

Корисна модель відноситься до технології розробки родовищ нафти і газу з використанням горизонтальних свердловин, бокових горизонтальних свердловин та багатовибірних свердловин з наявністю протяжного горизонтального ствола і може бути застосована у нафтогазовидобувній промисловості для підвищення нафтогазоконденсатовіддачі продуктивних пластів і підвищення кінцевого коефіцієнта вилучення вуглеводневих флюїдів.

Розробка родовищ за допомогою вертикальних свердловин у більшості випадків не дозволяє досягти коефіцієнта нафтогазоконденсатовіддачі пластів більше 0,3-0,4 у зв'язку з наявністю невідпрацьованих ділянок колектора, розміщених між свердловинами, затухання фільтрації на віддаленні від осі свердловини, неоднорідності колектора тощо. Основними недоліками використання вертикальних свердловин для розробки нафтових родовищ (особливо в карбонатних породах з розвинутою вертикальною тріщинуватістю) є те, що більше 45-55% запасів вуглеводів залишається у пласті, крім того, відбувається раннє обводнення з утворенням верхніх конусів за рахунок нерівномірного просування контура нафтоносності, залишаються невідпрацьовані ділянки покладів між видобувними і нагнітальними свердловинами.

У зв'язку з вищезазначеним та з метою підвищення кінцевого коефіцієнта вилучення вуглеводнів протягом останніх років на родовищах усе частіше застосовують горизонтальні та бокові горизонтальні свердловини з наявністю протяжного горизонтального ствола. На сьогодні досягнуто значного прогресу у технології будівництва горизонтальних свердловин та бокових горизонтальних свердловин: збільшується їх глибина, відпрацьовано методику успішного попадання ствола свердловини у пласти малої товщини та основні принципи технології проходження стволом горизонтальної ділянки [1]. Основною перевагою горизонтальних свердловин є наявність протяжної зони дренажування пласта, що дозволяє суттєво підвищити охоплення об'єкта розробкою при мінімальних депресіях. Але досягти максимального (проектного) коефіцієнта вилучення вуглеводнів при використанні горизонтальних свердловин також проблематично через технічні можливості свердловин. Депресія, що створюється у горизонтальному стволі свердловини, поширюється нерівномірно зі зниженням до вибою горизонтальної свердловини. Максимальний приток флюїду виникає на початку увігнутої частини горизонтальної свердловини, де і відбувається випереджувальне обводнення більшості горизонтальних свердловин з наступною втратою продуктивності свердловини [2].

Відомі також способи розробки нафтових і газових родовищ з використанням вертикальних і горизонтальних свердловин. Особливості нафтовитіснення в системі вертикальних і горизонтальних свердловин досліджувалися на фізичних моделях тріщинно-порового пласта. На різних типах колекторів моделювався сегмент нагнітальних та видобувних горизонтальних свердловин з різним розміщенням тріщин і різним їх розміром. Було встановлено, що максимальні величини коефіцієнта нафтовилучення характерні для свердловин, які розташовані поперек тріщин у гідрофільному колекторі. Для гідрофобного колектору при розташуванні тріщин поперек "наскрізних" тріщин отримано як найменший безводний період, так і найменший коефіцієнт нафтовилучення. Аналіз лабораторних досліджень і фактичних показників експлуатації свердловин дозволяє оцінити приріст кінцевого коефіцієнта нафтовилучення за рахунок буріння горизонтальних свердловин різної довжини, різного розміщення їх до лінії закачування в порівнянні з вертикальними свердловинами [3].

Найближчим за технічною суттю, вибраний як прототип, є спосіб раціональної експлуатації нафтового або газового родовища, що включає буріння у продуктивному пласті до кожної експлуатаційної свердловини дренажних (вертикальних) свердловин, причому дренажні свердловини у продуктивному пласті закінчують горизонтальним стволом, а останній гідравлічно сполучають з фільтровою зоною експлуатаційної свердловини, після герметизації дренажної свердловини обсадні труби вилучають і останню використовують як дренажну чи нагнітальну [4].

Недоліком зазначеного відомого способу є те, що гідравлічне сполучення видобувної свердловини з горизонтальним стволом відбувається на згині горизонтального ствола свердловини, де виникає максимальний приток флюїдів, а також відбувається і найбільше обводнення, що ускладнює роботу свердловини. Крім того, враховуючи анізотропію та дифузійні властивості пластової системи, інтенсивний режим фільтрації буде сприяти руйнуванню пористого середовища колектора, що спричинить появу піщаних та глинистих пробок та може призвести до негативних наслідків, зокрема втрати горизонтальної частини свердловини.

В основу корисної моделі поставлена задача створення способу підвищення нафтогазоконденсатовіддачі пласта, який розробляють з використанням гідравлічно сполучених горизонтальної і щонайменше однієї вертикальної свердловин шляхом розміщення вертикальної свердловини таким чином, щоб забезпечити можливість проведення ремонтних та водоізоляційних робіт, робіт з ліквідації піщаних та глинистих пробок і робіт зі стимулювання припливу пластових флюїдів у горизонтальну свердловину, що дозволить продовжити строк експлуатації горизонтальної свердловини та забезпечити максимальне вилучення вуглеводнів з продуктивного пласта.

Поставлена задача вирішується за рахунок того, що у способі підвищення нафтогазоконденсатовіддачі пласта, що включає буріння горизонтальної свердловини, буріння щонайменше однієї вертикальної свердловини, забезпечення гідравлічного зв'язку між свердловинами, згідно з корисною моделлю вертикальну свердловину або декілька вертикальних свердловин розміщують безпосередньо у горизонтальному необсадженому стволі, при цьому місце розміщення, допустиму відстань між вертикальними свердловинами та їх кількість визначають з урахуванням довжини горизонтального необсадженого ствола, колекторських властивостей пласта, фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів і продуктивності горизонтальної свердловини.

Розміщення вертикальної свердловини безпосередньо у стволі горизонтальної свердловини дозволить забезпечити можливість проведення ремонтно-водоізоляційних робіт шляхом закачування тампонуєчої рідини через вертикальну свердловину в обводнену ділянку горизонтального ствола, робіт з ліквідації піщаних та глинистих пробок у горизонтальному стволі і робіт зі стимулювання припливу пластових флюїдів у горизонтальну свердловину шляхом закачування через вертикальну свердловину необхідних реагентів та виносом продуктів реакції через вертикальну свердловину.

Суть корисної моделі пояснюється кресленням, де зображено схему розміщення вертикальних свердловин у горизонтальному стволі (вертикальний розріз).

Спосіб реалізують наступним чином.

Після завершення буріння горизонтальної свердловини проводять дослідження колекторських властивостей пласта, фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів і продуктивності горизонтальної свердловини. На основі одержаних даних та з урахуванням довжини горизонтального необсадженого ствола розраховують місце розміщення, допустиму відстань між вертикальними свердловинами та їх кількість. Визначену кількість вертикальних свердловин забурюють у горизонтальний ствол та гідравлічно сполучають з фільтраційною зоною горизонтального ствола. Далі проводять гідродинамічні дослідження свердловин і запускають їх у роботу.

У разі виникнення ускладнень під час експлуатації горизонтальної свердловини з використанням вертикальних свердловин можуть бути проведені додаткові технологічні операції, зокрема:

- укріплення стінок необсадженого горизонтального ствола шляхом закачування тампонуєчої рідини;
- проведення ремонтно-водоізоляційних робіт шляхом закачування тампонуєчої рідини в обводнену ділянку горизонтального ствола;
- проведення робіт з ліквідації піщаних та глинистих пробок, утворених у горизонтальному стволі;
- проведення робіт зі стимулювання припливу пластових флюїдів у горизонтальну свердловину шляхом закачування необхідних реагентів тощо.

Таким чином, спосіб, що пропонується, дозволяє продовжити строк експлуатації горизонтальної свердловини та забезпечити максимальне вилучення вуглеводнів з продуктивного пласта.

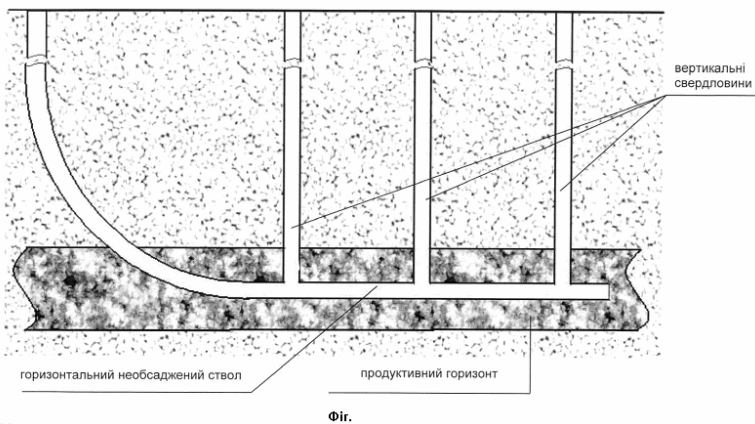
Джерела інформації:

1. Досвід і проблеми спорудження горизонтальних свердловин в Україні. Нафтова і газова промисловість / В.М. Карпенко, В.В. Кравець, В.М. Стасенко// Нафт, і газова пром-ть. - 2006 - №5. – с.13-15.

2. Прогноз ефективності бурення горизонтальної скважини / М. Салихов, Р. Шайхутдинов, Р. Рафиков, Н. Ситдигов// Бурение и нефть. - 2006 - №10. - с.13-15.

3. Лабораторные исследования по оценке коэффициентов нефтеизвлечения при фильтрации к "вертикальным" и "горизонтальным" скважинам /Р.М. Курамшин// Нефтепромысловое дело. - 2006 - №11. - с.45-53.

4. Патент України №44016, МПК⁸ E21B7/04, E21B7/04, 2002.



Фиг.