

Винахід відноситься до нафтогазовидобувної промисловості, зокрема технологій інтенсифікації видобутку нафти та підвищення кінцевої нафтовіддачі пластів.

Відомий спосіб підвищення нафтовіддачі пластів, що включає циклічну зміну фільтраційних потоків шляхом переведення видобувних свердловин в нагнітальні і навпаки [Справочник по нефтепромышленной геологии/Н.Е.Быков, А.Я.Фурсов, М.И.Максимов и др.; Под ред. Н.Е.Быкова, М.И.Максимова, А.Я.Фурсова - М.: Недра, 1981. - 525с. (с.476)].

Недоліком цього способу є неможливість підвищення нафтовіддачі в умовах суттєвої неоднорідності колекторів так, як незалежно від напрямку нагнітання агент, що нагнітають, рухається по високопроникним інтервалам пласта.

Відомий спосіб підвищення нафтовіддачі пластів шляхом регулювання профілів приймальності нагнітальних свердловин [Поддубный Ю.А. Современное состояние и приоритеты развития физико-химических технологий увеличения охвата пластов заводнением. В кн. Проблемы повышения нефтеотдачи пластов. М.: ОАО типография "Нефтяник", 2002, с.77-93].

Недоліком цього способу є неможливість регулювання напрямків руху води на об'єктах розробки, що експлуатуються на природних режимах без підтримання пластового тиску.

Відомі також способи інтенсифікації видобутку впливом на привибійну зону пласта, наприклад солянокислотною обробкою або гідравлічним розривом пласта [Справочное руководство по проектированию разботки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. Ред. Ш.К.Ниматудинова/ Р.С.Андриасов, И.Т.Мищенко, А.И.Петров и др. - М.: Недра, 1983. - 455с. (с.313-360)].

Недоліком цих способів є велика вірогідність разом з підвищенням рівня видобутку отримати зниження кінцевої нафтовіддачі через збільшення неоднорідності в привибійній зоні пласта, яке призводить до виключення з роботи малопроникних інтервалів пласта і відповідно до зниження повноти вилучення нафти з них.

Задачею винаходу є збільшення нафтовіддачі пласта шляхом регулювання інтенсивностей фільтраційних потоків нафти та води на видобувних свердловинах.

Слід зазначити, що внаслідок здійснення технологічних дій за винаходом досягається не тільки інтенсифікація видобутку нафти по покладу, але й зростає кінцева нафтовіддача пласта. Так, інтенсифікація видобутку нафти може бути досягнута шляхом підвищення відбору нафтонасичених інтервалів пласта. Однак для того, щоб це не призвело до зменшення кінцевої нафтовіддачі, а навпаки забезпечило її ріст, таке підвищення повинно супроводжуватись вирівнюванням інтенсивностей відбору нафти і води з свердловин об'єкта розробки.

Для цього, відповідно до винаходу, визначають відношення дебітів фільтраційних потоків нафти та води до їх середніх значень по покладу відповідно, та у свердловинах, де відношення дебіту води до його середнього значення по покладу більше одиниці, зменшують приплив пластових вод, а у тих свердловинах, де вказане відношення не перевищує одиниці, за умови, що відношення дебіту нафти до його середнього значення по покладу менше одиниці, інтенсифікують відбір нафти. Як наслідок, вказані дії забезпечують вирівнювання інтенсивності фільтраційних потоків по всьому об'єкту розробки.

У свердловинах, де інтенсивність фільтраційного потоку води не перевищує одиниці, а інтенсивність фільтраційного потоку нафти більше або дорівнює одиниці, також може бути інтенсифіковано відбір нафти.

Під інтенсивністю фільтраційних потоків в окремій свердловині розуміємо відношення відбору (дебіту) нафти або води із свердловини до його середнього значення по покладу.

Середній дебіт по покладу визначають як середньо арифметичне від дебіту по задіяним видобувним свердловинам.

В таблиці 1, як приклад, наведено залежність впливу на привибійну зону свердловини від інтенсивності фільтраційних потоків нафти та води, яку було застосовано для свердловин першого блоку Долинського родовища.

Таблица 1

Залежність впливу на привибійну зону свердловини
від інтенсивності фільтраційних потоків нафти та води по свердловинам першого блоку
Долинського родовища

№св,	Дебіт, т на місяць		Інтенсивність фільтраційних потоків		Вплив на привибійну зону свердловин
	нафти	води	нафти	води	
222	225,0	1261,2	1,31	1,19	Зменшення припливу пластових вод
225	498,7	3218,9	2,91	3,05	Зменшення припливу пластових вод
228	40,5	170,3	0,24	0,16	Інтенсифікація відбору нафти
230	464,5	4664,1	2,71	4,42	Зменшення припливу пластових вод
240	137,0	236,7	0,80	0,22	Інтенсифікація відбору нафти
241	51,8	356,9	0,30	0,34	Інтенсифікація відбору нафти
264	0,7	2,3	0,01	0,01	Інтенсифікація відбору нафти
311	66,5	457,1	0,39	0,43	Інтенсифікація відбору нафти
315	16,4	134,5	0,10	0,13	Інтенсифікація відбору нафти
325	17,5	48,0	0,10	0,05	Інтенсифікація відбору нафти
344	364,2	1144,4	2,12	1,08	Зменшення припливу пластових вод
345	6,8	33,9	0,04	0,03	Інтенсифікація відбору нафти
350	495,2	3211,7	2,89	3,04	Зменшення припливу пластових вод
353	182,8	1900,3	1,07	1,80	Зменшення припливу пластових вод
354	135,9	625,2	0,79	0,59	Інтенсифікація відбору нафти

355	390,8	2656,8	2,28	2,52	Зменшення припливу пластових вод
693	1,2	14,3	0,01	0,01	Інтенсифікація відбору нафти
708	20,9	93,3	0,12	0,09	Інтенсифікація відбору нафти
716	154,3	636,6	0,90	0,60	Інтенсифікація відбору нафти
802	154,3	636,6	0,90	0,60	Інтенсифікація відбору нафти
823	174,5	670,2	1,02	0,63	-

Вплив на привибійну зону свердловини здійснюють будь-якими прийнятними відомими в галузі методами.

Так, для зменшення припливу води і, як наслідок, зменшення її відбору з обводнених інтервалів пласта можуть бути застосовані, наприклад, цементні мости, зшиті полімери і полімерні розчини. Використовуючи фактичні дані або методом експертних оцінок вказані технології можна упорядкувати за інтенсивністю дії. Для конкретного об'єкта розробки така упорядкованість може бути записана, наприклад, у вигляді

Цементні мости < Зшиті полімери < Полімерні розчини

Такий запис означає, що в результаті встановлення цементного мосту приплив води у свердловині стає меншим, ніж при використанні зшитих полімерів, а при використанні зшитих полімерів - меншим, ніж після полімерних розчинів.

Аналогічно, для збільшення припливу нафти і, як наслідок, збільшення її відбору можуть бути застосовані, наприклад, гідравлічний розрив пласта (ГРП), кислотна обробка (КО), перфорація, обробка поверхнево-активними речовинами (ПАР). В свою чергу, для конкретного об'єкта розробки за інтенсивністю впливу такі дії можуть бути упорядковані, наприклад, наступним чином:

ГРП > КО > перфорація > ПАР

Такий запис означає, що в результаті ГРП відбір нафти із свердловини зростає більше, ніж після КО, а після КО - більше, ніж після перфорації, і, відповідно, після перфорації - більше, ніж після обробки ПАР.

Інтенсивність зміни відбору фільтраційного потоку визначається відношенням величини відбору фільтраційного потоку після та до застосування технології, направленої на таку зміну.

Співставлення інтенсивності фільтраційного потоку з інтенсивністю зміни його відбору, що забезпечується тією чи іншою технологією дією на привибійну зону свердловини, дозволяє визначити для кожної свердловини переважну технологію збільшення або зменшення припливу фільтраційного потоку.

Так, застосування таких технологій зменшення припливу води, при яких інтенсивність зменшення відбору води із свердловини прямо пропорційна інтенсивності фільтраційного потоку води, переважне.

Також переважним є застосування технологій збільшення припливу нафти, при яких інтенсивність збільшення відбору нафти із свердловини обернено пропорційна інтенсивності фільтраційного потоку нафти.

Оскільки дотримання вищенаведених умов сприяє повноті вирівнювання фільтраційних потоків, випадок, коли інтенсивність зменшення відбору води у свердловині прямо пропорційна інтенсивності фільтраційного потоку води, а інтенсивність збільшення відбору нафти із свердловини обернено пропорційна інтенсивності фільтраційного потоку нафти, найбільш переважний.

В таблиці 2 наведений приклад кількісної оцінки змін відбору води та нафти із свердловин при застосуванні наведених вище технологій.

Таблиця 2

Технологія зміни припливу фільтраційного потоку	Інтенсивність фільтраційного потоку	Інтенсивність зміни відбору фільтраційного потоку
Технології зменшення припливу води		
	води	води
Полімерні розчини	1,20	0,83
Зшиті полімери	1,50	0,67
Цементні мости	2,00	0,50
Технології збільшення припливу нафти		
	нафти	нафти
ГРП	0,30	3,33
КО	0,60	1,67
Перфорація	0,80	1,25
ПАР	0,90	1,11

Враховуючи дані таблиці, прийнятною для вирівнювання фільтраційних потоків в пласті є така сукупність технологічних дій на об'єкті розробки: в свердловинах, які вимагають зменшення відбору води, використовують цементні мости при відношенні дебіту по воді до середнього по покладу більше 2, зшиті полімери - коли воно знаходиться в інтервалі 1,5 до 2, і полімерні розчини, якщо таке відношення менше 1,2; аналогічно, в свердловинах, які вимагають збільшення відбору нафти, де відношення дебіту нафти до середнього по покладу менше 0,3, проводять ГРП, де це відношення становить від 0,3 до 0,6 - проводять КО, де від 0,6 до 0,8 - перфорацію, де від 0,8 до 1,0 - обробку ПАР і де більше або дорівнює 1,0 - обов'язково обробку ПАР.

В таблиці 3 для першого блоку Долинського родовища наведені дані щодо прогнозованого видобутку при застосуванні сукупності технологій зменшення припливу води та збільшення припливу нафти, які необхідні для інтенсифікації видобутку нафти та підвищення кінцевої нафтовіддачі пластів за винаходом. Технологію зміни припливу фільтраційних потоків для кожної окремої свердловини з метою, по суті, повного вирівнювання фільтраційних потоків в пласті було підібрано та їх передбачуваний відбір було розраховано, базуючись на вищенаведених залежностях.

Наведений приклад переважного варіанта втілення винаходу ніяким чином не повинен розглядатися як такий, що обмежує винахід, викладений у формулі, оскільки спеціалісту в даній галузі зрозуміло, що в ньому можуть бути зроблені різні зміни, виправлення та уточнення, які не призводять до відходу від суті даного винаходу та обсягу формули, що додається.

Таблиця 3

№св,	Технологія дії	Прогнозовані результати	
		Дебіт нафти, т на місяць	Дебіт води, т на місяць
222	Полімерні розчини	225,00	1051,00
225	Цементні мости	498,70	1609,45
228	ГРП	135,00	170,30
230	Цементні мости	464,50	2332,05
240	Перфорація	171,25	236,70
241	КО	86,33	356,90
264	ГРП	2,33	2,30
311	КО	110,83	457,10
315	ГРП	54,67	134,50
325	ГРП	58,33	48,00
344	Полімерні розчини	364,20	953,67
345	ГРП	22,67	33,90
350	Цементні мости	495,20	1605,85
353	Зшиті полімери	182,80	1266,87
354	Перфорація	169,88	625,20
355	Цементні мости	390,80	1328,40
693	ГРП	4,00	14,30
708	ГРП	69,67	93,30
716	ПАР	171,44	636,60
802	ПАР	171,44	636,60
823	-	174,50	670,20

На фіг.1 та фіг.2 показаний результат практичної реалізації запропонованого способу на першому блоку Долинського родовища, що передбачав застосування наведеної у табл.3 сукупності технологій зміни припливу фільтраційних потоків до його свердловин.

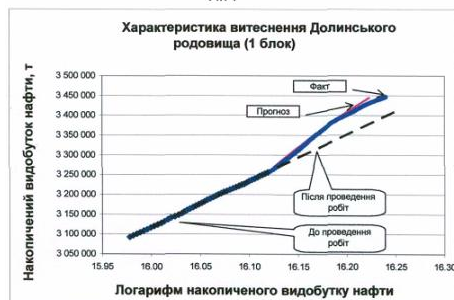
Фіг.1 ілюструє інтенсифікацію видобутку нафти по об'єкту приблизно на 40 тон нафти на добу.

На Фіг.2 показана зміна характеристики витіснення до і після проведення робіт. Злом на кривій сумарного видобутку нафти вказує на збільшення кінцевого коефіцієнта нафтовіддачі в результаті проведення робіт.

Таким чином, запропоноване вирівнювання інтенсивності фільтраційних потоків забезпечило наряду із інтенсифікацією видобутку нафти і ріст кінцевого коефіцієнта нафтовіддачі об'єкта розробки.



Фіг. 1



Фіг. 2