

Даний винахід відноситься до відділення деяких компонентів протікаючого потоку, а в одному своєму аспекті відноситься до підземної системи для відділення частини газу від газонафтового технологічного потоку, пропускання відділеного газу через свердловинний турбокомпресорний агрегат для стиснення, і повторного закачування відділеного газу в пласт всередині свердловини, причому матеріал у вигляді макрочастинок (наприклад пісок) відділяється від технологічного потоку і відводиться навколо турбіни для запобігання пошкодженню цієї турбіни.

Добре відомо, що багато які вуглеводневі колектори забезпечують видобуток виключно великих об'ємів газу нарівні з сировою нафтою і іншими пластовими текучими середовищами, наприклад водою. При розробці таких родовищ, як ці, не є незвичайним досягнення таких високих газових факторів (ГФ) як 25000 стандартних кубічних футів на барель (ст. куб. фт/бр) або більше. У результаті, великі об'єми газу можна відділяти від рідин до транспортування цих рідин з метою подальшої обробки, зберігання і/або використання. Якщо місяця видобутку знаходяться близько або розташовані зручно для великих ринків, цей газ вважають цінним активом, коли попит на газ великий. Однак у випадках, коли попит на газ низький або коли розроблюваний колектор знаходиться у віддаленій області, великі об'єми газу, що добувається, можуть створювати великі проблеми, оскільки доведеться переривати видобуток або, щонайменше, різко скорочувати його об'єм, якщо своєчасна і надійна подача газу, що добувається, з родовища неможлива.

У областях, де не можна продати або іншим чином використати великі об'єми газу, звичайно практикують «повторне закачування» газу у відповідний підземний пласт. Наприклад, добре відомо закачування газу назад в зону «газової шапки», що часто пролягає над зоною видобутку з резервуара, щоб підтримати тиск всередині колектора і тим самим збільшити граничний видобуток рідини з нього. У інших застосуваннях, газ можна закачати в пласт, що розробляється, через нагнітальну свердловину, щоб забезпечити рух вуглеводнів перед газом в експлуатаційну свердловину. Крім того, газ, що добувається, можна закачати у відповідний підземний проникний пласт і «зберігати» в ньому, а добувати газ з цього пласта можна пізніше, коли це буде продиктовано ситуацією.

Для повторного нагнітання газу, на місці видобутку або поруч з ним необхідно побудувати великі відділюючі, і компресорні виробничі потужності, що дорого коштують, які розташовуються на поверхні. Основним економічним міркуванням при створенні таких виробничих потужностей є відносно висока вартість газокompресорної системи, яка звичайно необхідна для стиснення газу, що добувається, з метою повторного нагнітання. Повинно бути зрозуміло, що якби можна було знизити вимоги до газокompресорної системи, то це принесло б значну економію витрат.

Запропоновані різні способи і системи для зниження витрат на деякі з технологічних етапів відділення і/або транспортування, звичайно необхідних на поверхні для обробки і/або повторного нагнітання, щонайменше, частини газу, що добувається. Всі ці способи передбачають, головним чином, внутрішньосвердловинне відділення газу від технологічного потоку з подальшим транспортуванням відділеного газу і залишку технологічного потоку окремо один від одного.

Наприклад, один такий спосіб передбачає розташування «шнекового» сепаратора всередині свердловини, тобто всередині стовбура експлуатаційної свердловини, причому цей сепаратор відділяє частину газу від технологічного потоку, коли цей потік протікає вгору по стовбуру свердловини, [див. патент США № 5431228], виданий 11 липня 1995 р. Після цього, залишок технологічного потоку і відділений газ протікають до поверхні по окремих проточних каналах, причому технологічні операції з кожним з цих потоків здійснюють окремо. Хоч це і зменшує об'єм відділення, яке в іншому випадку довелося б здійснювати на поверхні, все одно доводиться здійснювати на поверхні технологічні операції з газом, відділюваним всередині стовбура свердловини.

Одна система відділення газу всередині стовбура свердловини, виконана з можливістю зниження необхідної потужності, що виражається в кінських силах, компресора, що розташовується на поверхні, повністю описана в патенті США № 5794697, виданому 18 серпня 1998, і згідно із запропонованим рішенням компресор для підземної обробки і повторного нагнітання (КПОГШ) розташовують всередині стовбура свердловини. КПОГН включає шнековий сепаратор, який відділяє частину газу від технологічного потоку, а потім стискає відділений газ, пропускаючи його через компресор з турбінним приводом, який сам, в свою чергу, приводиться в дію технологічним потоком. Стиснений газ не випускають на поверхню, а нагнітають прямо в призначений пласт (наприклад в газову шапку) всередині стовбура експлуатаційної свердловини. Інформацію про інші аналогічні системи для відділення газу всередині свердловин, що містять КПОГН, можна знайти в [патентах США №№ 6035934 і 6189614].

Більшість технологічних потоків можуть містити - окрім газу, нафти і води - значні об'єми матеріалу у вигляді макрочастинок (наприклад піску). Оскільки технологічний потік є також текучим середовищем, що має енергію і приводить в рух турбіну в системах цього типу, які містять КПОГН, можна помітити, що цей захоплюваний матеріал у вигляді макрочастинок може викликати серйозні проблеми ерозії, які можуть призвести до передчасної відмови КПОГН. Тому бажано відділяти як можна більше такого матеріалу у вигляді твердих макрочастинок від технологічного потоку до пропускання цього потоку через турбіну КПОГН.

Прикладами систем, що містять КПОГН і виконаних з можливістю відділення матеріалу у вигляді макрочастинок від технологічного потоку до пропускання цього потоку через турбіну, описані в [патенті США №6026091], виданому 22 лютого 2000 р., та в [патенті США № 6283204 B1], виданому 4 вересня 2001 р. У цих системах рідини і матеріали у вигляді макрочастинок підіймаються по спіралі вгору, коли технологічний потік тече вгору через шнековий сепаратор, і течуть далі вгору по спіральній канавці, яка виконана у внутрішній стінці корпусу сепаратора. Ця спіральна канавка спорожняється в канал, який проходить через корпус турбіни, що дозволяє відділеним великим частинкам обійти саму турбіну, не проходячи через неї.

Даний винахід присвячений системі цього типу, яка містить КПОГН, причому в цій системі значна кількість матеріалу у вигляді макрочастинок відділяється від технологічного потоку до пропускання залишку технологічного потоку через турбіну. За рахунок відведення відділеного матеріалу у вигляді макрочастинок, значною мірою усувається ерозія лопаток турбіни. Крім того, розташований вище за течією шнековий

сепаратор згідно з даним винаходом можна також використати для відділення макрочастинок і інших компонентів від протікаючого потоку на поверхні.

У даному винаході запропонована підземна система для доставки змішаного газонафтового потоку на поверхню з підземної зони по стовбурі свердловини, причому, щонайменше, частина газу відділяється від змішаного газонафтового потоку і стискується до повторного нагнітання стисненого газу в пласт, що знаходиться поряд зі стовбуром свердловини. Як відомо в даній області техніки, технологічний потік може включати також деяку кількість води і деяку кількість твердих частинок (наприклад, піску, уламків породи і т.д.), які будуть добуватися разом з нафтою і газом, внаслідок чого термін "змішаний газонафтовий потік (змішані газонафтові потоки)", що вживається в даному описі, потрібно вважати таким, що розповсюджується на такі технологічні потоки.

Більш конкретно, запропонована система для доставки змішаного газонафтового потоку, що містить рідину, газ і тверді макрочастинки, з підземної зони складається з колони труб, що проходить від підземної зони до поверхні. У цих трубах розташована секція турбіни і компресора (КПОПН), виконана з можливістю відділення, щонайменше, частини рідини і твердих макрочастинок від газонафтового потоку, коли згаданий потік протікає вгору по згаданих трубах. КПОПН складається з секції розташованого вище за течією першого сепаратора, секції турбіни і компресора і секції розташованого нижче за течією другого сепаратора.

Секція розташованого вище за течією першого сепаратора складається з корпусу, що має перший канал (перші канали) і другий канал (другі канали), які проходять через частину цього корпусу і які закінчуються у відповідних випускних отворах на верхньому кінці корпусу. Перша група щілин, виконаних у внутрішній стінці корпусу біля верхнього кінця першого шнека утворює впускний отвір для відділених рідин і твердих частинок в перший канал (перші канали), тоді як друга група щілин, розташованих над першою групою щілин, утворює впускний отвір у другий канал (другі канали). Канали і їх відповідні групи щілин можуть бути виконані в трубі-штуці, яку, в свою чергу, тоді розташовують всередині корпусу розташованого вище за течією сепаратора.

По суті, через весь корпус проходить центральна опора, яка має виконаний на ній перший шнековий гвинт, що забезпечує завихрення газонафтового потоку, при його протіканні через гвинт, відділяючи тим самим, щонайменше, деякі з рідин і деякі з твердих частинок від газонафтового потоку за рахунок захоплення їх назовні у напрямі до внутрішньої стінки корпусу під дією відцентрової сили, тоді як залишок газонафтового потоку залишається таким, що протікає біля центральної опори. На центральній опорі також виконаний другий шнековий гвинт, розташований над першим шнековим гвинтом, при цьому друга група щілин розташована між шнековими гвинтами. Дія другого шнекового гвинта полягає в "усуєнні завихрення" газонафтового потоку після проходження цього потоку через перший шнековий гвинт.

Хоча запропонований розташований вище за течією шнек використовується, зокрема в свердловинному КПОПН, потрібно визнати, що його також можна використати на поверхні для відділення важких компонентів від багатокомпонентного протікаючого потоку, наприклад шляхом обробки технологічного потоку після того, як він доставлений на поверхню.

Секція турбіни і компресора знаходиться над розташованим вище за течією шнековим сепаратором і складається з корпусу, який має впускний отвір і винускний отвір. У корпусі обертий вал, який має сукупність лопаток турбіни, прикріплених до одного його кінця, і розташованих між впускним і випускним отвором корпусу. Впускний отвір турбіни виконаний з можливістю приймання залишку технологічного потоку після відділення від нього, щонайменше, частини рідин і твердих макрочастинок за допомогою розташованого вище за течією сепаратора. У корпусі турбіни виконаний обхідний канал, що забезпечує з'єднання винускних отворів перших і других каналів за допомогою текучого середовища з випускним отвором турбіни, внаслідок чого відділені тверді частинки будуть обходити лопатки турбіни. Це істотно зменшує ерозію оберткових лопаток турбіни і значно збільшує термін служби турбіни.

Випускний отвір обхідного каналу турбіни сполучається за допомогою текучого середовища з винускним отвором турбіни, за рахунок чого обхідні текучі середовища і тверді макрочастинки рекомбінують із залишком потоку після того, як залишок потоку пройшов через оберткові лопатки турбіни. Рекомбінований потік протікає у впускний отвір розташованого нижче за течією шнекового сепаратора, який, в свою чергу, складається з центральної порожнистої труби, що має виконаний на ній шнековий гвинт. Один кінець цієї труби пов'язаний за допомогою текучого середовища з впускним отвором компресора, який, в свою чергу, розташований над турбіною і сполучений з валом турбіни.

Інший кінець труби має розтрубний впускний отвір, який забезпечує ПОТРАПЛЕННЯ газу, відділеного розташованим нижче за течією сепаратором, в трубу і протікання в компресор, де цей газ заздалегідь стискується, а потім повторно нагнітається в пласт, наприклад в газову шапку, біля стовбура свердловини. Над впускним отвором для газу на порожнистій трубі розташований усуваючий завихрення шнек, призначений для усуєння завихрення технологічного потоку після відділення від нього газу і діючий як «капюшон дощовика», запобігаючи потраплення рідини у впускний отвір для газу. Технологічний потік без відділеного газу витікає з розташованого нижче за течією сепаратора і потраплення в технологічні труби, по яких його потім доставляють на поверхню.

Короткий опис креслень

Реальна конструкція, робота і очевидні переваги даного винаходу стануть більш зрозумілими при зверненні до креслень, які виконані не обов'язково в масштабі і на яких однакові позиції відносяться до однакових деталей, при цьому на кресленнях показане наступне:

фіг.1 представляє поперечний переріз укомплектованої підземної сепараторно-компресорної системи, що містить КПОПН, згідно з даним винаходом, встановленої в робочому положенні всередині стовбура експлуатаційної свердловини;

фіг.2 представляє в збільшеному масштабі поперечний переріз верхньої частини секції розташованого вище за течією шнекового сепаратора системи, що містить КПОПН і показаної на фіг.1;

на фіг.3 представлено в збільшеному масштабі перспективне зображення труби, встановленої всередині корпусу шнекового сепаратора системи, що містить КПОПН і показаної на фіг.1;

фіг.4 представляє в додатково збільшеному масштабі переріз, на якому розкрита частина корпусу шнекового сепаратора і труби, показаних на фіг.1, що зображає першу групу відвідних щілин для матеріалу у вигляді макрочастинок;

фіг.5 представляє поперечний переріз по лінії 5-5, показаний на фіг.4;

фіг.6 представляє в додатково збільшеному масштабі переріз, на якому розкрита інша частина корпусу шнекового сепаратора і труби, показаних на фіг.1, що зображає другу групу відвідних щілин для матеріалу у вигляді макрочастинок;

фіг.7 представляє поперечний переріз, проведений вздовж лінії 7-7, показаної на фіг.6;

фіг.8 представляє в додатково збільшеному масштабі переріз, на якому розкрита верхня частина корпусу шнекового сепаратора і труби, показаних на фіг.1, що зображає впуск в обхідний канал турбіни;

фіг.9 представляє поперечний переріз, проведений вздовж лінії 9-9, показаної на фіг.8;

фіг.10 представляє в збільшеному масштабі переріз секції шнекового сепаратора, розташованої нижче за течією, системи, що містить КПОПН і показаної на фіг.1; і

фіг.11 представляє в збільшеному масштабі поперечний переріз секції турбіни і компресора системи, показаної на фіг.1.

Хоч винахід буде описаний в зв'язку з переважними конкретними варіантами його здійснення, потрібно зрозуміти, що цей винахід ними не обмежується. Навпаки, винахід потрібно вважати охоплюючим всі альтернативи, модифікації і еквіваленти, які можуть виявитися в рамках суті і об'єму вимог винаходу, що визначаються прикладеною формулою винаходу.

Кращий варіант здійснення винаходу

На фіг.1 зображена внутрішня ділянка експлуатаційної свердловини 10, що має стовбур 11 свердловини, який йде від поверхні в і/або через зону видобутку (на кресленнях не показані ні поверхня, ні зона видобутку). Як показано на фіг.1, стовбур 11 свердловини обсаджений колоною обсадних труб 12, яка перфорована або завершена іншим чином біля зони видобутку, забезпечуючи протікання текучих середовищ із зони видобутку в стовбур свердловини, що буде абсолютно ясно для фахівців в даній області техніки. Хоч свердловина 10 зображена на фіг.1 як така, що має, по суті, вертикальний обсаджений стовбур свердловини, потрібно визнати, що даний винахід з рівним успіхом можна застосувати в необсаджених і/або свердловинах, що розширюються, закінчених бурінням, а також в похилих і/або горизонтальних свердловинах.

Крім того, хоч система 13 згідно з даним винаходом, що містить компресор для підземної обробки і повторного нагнітання (КПОПН), проілюстрована як така, що збирається в колону насосно-компресорних труб 14, і що онускається в стовбур 11 свердловини в положення поряд з пластом 15 (наприклад, біля газової шапки над пластом, що розробляється), потрібно визнати, що систему 13 можна було б зібрати у вигляді агрегату, а потім онустити через насосно-компресорні труби 14 на талевому канаті, колоні гнучких згортувальних труб і т.д., після опускання насосно-компресорних труб в стовбур 11 свердловини.

Як показано на кресленнях, система 13 складається головним чином з трьох основних складових частин: секції 16 першого або розташованого вище за течією шнекового сепаратора, секції 17 турбіни і компресора, а також секції 18 другого або розташованого нижче за течією шнекового сепаратора. З метою, що вказується нижче, між системою 13 і обсадними трубами 12 розташовані пакери 19, 20.

Секція 16 розташованого вище за течією першого шнекового сепаратора складається з корпусу 21 шнекового сепаратора, який, в свою чергу, пов'язаний за допомогою текучого середовища на своєму нижньому кінці з колоною 14 насосно-компресорних труб для забезпечення втікання технологічного потоку по мірі його протікання вгору по згаданих трубах. Всередині корпусу 21 розташований шнековий сепаратор 22, який виконаний з можливістю забезпечення завихрення технологічного потоку при його протіканні вгору з метою, що описується нижче. Як показано на кресленні, шнековий сепаратор 22 складається з центрального штока або центральної опори 23, що має прикріплений до неї спіралеподібний шнековий гвинт 24. Спіраль шнекового гвинта 24 забезпечує завихрення технологічного потоку, щоб внаслідок цього відділяти важкі рідини і матеріал у вигляді макрочастинок від технологічного потоку по мірі протікання цього потоку вгору через шнековий сепаратор 22.

Шнекові сепаратори цього загального типу відомі в даній області техніки і повністю описані в [патенті США № 5431228], який виданий 11 липня 1995 р., який приведений тут як посилання. Крім того, додаткові відомості про конструкцію і роботу таких сепараторів можна знайти в [доповіді "New Design for Compact-Liquid Gas Partial Separation: Down Hole and Surface Installations for Artificial Lift Applications", Jean S. Weingarten et al. («Нова конструкція для компактного розділення рідини і газу на частини: Свердловинні і поверхневі установки для додатків механізованого видобутку», автори Жан С Вейнгартен і ін.), представленою на конференції в Далласі, що проходила 22-25 жовтня 1995 р].

Як показано на фіг.2 і 3, зазначаємо, що всередині корпусу 21 закріплена труба-втулка 25, яка проходить від місця, що знаходиться якраз над шнековим гвинтом 24, до місця, що знаходиться поруч з нижнім кінцем секції 17 турбіни і компресора. Труба-втулка 25 має виконану в ній першу групу відвідних щілин 26 (наприклад, що містить одну або більше щілин), які проходять, по суті, поруч з верхнім кінцем шнекового гвинта 24 (фіг.4). Ці щілини 26 відкриваються в канавку (канавки) 27, яка, в свою чергу, проходить по трубці-втулці 25 в її подовжньому напрямі. Канавка 27 утворює перший канал всередині корпусу 21, коли труба-втулка зібрана всередині корпусу, призначення цього каналу описане нижче. У тому значенні, в якому він вживається по всьому опису і формулі винаходу, термін «перший канал» потрібно вважати розповсюджуваним на один або декілька каналів, які проходять в подовжньому напрямі через корпус 21 і виконані з можливістю приймання потоку через першу групу відвідних щілин 26.

Труба-втулка 25 також має другу групу відвідних щілин 28 (що містить одну або більше щілин), яка розташована зверху або нижче за течією від першої групи щілин 26. Друга щілина (другі щілини) 28 відкриваються в подовжню канавку (подовжні канавки) 29, яка утворює другий канал всередині корпусу 21, коли труба знаходиться в зібраному положенні. Хоч показана лише одна подовжня канавка, термін «другий канал» в тому значенні, в якому він вживається по всьому опису і формулі винаходу, потрібно вважати

розповсюджуваним на один або більше каналів через корпус 21, які проходять в подовжньому напрямі і виконані з можливістю приймання потоку через першу групу відвідних щілин 28.

На опорі 23 встановлений другий або «усуваючий завихрення» шнековий гвинт 30, розташований зверху або нижче за течією від першого шнекового гвинта 24. Спіраль другого шнека 30 звичайно має меншу довжину, ніж перший шнек 24, як буде докладніше описано нижче. Друга група щілин 28 в трубі-втулці 25 розташована так, що знаходиться всередині незаповненої частини опори 23, а ця частина проходить між першим шнековим гвинтом 24 і другим шнековим гвинтом 30. Хоч розташований вище за течією шнековий сепаратор 16 описаний як частина КПОПН 13, потрібно визнати, що сам по собі цей сепаратор можна використати в інших навколишніх умовах, наприклад, на поверхні з метою відділення важких компонентів, наприклад матеріалу у вигляді макрочастинок, від багатокомпонентного протікаючого потоку.

Як показано на фіг.8 і 11, можна помітити, що і канали 27, і канали 29 відкриваються в обхідний канал 31, який проходить через секцію 17 турбіни і компресора. Конструкція секції 17 турбіни і компресора може змінюватися, але, як показано на фіг.11, секція 17 складається з турбіни 17Т і компресора 17С. Турбіна 17Т містить впускний отвір (впускні отвори) 32, обертові лопатки 33, встановлені на валу 38, нерухомі лопатки 33а і випускний отвір 34. Компресор 17С містить впускний отвір 35, обертові лопатки 36, встановлені на іншому кінці вала 38, і випускний отвір (впускні отвори) 31.

Повинно бути зрозуміло, що коли тече середовище, яке володіє енергією, протікає через турбінну секцію 17Т, це тече середовище буде обертати лопатки 33, які прикріплені до вала 38, який, в свою чергу буде обертати лопатки 36 секції 17С компресора і стискати внаслідок цього газ по мірі його протікання через цю секцію. Обхідний канал 31 проходить через турбокомпресорну секцію 17 і забезпечує для текучих середовищ, що містять макрочастинки, можливість обходження турбіни 17Т і витікаюче звідси пом'якшення впливів ерозії, що обумовлюється такими текучими середовищами і твердими частками, на лопатки турбіни.

У процесі експлуатації змішаний газонафтовий потік 40 з підземної експлуатаційної зони (не показана) протікає вгору до поверхні (не показана) по насосно-компресорних трубах 14. Як відомо в даній області техніки, більшість змішаних газонафтових потоків будуть включати деяку кількість супутньої води, так що в тому значенні, в якому він вживається в даному описі, термін «змішаний газонафтовий потік» потрібно вважати таким, що розповсюджується на потоки, що мають в своєму складі деяку кількість супутньої води. Крім того, для більшості технологічних потоків не є незвичайною наявністю значних кількостей матеріалу у вигляді твердих макрочастинок (наприклад, піску, що добувається з пласта, продуктів корозії і уламків іншої природи і т.д.).

Коли змішаний газонафтовий потік протікає вгору через секцію 16 сепаратора, шнековий гвинт 24 шнекового сепаратора 22 буде додавати потоку обертання або завихрення, причому більш важкі компоненти потоку (наприклад, нафта, вода і тверді макрочастинки) будуть примусово захоплюватися в цьому потоку назовні з шнека під дією відцентрової сили, тоді як газ і інші рідини будуть залишатися біля стінки центрального штока 23. По мірі протікання потоку у напрямі до верхнього кінця корпусу 21 сепаратора, більш важкі компоненти (тобто рідини і макрочастинки) будуть виходити через перші відвідні щілини 26, розташовані біля верху шнека 24, і будуть протікати вгору по першому каналу 27.

Коли технологічний потік виходить зверху шнекового гвинта 24, він тече через «незаповнену» частину опори 23, тобто через частину, на якій не виконана шнекова кромка. Передбачається, що відділення важких рідин і макрочастинок можна значно інтенсифікувати в ділянці, де відбувається інтенсивне завихрення технологічного потоку, навіть при відсутності там яких-небудь шнекових кромок. Випробування показали 10%-не збільшення відділення в порівнянні з тим, яке могло б бути досягнуте в іншому випадку. Коли це інтенсифіковане відділення має місце в незаповненій частині сепаратора 22, через другу групу відвідних щілин 28 виходить додаткова рідина, обтяжена макрочастинками, і витікає по другому каналу 28 в трубі-втулці 25. Коли відділені більш важкі компоненти (тобто рідини, обтяжена макрочастинками) досягають верхніх кінців каналів 27, 29, ці компоненти течуть в обхідний канал 31, протікають по ньому і витікають з отворів 31а (фіг.11) у випускний канал (впускні канали) 34 турбіни, обходячи таким чином лопатки 33 турбіни.

Залишок газонафтового потоку 40 продовжує текти вгору через секцію 16 першого або розташованого вище за течією сепаратора і проходить через «усуваючий завихрення» шнековий гвинт 30, який встановлений на опорі 23 на деякій відстані над шнековим гвинтом 24, як пояснювалося вище. Коли потік проходить через останній згаданий шнековий гвинт, завихрення, існуюче в потоку, значно зменшується перед тим, як цей потік попадає у впускний канал (впускні канали) 32 турбіни 17Т, обходячи лопатки 33, вал 38 і лопатки 36 в компресорі 17С. Цей (тобто газонафтовий) потік потім протікає через випускний канал (впускні канали) 34 турбіни 17Т, де він рекомбінує з потоком, обтяженим макрочастинками, які витікають з обхідного каналу 31 (фіг.11).

Рекомбінований потік, який тепер являє собою, по суті, початковий технологічний потік, протікає через секцію 18 другого або розташованого нижче за течією сепаратора, яка, в свою чергу складається з центральної порожнистої труби 51, що має виконаний на ній шнековий гвинт 52. По мірі протікання рекомбінованого потоку вгору через другий сепаратор 18, цьому потоку знов буде додане завихрення, щоб примусово принадити більш важкі компоненти, тобто рідини і матеріали у вигляді макрочастинок, назовні під дією відцентрової сили, і при цьому частина газу буде відділятися і залишиться всередині біля зовнішньої стінки центральної труби 51. Коли газ досягає верхнього кінця труби 51, він тече в цю трубу через впускний отвір 53 на її верхньому кінці, що переважно є раструбним впускним отвором.

Потім газ тече вниз по трубі 51 у впускний отвір 35 компресора 17С, де зазнає стиснення перед його виходом через випускний отвір (впускні отвори) 55 компресора. Стиснений газ потім тече в простір, ізолюваний між пакерами 19, 20 в кільцевому просторі свердловини, з якого газ нагнітається в пласт 15 через отвори 55 (наприклад перфораційні отвори) в колоні обсадних труб 12 (фіг.1).

Потім рідини і невідділений газ, поряд з макрочастинками, течуть через другий, «усуваючий завихрення» шнековий гвинт 60, який розташований якраз над ьозтрубним впускним каналом 53, що значно зменшує вплив завихрення потоку перед тим, як цей потік потече вгору в насосно-компресорні труби 14, по яких він потім

підніметься на поверхню. Крім «усунення завихрення» потоку перед тим, як цей потік підніметься на поверхню, другий, усуваючий завихрення шнековий гвинт 60 також служить як «капюшон дощовика» впускного отвору 53 для газу, оскільки перешкоджає попаданню крапель рідини у впускний канал компресора 17С.

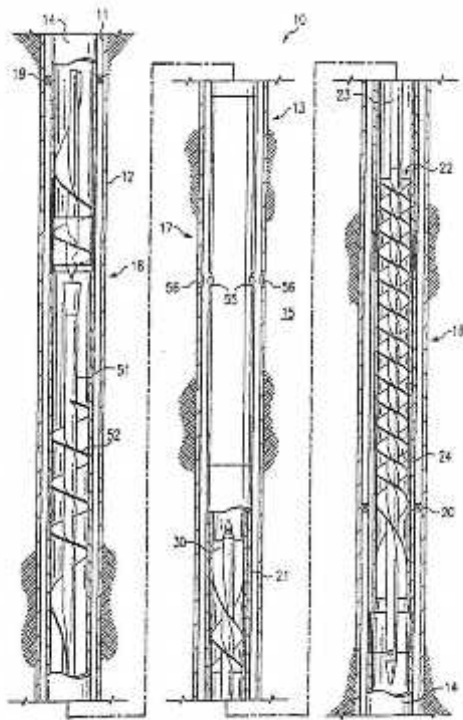


Fig. 1

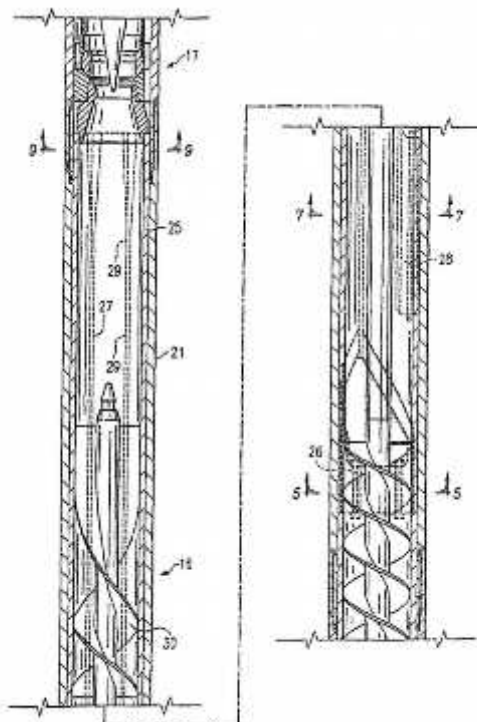


Fig. 2

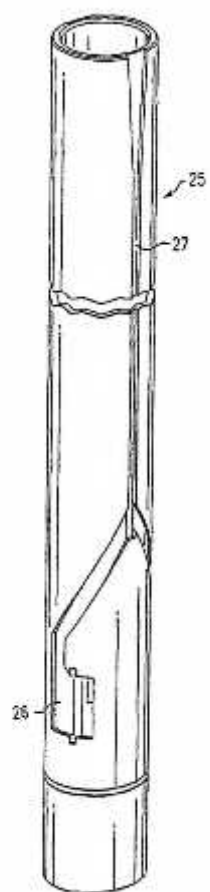


Fig. 3

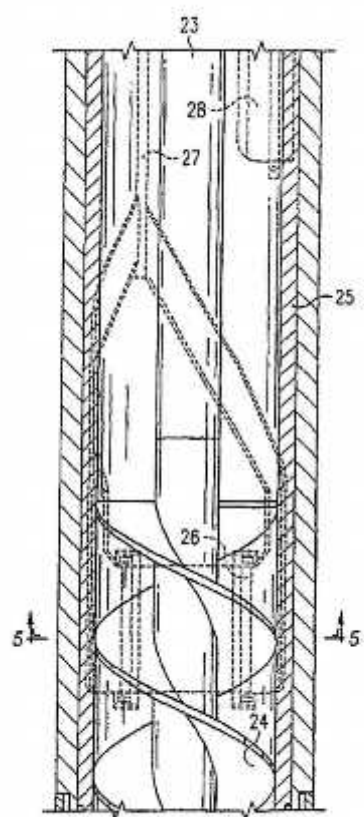


Fig. 4

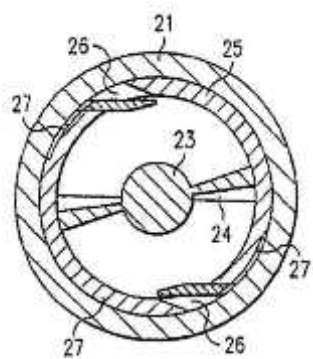


Fig. 5

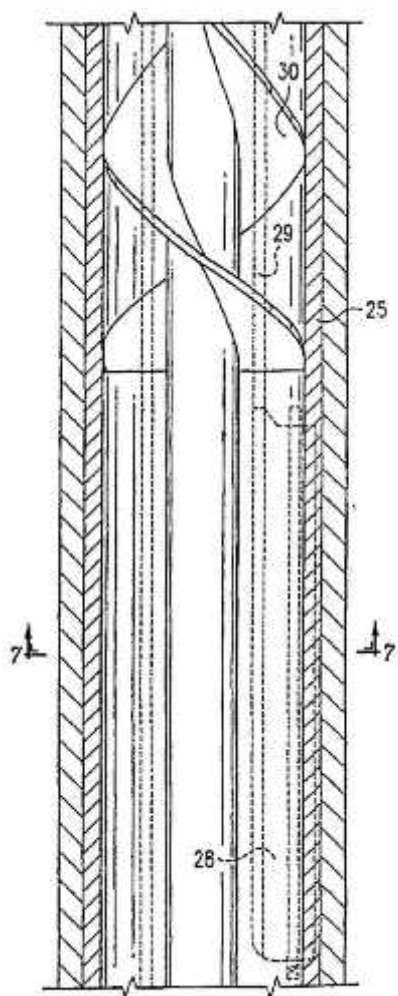


Fig. 6

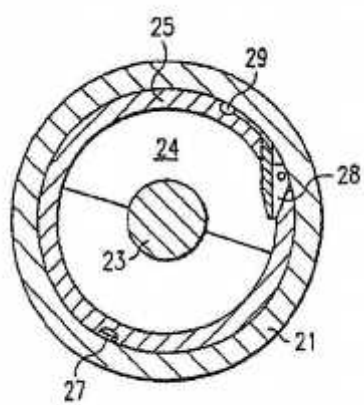


Fig. 7



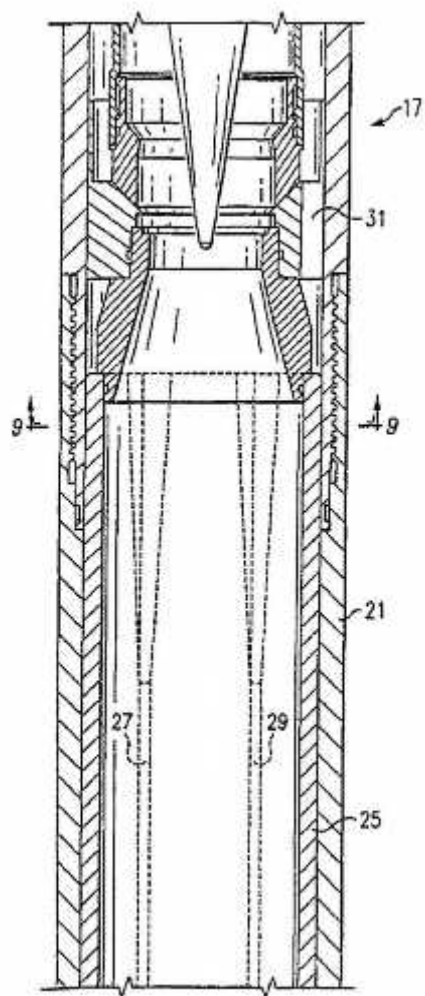


Fig. 8

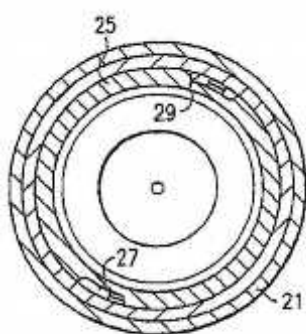


Fig. 9

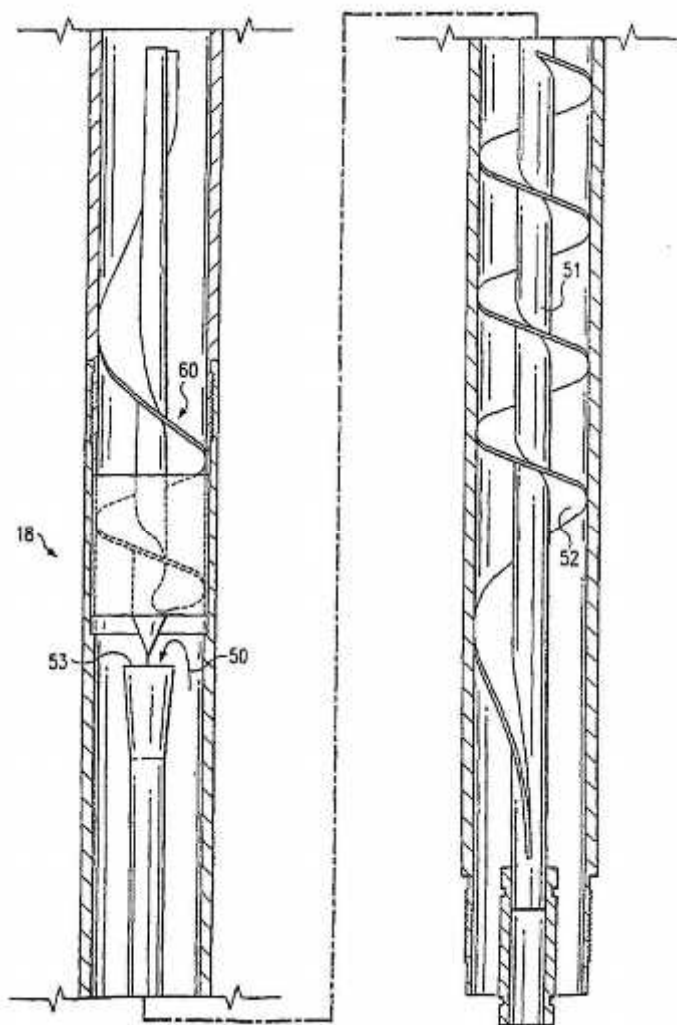


Fig. 10

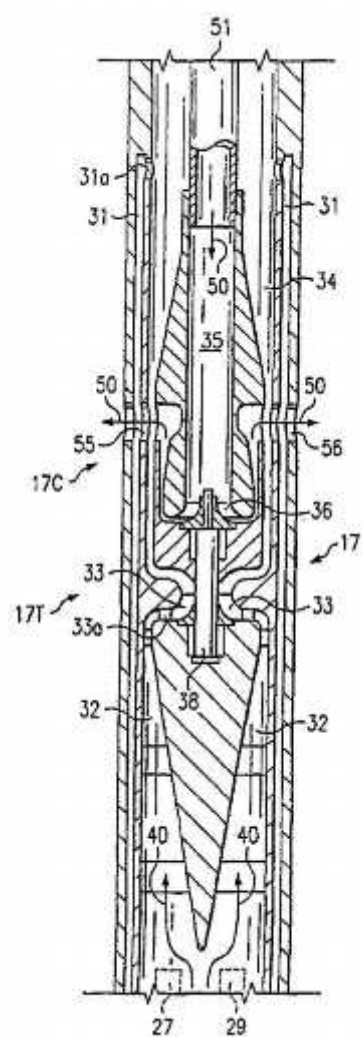


Fig. 11