

Винахід відноситься до нафтовидобувної промисловості і призначений для видобування нафти із нафтових свердловин газліфтным способом.

Найбільш близьким по технічній суті до заявленої установки є газліфтний підйомник, який містить розміщену в експлуатаційній колоні підйомну трубу з пусковими клапанами і робочими отворами, які розсереджені по всій її довжині і забезпечений технологічним прийомом і викидом (Рилов Б.М. і ін.: "Газліфтний підйомник", патент України № 9886).

Недоліком відомого газліфтного підйомника є:

- дія повного тиску робочого газу на продуктивний пласт, внаслідок чого зменшується приплив нафти із нього в свердловину і її видобуток.

Наприклад, при коефіцієнті продуктивності свердловини  $k=1\text{м/ат-доб}$ . збільшення тиску робочого газу на  $\Delta P \geq 10\text{ ат}$  призводить до зменшення її дебіту  $Q = k \cdot \Delta P = 1 \cdot 10 = 10\text{ т/добу}$ .

Обмежені можливості запуску та глибини продувки свердловини глибиною, наприклад, 4000-5000 м, особливо при обмежених тисках робочого газу, наприклад, 60-80 ат, а також його витраті. Згідно діючої технології робочі отвори і пускові клапани встановлюються через 200-250 м, що обумовлює встановлення 20-25 робочих отворів і пускових клапанів. За рахунок наявності великої кількості робочих отворів частина робочого газу в процесі експлуатації свердловини недоцільно поступає із підйомної труби в затрубний простір, що обумовлює зменшення подачі необхідної кількості газу до нижніх робочих отворів, внаслідок чого зменшується глибина продувки свердловини і, відповідно, її дебіт в цілому. Фактична витрата робочого газу до 2-3 разів перевищує необхідну розрахункову витрату.

Суттю винаходу є те, що би створити таку диференціальну газліфтну установку з обмеженням тиску газу на пласт (ОТП), в якій введення нових конструктивних елементів і їх взаємне розміщення дало б можливість суттєво збільшити дебіт свердловин і зменшити витрату робочого газу.

Суть винаходу полягає в тому, що ОТП, яка містить встановлену в експлуатаційній колоні основну підйомну трубу, у верхній частині якої розміщені гідравлічні калібрувальні канали і газліфтні клапани, а нижня її частина - суцільна, встановлені на надземних частинах основної підйомної труби технологічний прийом і експлуатаційної колоні - технологічний викид, яка відрізняється тим, що в нижній неперфорованій частині основної підйомної труби встановлена додаткова перфорована гідравлічними каналами підйомна труба, верхній кінець якої закріплений на основній підйомній трубі з можливістю гідравлічного сполучення її порожнини з затрубним простором свердловини, а її нижній кінець встановлений в пакеруючому пристрої, який закріплений в основній підйомній трубі і герметично розділяє порожнину свердловини від кільцевої порожнини, яка утворена основною і додатковою підйомними трубами.

На кресленнях представлена принципова конструктивно-технологічна схема заявленої ОТП, де на фіг.1 її представлено у статичному стані, на фіг. 2 - у проміжному стані в процесі запуску в роботу і на фіг.3 - в процесі режимної експлуатації.

ОТП містить встановлену в експлуатаційній колоні 1 підйомну трубу 2 (ПТ) з утворенням між ними затрубного простору 3 (ЗП). В нижній частині ПТ 2 додатково встановлена підйомна труба 4, яка перфорована диспергуючими калібрувальними гідравлічними каналами 5 (КГК). Верхній кінець труби 4 закріплений на ПТ 2 з можливістю гідравлічного сполучення її прохідного каналу з ЗП 3 свердловини, а її нижній кінець встановлений в пакеруючому пристрої 6, який закріплений на ПТ 2 і герметично розділяє порожнину 7 свердловини від кільцевої порожнини 8 (КП), яка утворена ПТ 2 і трубою 4. На ПТ 2 на участку, який розміщений над трубою 4, розміщено ряд пускових газліфтних клапанів 9 (ПГК) і калібрувальних гідравлічних каналів 10 (КГК). На надземних частинах ПТ 2 і експлуатаційної колоні 1 встановлені відповідно технологічні прийом 11 і викид 12.

Робота ОТП здійснюється наступним чином:

У статичному стані (фіг.1) експлуатаційна колона 1 і ПТ 2 повністю заповнені нафтою (умовно).

Запуск ОТП в роботу здійснюється у два етапи.

На першому етапі (фіг. 2) при подачі робочого газу під тиском  $P$  в технологічний прийом 11 нафта із верхньої частини ПТ 2 витісняється в ЗП 3 через ПГК 9 і КГК 10 (показано стрілками), із якого через викид 12 нафта поступає на поверхню в систему нафтогазозбору.

По мірі зниження рівня нафти в ПТ 2 і ЗП 3 газ поступає через ПГК 9 і КГК 10 в ЗП 3, де проходить розгазування нафти до необхідної якості і її подальше викидування із ЗП 3 на поверхню.

В кінцевому стані першого етапу роботи ОТП рівень нафти в ПТ 2 і трубі 4 знижується до рівня  $H_1-H_1$ , який знаходиться в зоні закріплення труби 4 на ПТ 2. При цьому ПГК 9 закриваються і газ через них не поступає в ЗП 3, а частина газу через КГК 10 продовжує поступати в ЗП 3 з метою диспергації нафтогазової суміші і покращення ефективності її транспортування по ЗП 3 до викиду 12. Тиск  $P_1$  газу в ПТ 2 на рівні  $H_1-H_1$  є більшим від тиску  $P$  газу на прийомі 11 за рахунок збільшення його ваги внаслідок стиснення, але тиск  $P_2$  газу в ЗП 3 є меншим від тиску  $P_1$  газу на величину газодинамічних втрат в КГК 10.

Таким чином, на першому етапі роботи ОТП за рахунок газодинамічних втрат газу в КГК 10 має місце зменшення його тиску в ЗП 3, що забезпечує збільшення припливу нафти із продуктивного пласта в свердловину.

Віддаль між ПГК 9 і КГК 10 при заданому тиску  $P$  визначається протитиском, який створюється перетиснутим об'ємом нафти із ПТ 2 в ЗП 3. Наприклад, при застосуванні в якості ПТ 2 стандартних насосно-компресорних труб діаметром 73 мм з внутрішнім діаметром 62 мм і в якості експлуатаційної колоні 1 стандартних труб діаметром 122 мм співвідношення їх об'ємів відповідає 1:3, внаслідок чого 1 погонний метр перетиснутої із ПТ 2 в ЗП 3 нафти займе в ньому висоту  $\approx 0,33\text{ м}$ . Перетиснутий із ПТ 2 стовп рідини висотою 0,33 м додається до 1 м стовпа рідини, який є в ЗП 3, внаслідок чого загальна висота протидіючого стовпа нафти в ЗП 3 складе 1,33 м.

Таким чином, віддаль між ПГК 9 і КГК 10 при заданому тиску  $P$  газу, рівному, наприклад, 80 ат, визначається співвідношенням  $(80:1,33) \cdot 10 \approx 600$  м, внаслідок чого загальна кількість ПГК 9 чи КГК 10 на участку ПТ 2 рівному, наприклад, 2400 м, складе 4 штуки, що є приблизно в 2,0-2,5 рази меншим в порівнянні з відомим газліфтным підйомником. Зменшення кількості КГК 10 забезпечує відповідне зменшення через них витрати робочого газу, особливо через верхні КГК 10, оскільки витрата через них робочого газу є надлишковою до необхідної витрати. Внаслідок зменшення витрати газу через верхні КГК 10 забезпечується можливість подачі необхідного об'єму газу до нижчорозміщених КГК 10 і ПГК 11, що обумовлює можливість збільшення глибини продувки свердловини і її дебіту.

У другому етапі (фіг.3) рівень нафти під дією тиску  $P_1$  в трубі 4 і тиску  $P_2$  в ЗП 3 знижується від значення  $H_1-H_1$  до значення  $H_2-H_2$ , яке відповідає глибині розміщення пакеруючого пристрою 6. При цьому нафта із кільцевої порожнини 8 через КГК 5 перетискається в трубу 4 і далі в ЗП 3, а нафта із ЗП 3 також поступає в трубу 4 через її нижній прийом. Робочий газ, який поступає в трубу 4 через КГК 5 після перетиснення в неї нафти, проводить її розгазування і подальше транспортування по ЗП 3 до викиду 12. Тиск робочого газу в трубі 4 збільшується від значення  $P_1$  до значення  $P_2$ , яке визначається загальним тиском ліфтуючого газонафтового потоку по трубі 4 і далі по ЗП 3 (показано стрілками). Тиск  $P_4$  в ЗП 3 на рівні  $H_2-H_2$  є меншим від тиску  $P_3$  на рівні  $H_2-H_2$  на величину газодинамічних втрат в КГК 5. Це забезпечує відповідне зниження тиску робочого газу на пласт і, як наслідок, збільшення припливу нафти із продуктивного пласта у свердловину і її дебіту.

Віддалі між КГК 5 на трубі 4 і їх кількість визначається співвідношенням об'ємів кільцевого простору 8 і труби 4. При використанні стандартних труб діаметром 48 мм для труби 4 і труб 73 мм для підйомної труби 2 співвідношення їх об'ємів відповідає  $\approx 1,8:1,1$  або  $1,64:1$ , що є суттєво вигіднішим в порівнянні з аналогічним співвідношенням для відомого газліфтного підйомника, що відповідає  $3:1$ .

Віддаль між КГК 5 на трубі 4 при тиску робочого газу  $P_2 > P_1 = 90$  ат визначається співвідношенням  $(90:1,64) \cdot 10 \approx 550$  м, що є приблизно в 2-2,5 рази більшим в порівнянні з відомим газліфтным підйомником.

Кількість КГК 5 на трубі 4 при довжині труби 4 рівній 2200 м складає 4 штуки, а їх загальна кількість на ОТП складає  $4+4=8$  шт. (при глибині свердловини  $2400+2200 = 4600$  м), що є в 2,5 рази меншим від їх кількості у відомому газліфтному підйомнику (20-25 шт.).

Таким чином, заявлена ОТП дозволяє збільшити дебіт свердловини за рахунок зменшення тиску на пласт на величину газодинамічних втрат в КГК 10, ПГК 9 і КГК 5. Зменшення кількості КГК 10 і КГК 5 дозволяє суттєво зменшити витрату робочого газу.

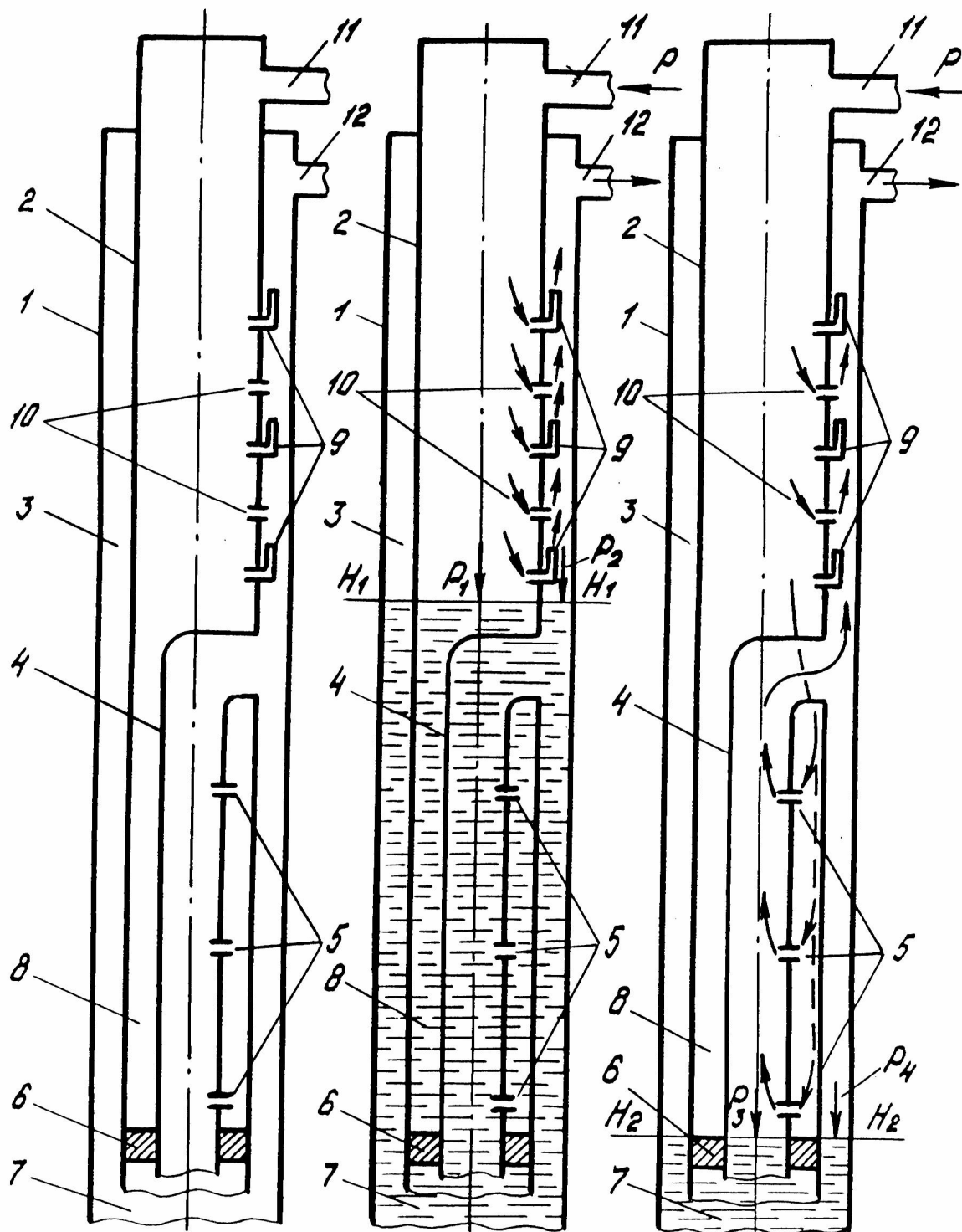


Fig. 1

Fig. 2  
Fig. 3

---

Тираж 50 екз.

Відкрите акціонерне товариство «Патент»  
Україна, 88000, м. Ужгород, вул. Гагаріна, 101  
(03122) 3 – 72 – 89      (03122) 2 – 57 – 03

---