

Винахід відноситься до нафтогазовидобувної промисловості, зокрема до способів підвищення продуктивності свердловин.

Відомий спосіб підвищення продуктивності свердловин, який включає глушіння свердловини, підняття з неї підземного експлуатаційного обладнання, опущення на трубах пристрою для створення високих репресій і депресій тиску, герметизацію гирла, витіснення стисненим газом рідини з затрубного простору, створення високих репресій і депресій тиску шляхом з'єднання привибійної зони пласта з опорожненим затрубним простором, винесення на поверхню продуктів забруднення, глушіння свердловини, підняття з неї труб з пристроєм, опущення підземного експлуатаційного обладнання і запускання свердловини в роботу (Ас. СРСР №1218081, бюл. 10, 1986 р.).

Недоліком даного способу є необхідність витіснення рідини з затрубного простору з допомогою спеціальної техніки, що значно збільшує тривалість і вартість робіт.

Відомий спосіб підвищення продуктивності свердловин, який включає глушіння свердловини, підняття з неї підземного експлуатаційного обладнання, опущення на трубах пристрою для створення високих репресій і депресій тиску, герметизацію гирла, створення високих репресій і депресій тиску шляхом руйнування мембрани пристрою і з'єднання підпакерної зони з незаповненими рідиною трубами, винесення на поверхню продуктів забруднення, глушіння свердловини, підняття з неї труб з пристроєм, опущення підземного експлуатаційного обладнання і запускання свердловини в роботу (Ас. СРСР №1481385, бюл. №19, 1989 р.).

Недоліки даного способу наступні.

1. Реалізація способу передбачає обов'язкове встановлення в свердловині пакеру, застосування якого значно ускладнює роботи і збільшує їх вартість і тривалість в 2 – 3 рази.

Технологія встановлення пакеру передбачає попереднє шаблонування експлуатаційної колони і її райбування в вузьких місцях, для чого необхідно провести не менше двох додаткових спуско-підйомних операцій зі всією колоною труб. Крім цього, на практиці не завжди можна досягти з першого разу герметичної посадки пакеру, оскільки при його транспортуванні на вибій пошкоджуються або зміщуються деякі його елементи, особливо гумові, а їх заміна чи незначний ремонт можливий тільки після підняття всієї колони труб і пакера на поверхню.

2. Встановлення в свердловині пристрою і пакеру приводить до необхідності їх підняття після проведення технологічного процесу і опускання експлуатаційного обладнання. Це також збільшує кількість спуско-підйомних операцій з трубами.

3. Заміна спеціального підземного обладнання на експлуатаційне можлива тільки після повторного глушіння свердловини, що в більшості випадків значно знижує або зводить до нуля отриманий ефект, оскільки свердловина і її привибійна зона знову заповнюються водними розчинами, якими проводять глушіння і забруднюються привнесеним коьматантом.

4. При застосуванні даного способу очищення свердловини і її при-вибійної зони відбувається лише за рахунок пластової енергії при фільтрації рідини з пласта в свердловину. Однак в низькодебітних свердловинах, які є основним об'єктом застосування даного способу і характеризуються низькими пластовими тисками, приплив рідини навіть при зниженні вибійного тиску до нуля йде зі швидкістю, недостатньою для самоочищення .

5. В процесі дії депресії тиску в низькодебітних свердловинах пластова рідина фільтрується з невеликою швидкістю і заповнює труби на протязі тривалого часу. Очевидно, що через тривалий технологічний простій спеціальної техніки і втрату за цей час видобутку нафти, роботи значно дорожчають і, крім того, за цей час зважені в рідині продукти забруднення знову осідають на вибій.

6. Більшість низькодебітних свердловин мають пластовий тиск менший від гідростатичного і в них після заповнення пластовою рідиною труб, вона не піднімається на поверхню, а встановлюється на деякому рівні нижче гирла, що також приводить до осідання продуктів забруднення на вибій і знижує ефективність робіт в цілому.

В основу винаходу покладено завдання підвищити технологічну і техніко-економічну ефективність очищення свердловини і її привибійної зони за рахунок нової послідовності виконання відомих і здійснення нових

технологічних операцій, а також нового взаєморозташування технічних засобів.

Ця мета досягається тим, що на труби одночасно з пристроєм для створення високих репресій і депресій тиску встановлюють стаціонарну частину підземного експлуатаційного обладнання, причому пристрій розташовують на рівні або нижче інтервалу перфорації, а стаціонарне експлуатаційне обладнання – на проектній глибині, крім цього, під пристроєм встановлюють заглушену знизу і з отворами в верхній частині трубу і після створення високих репресій і депресій тиску свердловину промивають нафтою і при необхідності встановлюють в труби нестаціонарну частину підземного експлуатаційного обладнання.

Вказана мета досягається і тим, що в свердловинах, які експлуатуються глибинними штанговими насосами, на трубах під стаціонарним експлуатаційним обладнанням встановлюють клапан, який герметично ізолює труби від затрубного простору, а до нижньої частини нестаціонарного експлуатаційного обладнання приєднують перфорований патрубок, який забезпечує в робочому положенні штангового насоса відкриття клапану і з'єднання трубного і затрубного просторів.

Вказана мета досягається також і тим, що в свердловинах, які фонтанують при заміні в них рідини глушіння на пластову нафту, нестаціонарне експлуатаційне обладнання опускають в труби, не встановлюючи його в робоче положення, в гирловому обладнанні встановлюють ущільнюючий пристрій для спуску штанг і послідовне доопускання глибинного насоса в робоче положення після очищення свердловини і пласта проводять через ущільнюючий пристрій.

При реалізації відомих способів підвищення продуктивності свердловин шляхом створення з допомогою пристроїв високих репресій і депресій тиску, необхідно після очищення свердловини підняти спеціальне обладнання і опустити експлуатаційне обладнання. Здійснити ці дві технологічні операції можна лише після глушіння свердловини, що, в основному, представляє собою заміну в ній нафти на воду або водні розчини різних реагентів. Глушіння свердловин негативно впливає на продуктивність пластів, оскільки при цьому відбувається поглинання води нафтонасиченими пластами, що приводить до закупорення пор твердими частинками, гідрофілізації фільтраційних каналів і утворення стійких високов'язких водонафтових емульсій.

Однак, незважаючи на ці негативні наслідки, необхідність дотримання вимог техніки безпеки, зокрема виключення можливості викиду свердловинної рідини на поверхню і відкритого фонтанування в процесі підняття і опускання підземного обладнання при розгерметизованому гирлі свердловини, робить цю операцію обов'язковою.

Суттєвою відмінністю нового способу є нова послідовність виконання технологічних операцій, а саме те, що в ньому одночасно з пристроєм для створення високих репресій і депресій тиску на трубах встановлюють стаціонарну частину підземного експлуатаційного обладнання. Наприклад, для найбільш поширеного штангового глибинно-насосного способу експлуатації в невставних насосах стаціонарною частиною, яка встановлюється на трубах є циліндр насоса і муфта з сідлом для конуса насоса і нестаціонарною частиною, яка опускається на штангах є плунжер з всмоктуючим і нагнітальним клапанами, а в вставних насосах відповідно – замкова опора і насос в зборі. Тому в цьому випадку в свердловину одночасно з пристроєм для створення високих репресій і депресій тиску встановлюють циліндр глибинного насоса і муфту для конуса насоса (для невставних насосів) або замкову опору (для вставного насоса).

Ця суттєва відмінність нового способу дозволяє після очищення свердловини і її привибійної зони не проводити повторне глушіння і додаткові спуско-підйомні операції з трубами для заміни спеціального підземного обладнання на експлуатаційне, а зразу встановлювати нестаціонарну частину експлуатаційного обладнання, наприклад, опускати на штангах плунжер невставного насоса або вставний насос в зборі і пускати свердловину в роботу.

Другою суттєвою відмінністю нового способу є те, що пристрій для створення високих репресій і депресій тиску встановлюють на рівні або нижче інтервалу перфорації, а стаціонарну частину експлуатаційного обладнання – на проектній глибині. Перша умова, а також відсутність в новому способі пакеру, дозволяють проводити очищення свердловини і її привибійної зони за рахунок одночасної дії пластової і свердловинної рідин.

Як вже вказувалось, при реалізації відомих способів процес очищення відбувається лише за рахунок

пластової енергії, яка в більшості випадків недостатня для самоочищення пласта і свердловини. Наприклад, в типовій свердловині з дебітом 0,5 т/д, глибиною 2500 м, діаметром експлуатаційної колони і труб відповідно 168 мм і 73 мм об'єм труб складає 7,6 м<sup>3</sup> і їх заповнення триватиме 15 діб і вже один цей фактор робить процес неефективним.

Завдяки другій суттєвій відмінності нового способу, очищення вибою, перфораційних каналів і привибійної зони пласта відбувається за рахунок одночасної дії інтенсивного потоку пластової і свердловинної рідин. При цьому, при змішуванні цих потоків, які мають значну швидкість і різні напрямки початкового руху, відбувається завихрення рідини, утворення локальних участків з високим тиском і розрідженням, що сприятиме кращому очищенню свердловини. Різне збільшення швидкості з'єднаного потоку рідини також значно покращить виніс продуктів забруднення на поверхню і скоротить процес в 3 – 4 рази.

Встановлення під пристроєм однієї або декількох труб з заглушеним нижнім кінцем і радіальними отворами в верхній частині, котрі відіграють роль контейнера для накопичення тієї частини продуктів забруднення, які будуть осідати вниз під час очищення свердловини і в процесі подальшої її експлуатації, підвищить ефективність робіт в цілому. При плановому ремонті свердловини контейнер піднімають на поверхню і очищують.

Ще однією суттєвою відмінністю нового способу є те, що в свердловинах, які експлуатуються штанговими глибинними насосами, на трубах під стаціонарною частиною підземного експлуатаційного обладнання встановлюють клапан, який герметично ізолює труби від затрубного простору, а до нижньої частини нестационарного підземного експлуатаційного обладнання приєднують перфорований патрубок, який забезпечує в робочому положенні штангового насоса відкриття клапану і з'єднання трубного і затрубного просторів. Встановлення даного клапану безпосередньо під глибинним насосом значно підвищує ефективність робіт. Необхідність встановлення цього клапану викликана тим, що глибинні насоси, які застосовують в свердловинах розраховані на опускання на глибину не більше 1200 – 1500 м (див. Справочную книгу по добыче нефти. М., Недра, 1974, с. 311 – 317. Под редакцией Ш.К. Гиматулина). Якраз для таких глибин розраховані конструктивні і технологічні параметри глибинних насосів і в таких умовах вони найбільш ефективно працюють. В той же час, в свердловинах глибиною, наприклад, 2000 – 3000 м для забезпечення оптимальних репресій і депресій тиску на пласт і найкращого промивання інтервалу перфорації, необхідно встановити пристрій для створення високих репресій і депресій на пласт на рівні або нижче інтервалу перфорації, тобто на глибині біля 2000 – 3000 м. Насос же, як вказувалось вище, можна встановлювати на глибині до 1500 м. Тому наявність клапану безпосередньо під насосом забезпечить необхідні гідродинамічні умови ефективної роботи експлуатаційного обладнання.

Крім цього, установка клапану грає ще одну важливу роль. Як відомо, в процесі експлуатації свердловин, особливо глибинонасосних, в трубах відкладається парафін, асфальто-смолисті речовини, пісок і продукти корозії підземного обладнання. Для попередження утворення звужень в трубах, що приводить до різкого збільшення гідравлічного опору і зменшення дебіту нафти, зависання штанг і т.п., в свердловинах систематично промивають труби, нагнітаючи рідину в затрубний простір, яка проходить через труби і далі на поверхню. Якщо в компоновці підземного обладнання не буде даного клапану, то промивальну рідину необхідно прокачувати аж до глибини установки пристрою, наприклад, 3000 м, створюючи для цього тиск нагнітання не менше 30 МПа. Враховуючи те, що ефективно промивання можливе лише при високих швидкостях циркуляції рідини, при яких швидкість висхідного потоку значно перевищує швидкість осадження твердих частин в рідині, можна зробити висновок, що в цих умовах ефективно провести даний процес не можна, оскільки в даний час практично ні один з існуючих насосних агрегатів не здатний на максимальній швидкості нагнітання створити тиск порядку 30 МПа (див. кн. Справочник по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1973, с. 103 – 104. Под редакцией Н.С. Горохова). І навіть якщо б така можливість була реальною, то це все одно було б небажано тому, що промивальна рідина проходила б під високим тиском через інтервали перфорації і її частина разом з продуктами кольматації буде поглинатись пластом, знижуючи його продуктивність. При реалізації даного винаходу, коли клапан встановлений безпосередньо під насосом на глибині, наприклад, 1500 м, є можливість проводити циркуляцію промивальної рідини під тиском близько 15 МПа, при якому можна нагнітання рідину на максимальних швидкостях, виключаючи поглинання промивальної рідини продуктивним пластом.

Слідуючою суттєвою відмінністю даного винаходу є те, що в свердловинах, які фонтанують при заміні в них рідини глушіння на пластову нафту, нестаціонарне експлуатаційне обладнання опускають в труби, не встановлюючи його в робоче положення, а в гирловому обладнанні встановлюють ущільнюючий пристрій для спуску штанг і послідує доопускання глибинного насосу в робоче положення після проведення очищення свердловини і пласта проводять через ущільнюючий пристрій.

Як вже вказувалось, більшість свердловин, які є об'єктами застосування даного способу, не фонтанують і рівень свердловинної рідини в статичних умовах встановлюється в них на глибині значно нижче гирла. Однак, в тих свердловинах, в яких цей рівень близький до гирла і в результаті проведення очищення вибоєм і привибійної зони можливе їх фонтанування при заміні рідини глушіння на нафту, послідує опускання нестаціонарної частини підземного експлуатаційного обладнання без глушіння свердловини не можливе. Щоб запобігти цій ситуації, в свердловинах такого типу, після встановлення труб з пристроєм і стаціонарним експлуатаційним обладнанням, в труби на штангах опускають нестаціонарну частину експлуатаційного обладнання, не встановлюючи її в робоче положення, а в гирловому обладнанні розміщують пристрій для ущільнення штанг та герметизують його і після цього створюють високі репресії і депресії тиску і очищують свердловину і пласт.

Необхідно також відмітити, що в окремих свердловинах після ефективного очищення вибоєм і пласта можливе їх стабільне фонтанування, тому в таких випадках нестаціонарну частину підземного експлуатаційного обладнання можна не встановлювати.

Приклад реалізації способу.

а). Спосіб реалізують в свердловині, з інтервалом перфорації 2450 – 2500м, яка експлуатується з допомогою невставного штангового глибинного насосу.

На фігурах 1 і 2 показані схеми установки підземного обладнання відповідно до і після створення високих депресій тиску.

Роботи проводять в наступній послідовності.

1. Проводять глушіння свердловини.

2. Піднімають підземне експлуатаційне обладнання.

3. Опускають в експлуатаційну колону 1, з'єднану інтервалом перфорації 2 з продуктивним пластом 3, на трубах 4, з'єднаних муфтами 5, спеціальне обладнання в наступній компоновці (див. фіг. 1):

– контейнер–накопичувач 6 з радіальними отворами (2 труби з умовним діаметром 73мм і загальною довжиною 18м);

– пристрій для створення високих репресій і депресій тиску 7;

– хвостовик 8 (труби з умовним діаметром 73мм і загальною довжиною 1000м);

– клапан 9, який має корпус 10, втулку 11 і пружину 12;

– стаціонарна частина підземного експлуатаційного обладнання, яка включає циліндр насосу 13 і спеціальну муфту 14 з сидлом для конуса насосу;

– колона насосно–компресорних труб 4 з умовним діаметром 73мм і загальною довжиною 1500м.

4. Герметизують гирло свердловини.

5. Створюють надлишковий тиск в затрубному просторі і репресію тиску на пласт, руйнують мембрану пристрою і, з'єднуючи затрубний простір з трубами, створюють високу депресію тиску.

6. В заключній стадії процесу заповнення труб, який контролюється з допомогою, наприклад, ехолога, промивають свердловину, закачавши в затрубний простір 7 – 10м<sup>3</sup> нафти.

7. Визначають статичний рівень рідини в свердловині і опускають на штангах 15 нестаціонарну частину глибинного насосу 16, з приєднаним до її нижньої частини перфорованим патрубком 17, встановлюють насос в робоче положення, при цьому патрубок 17 відкриває клапан 9 (див. фіг. 2).

8. Монтують гирлове обладнання і пускають свердловину в роботу.

б). Спосіб реалізують в свердловині, що експлуатується з допомогою невставного штангового насосу, в якій можливе фонтанування після заміни рідини глушіння на нафту.

1. Проводять роботи по п.п. 1 – 3 попередньої технологічної схеми.

2. Опускають в труби на штангах плунжер насосу, встановивши його на 2 – 3м вище робочого положення.

3. Проводять роботи по п.п. 4 – 6 попередньої схеми.

4. Встановлюють плунжер насосу в робоче положення і пускають свердловину в роботу.

в). Спосіб реалізують в свердловині, яка експлуатується з допомогою невставного штангового насосу і в якій можливе стабільне фонтанування після очищення вибою і пласта.

1. Проводять роботи по п.п. 1 – 6 попередньої схеми.

2. Проводять роботи по п. 8 попередньої схеми.

Технічні результати.

1. Нова послідовність проведення технологічних операцій в даному способі дозволяє значно підвищити технологічну і техніко-економічну ефективність очищення свердловини і її привибійної зони і підвищити їх продуктивність за рахунок виключення необхідності проводити повторне глушіння і додаткові спуско-підйомні операції з трубами.

2. Встановлення пристрою на рівні або нижче інтервалу перфорації і реалізація способу без пакеру, забезпечує більш повний виніс продуктів забруднення на поверхню і значне підвищення ефективності очищення вибою і пласта в цілому за рахунок одночасної дії інтенсивного потоку пластової і свердловинної рідин.

3. Розміщення безпосередньо під стаціонарною частиною підземного експлуатаційного обладнання клапану забезпечить ефективну роботу штангового глибинного насосу, а також дозволить проводити систематичне промивання труб і насосу при низьких тисках нагнітання і високих швидкостях руху рідини, виключаючи при цьому її попадання в пласт.

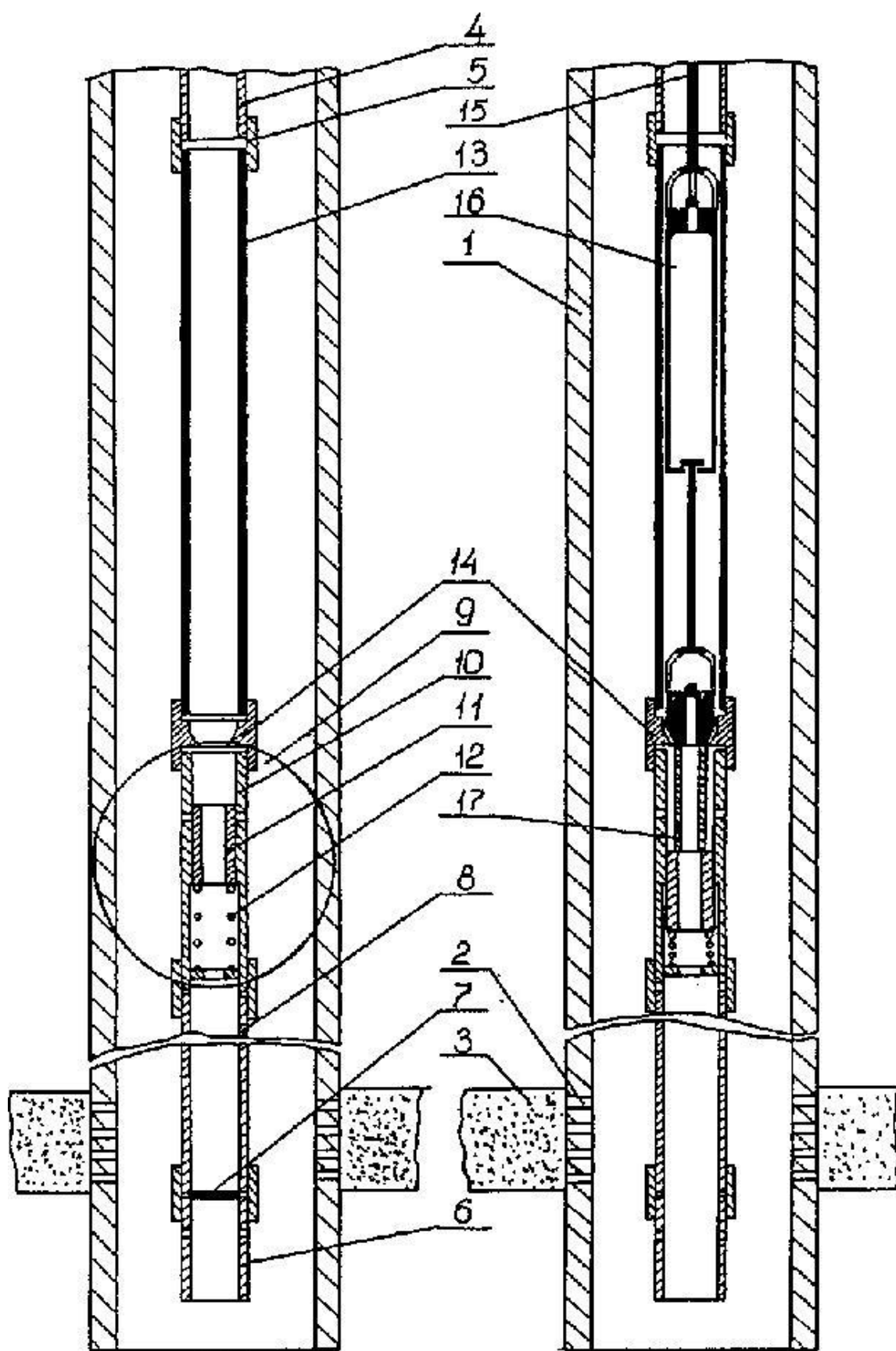


Fig. 1

Fig. 2