

Винахід відноситься до нафтогазової промисловості, зокрема, до способів дії на привибійну зону пласта закачкою інтенсифікуючих агентів (соляної кислоти, поверхнево-активних речовин, міцелярних розчинів, вуглеводневих розчинників тощо) та виклику припливу із пласта.

Відомий спосіб кислотної обробки багатовибійної свердловини, який включає спуск насосно-компресорних труб з пакером у кожний стовбур і закачку кислоти (Григорян А.М. Вскрытие пластов многозбойными и горизонтальными скважинами. - М.: Недра, 1969. - С.88).

Однак застосування цього способу можливе тільки у багатовибійних свердловинах, в яких у додаткові стовбури можна спустити насосно-компресорні труби.

Відомий спосіб обробки свердловини, що включає спуск насосно-компресорних труб з пакером і перепускним клапаном зворотної дії, посадку пакера над продуктивним пластом, закачку інтенсифікуючого агенту по насосно-компресорних трубах у пласт, наступний відбір продуктів обробки із оброблюваної зони і виклик припливу рідини (газу) із пласта подачею освоюючого агенту (газу, рідини з меншою густиною) через перепускний клапан у насосно-компресорні труби (Логінов Б.Г., Малышев Л.Г., Гарифуллин Ш.С. Руководство по кислотным обработкам скважин. - М.: Недра, 1966. - С.152 - 162), при цьому виклик припливу із пласта може здійснюватися закачкою газу (Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. - М.: Недра, 1983. - С.115 - 116, с.301 - 319). Застосування даного способу дає змогу підвищити продуктивність свердловини, у випадку багатовибійної (багатостовбурної) свердловини його застосування є недостатньо ефективним. Це пов'язано з тим, що при вилученні рідини (газу) закачкою газу рідина (газ) із пласта поступає у свердловину по основному чи додаткових стовбурах, які характеризуються меншим фільтраційним опором рухові рідини (газу). Якщо розхід рідини (газу) до стовбура є дуже малим, тобто малою є швидкість руху рідини (газу) у привибійній зоні даного стовбура, то ця привибійна зона очищається від відпрацьованих чи забруднюючих її матеріалів недостатньо. Окрім цього, є відсутнім контроль над тим, привибійна зона якого із стовбурів очищається.

Застосування даного способу також не забезпечує можливості обробки зони пласта в наперед вибраному напрямку, вздовж якого, наприклад, відзначається мала проникність порід пласта. Це пов'язано з тим, що закачуваний інтенсифікуючий агент рухається вздовж пласта в напрямку з меншим фільтраційним опором, а в багато- чи двовибійних свердловинах здійснюється обробка тільки привибійної зони того стовбура, який характеризується серед інших стовбурів найменшим опором рухові закачуваного інтенсифікуючого агенту.

В основу винаходу було покладено завдання створити спосіб обробки привибійних зон усіх стовбурів багатовибійної свердловини, (тобто привибійної і міжвибійних зон оброблюваної багатовибійної свердловини, а також міжсвердловинної зони пласта), в якому, незалежно від можливості прохідності насосно-компресорних труб чи іншого ремонтного інструменту в додаткові стовбури, за рахунок

гідралічного відокремлення інших стовбурів досягається здійснення обробки привибійної зони апіорі заданого стовбура, забезпечення контролю над очищенням привибійної зони цього стовбура, та обробка міжвибійних і міжсвердловинних зон пласта.

Задача вирішується таким чином.

У відомому способі обробки свердловини, що включає спуск насосно-компресорних труб з пакером і перепускним клапаном зворотної дії, посадку пакера над продуктивним пластом, закачку інтенсифікуючого агенту по насосно-компресорних трубах у пласт, наступний відбір продуктів обробки із оброблюваної зони і виклик припливу рідини (газу) із пласта подачею освоюючого агенту через перепускний клапан у насосно-компресорні труби, посадку одного або двох пакерів здійснюють в таких інтервалах основного стовбура, що дає змогу відокремити ті стовбури багатовибійної свердловини, привибійні зони яких не підлягають обробці.

Обробка привибійної зони додаткового стовбура досягається шляхом встановлення над нижнім відокремлюючим пакером пристрою з перепускними отворами, а під останнім заглибки насосно-компресорних труб. Перед закачкою інтенсифікуючого агенту додатково здійснюють виклик припливу із пласта по оброблюваному стовбуру.

Обробка міжвибійних зон багатовибійної свердловини і міжсвердловинних зон багато чи одновибійних свердловин досягається шляхом здійснення відбору продуктів обробки із оброблюваної зони одночасно із закачкою інтенсифікуючого агенту, при цьому відбір продуктів здійснюється або через один чи декілька апіорі вибраних стовбурів багатовибійної свердловини, за рахунок відокремлення їх пакером (чи пакерами) від каналу закачки інтенсифікуючого агенту, або через стовбури сусідніх свердловин, у напрямі до яких передбачається обробити міжсвердловинну зону пласта, за рахунок збільшення відбору рідини (газу) із них.

Технологія обробки свердловин за даним способом включає наступне.

В ході спуску насосно-компресорних труб 5 у свердловину на їх колоні монтують пакер 3 і над ним один або декілька перепускних клапанів 4 зворотної дії (чи пускових газліфтих клапанів із зворотніми клапанами). Відтак здійснюють посадку пакера в обсадній колоні 1 основного стовбура в інтервалі між продуктивним пластом і входами у додаткові стовбури 2 багатовибійної свердловини (або під входом у додатковий стовбур двовибійної свердловини) (фіг.1).

Після цього здійснюють закачку газу (освоюючого агенту) компресором чи від газової лінії в затрубний простір з переходом його через перепускний клапан 4 у насосно-компресорні труби 5. В останніх створюється газорідинна суміш, тиск стосовно якої менший гідростатичного тиску рідини, а на додатковий стовбур і відповідно через нього на пласт створюється депресія тиску. Ця депресія тиску зумовлює приплив рідини (газу) із пласта, відповідно очищення привибійної зони і основного стовбура 1. Закачка газу здійснюється до тих пір, поки із пласта не буде поступати рідина (газ) без твердих, мінеральних домішок.

Далі закачують інтенсифікуючий агент, наприклад глинокислотний розчин з ПАР, в НКТ 5 і протискують далі розчин у привибійну зону

основного стовбура. Протискування можна здійснювати газом або рідиною. Витримують інтенсифікуючий агент у привибійній зоні (відбуваються відомі фізичні чи хімічні процеси взаємодії агенту із забрудненням і породою пласта); тривалість витримки у часі залежить від виду інтенсифікуючого агенту.

Після цього відкривають засувку на затрубному просторі і подають через патрубок 6 наступну порцію газу, що зумовлює відбір рідини із свердловини, висхідний потік рідини і газу із пласта, відбір продуктів взаємодії агенту, очищення привибійної зони основного стовбура. В результаті збільшується продуктивність цієї зони.

Реалізація даного способу забезпечує дію не на всі стовбури багатовибійної свердловини, коли почне очищатися один із них, що характеризується найменшим опором рухові рідини, а тільки на основний стовбур 1, в результаті чого підвищується ефективність очищення основного стовбура і його привибійної зони.

Додаткова посадка верхнього пакера 7 в інтервалі над входами у додаткові стовбури 2 і нижче перепускного клапана 4 зворотньої дії дає змогу створити вищу депресію тиску при виклиці припливу рідини (газу), особливо у свердловинах з низькими рівнями рідини, без передачі тиску освоюючого агенту на додаткові стовбури, і покращити повноту очищення привибійної зони основного стовбура 1 від продуктів обробки, а в результаті - додатково підвищити продуктивність свердловини (фiг.2).

Виконання названих вище операцій забезпечує обробку основного стовбура багатовибійної свердловини.

Для обробки окремо одного із додаткових стовбурів 2 багатовибійної свердловини попередньо перед спуском нижній кінець насосно-компресорних труб перекривають заглушкою 9 і в ході спуску монтують нижній пакер 3, пристрій з перепускними отворами 10, другий верхній пакер 8 і над ним перепускний клапан зворотньої дії 4 (фiг.3). Далі здійснюють посадку двох пакерів відповідно над і під входом в один стовбур, апріорі вибраний із додаткових стовбурів багатовибійної свердловини.

Відтак викликають приплив рідини (газу) із пласта подачею освоюючого агенту (газу) через патрубок 6, а після очищення привибійної зони додаткового стовбура закачують інтенсифікуючий агент 7 у пласт через пристрій з перепускними отворами 10, розміщеними між пакерами, і далі через цей додатковий стовбур у пласт.

В якості пристрою з перепускними отворами можуть бути перфорований патрубок, циркуляційний клапан чи інший функціонально подібний пристрій. Після цього здійснюють наступний відбір продуктів обробки із оброблюваної зони додаткового стовбура і виклик припливу рідини (газу) із пласта подачею освоюючого агенту.

Отже, якщо вхід із основного стовбура у додатковий перекритий обсадною колоною труб і канали зроблені шляхом перфорації, а значить, спустити у нього ремонтний інструмент неможливо, то очищення і обробку додаткового стовбура і його привибійної зони можна здійснити висхідним потоком рідини (газу) із пласта, що вимагає створення високої депресії тиску саме у стовбурі, який потребує очищення разом із своєю

привибійною зоною. Для більш повного очищення висхідним потоком здійснюють закачку солянокислотного розчину, ПАР, вуглеводневого розчинника, міцелярного розчину чи іншого інтенсифікуючого агента, а відтак продукти обробки відбирають негайно із привибійної зони.

У випадку обробки енергетичне невиснаженої свердловини можна обмежитися здійсненням посадки тільки одного нижнього пакера 3 в основному стовбурі 1 спущеного на насосно-компресорних трубах 7 з заглушкою 4 і перепускними клапанами 5 під входом 6 у додатковий стовбур 2 двовибійної свердловини, чим спрощується технологічна реалізація способу (фiг.4). Аналогічно поступають при обробці додаткового стовбура багатовибійної свердловини, вхід у який розміщений найвище порівняно з іншими. А тоді посадку пакера здійснюють над цим входом.

Для збільшення продуктивності привибійної зони основного чи додаткового стовбура здійснюють почергову закачку інтенсифікуючого агенту і освоюючого агенту (газу), забезпечуючи поступлення інтенсифікуючого агенту у додатковий стовбур і його привибійну зону, з витримкою в часі після закачки інтенсифікуючого агенту.

Здійснення відбору продуктів обробки із оброблюваної зони одночасно із закачкою інтенсифікуючого агенту дає змогу обробити міжвибійні зони багатовибійної свердловини, а також міжсвердловинні зони пласта.

Для обробки міжсвердловинної зони, наприклад, у двовибійну свердловину спускають насосно-компресорні труби 4 з пакером 3 (фiг.5). Пакер встановлюють в основному стовбурі 1 в інтервалі між покрівлею продуктивного пласта і вхідними отворами напроти допоміжного стовбура 2. Закачку інтенсифікуючого агенту можна здійснювати як по колоні насосно-компресорних труб, так і по затрубному простору, що дасть змогу обробити міжвибійну зону зі сторони основного або допоміжного стовбурів. Для цього під'єднується нагнітальна лінія насосних агрегатів (не показані на фігурах). Наприклад, закачка буде здійснюватися по колоні насосно-компресорних труб. Після спуску труб, посадки пакера і додаткового виклику припливу рідини (газу) аналогічно описаному вище із поверхні у насосно-компресорні труби і далі у пласт закачуються насосними агрегатами інтенсифікуючий агент (наприклад, солянокислотний розчин) і одночасно по допоміжному стовбурі і затрубному простору основного стовбура відбирається рідина на поверхню до виходу продуктів обробки із оброблюваної зони. Інтенсифікуючий агент вибирається в об'ємі, який необхідний для обробки вибраної зони пласта. Відтак інтенсифікуючий агент протискується у пласт протискувальною рідиною. Після цього здійснюють виклик припливу рідини (газу) із пласта.

Для здійснення обробки міжсвердловинної зони пласта на час проведення робіт зупиняється оброблювана свердловина 1 і сусідні свердловини 2, в напрямі до яких пласт характеризується високою проникністю (фiг.6). В оброблювану одно- чи багатовибійну свердловину після виконання описаних вище підготовчих робіт здійснюється закачка інтенсифікуючого агенту (кислотного розчину) в пласт, який протискується далі протискувальною рідиною, а відбір здійснюється через сусідні свердловини. В якості останніх слід вибирати менш продуктивні свердловини, що

зумовить обробку порід з меншою проникністю у зонально неоднорідному пласті. Продукти обробки пласта розсіюються по великому об'єму пласта, зумовлюючи при цьому кольматацию високопрвідних каналів і перетворюючи колектор у більш однорідний. Після цього викликають приплив рідини із пласта і пускають оброблювану свердловину в роботу.

Приклад 1. Штангово-насосна свердловина з дебітом 28т/добу має два розгалуження стовбура, які починаються в інтервалі 805 - 810м. Довжина і внутрішній діаметр основного і додаткового стовбурів відповідно складають 1120 і 1800м та 129,1 1132,1мм. Додатковий стовбур з'єднаний з основними каналами перфорації обсадних труб основного стовбура.

Для обробки основного стовбура у свердловину спустили насосно-компресорні труби довжиною 1120м з пакером і пусковим газліфтным клапаном у комплекті із зворотнім клапаном. Здійснили посадку пакера на глибині 820м, а пусковий клапан знаходився на глибині 768м. Здійснили закачку газу в затрубний простір компресором при пусковому тиску 6,2МПа, чим викликали приплив рідини із пласта. В результаті подачі газу протягом 1,5год нафта почала поступати без механічних домішок. Після відключення компресора перекриттям засувки на затрубному просторі і зниження тиску газу на гирлі закачали у насосно-компресорні труби 12м³ солянокислотного розчину, протиснули його у пласт 2,7м³ протискувальної рідини (води). Відтак відкривши засувку на затрубному просторі, розпочали подачу газу через газліфтний клапан у насосно-компресорні труби, чим здійснили спочатку відбір продуктів обробки із оброблюваної зони і далі виклик припливу нафти із пласта. Після очищення привибійної зони припинили подачу газу, підняли насосно-компресорні труби з пакером і клапанами, спустили експлуатаційне обладнання і пустили свердловину в роботу. Дебіт свердловини при попередньому вибійному тиску 5,7МПа склав 39т/доб.

Приклад 2. У свердловині за прикладом 1 здійснили посадку ще одного, верхнього пакера на глибині 785м і аналогічно повторили всі операції. Пусковий тиск становив 6,6МПа, що свідчить про поглинання свердловинної рідини пластом через додатковий стовбур у прикладі 1. Дебіт свердловини склав 41т/доб, тобто за рахунок кращого очищення одержали підвищення дебіту на 2т/доб.

Приклад 3. У свердловині за прикладом 2 з метою обробки додаткового стовбура заглушкою перекрили нижній кінець насосно-компресорних труб, здійснили посадку двох пакерів на глибинах відповідно 820 і 790м. Здійснили закачку газу в затрубний простір компресором при пусковому тиску 6,6МПа і подали його через пусковий клапан на глибині 768м в насосно-компресорні труби, чим викликали приплив рідини із пласта по додатковому стовбурі. В результаті подачі газу протягом 6год нафта почала поступати без механічних домішок. Після відключення компресора і зниження тиску на гирлі закачали у насосно-компресорні труби 12м³ глино-кислотного розчину, протиснули його через перепускний пристрій на глибині 800м у пласт 3,8м³ притискувальної рідини (води). Відкрили засувку на затрубному просторі і розпочали подачу газу

через газліфтний клапан на глибині 768м у насосно-компресорні труби, чим здійснили спочатку відбір продуктів обробки із оброблюваної зони і далі виклик припливу нафти із пласта. Після очищення привибійної зони припинили подачу газу, підняли насосно-компресорні труби з пакерами і клапанами, спустили експлуатаційне обладнання і пустили свердловину в роботу. Дебіт свердловини при попередньому вибійному тиску склав 64т/доб.

Приклад 4. У свердловині за прикладом 3 виконали всі названі операції, окрім того, що здійснили посадку тільки одного пакера на глибині 820м. Пусковий тиск закачки газу становив 6,2МПа, а дебіт склав 47м³/доб.

Приклад 5. У свердловині за прикладом 3 виконали всі названі операції при наступних змінах. Протиснувши глино-кислотний розчин у пласт, подали газ і відібрали із свердловини 1,7м³ рідини, а відтак знову закачали у свердловину 1,7м³ рідини. Ці операції здійснили ще двічі з відбором і закачкою по 1,3 і 1,8м³ рідини. Одержали збільшення дебіту свердловини на 9т/доб., при цьому дебіт склав 75т/доб.

Приклад 6. У свердловині за прикладом 1 з метою обробки міжвибійної зони спустили насосно-компресорні труби довжиною 1120м з пакером і пусковим газліфтным клапаном у комплекті із зворотнім клапаном. Здійснили аналогічно посадку пакера на глибині 820м, викликали закачкою газу при пусковому тиску 6,2МПа приплив рідини із пласта, а відтак закачали 36м³ солянокислотного розчину у насосно-компресорні труби і протиснули його 260м³ води, обробленої поверхнево-активною речовиною, з відбором на поверхню 207м³ рідини через додатковий стовбур і затрубний простір. Відтак аналогічно подачею газу здійснили відбір продуктів обробки і виклик припливу рідини із пласта. Дебіт свердловини склав 109т/доб.

Приклад 7. У свердловині за прикладом 6 з метою обробки міжсвердловинної зони виконали всі названі операції, окрім наступних змін. Закачали 84м³ глино-кислотного розчину і протиснули його 3200м³ води, обробленої поверхнево-активною речовиною. На період обробки зупинили сусідні свердловини з дебітами 44 і 57т/доб. і продовжили відбір із сусідніх свердловин з дебітами 13 і 21т/доб. Дебіт обробленої свердловини склав 76т/доб., тобто збільшився на 48т/доб.

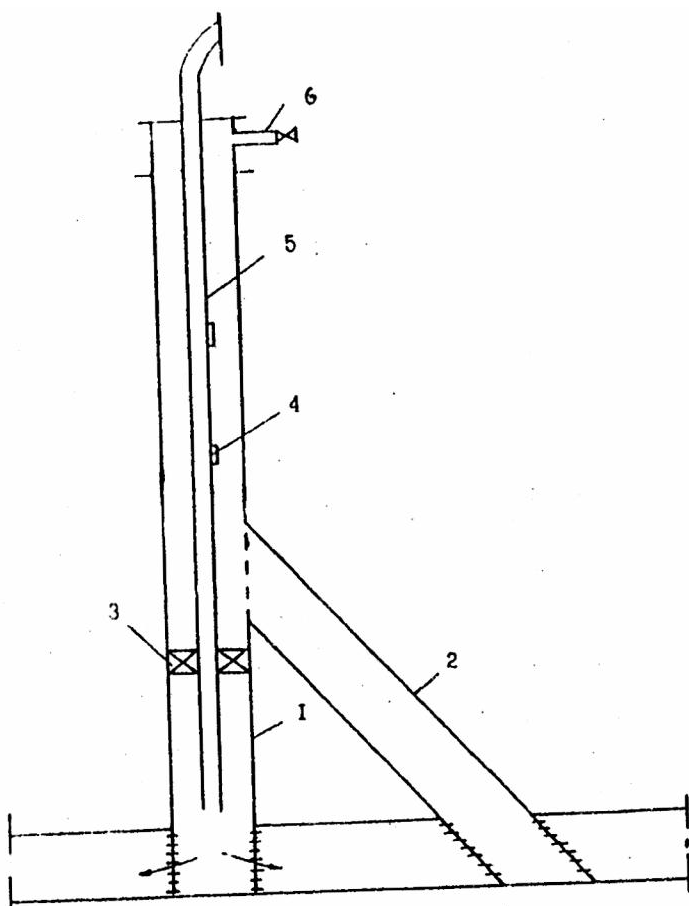


Fig. 1

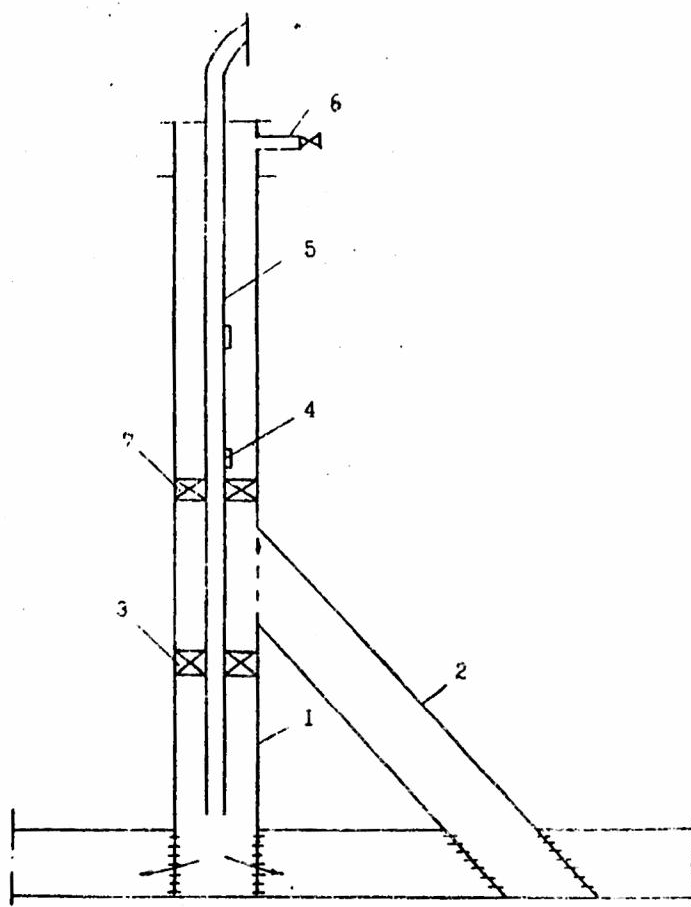


Fig. 2

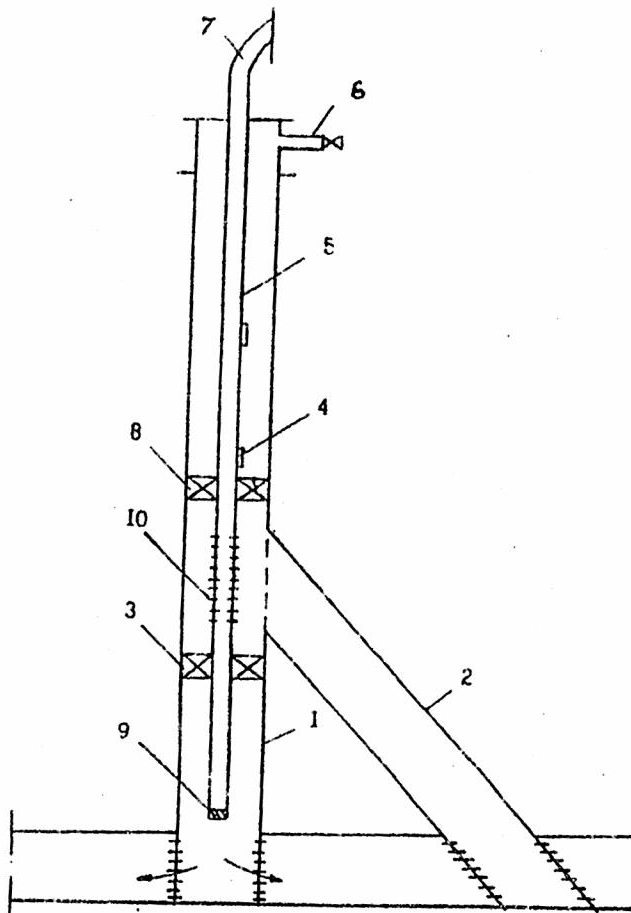


Fig. 3

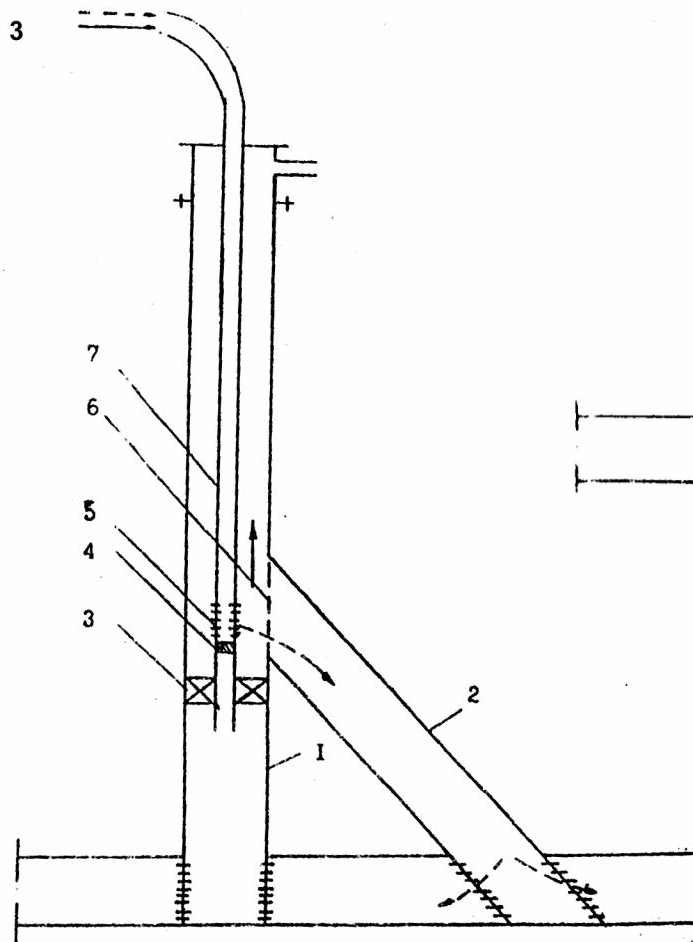


Fig. 4

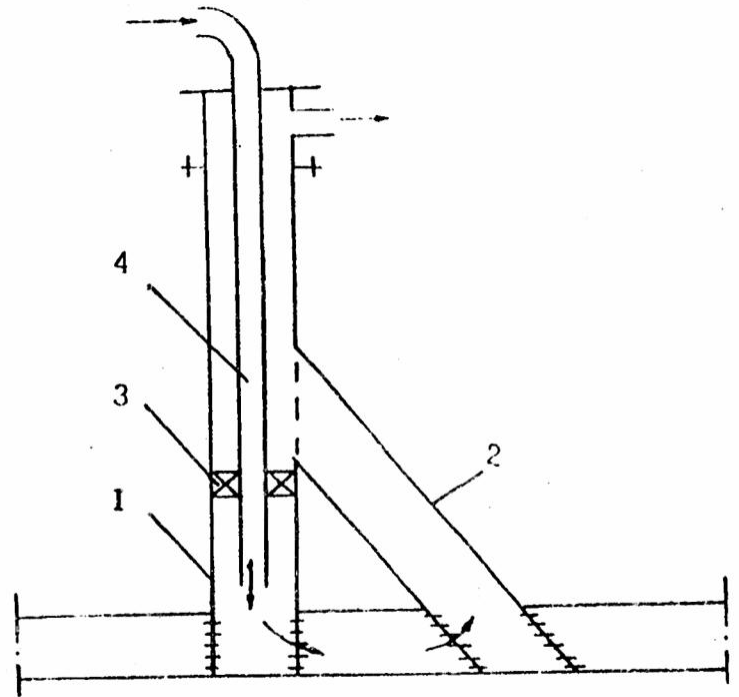


Fig. 5

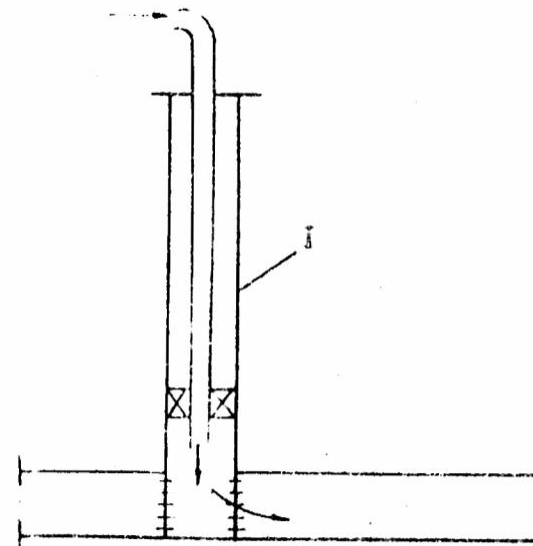


Fig. 6