

Спосіб відноситься до нафтогазовидобувної промисловості і може застосовуватись для гідророзриву продуктивного пласта.

Найбільш близьким до запропонованого є спосіб гідророзриву пласта, який проводиться в два етапи: перший етап включає проведення мінігідророзриву пласта (міні-ГРП) для визначення тиску розриву і фільтраційних характеристик пласта з нагнітанням пластової води або гелю, другий етап - процес потужного ГРП з нагнітанням в пласт технологічної рідини ("наприклад, гелю) і закріплювача тріщин (ж. "Нафтова і газова промисловість", № 4, 1999, с. 28-31).

Однак при здійсненні відомого способу відбувається зниження проникності пласта навколо стовбура свердловини і навколо стінок створеної тріщини внаслідок фільтрації в нафтогазонасичений пласт технологічної рідини на водній основі.

В основу винаходу покладено завдання створити спосіб гідророзриву пласта, який за рахунок застосування нових реагентів і нового виконання дій, дозволяє обмежити фільтрацію технологічної рідини в пласт навколо стовбура свердловини і через стінки тріщин, сприяє виносу із пласта і тріщини технологічної рідини під час освоєння свердловини після гідророзриву і за рахунок цього дає можливість зберегти фільтраційні характеристики пласта, збільшити приплив нафти і газу після гідророзриву пласта, а тим самим підвищити ефективність процесу гідророзриву пласта.

Суть винаходу полягає в тому, що в способі гідророзриву пласта, що включає послідовне проведення міні-ГРП і потужного ГРП із закріпленням тріщин, міні-ГРП здійснюють нагнітанням в пласт міцелярного розчину на основі нафтових сульфонатів, який залишають в НКТ і обсадній колоні після проведення міні-ГРП, а потужний гідророзрив розпочинають із нагнітання в пласт технологічної рідини розриву (наприклад полімер-емульсійного розчину) без закріплювача для розширення і розвитку тріщин, за нею нагнітають технологічну рідину із закріплювачем тріщин.

Суттєвими відмінними ознаками винаходу є те, що міні-ГРП здійснюють нагнітанням в пласт міцелярного розчину на основі нафтових сульфонатів, а потужний гідророзрив розпочинають із нагнітання в пласт технологічної рідини розриву (наприклад полімер-емульсійного розчину) без закріплювача для розширення і розвитку тріщин, за нею нагнітають технологічну рідину із закріплювачем тріщин.

Міцелярний розчин на основі нафтових сульфонатів - ультрамікродисперсна колоїдна система, до складу якої входять нафтові сульфонати як поверхнево-активна речовина, вуглеводнева рідина і вода. Такий розчин характеризується дуже низьким значенням міжфазного натягу на межі як з нафтою, так і з водою та має достатньо високу динамічну в'язкість і структурно-реологічні властивості, чим і пояснюється його висока нафто- і водовитісна здатність. Крім цього міцелярний розчин на основі нафтових сульфонатів має солібілізуючу здатність, тобто може утримувати в об'ємі нафту і продукти відмивання привибійної зони і сприяти тим самим очищенню пласта і тріщини від технологічної рідини, що фільтрується в пласт під час проведення потужного ГРП.

Таким чином, застосування міцелярного розчину на основі нафтових сульфонатів для нагнітання його в пласт при міні-ГРП дає можливість обмежити фільтрацію технологічної рідини в пласт навколо свердловини і через стінки створеної тріщини під час послідовного проведення потужного ГРП із закріпленням тріщини, а також сприяє очищенню пласта і тріщини від технологічної рідини під час зворотної фільтрації міцелярного розчину з пласта в свердловину під час освоєння її після потужного ГРП.

Всі ці властивості міцелярного розчину на основі нафтових сульфонатів були використані під час здійснення запропонованого способу гідророзриву пласта для підвищення його ефективності.

Спосіб здійснюють таким чином. Попередньо визначають об'єм міцелярного розчину і об'ємну швидкість нагнітання його у свердловину під час проведення міні-ГРП. Ці параметри визначають, виходячи із необхідності насичення привибійної зони пласта і створення тріщини, довжина якої перевищує зону кольтматції. Свердловину підготовлюють до гідророзриву, для чого вище інтервалу перфорації встановлюють насосно-компресорні труби (НКТ) і пакер (при необхідності), обладнують устя спеціальною арматурою. Після цього приступають до проведення гідророзриву пласта в такій послідовності: спочатку здійснюють міні-ГРП з нагнітанням в пласт розрахованої кількості міцелярного розчину на основі нафтових сульфонатів. Після нагнітання міцелярного розчину свердловину закривають для стабілізації тиску і заміряють темп зниження тиску. На основі результатів міні-ГРП визначають фільтраційні характеристики пласта, тиск розкриття тріщин, розміри створеної тріщини і уточнюють технологічні параметри потужного ГРП. Після цього проводять потужний ГРП із закріпленням тріщин, розпочинаючи його із нагнітання в пласт міцелярного розчину, що залишають в НКТ і обсадній колоні після проведення міні-ГРП. Безпосередньо за міцелярним розчином нагнітають в пласт технологічну рідину розриву без закріплювача для розширення і розвитку тріщини, за нею нагнітають технологічну рідину із закріплювачем тріщин, наприклад, полімерно-емульсійний розчин з кварцовим піском.

Після потужного ГРП свердловину закривають для стабілізації тиску і записують при цьому зниження тиску в часі. Потім піднімають НКТ з пакером, заміряють глибину вибою і при необхідності промивають свердловину від залишків закріплювача тріщини, виконують термометричні дослідження для визначення інтервалу створення тріщини, спускають НКТ і підземне обладнання і приступають до освоєння і дослідження свердловини і вводять її в експлуатацію.

Приклад здійснення способу

Для здійснення способу гідророзриву пласта вибрана свердловина 720 Долинського родовища, що експлуатує відклади еоценової світи. Свердловина обладнана 146 мм обсадною колоною марки сталі "Д" з товщиною стінки 9-11 мм, спущеною на глибину 2852 м. Колона обпресована тиском 27,5 МПа. Штучний вибій - 2845 м. Інтервал перфорації - 2802-2840 м. Продуктивний пласт представлений дрібнозернистим пісковиком, пористість якого знаходиться в межах 12-14 %, а абсолютна проникність його складає $0,006-0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм². Свердловина експлуатується глибинно-насосним способом з дебітом нафти 9,8 т/добу при обводненості 28% і газовому факторі 160 м³/т. Пластовий тиск рівний 27 МПа, а пластова температура - 76 °С.

Для проведення гідророзриву свердловину промили пластовою водою густиною 1050 кг/м³ до глибини

2845 м і спустили 89 мм рівноміцні НКТ з пакером типу ПВС-118-50 на глибину 2740 м. Після спуску НКТ обпресували тиском 50 МПа, розпакерували пакер і обпресували його тиском 33 МПа при нагнітанні в свердловину пластової води.

В свердловині провели послідовно міні-ГРП, а потім потужний ГРП із закріпленням тріщини кварцовим піском фракції 0,6-1,2 мм в кількості 7,5 т.

Для проведення міні-ГРП був вибраний мицелярний розчин на основі нафтових сульфонатів типу "Мірол" з молекулярною масою 450. Склад мицелярного розчину такий, мас. %:

нафтові сульфонати	6%
несульфоновані вуглеводні	15%
вода	решта.

Даний мицелярний розчин має такі характеристики: міжфазний натяг - 0,003 мН/м, динамічну в'язкість - 8 мПа·с і статичне напруження зсуву - 6 Па.

Для здійснення міні-ГРП приготували 50 м³ вищевказаного мицелярного розчину.

Провели міні-ГРП із нагнітанням в свердловину 46 м³ вищевказаного мицелярного розчину, із них 33 м³ запомпували в пласт при витраті 1,3-1,4 м³/хв і тиску на усті від 40 МПа на початку нагнітання до 45 МПа в кінці нагнітання. В НКТ і обсадній колоні залишили 13 м³ мицелярного розчину.

Після нагнітання в свердловину мицелярного розчину припинили нагнітання і записали темп зниження тиску протягом трьох годин. За результатами проведеного міні-ГРП визначили розрахунковим шляхом гідравлічні втрати тиску в НКТ (16 МПа), проникність віддаленої зони пласта (0,01 мкм²·10⁻³), висоту створеної вертикальної тріщини (6 м), півдовжину тріщини (32 м), ширину її у відкритому стані (0,2 см), а також вибійний тиск змикання тріщини (54 МПа).

На основі одержаних під час міні-ГРП даних внесли корективи в проект проведення потужного ГРП і провели його в такій послідовності. Із НКТ і обсадної колонії шляхом нагнітання технологічної рідини витіснили в пласт 13 м³ мицелярного розчину, після чого в пласт почала поступати технологічна рідина. Всього запомповано 40 м³ технологічної рідини (полімерно-емульсійного розчину) без закріплювача тріщин, 40 м³ полімерно-емульсійного розчину із кварцовим піском фракції 0,6-1,2 мм, концентрацію якого в пульпі поступово підвищували з 100 кг/м³ на початку до 250 кг/м³ в кінці і 12,5 м³ рідини (пластової води) на протискування піску в пласт. Темп нагнітання рідини під час проведення потужного ГРП витримували в межах 2,5-2,6 м³/хв, при цьому тиск на усті свердловини знаходився в межах від 48 МПа (на початку процесу) до 56 МПа (в кінці процесу).

Після закінчення нагнітання свердловину закрили для стабілізації тиску і записали темп його зниження в часі. На основі одержаних параметрів процесу потужного гідророзриву визначили розрахунковим шляхом розміри створеної тріщини - закріплена півдовжина тріщини складає 93 м, висота тріщини - 24 м, максимальна ширина тріщини у відкритому стані - 1,2 см,

ширина тріщини у закритому стані - 0,1 см, провідність тріщини - 0,32 мкм²·м.

Після стабілізації тиску підняли НКТ з пакером, промили свердловину до глибини 2540 м, провели термометричні дослідження свердловини, на основі чого встановили, що тріщина утворилась в інтервалі 2802-2836 м. Після цього спустили глибинно-насосне обладнання в попередній компоновці, освоїли свердловину без ускладнення і ввели її в експлуатацію. Контрольні заміри дебіту свердловини показали, що дебіт нафти після гідророзриву пласта збільшився з 8 т/добу до 22 т/добу при обводненості 20 % і газовому факторі 160 м³/т.

Таким чином, застосування запропонованого способу дає можливість досягти технічного результату винаходу, а саме: обмежити фільтрацію технологічної рідини в пласт навколо стовбура свердловини і через стінки тріщини, сприяє виносу із пласта і тріщини технологічної рідини під час освоєння свердловини після гідророзриву і за рахунок цього дає можливість відновити фільтраційні характеристики пласта та збільшити приплив нафти і газу після гідророзриву.