



УКРАЇНА

(19) UA

(11) 49030

(13) C2

(51) 6 E21B43/00

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІОПИС
ДО ПАТЕНТУ НА ВИНАХІД

(54) СПОСІБ РОЗРОБКИ НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО ПОКЛАДУ

1

2

(21) 99020861

(22) 16 02 1999

(24) 16 09 2002

(46) 16 09 2002, Бюл. № 9, 2002 р.

(72) Бікман Єфім Семенович, Хоминець Зіновій Дмитрович, Фик Ілля Михайлович, Лісовський Валерій Савович, Холодюк Василь Дмитрович, Резуненко Володимир Іванович, Гереш Петро Андрійович, Дмитровський Мирослав Йосипович, Слесар Петро Федорович, Ткач Олег Іванович, Слівканич Володимир Семенович, Кирипенко Василь Федорович, Артьомов Володимир Іванович, Мороз Анатолій Іванович, Куль Адам Йосипович, Сілецький Андрій Олександрович, Сеняшин Ярослав Іванович, Матвеев Ігор Максимович, Олексюк Володимир Іванович, Садовський Микола Іванович, Євдощук Микола Іванович

(73) Дочірня компанія "Укргазвидобування" Український науково-дослідний інститут природних газів /філія/

(56) А С СРСР № 972051, М Кл E21B43/00, 1982

Патент SU №1797646, М Кл E21B43/00, 1993

Міжнародна публікація WO 95/29322, М Кл E21B43/25,28/00/21/14, 1995

(57) Спосіб розробки нафтогазоконденсатного покладу, який включає попереднє осушення і створення критичної насиченості порового простору зон депресійних воронок свердловин шляхом критичного насичення пористого середовища гомогенною рідиною, який відрізняється тим, що свердловини освоюють з використанням струмінного апарата, створюють критичні депресії, які забезпечують винос рідини з вибою, виходячи із співвідношення

$$P_B < (0,01 \pm 0,007) \cdot \frac{T_B \cdot Z}{d^2} \cdot \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B\Delta P^2}}{2B},$$

$$\text{де } \Delta P^2 = P_{\text{пл}}^2 - P_B^2,$$

де

 T_B і P_B - температура і тиск на вибої свердловини, К, МПа, Z - коефіцієнт надстисливості газу при P_B і T_B , A, B - коефіцієнти фільтраційних опорів пласта, d - внутрішній діаметр НКТ, см, $P_{\text{пл}}$ - пластовий тиск, МПа

Винахід відноситься до області нафтогазовидобувної промисловості і може бути використаний при розробці нафтогазоконденсатних покладів

Відомий спосіб розробки нафтогазоконденсатного покладу (дивись патент України № 19226 опублікований Бюл. № 6 від 97 12 25), який включає обробку пласта вуглеводневим розчинником і водним розчином поверхнево-активних рідин (ПАР). При цьому вуглеводневий розчинник і водний розчин ПАР одержують в пласті за рахунок розкладання при пластових термодинамічних умовах гомогенною рідиною, яку закачують в пласт, а які гомогенну рідину використовують водний розчин гідрокарбонату амонію 15 - 26% концентрації. Однак, в умовах пластових тисків нижче гідростатичних виникають ускладнення при освоєнні свердловин. Так, заповнену рідиною свердловину при пластовому тиску нижче гідростатичного освоїти можна, наприклад, газліфтним способом, або іншим способом (із застосуванням насосів і т.п.) В

умовах постійного припливу рідини, що характерно для газоконденсатних свердловин, експлуатація їх без використання цих способів неможлива. Слід відмітити, що застосування цих способів для експлуатації газоконденсатних свердловин ускладнене труднощами при встановленні технологічного режиму, а також при їх облаштуванні.

Задачею винаходу є підвищення ефективності технології збільшення конденсатовіддачі пласта за рахунок запобігання втрат важких вуглеводнів в зонах депресійних воронок свердловин.

Для вирішення поставленого завдання у л/спосіб розробки нафтогазоконденсатного покладу, який включає попередню осушку і створення критичної насиченості порового простору зон депресійних воронок свердловин шляхом критичного насичення пористого середовища гомогенною рідиною, згідно з винаходом свердловини освоюють з використанням струменевого апарата, за допомогою якого створюють критичні депресії, які за-

(13) C2

(11) 49030

(19) UA

безпечують винесення рідини з вибою, виходячи із співвідношення

$$P_B \cdot (0.01 + 0.007) \cdot \frac{T_B \cdot Z}{d^2} \cdot \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B\Delta P^2}}{2B}$$

T_B, P_B - температура і тиск на вибої свердловини, К, МПа,

Z - коефіцієнт надстисливості газу при T_B, P_B ,

d - внутрішній діаметр НКТ, см,

A, B - коефіцієнти фільтраційних опорів пласта

Сутність винаходу полягає у створенні депресій на пласт, які забезпечують винесення рідини, облаштуванні свердловин струменевим апаратом, який забезпечує освоєння і відкачку рідини, яка поступає на вибій. Це дозволяє в більш короткий період відібрати надлишки рідини, необхідні для докритичного насичення порового простору і здійснювати подальшу експлуатацію свердловини в умовах двофазності потоку газорідинної суміші (ГРС) і низьких швидкостей потоку ГРС, які не забезпечують винесення рідини за рахунок природного фонтанування. Технологічні параметри роботи струменевого насоса вибирають з умови швидкості потоку ГРС, який забезпечує винесення рідини з вибою. При цьому критична швидкість становить 5 - 7 м/с (Коротчаєв Ю. П., «Експлуатація газових родовищ», М. Надра, 1975).

Аналітична швидкість (V_B) на вибої газоконденсатної свердловини визначається за формулою

$$V_B = 0.051 \cdot \frac{T_B \cdot Z \cdot q}{P_B \cdot d^2} \quad (1)$$

де T_B, P_B - температура і тиск на вибої свердловини, К, МПа,

Z - коефіцієнт надстисливості газу при T_B, P_B ,

q - потужність свердловини, тис м³/добу,

d - внутрішній діаметр НКТ, см,

Визначаючи дебіт свердловини та виходячи із двочленного закону припливу

$$P_{пл}^2 - P_B^2 = Aq + Bq^2 \quad (2)$$

де $P_{пл}$ - пластовий тиск, МПа,

A, B - коефіцієнти фільтраційного опору

і підставивши критичні значення швидкості (5 - 7 м/с) одержимо обмеження по вибійному тиску, який забезпечує винесення рідини з вибою

$$P_B \cdot (0.01 + 0.007) \cdot \frac{T_B \cdot Z}{d^2} \cdot \frac{(-A + \sqrt{A^2 + 4B\Delta P^2})}{2B} \quad (3)$$

де $\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_B^2$

Таким чином, регулюючи режим експлуатації струменевого апарату шляхом зміни подачі робочого агента, можна створювати депресію (ΔP^2) на вибої, яка задовольняє умові (3), а також, яка забезпечує розробку пласта і винос рідини

Тиск на вибої можна заміряти шляхом спуску глибинного манометра на вибій

На фіг. показано технологічну схему експлуатації таких свердловин із використанням глибинних струминних апаратів, яка може бути більш ефективною. Згідно з технологічною схемою в корпусі насоса вздовж осі НКТ зроблено наскрізний прохідний канал 7, який при необхідності перекривається герметизуючим вузлом 8, через який про-

пускається каротажний кабель 9 геофізичним приладом 10. Установка працює наступним чином: Пакер 2 встановлюють над продуктивним пластом 12. На кабелі 9 спускають герметизуючий вузол 8 і геофізичний прилад 10. У затрубний простір закачують робочий агент - газ високого тиску. Із затрубного простору робочий агент потрапляє в активне сопло 4 струминного насоса. Виходячи із сопла, струмінь робочого газу захоплює (підсмоктує) газорідину суміш із під пакера шляхом зниження тиску нижче насоса під пакером. Знижений тиск через вхід 11 передається в надпакерний простір і створює депресію на пласт. В результаті пластова рідинно-газова суміш потрапляє через вхід 11 в струминний насос, де змішується з робочим агентом в камері змішування 5 і через дифузор 6 потрапляє в НКТ вище герметизуючого вузла, а далі по колоні НКТ-на поверхню.

Газліфтний спосіб експлуатації свердловин полягає у введенні в потік рідини додаткового газу для зменшення середньої питомої ваги газорідинної суміші та забезпечення її виносу на поверхню.

Слід відмітити, що відкачка надлишків робочої рідини з допомогою струменевого насоса дозволяє освоїти і експлуатувати свердловини в умовах накопичення рідини на вибої при низьких пластових тисках. Крім того, створення критичних депресій на пласт дозволить забезпечити більш сприятливі умови фільтрації в при-вибійній зоні пласта.

Реалізація способу здійснювалася виходячи із умов роботи св. № 3 Тимофіївського НГКР. Параметри свердловини: глибина $H = 3944$ м, інтервал перфорації 3897 - 3933 м, глибина спуску НКТ $L = 3888$ м, пластовий тиск $P_{пл} = 15.4$ МПа, вибійний тиск $P_{вб} = 11.87$ МПа, дебіт газу $q = 15$ тис м³/добу, вибійна температура $T_B = 383$ К, внутрішній діаметр НКТ $d_{нкт} = 6.2$ см, коефіцієнти фільтраційних опорів $A = 2.49$ МПа²/тис м³/добу, $B = 0.01$ МПа²/тис м³/добу, коефіцієнт надстисливості при P_B і $T_B - Z = 0.88$. Перевіримо умову згідно з формулою (3)

$$P_B \cdot (0.01 + 0.007) \cdot \frac{T_B \cdot Z}{d^2} \cdot \frac{(-A + \sqrt{A^2 + 4B\Delta P^2})}{2B}$$

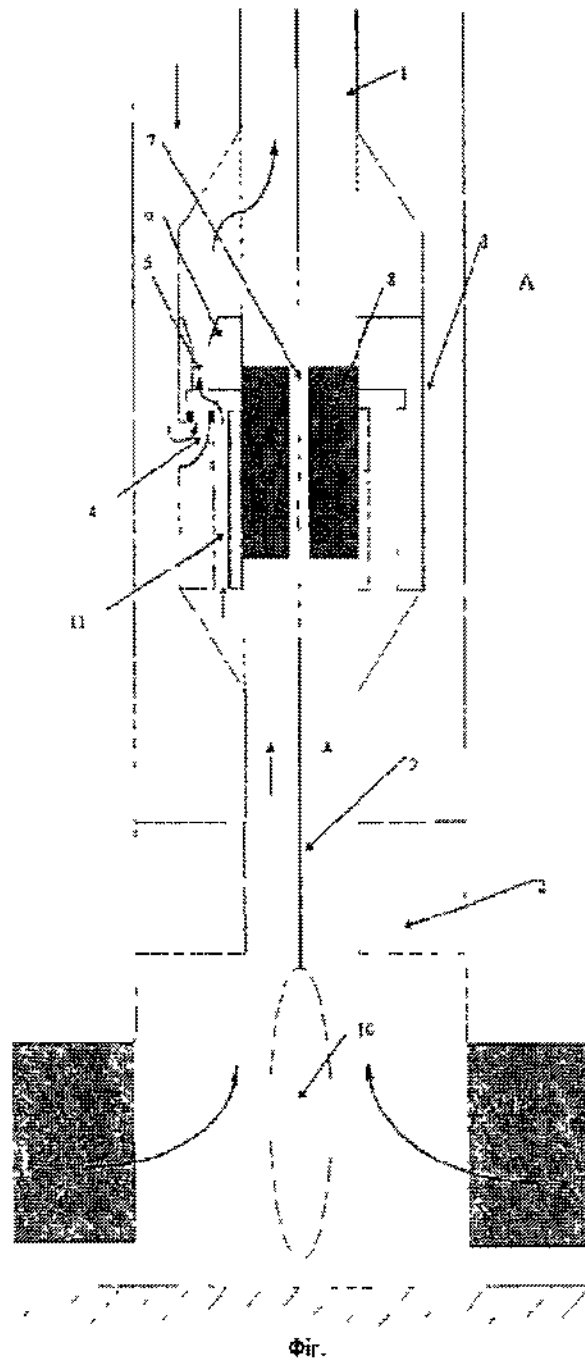
Після підстановки значень параметрів одержимо $P_{вб} = 1.32 \div 0.92$ МПа, що більше $P_{вб, ср}$, а це означає, що рідина з вибою не виноситься і свердловина фонтанувати не може.

Після обладнання свердловини струменевим апаратом (рідинним ежекторним пристроєм), опустивши його на глибину вище інтервалу перфорації на 10 - 20 м ($H_{сп} = 3887 - 3877$ м) і видаливши рідину з вибою можна забезпечити зниження вибійного тиску з 11.8 до 6.8 МПа (на 5 МПа) при стовпі рідини 1000 м при її густині 0.5 г/см³. При цьому розрахунковий вибійний тиск становитиме 7 - 5 МПа, так як видалення рідини приведе до збільшення депресії на 5 МПа і, як наслідок, дебіту до 80 тис м³/добу, що в свою чергу знизить коефіцієнт фільтраційного опору A з 2.49 до 0.67 МПа²/тис м³/добу. Таким чином, видаливши рідину з вибою з допомогою струменевого апарату, досягаються умови фонтанування свердловин, що підвищує поточну і кінцеву вуглеводневідачу покладу.

Прибуток (економічний ефект) від реалізації способу можна оцінити наступним чином. Так, згідно способу по патенту № 19226 додатковий видобуток конденсату за рахунок активної взаємодії на пористе середовище з метою вилучення конденсату, який випав і докритично наситивши зону депресійної воронки у розглянутому прикладі склав 1 13 тис т на 1 свердловину. У випадку низького пластового тиску (нижче гідростатичного) освоєти свердловину за рахунок природного фонтанування є неможливим. Тому у таких випадках говорити про ефективність технології активної взаємодії на зони депресійних воронок свердловин можливо лише при умові наявності технології, яка б дозволила освоєвати такі свердловини. Роз-

глянутий вище спосіб із застосуванням струменевого апарату дозволить реалізувати технологію активної взаємодії на пористе середовище зон депресійних воронок свердловин в повній мірі, забезпечивши додатковий видобуток конденсату із розрахунку 1 13 тис т/свердл.

Із врахуванням промислових втрат на реалізацію технології на одній свердловині в розмірі 25% прибутку при існуючій ціні на конденсат 4 тис руб/т складає економічний ефект $1 13 \cdot 10^3 \text{ т/св} \times 4 \text{ тис грн/т} \times 0 75 = 3 39 \text{ млн руб/св}$. Для умов гор В - 16 і В - 17 Тимофіївського НГКР, на якому є 12 свердловин, ефективність може становити 40 - 45 млн грн.



ДП «Український інститут промислової власності» (Укрпатент)
вул. Сим'ї Хохлових, 15, м. Київ, 04119, Україна
(044) 456 – 20 – 90

ТОВ «Міжнародний науковий комітет»
вул. Артема, 77, м. Київ, 04050, Україна
(044) 216 – 32 – 71