, розчинену в нафті, шляхом
вимірювання електричної ємності конденсатора,
утвореного вимірювальною камерою, і розрахунку
за заздалегідь вимірюною залежністю електричної
ємності зазначеного конденсатора від маси води,
яку він містить, визначають об'єм води за визначе-
ною її масою у вимірювальній камері й відомою її
густиною, розраховують положення верхньої межі
води, яке приймають як положення нижньої вірту-
альної межі нафти, розраховують об'єм нафти з
розчиненим у ній газом за положенням верхньої
фактичної і нижньої віртуальної меж нафти, після
чого вимірюють усталену температуру проби і тиск
у газовій складовій при усталеній температурі,
розраховують об'єм виділеного з нафти газу за
положенням фактичної верхньої меж нафти, роз-
раховують об'єм газу, розчиненого у нафті, за за-
здалегідь визначеною часткою об'єму нафти, яку
займає розчинений газ, розраховують масу газу за
сумарним об'ємом газу, вимірним значенням
усталеної температури й тиску при усталеній тем-
пературі і заздалегідь відомим складом газу, роз-
раховують об'єм нафти без газу і води як різницю
між визначеним об'ємом нафти з розчиненим у ній
газом і визначеним об'ємом розчиненого у ній газу,
і розраховують масу нафти за визначеним її об'є-
мом і визначеною густиною нафти.

2. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що після
відбирання проби у вимірювальну камеру її нагрі-
вають для зменшення в'язкості.

3. Спосіб за п. 1 або 2, який **відрізняється** тим,
що вимірювальна ділянка оснащена мішалкою,
розташованою вище за потоком відносно впускну-
го патрубка, і перед відбором проби при закритому
запірному клапані включають мішалку.

4. Спосіб за п. 3, який **відрізняється** тим, що потік
нафтової емульсії перемішують за допомогою мі-
шалки у вигляді лопаті, яка встановлена у вимірю-

(13) C2

(11) 95626

(19) UA

вальній ділянці вище за потоком впускного патруб-ка, шляхом обертання її навколо осі, перпендику-лярної напрямку потоку.

5. Спосіб за п. 3 або 4, який **відрізняється** тим, що лопать виконана несиметричною щодо осі обертання.

6. Спосіб за будь-яким з пп. 1-5, який **відрізняєть-ся** тим, що вимірювальна камера додатково міс-тить впускний патрубок, оснащений другим запір-ним клапаном і з'єднаний з вимірювальною ділянкою, відкривають обидва запірні клапани на час, необхідний для заповнення вимірювальної камери, після чого клапани закривають, а після визначення вмісту складових відкривають клапани і пробу випускають у робочий трубопровід.

7. Пристрій для визначення вмісту складових наф-тової емульсії, який містить вимірювальну ділянку, виконану з можливістю вбудовування в робочий трубопровід, вимірювальну камеру, виконану з можливістю відстоювання в ній нафтової емульсії з утворенням меж між її складовими, засіб нагрі-вання, систему керування і вимірювання, електри-чно пов'язану з засобом нагрівання, засіб визна-чення положення меж поділу складових нафтової емульсії після її відстоювання, електрично пов'я-заний з системою керування і вимірювання, при-чому вимірювальна камера містить датчик тиску газової складової, електрично пов'язаний з систе-мою керування і вимірювання, і впускний і випуск-ний патрубки, оснащені запірними клапанами, впу-скний патрубок з'єднаний з вимірювальною

ділянкою, а складовими нафтової емульсії є наф-та, вода і газ, який **відрізняється** тим, що вимірю-вальна ділянка є відрізком трубопроводу і містить мішалку, розташовану вище за потоком впускного патруб-ка і оснащену електроприводом, вимірюва-льна камера виконана у вигляді електричного кон-денсатора, однією обкладкою якого є порожнистий металевий корпус, а другою - металева пластина, яка розташована усередині корпусу й проходить уздовж всієї його висоти, і містить ряд розподіле-них уздовж висоти термоелектричних перетворю-вачів, електрично пов'язаних з системою керуван-ня і вимірювання, електрично пов'язаних з електроприводом мішалки.

8. Пристрій за п. 7, який **відрізняється** тим, що впускний патрубок додатково з'єднаний з вимі-рювальною ділянкою трубопроводу.

9. Пристрій за п. 7 або 8, який **відрізняється** тим, що термоелектричні перетворювачі розміщені в пластині вимірювальної камери.

10. Пристрій за будь-яким з пп. 7-9, який **відрізня-ється** тим, що мішалка виконана у вигляді лопаті з електроприводом з можливістю обертання навко-ло осі, перпендикулярної напрямку потоку.

11. Пристрій за п. 10, який **відрізняється** тим, що лопать виконана несиметричною щодо осі обер-тання.

12. Пристрій за будь-яким з пп. 7-11, який **відріз-няється** тим, що запірні клапани оснащені елект-роприводами, електрично пов'язаними з системою керування і вимірювання.

Заявляється група винаходів, які стосуються контрольно-вимірювальної техніки в нафтовій промисловості та використовуються для визна-чення якості нафтової суміші, що видобувається з джерела та транспортується трубопроводом.

Більш конкретно, група винаходів, що заявля-ються, стосується нових способу та пристрою для визначення вмісту складових нафтової суміші у відібраній пробі та використовуваних у них спосо-бу відбирання репрезентативної проби нафтової суміші та способу визначення положення меж роз-поділу фракцій у відстояній пробі.

При видобуванні нафти, особливо, зі збідне-них свердловин, продуктом, що видобувається, є суміш у вигляді емульсії принаймні нафти і води, а також, можливо, газу. Основними параметрами нафтової емульсії, які використовуються для ви-значення дебету свердловини, доцільності її ек-сплуатації, розрахунків між суб'єктами господарю-вання і т. ін., є величини вмісту її складових.

Об'єктом дослідження можуть бути весь за пе-рерізом потік у трубопроводі, який досліджується протягом певного часу, або так звана "проба", тоб-то об'єм, який відбирається для подальшого дос-лідження з усього за перерізом потоку або його частини, або потік з частини його перерізу.

Відомі способи та пристрої, де об'єктом дослі-дження є потік з усього перерізу, оснований на роз-

діленні нафтової емульсії на газ та рідину, пода-льшому вимірюванні витрати рідини і газу і вмісту нафти і води в рідині, або основані на тому, що на визначеному відрізку трубопроводу, з різних його боків, встановлюють передавач та приймач, які пропускають крізь потік у трубопроводі різноманіт-ні випромінювання, вимірюють параметри випро-мінювання, що пройшло через потік нафтової ему-льсії, порівнюють їх із заздалегідь визначеними градувальними функціями та роблять висновки про вміст складових потоку. Прикладом таких спо-собів та пристроїв є спосіб та пристрій за патентом Російської Федерації № 93044749, опубл. 10.08.1996 р., згідно з яким у робочий трубопровід вмонтовують ділянку, яка виконана з радіопрозо-рими вікнами і антенними системи, на цій ділянці проводять вимірювання зсуву фаз, згасання, резонансної частоти, доплерівського зсуву частоти мікрохвильової енергії, що проходить крізь потік у вмонтованій ділянці, проводять порівняння вимі-рюваних параметрів із заздалегідь визначеними гра-дувальними функціями для різного відносного вмісту складових та роблять висновки про вміст складових.

Ці способи та пристрої можуть бути застосо-вані у будь-який час, тобто мають високу операти-вність, і можуть бути автоматизовані. Проте осно-вним недоліком вказаних способів та пристроїв є

велика похибка визначення вмісту складових, обумовлена недосконалістю застосовуваних математичних моделей. Крім того, реалізація цих способів вимагає складного і дорогого обладнання.

Велика група способів та пристроїв з відбирання проби основана на застосуванні вимірювальної камери, яку наповнюють відібраною пробой, відстоюють пробу до розділення її на фракції, що відповідають складовим, і визначають вміст складових через об'єм фракцій.

Прикладами таких способів та пристроїв є спосіб та пристрій, які використовуються на практиці і які полягають у тому, що потік нафтової емульсії відключають від магістрального трубопроводу і підключають до великої ємності, наприклад залізничної цистерни, наповнюють її пробой, яку потім відстоюють до розділення її на фракції, визначають об'єми фракцій, наприклад, шляхом їх зливання, вимірюють густину фракцій і розраховують масовий вміст складових як добуток їх об'єму на густину.

Вказані спосіб та пристрій характеризуються простотою здійснення і високою точністю визначення мас нафти і води, але неспроможні визначити вміст газу, тому при наявності газу у газовій суміші і, відповідно, мають похибку, порівняну з вмістом газу. Крім того, вони мають низькі оперативність і рівень автоматизації.

Треба зазначити, що до проби, яка відбирається з частини перерізу потоку, ставлять високі вимоги щодо її репрезентативності, а саме: вміст її складових повинен дорівнювати вмісту складових у нафтовій емульсії, що видобувається, з похибкою, яка не перевищує задану. Вказана похибка дає один з основних внесків у похибку вимірювання вмісту складових нафтової емульсії.

Якщо проба відбирається з усього потоку, вона є репрезентативною за визначенням.

Але, якщо проба відбирається з частини перерізу потоку, треба враховувати, що потік нафтової емульсії, який рухається трубопроводом, у більшості випадків, зокрема за рахунок вигинів трубопроводу, набуває обертального моменту, тобто обертається навколо осі трубопроводу, що призводить до його радіального розшарування. Внаслідок цього більш важкі фракції, наприклад вода, рухаються в безпосередній близькості до стінок труби, далі вздовж радіусу рухаються найбільш важкі фракції нафти (високовуглеводневі фракції), потім - менш важкі фракції та вздовж осі труби рухається газ, якщо він є у емульсії. У зв'язку з таким розшаруванням потоку практичне отримання проби для дослідження виявляється складною справою. Наприклад, якщо відбирати пробу з краєва, ввареного безпосередньо в стінку трубопроводу, то така проба буде складатися виключно з води, якщо, безумовно, вона там є.

Стандартизованим способом відбирання репрезентативної проби з частини перерізу потоку є так званий "щілинний" спосіб, у якому з нафтової емульсії, що протікає трубопроводом, відбирають пробу через декілька патрубків, вхідні отвори яких розташовані всередині трубопроводу на різних відстанях від його осі.

Як найближчий аналог способу відбирання репрезентативної проби за цим винаходом вибраний "щілинний" спосіб за патентом Російської Федерації № 2144179 опубл. 10.01.2000 р., згідно з яким в стінці робочого трубопроводу виконують отвір і встановлюють у ньому пробозабірний елемент, яким є трубка з вхідними отворами, розташованими вздовж її висоти згідно з умовним розподілом складових потоку нафтової емульсії під час його транспортування трубопроводом. Вхідні отвори пробозабірної елементи розгорнуті назустріч потоку, причому відбирання проби проводять пропорційно витраті потоку.

Недоліком цього способу, як і всіх "щілинних" способів, є недостатній ступінь репрезентативності проби, обумовлений тим, що фактичний розподіл складових нафтової емульсії за радіусом потоку в трубопроводі є невідомим, внаслідок чого вміст складових у пробі може суттєво відрізнятись від вмісту у потоці.

В основу винаходу, об'єктом якого є спосіб відбирання репрезентативної проби, поставлена задача підвищення ступеня репрезентативності проби шляхом введення у відомий спосіб нових операцій.

Поставлена задача вирішується тим, що у відомому способі відбирання репрезентативної проби нафтової емульсії з трубопроводу, у якому відкривають запірний клапан, розташований на герметично приєднаному до трубопроводу впускному патрубку, який має вихід назовні трубопроводу, відбирають пробу, спрямовують її на засіб для визначення вмісту складових нафтової емульсії і закривають запірний клапан, введена нова операція, а саме: перед відкриттям запірного клапана потік у трубопроводі вище за потоком вказаного патрубка перемішують протягом часу, необхідного для отримання репрезентативної проби.

Час перемішування визначають експериментально при стабільному за складом потоці шляхом порівняння вмісту складових після кожної з декількох послідовних операцій перемішування різної тривалості і визначення мінімального часу перемішування, подальше збільшення якого не приводить до суттєвого, з точки зору очікуваної похибки, зміни вмісту.

Внаслідок перемішування потік у трубопроводі стає однорідним, що дає можливість відбирання проби з будь-якого місця у потоці, у тому числі біля стінки трубопроводу, у патрубок, виконаний у вигляді відгалуження у стінці трубопроводу.

У конкретному варіанті здійснення способу мішалка виконана у вигляді лопаті з електроприводом, і перемішування потоку здійснюють шляхом обертання лопаті навколо осі, перпендикулярної осі трубопроводу.

Для того, щоб нерухома лопать у неробочому стані не перекривала потік, вона виконана асиметричною відносно осі обертання, внаслідок чого після відключення електроприводу за рахунок дії потоку вона стає у положення уздовж потоку.

Принципово проба, що відбирається описаним вище способом, може бути спрямована на будь-який відомий засіб визначення вмісту, у тому числі на описані вище пристрої, об'єктом дослідження

яких є весь за перерізом потік, але у цьому разі цей потік створюється відібраною частиною основного потоку за умови його постійного перемішування протягом часу виконання конкретного способу.

У конкретному варіанті здійснення способу відбирання репрезентативної проби за винаходом пробу спрямовують до вимірювальної камери, яка виконана з можливістю відстоювання у ній нафтової емульсії до розшарування її на фракції, причому перед наповнюванням камери відібраною пробою її вакуумують і герметично приєднують до патрубку у стінці трубопроводу. Це, наприклад, дає можливість від'єднати вимірювальну камеру від трубопроводу і провести у ній точні лабораторні дослідження і вимірювання.

У альтернативному варіанті засобом визначення вмісту складових нафтової емульсії, на який спрямовують відібрану пробу, є вимірювальна камера, яка виконана з можливістю відстоювання у ній нафтової емульсії до розшарування її на фракції і яка герметично приєднана до впускного патрубка і додатково містить оснащений другим запірним клапаном впускний патрубок, який герметично приєднаний до трубопроводу нижче за потоком відносно впускного патрубка, причому перед відбиранням проби обидва клапани відкривають, наповнюють пробою вимірювальну камеру, а після наповнення клапани закривають. Таким чином з'являється можливість проводити подальші визначення вмісту при тих самих умовах, особливо, тиску, що існують в трубопроводі, що суттєво підвищує ступінь оперативності способу, тобто покращує його експлуатаційні характеристики.

Створений за цим винаходом спосіб відбирання репрезентативної проби нафтової емульсії застосовується у вдосконаленому цим винаходом способі визначення вмісту складових нафтової емульсії.

Як найближчий аналог способу визначення вмісту складових нафтової емульсії вибраний спосіб за патентом Російської Федерації № 2253099, опубл. 27.05.2005 р., у якому відбирають пробу водо-нафто-газової суміші в герметичну ємність, відстоюють її, вимірюють початковий гідростатичний тиск, після відстоювання і створення межі поділу "нафта-вода" воду, що відстоялася, випускають, знову вимірюють гідростатичний тиск при досягненні межю поділу "нафта-вода" дна ємності і розраховують масову концентрацію води через виміряні значення гідростатичного тиску.

Хоча цей спосіб і призначений для визначення вмісту складових водо-нафто-газової емульсії, але вміст газу в ній не визначають і не враховують. Отже, при значних кількостях газу виникає велика похибка визначення вмісту складових.

Крім того, спосіб фактично призначений для відносно невеликих трубопроводів, а його реалізація на магістральних трубопроводах з діаметром труби порядку десятків сантиметрів і тиском порядку десятків атмосфер утруднена, зокрема, тим, що необхідне великогабаритне і отже дороге обладнання, а, головне, це обладнання, яке вмонтоване в робочий трубопровід, створює суттєвий

опір основному потоку, що вельми небажано в умовах експлуатації таких трубопроводів.

В основу винаходу щодо способу визначення вмісту складових нафтової емульсії поставлена задача зменшення габаритів обладнання, зменшення опору потоку в трубопроводі і підвищення точності визначення вмісту складових нафтової емульсії шляхом введення нових операцій і умов здійснення відомого способу.

Поставлена задача вирішується тим, що у відомому способі, в якому з робочого трубопроводу з вмонтованою вимірювальною ділянкою, що має впускний патрубок, який оснащений запірним клапаном і до якого герметично приєднана вимірювальна камера, відбирають пробу у вимірювальну камеру, відстоюють пробу у вимірювальній камері до розшарування нафтової емульсії на окремі фракції, визначають положення межі поділу "нафта-вода" і розраховують вміст складових через положення зазначеної межі, причому складовими нафтової емульсії є нафта, вода і газ, проведені такі вдосконалення:

- вимірювальна ділянка оснащена мішалкою, розташованою вище за потоком відносно впускного патрубка;
- перед відбором проби при закритому запірному клапані включають мішалку і перемішують потік протягом часу, необхідного для одержання репрезентативної проби;
- відкривають запірний клапан на час, необхідний для заповнення пробою вимірювальної камери, після чого запірний клапан закривають;
- визначають положення межі "газ-нафта", вимірюють тиск і температуру газу;
- розраховують вміст складових у масових відсотках з урахуванням складу газу і положення межі "газ-нафта".

За рахунок перемішування потоку в трубопроводі суттєво підвищується однорідність нафтової емульсії і, отже, з'являється можливість отримувати репрезентативну пробу з будь-якого місця перерізу потоку і у відносно невеликих кількостях. Це дозволяє усунути необхідність використовувати увесь переріз потоку для отримання проби і, таким чином, суттєво зменшує габарити обладнання для реалізації способу і опір, який чинить обладнання потоку. В результаті з'являється можливість застосовувати спосіб на великих магістральних трубопроводах.

За рахунок високого ступеня репрезентативності проби і можливості визначення маси не тільки нафти і води, а й газу у пробі через визначене положення межі "газ-нафта", виміряні значення тиску і температури газу і відомий склад газу, суттєво підвищується точність визначення вмісту складових нафтової емульсії.

Важливою перевагою способу згідно з винаходом є те, що у вимірювальній камері нафтова емульсія при застосуванні порівняно простих заходів знаходиться при тих самих умовах, що й у робочому трубопроводі. Такими заходами є вакуумування вимірювальної камери, якщо камера приєднана до вимірювальної ділянки тільки впускним патрубком, або додаткове з'єднання її з вимірювальною ділянкою впускним патрубком, при-

чому зрозуміло, що впускний і випускний патрубки повинні бути розташовані на різних кінцях вимірювальної камери, а при визначенні вмісту складових нафтової емульсії в пробі необхідно враховувати частини складових проби, які знаходяться у патрубках, що може бути здійснено, наприклад, шляхом розрахунків або градування.

У будь-якому разі однією з переваг способу згідно з винаходом є можливість від'єднати вимірювальну камеру від вимірювальної ділянки, якщо вимірювальна камера оснащена ще одним (у разі відсутності з'єднання випускного патрубка з трубопроводом) або двома (у разі наявності такого з'єднання) запірними клапанами і, при необхідності, провести більш детальні лабораторні дослідження проби у камері, наприклад вимірювання густини води і нафти, молярної маси газу, відносної кількості розчинених у нафті води і газу, які залишилися після відстоювання, складу газу і нафти тощо.

Наступне вдосконалення способу згідно з винаходом полягає у тому, що після відстоювання проби її нагрівають за допомогою засобу нагрівання, виключають засіб нагрівання, стежать за змінами температури кожного з ряду розподілених за висотою вимірювальної камери термоелектричних перетворювачів і визначають фактичні положення верхньої та, при необхідності, нижньої меж нафти через положення сусідніх термоелектричних перетворювачів, які найбільш відрізняються за швидкістю зміни температури. Таке вдосконалення дозволяє одержати точне значення принаймні об'єму вільного газу, а також, при необхідності, об'ємів нафти і вільної води, які необхідні для подальших розрахунків вмісту складових.

Вказана необхідність визначення об'ємів нафти і води за положенням межі нафти і води може бути усунута, наприклад, таким вдосконаленням способу згідно з винаходом: об'єм води у вимірювальній камері визначати відомим ємнісним методом, описаним, наприклад, у книзі Х. Харта "Введение в измерительную технику", вид. „Мир“, М. 1999 р., с. 210. Для цього вимірювальна камера виконується у вигляді порожнього металевого корпусу із металевою пластиною, яка розміщена у середині корпусу і проходить уздовж всієї його висоти, масу води у вимірювальній камері, включаючи воду, розчинену в нафті, визначають шляхом вимірювання електричної ємності конденсатора, утвореного вимірювальною камерою, і за заздалегідь вимірюваною залежністю електричної ємності зазначеного конденсатора від маси води, що знаходиться в ньому, визначають об'єм води за визначеною її масою у вимірювальній камері й відомою її густиною, розраховують положення верхньої межі води, яке приймають як положення нижньої віртуальної межі нафти. Це положення віртуальної межі визначає об'єм води точніше, ніж вищезгадана фактична межа, оскільки враховує також і воду, розчинену у нафті.

У конкретному варіанті втілення способу згідно з винаходом розраховують об'єм нафти з розчиненим у ній газом за положенням верхньої фактичної і нижньої віртуальної меж нафти, після чого вимірюють усталену температуру проби і тиск у газовій складовій при усталеній температурі, роз-

раховують об'єм виділеного з нафти газу за положенням фактичної верхньої межі нафти, розраховують об'єм газу, розчиненого у нафті, за заздалегідь визначеною часткою об'єму нафти, яку займає розчинений газ, розраховують масу газу за сумарним об'ємом газу, виміряним значенням усталеної температури й тиску при усталеній температурі і заздалегідь відомим складом газу, розраховують об'єм нафти без газу і води як різницю між визначеним об'ємом нафти з розчиненим у ній газом і визначеним об'ємом розчиненого у ній газу, і розраховують масу нафти через визначений її об'єм і визначену густину нафти. На підставі відомих фізичних властивостей речовин, що досліджуються, тут припускається, що склад газу є постійним протягом тривалого часу, частка, яку займає розчинений газ у нафті, є також постійною величиною при постійному тиску.

В результаті виконання цих операцій визначають точні значення вмісту складових нафтової емульсії, що таким чином вирішує задачу, поставлену в основу винаходу щодо підвищення точності визначення вмісту складових.

Інші вдосконалення способу спрямовані на поліпшення його експлуатаційних характеристик. Такими вдосконаленнями є нагрівання проби після її відбирання у вимірювальну камеру для зменшення в'язкості емульсії, застосування мішалки у вигляді лопаті, яка встановлена у вимірювальній ділянці вище за потоком впускного патрубка і обертається навколо осі, перпендикулярної напрямку потоку, причому лопать може бути виконана несиметричною щодо осі обертання, внаслідок чого у неробочому стані вона розташовується у напрямку потоку і чинить йому мінімальний опір.

Як найближчий аналог пристрою для визначення вмісту складових нафтової емульсії вибраний пристрій за патентом РФ № 2523099, який містить вимірювальну ділянку, вмонтовану у робочий трубопровід, засіб розділення газу і рідини, вимірювальну камеру з впускним і випускним патрубками, засіб нагрівання вимірювальної камери, датчики тиску, температури і гідростатичного тиску, датчик-реле положення межі поділу "нафта-вода", продувний клапан для витискання газом рідкої фази з ємності, систему керування і вимірювання, електрично пов'язану з засобом нагрівання і датчиком-реле.

Недоліки цього пристрою співпадають з описаними вище недоліками способу визначення вмісту складових, прийнятого за найближчий аналог відповідного способу згідно з винаходом.

В основу винаходу, об'єктом якого є пристрій для визначення вмісту складових нафтової емульсії, поставлена така сама задача, що й до відповідного способу, яка вирішується таким чином: у відомому пристрої для визначення вмісту складових нафтової емульсії, який містить вимірювальну ділянку, виконану з можливістю вбудовування в робочий трубопровід, вимірювальну камеру, виконану з можливістю відстоювання в ній нафтової емульсії з утворенням меж між її складовими, засіб нагрівання, систему керування і вимірювання, електрично пов'язану з засобом нагрівання, засіб визначення положення меж поділу складових наф-

тової емульсії після її відстоювання, електрично пов'язаний з системою керування і вимірювання, причому вимірювальна камера містить датчик тиску газової складової, електрично пов'язаний з системою керування і вимірювання, і впускний і випускний патрубкі, оснащені запірними клапанами, впускний патрубок з'єднаний з вимірювальною ділянкою, а складовими нафтової емульсії є нафта, вода і газ, проведені такі вдосконалення:

- вимірювальна ділянка є відрізком трубопроводу;

- вимірювальна ділянка містить мішалку, розташовану вище за потоком впускного патрубка і оснащену електроприводом;

- вимірювальна камера містить датчик температури, електрично пов'язаний з системою керування і вимірювання;

- система керування і вимірювання електрично пов'язана з електроприводом мішалки.

Те, що вимірювальна ділянка є відрізком трубопроводу, усуває створення пристроєм додаткового опору потоку. Деякий додатковий опір створює мішалка, але у будь-якому разі його не можна порівняти з опором, створюваним найближчим аналогом, особливо, якщо мішалка виконана у вигляді несиметричної відносно осі обертання лопаті.

Як було описано вище для способу згідно з винаходом, мішалка дозволяє одержати репрезентативну пробу, а наявність можливості визначення положення меж поділу не тільки "нафта-вода", а й "газ-нафта", а також наявність датчиків температури і тиску газу дозволяє при відомому складі газу визначити його масу, що підвищує точність пристрою у порівнянні з відомим пристроєм.

Те, що репрезентативна проба відбирається з частини перерізу потоку, разом з усуненням додаткового опору потоку дає можливість використання пристрою на великих магістральних трубопроводах.

Електричний зв'язок системи керування і вимірювання з електроприводом мішалки дає можливість визначати час і тривалість роботи мішалки, а також, при необхідності, встановлення її у неробочий стан, у якому створюваний нею опір потоку мінімальний.

Наступне вдосконалення пристрою, яке суттєво підвищує точність визначення положення межі "газ-нафта", полягає у тому, що випускний патрубок також може бути з'єднаний з вимірювальною ділянкою трубопроводу. При цьому усувається необхідність вакуумування вимірювальної камери і з'являється можливість оперативного визначення вмісту складових шляхом витіснення відстоюної проби через випускний патрубок у трубопровід і наповнення її новою пробю.

Важливим вдосконаленням пристрою, яке підвищує точність визначення вмісту складових, є те, що вимірювальна камера стає одним з елементів засобу визначення положення меж поділу складових, якщо вона виконана у вигляді електричного конденсатора, однією обкладкою якого є порожнистий металевий корпус, а другою - металева пластина, що знаходиться усередині корпусу й проходить уздовж всієї його висоти. Це дозволяє

вимірювати кількість усієї води у вимірювальній камері, включаючи воду, яка залишилася розчиною у нафті після відстоювання, відомим згаданим вище ємнісним методом.

Наступним вдосконаленням пристрою згідно з винаходом є таке: засіб визначення положення меж поділу складових додатково включає ряд розподілених уздовж висоти вимірювальної камери термоелектричних перетворювачів, електрично пов'язаних з системою керування і вимірювання. Це дозволяє виміряти положення межі "нафта-газ" з похибкою, яка дорівнює половині відстані, на якій знаходяться сусідні термоелектричні перетворювачі. З урахуванням малих розмірів сучасних термоелектричних перетворювачів і можливостей сучасних електронних процесорів, похибка визначення положення межі може складати десятки частки міліметра.

У пристрої згідно з винаходом також передбачена можливість об'єднання двох останніх вдосконалень шляхом розташування термоелектричних перетворювачів в пластині електричного конденсатора, створеного вимірювальною камерою.

Наступні вдосконалення еквівалентні вдосконаленням відповідного способу згідно з винаходом і спрямовані на поліпшення експлуатаційних характеристик пристрою, а саме: мішалка може бути виконана у вигляді лопаті з електроприводом з можливістю обертання навколо осі, перпендикулярної напрямку потоку, вказана лопать може бути несиметричною щодо осі обертання, а запірні клапани можуть бути оснащені електроприводами, електрично пов'язаними з системою керування і вимірювання.

І, нарешті, останнім з об'єктів винаходу, що заявляється, є спосіб визначення положення меж поділу фракцій нафтової емульсії.

Найближчим до винаходу, що заявляється, за сукупністю ознак є спосіб вимірювання рівня та/або межі поділу рідких середовищ, переважно водонафтових емульсій, що складаються з нафтової й водної фаз, у резервуарах, описаний в патенті Російської Федерації № 2170912, опубл. 20.01.2001 р. Спосіб оснований на дискретному вимірюванні рівня за допомогою датчиків граничного рівня, розташованих послідовно по висоті резервуара на деякій відстані один від одного, причому в проміжках між датчиками граничного рівня додатково встановлюють датчики для вимірювання рівня рідини в цих проміжках, спочатку за допомогою датчиків граничного рівня й функціонального електронного обчислювального блока визначають рівень нафти в резервуарі за відмінностями властивостей нафти й газу і межу поділу фаз "нафта-вода" за відмінностями властивостей нафти й води, а потім уточнюють виміряні значення рівня нафти й межі поділу фаз "нафта-вода" шляхом вимірювання відношення сигналів з двох датчиків рівня, розміщених відповідно між парами датчиків граничного рівня, розташованими, у свою чергу, перед межею поділу фаз "нафта-газ" та/або межі поділу фаз "нафта-вода" і після межі поділу фаз "нафта-газ" та/або межі поділу фаз "нафта-вода". Як датчики граничного рівня першого типу використовуються, наприклад, ультразвукові дат-

чики, а як датчики рівня другого типу використовуються, наприклад, електродні датчики, які підключаються до вимірювача питомої електричної провідності або до вимірювача діелектричної проникності.

Недоліком цього способу є його складність, обумовлена типом датчиків, а також відносно велика похибка вимірювання, обумовлена розмірами датчиків.

В основу винаходу, об'єктом якого є спосіб визначення положення меж поділу фракцій нафтової емульсії, поставлена задача спрощення відомого способу і підвищення точності вимірювань.

Поставлена задача вирішується тим, що у відомому способі визначення положення меж поділу фракцій нафтової емульсії, у якому вимірюють створювані з використанням розподілених за висотою проби дискретних вимірювальних перетворювачів сигнали, на які впливають властивості речовин фракцій відстояної і розшарованої проби нафтової емульсії, за допомогою вказаних вимірюваних сигналів визначають значення фізичних величин, які характеризують вплив властивостей на сигнали, і визначають положення меж поділу між фракціями через положення сусідніх вимірювальних перетворювачів, у яких значення вказаних фізичних величин відрізняються найбільшою мірою, проведені такі вдосконалення:

- вимірювальними перетворювачами є термоелектричні перетворювачі;
- термоелектричні перетворювачі нагрівають, а потім охолоджують;
- вказаними властивостями речовин є їх теплові властивості.

Вказаними тепловими властивостями речовин фракцій є їх теплопровідність і питома теплоємність, а їх різні значення для різних речовин фракції викликають різний вплив на процеси нагрівання і остигання термоелектричних перетворювачів.

Спрощення способу досягається за рахунок застосування відносно простих термоелектричних перетворювачів, створюваних з їх використанням сигналів і засобів їх вимірювання, а підвищена точність - за рахунок малих розмірів сучасних термоелектричних перетворювачів, які можуть бути розташовані уздовж висоти вимірювальної камери досить щільно, і суттєвої різниці в теплових властивостях речовин фракцій.

У одному з конкретних варіантів термоелектричними перетворювачами є термометри опору, через які пропускають електричний струм і кожен з яких короткочасно нагрівають вказаним електричним струмом, достатнім для їх нагрівання.

Це спрощує процес нагрівання термоелектричних перетворювачів і збільшує чутливість способу за рахунок збільшення різниці у значеннях фізичних величин, що визначаються, внаслідок локального нагрівання відносно невеликими порціями енергії.

Конкретними вимірюваними сигналами є вказаний електричний струм і електрична напруга на термоелектричному перетворювачі, а фізичні величини вибирають з групи, яка містить енергію, витрачену на нагрівання, і потужність нагрівання, і

визначають шляхом розрахунків через виміряні електричний струм і напругу.

У альтернативному попередньому варіанті здійснення способу, який має підвищену чутливість за рахунок підвищення точності вимірювання, вимірюваними сигналами є вказаний електричний струм і електрична напруга на термоелектричному перетворювачі, а фізичні величини визначають як параметри функції залежності опору термоелектричного перетворювача від часу, які у конкретному випадку вибирають з групи, яка включає інтервал часу між моментами, коли вказаний опір дорівнює заздалегідь заданим верхньому і нижньому рівням при нагріванні або остиганні термометрів опору, значення опору, якого досягає термометр опору за заздалегідь визначений час при нагріванні або остиганні.

У способі згідно з винаходом також передбачена можливість нагрівання проби єдиним окремим засобом нагрівання і визначення значень фізичних величин як параметрів функції залежності опору термоелектричного перетворювача від часу. Цей варіант має дещо знижену чутливість, але спрощує спосіб і його обладнання у разі наявності операції нагрівання проби для зниження її в'язкості.

Далі наведені приклади здійснення способів і пристрою згідно з винаходом з посиланням на креслення, на яких схематично представлене:

на фіг. 1 - обладнання для здійснення одного з варіантів способу відбирання проби нафтової емульсії згідно з винаходом;

на фіг. 2 - варіант виконання пристрою для визначення вмісту складових нафтової емульсії згідно з винаходом.

На фіг. 1 схематично представлено обладнання для здійснення одного з варіантів способу відбирання проби нафтової емульсії згідно з винаходом, у якому у вертикально розташовану ділянку трубопроводу вмонтована мішалка у вигляді лопати 1 на розташованому горизонтально валу 2 електродвигуна 3. У лопаті 1 виконані отвори 4, які покращують перемішування. В трубопроводі врізаний впускний патрубок 5 з запірним клапаном 6. Впускний патрубок 5 з'єднаний з засобом 7 визначення вмісту складових нафтової емульсії.

Спосіб здійснюють таким чином. Включають електродвигун 3, який обертає мішалку 1 на валу 2, перемішують нафту протягом заздалегідь визначеного часу, необхідного для одержання репрезентативної проби, відкривають запірний клапан 6, в результаті чого частина потоку з трубопроводу потрапляє у впускний патрубок 5 і спрямовується на засіб 7 визначення вмісту складових.

Час перемішування після відкриття запірного клапана 6 і час, впродовж якого він залишається відкритим, залежить, зокрема, від типу засобу 7. Так, якщо засіб 7 оснований на вимірюванні параметрів потоку, перемішування продовжують протягом усього часу вимірювання. Якщо засіб 7 оснований на вимірюванні параметрів відібраного об'єму проби, потік, якщо це необхідно, перемішують протягом часу відбирання проби.

Якщо засобом 7 є вимірювальна камера, виконана з можливістю відстоювання у ній нафтової емульсії до розшарування її на фракції, то перед наповнюванням відібраною пробой її вакуумують з метою зниження похибки вимірювання параметрів і герметично приєднують до вказаного патрубка.

На фіг. 2 схематично показано приклад здійснення пристрою для визначення вмісту складових нафтової емульсії згідно з винаходом, оснований на способі визначення вмісту складових згідно з винаходом.

Пристрій містить вимірювальну ділянку 8 у вигляді відрізка трубопроводу, в яку вмонтована мішалка у вигляді лопаті 1 на перпендикулярному до осі трубопроводу валу 2 електродвигуна 3. У лопаті 1 виконані отвори 4, які покращують перемішування. Пристрій також містить вимірювальну камеру 9, яка з'єднана з вимірювальною ділянкою 8 впускним 5 і впускним 10 патрубками, оснащеними запірними клапанами 6 і 11, відповідно, засіб 12 нагрівання, систему керування і вимірювання у вигляді блока 13 керування, електрично пов'язаного з електродвигуном 3, засобом 12 нагрівання та приводами клапанів 6, 11, і блока 14 вимірювання. Лопать 1 розташована вище за потоком впускного патрубка 5, який, у свою чергу, розташований вище за потоком впускного патрубка 10. Вимірювальна камера 9 виконана у вигляді електричного конденсатора, однією обкладкою якого є порожнистий металевий корпус 15, а другою - металева пластина 16, що знаходиться усередині корпусу 15 й проходить уздовж всієї його висоти. Датчик температури виконаний у вигляді ряду розташованих у пластині 16 уздовж висоти вимірювальної камери 9 термоелектричних перетворювачів 17, електрично пов'язаних з блоком 13 керування і блоком 14 вимірювання. Засіб визначення положення меж поділу фракцій включає вимірювальну камеру 9 у вигляді електричного конденсатора і ряд термоелектричних перетворювачів 17. Крім того, вимірювальна камера 9 містить датчик 18 тиску газової складової. Кран 19 використовується для зливання проби з вимірювальної камери 9.

Перед тим, як розпочати вимірювання вмісту складових у пробі, в лабораторних умовах вимірюють густину нафти ρ_n і води ρ_v і приводять їх до значень при температурі 20 °C та визначають склад газу, а також розраховують ступінь α розчинності газу в нафті при заданому тиску і молярну масу $\mu_{\text{суміш}}$ газу, і градуують ємність вимірювальної камери-конденсатора 9, тобто визначають функцію залежності маси води від ємності конденсатора.

При цьому для визначення величини α вимірюють будь-яким відомим способом чи способом згідно з цим винаходом об'єм V_p нафти з розчинним у ній газом під тиском P , який дорівнює тиску в трубопроводі, після чого зливають нафту у відкриту посудину, знову вимірюють її об'єм V_0 і визначають α за формулою

$$\alpha = (V_p - V_0)/V_p.$$

Величину $\mu_{\text{суміш}}$ визначають за формулою

$$\mu_{\text{суміш}} = \sum \mu_i K_i,$$

де μ_i - молярна маса i -го компонента суміші газу, K_i - концентрація i -го компонента у суміші газу у масових відсотках.

Градування електричного конденсатора проводять шляхом наповнення вимірювальної камери 9 різними кількостями води відомої маси, вимірюванням електричної ємності C для кожного значення M маси води і побудованням градувальної функції $M = f(C)$.

Виміряні значення ρ_n , ρ_v , $\mu_{\text{суміш}}$, α і функцію $M = f(C)$ вводять у пам'ять блока 14 вимірювання. При цьому припускається, що нафта і вода є нестисливими рідинами принаймні до тиску 40 атм, який є максимальним тиском у трубопроводах.

Пристрій для визначення вмісту складових нафтової емульсії працює, а відповідний спосіб виконують, таким чином.

Спочатку описаним вище способом згідно з винаходом відбирають пробу у вимірювальну камеру 9, відкриваючи блоком 13 керування обидва запірні клапани 6 і 11 через деякий час після початку перемішування потоку для наповнення вимірювальної камери 9 пробой. Як видно з фіг. 2 вхідний отвір впускного патрубка 5 розвернутий назустріч потоку, а вхідний отвір впускного патрубка 10 розвернутий в протилежний бік. Це дозволяє заповнити як порожню вимірювальну камеру 9, так і наповнену попередньою пробой.

Після заповнення камери 9 пробой їй дають відстоятися протягом заздалегідь визначеного часу. При надто високій в'язкості нафтової емульсії її підігрівають засобом нагрівання 12. Після відстоювання проби визначають об'єм води у пробі шляхом вимірювання за допомогою блока 14 вимірювання ємності електричного конденсатора $C_{\text{вим}}$, створеного металевим корпусом 15 і пластиною 16 і заповненого відстоюною пробой. У блоці 14 вимірювання за функцією $M = f(C)$ знаходять масу води M_v , яка відповідає вимірюваному значенню ємності $C_{\text{вим}}$, визначають об'єм води V_v шляхом ділення визначеної маси M_v води на заздалегідь визначену її густину ρ_v і розраховують положення віртуальної межі поділу "вода-нафта" з урахуванням об'єму води, що знаходиться у впускному 5 та, можливо, у впускному 10 патрубках.

Далі починають здійснювати спосіб визначення положення меж поділу фракцій згідно з цим винаходом у одному з конкретних варіантів, обладнання для якого містить вимірювальну камеру 9 у складі металевих корпусу 15 і пластини 16 усередині корпусу 15 уздовж його висоти, блок керування 13 і блок вимірювання 14. Уздовж пластини 16 розташовані термоелектричні перетворювачі 17 у вигляді термометрів опору, які електрично пов'язані з блоком 13 керування і блоком 14 вимірювання і висота розташування кожного з яких заздалегідь відома.

Блоком 13 керування подають струм на термометри опору 17 величиною і протягом часу, необхідними для їх нагрівання до заздалегідь встановленого верхнього рівня температури, зменшують струм до величини, достатньої для вимірювання опору термометрів опору 17 блоком 14 вимірювання, яким стежать за вказаним опором шляхом вимірювання струму і напруги на термо-

метрі опору 17. Після того, як опір досягне значення, що відповідає заздалегідь встановленому нижньому рівню температури, знову включають збільшений струм і повторюють цикл. За допомогою блока 14 вимірювання визначають або інтервали часу між моментами, коли сигнали термометрів опору 17 дорівнюють вказаному верхньому рівню і заздалегідь заданому нижньому рівню, або рівень, якого досягає опір термометра опору 17 за певний інтервал часу, або енергію, необхідну для їх нагрівання до певного рівня опору, або потужність нагрівання і визначають пари сусідніх термометрів опору 17, визначені фізичні величини яких відрізняються найвищою мірою. При цьому на підставі відомої інформації про положення верхньої пари термоелектричних перетворювачів 17 визначають фактичне положення межі "нафта-газ", а на підставі відомої інформації про положення нижньої пари термометрів опору 17 визначають фактичне положення межі "вода-нафта", яке може відрізнятися від раніше визначеного віртуального положення цієї межі за рахунок води, розчиненої у нафті.

На цьому закінчується здійснення способу визначення положення меж поділу фракцій, а далі визначають об'єм $V_{\text{НГ}}$ нафти з розчиненим у ній газом як об'єм частини вимірювальної камери 9 між віртуальною межею поділу "вода-нафта" і фактичною межею поділу "нафта-газ", після чого на підставі заздалегідь визначеної частки α об'єму, яку займає у нафті розчинений газ, визначають об'єм $V_{\text{Н}}$ нафти без газу за формулою

$$V_{\text{Н}} = V_{\text{НГ}} (1 - \alpha)$$

і визначають масу нафти за формулою

$$M_{\text{Н}} = V_{\text{Н}} \rho_{\text{Н}}$$

Для визначення об'єму $V_{\text{Г}}$ усього газу у пробі визначають об'єм $V_{\text{ВГ}}$ вільного газу за формулою

$$V_{\text{ВГ}} = V_0 - V_{\text{В}} - V_{\text{Н}},$$

де V_0 - об'єм вимірювальної камери 9, до якого додають частку об'єму $V_{\text{РГ}}$ нафти, яку займає розчинений у ній газ:

$$V_{\text{Г}} = V_{\text{ВГ}} + V_{\text{РГ}} = V_{\text{ВГ}} + \alpha V_{\text{НГ}}.$$

Далі вимірюють абсолютну усталену температуру газу T (одним з термоелектричних перетворювачів 17 у верхній частині камери, заздалегідь проградуированим у абсолютних температурах) і тиск P (датчиком тиску 18) газової складової при усталеній температурі і розраховують масу газу за формулою

$$M_{\text{Г}} = \mu_{\text{суміш}} \cdot \frac{P}{RT} \cdot V_{\text{Г}},$$

де $R = 8,314 \text{ Дж} \cdot \text{моль}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$ - універсальна газова константа.

І, нарешті, розраховують вміст кожної зі складових нафтової емульсії як відношення її визначеної маси до сумарної маси складових.

Випробування способів і пристрою згідно з винаходом були проведені на одній з нафтових свердловин, з якої нафтова емульсія надходила у трубопровід діаметром 100 мм. У цей трубопровід була вставлена вимірювальна ділянка 8 (фіг. 2) довжиною 1200 мм, оснащена у верхній за потоком частині лопаттю 1, яка приводилася у дію валом 2 електродвигуна потужністю 0,25 кВт. Швидкість обертання лопаті - 300 об./хв. Вимірювальною камерою 9 була циліндрична металева ємність 15 з внутрішнім діаметром 50 мм і об'ємом 830 мл з металевою пластиною 16 усередині. Відстань між віссю впускного патрубка 5 та віссю лопаті 1 складала 0,5 м. За 1 с лопать 1 перемішувала потік нафтової емульсії до однорідного стану на відстань не менше 0,5 м вздовж осі трубопроводу. Кінці впускного 5 і впускного 10 патрубків були зрізані під кутом 45° до подовжньої осі патрубків. Запірні клапани 6 і 11 відкривали через 10 с після початку роботи електродвигуна і при працюючій лопаті впродовж 120 с наповнювали вимірювальну камеру пробую нафтової емульсії. Як термоелектричні перетворювачі використовувалися термометри опору, а тиск вимірювали манометром типу "Метран". Після цього пробу відстоювали протягом 40 хв. і далі проводили описані вище вимірювання і розрахунки.

Відмінність конкретних результатів визначення вмісту складових, проведених з використанням способів і пристроїв згідно з винаходом, від результатів лабораторних випробувань складала не більше 2,5 %.

Таким чином, створені спосіб відбирання проби нафтової емульсії з підвищеним відносно відомого способу ступенем її репрезентативності, спосіб і пристрій для визначення вмісту складових нафтової емульсії, які у порівнянні з відомими технічними рішеннями дозволяють зменшити габарити обладнання, зменшити опір потоку в трубопроводі і підвищити точність визначення вмісту складових, а також простіший і точний спосіб визначення положення меж поділу фракцій нафтової емульсії.

Вказані способи характеризуються високим ступенем оперативності і можливістю автоматизації. Крім того, спосіб і пристрій для визначення вмісту складових нафтової емульсії практично не мають обмежень, щодо величин вмісту складових.

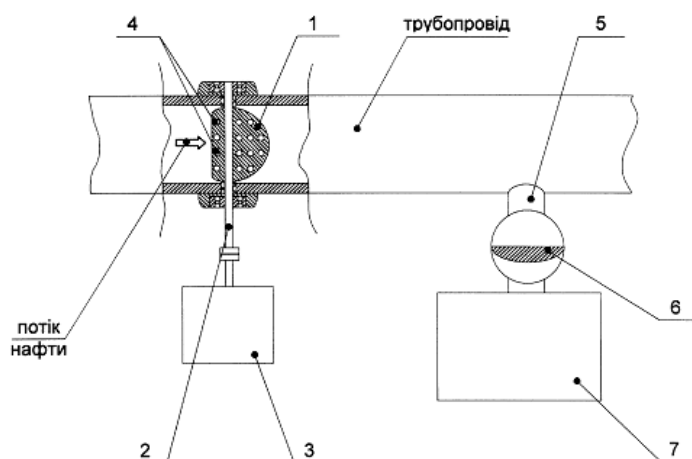


Fig. 1

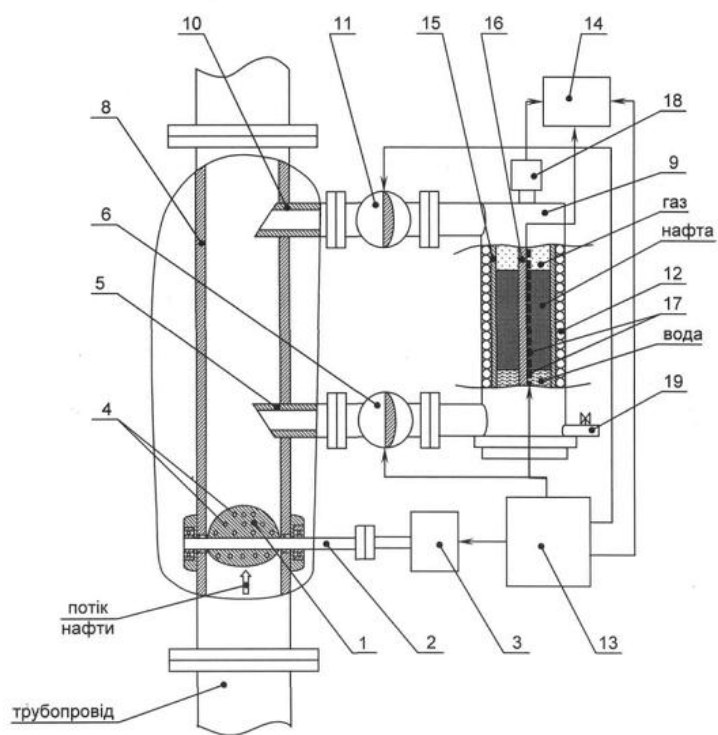


Fig. 2