



УКРАЇНА

(19) UA (11) 15185 (13) A
(51) E 24 B 43/27ДЕРЖАВНЕ
ПАТЕНТНЕ
ВІДОМСТВООПИС ДО ПАТЕНТУ
НА ВІНАХІДбез проведення експертизи по суті
на підставі Постанови Верховної Ради України
№ 3769-XII від 23.XII. 1993 р.Публікується
в редакції заявника

(54) СПОСІБ СЕЛЕКТИВНОЇ КИСЛОТНОЇ ОБРОБКИ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

1

(21) 96010233

(22) 19.01.96

(24) 30.06.97

(46) 30.06.97, Бюл. № 3

(56) Гусейнов М.П. Повышение эффективности кислотных обработок в условиях дренированных пластов. - Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1973, № 2, с. 29-31.

(72) Садов Анатолій Михайлович, Єгер Дмитро Олександрович, Козак Клара Ігнатівна, Оніщенко Василь Якович, Кукуєв Анатолій Григорович, Рудий Мирослав Іванович

(73) Підприємство "Полтаванaftогаз" Відкритого акціонерного товариства "Укр-нафта" (UA)

2

(57) Спосіб селективної кислотної обробки продуктивних пластів, який включає послідовне нагнітання у свердловину в'язкої нафти та 10-15% розчину соляної кислоти, який відрізняється тим, що в'язка нафта додатково містить наповнювач АСМГ та конденсат при наступуючому співвідношенні компонентів, мас. %:

Наповнювач АСМГ	15-25
Конденсат	10-20
В'язка нафта	Решта,

а перед розчином соляної кислоти у свердловину додатково нагнітають 10-15% розчин тринатрійфосфату.

Винахід відноситься до нафтогазовидобувної галузі, а саме до кислотних обробок свердловин.

Відомий спосіб селективної кислотної обробки свердловин, що включає в себе послідовне нагнітання у пласт в'язкої нафти та десяти-п'ятнадцяти процентного розчину соляної кислоти [1]. За рахунок використання вказаного способу досягається зниження приймальності сильнодренованих високопроникних (відповідно і найбільш обводнених) пластів і обробка менш проникних (відповідно і найбільш нафтонасичених) пластів.

Однак, у пластах з високою проникністю (понад 0,1 мкм²) ізоляційний ефект від використання в'язкої нафти не дуже великий, а тому вирівнювання профілю приймальності

під час проведення обробки не досягається. Зниження приймальності сильнодренованих високопроникних (відповідно і найбільш обводнених) пластів при використанні в'язкої нафти досягається за рахунок нагнітання іншої ніж вода фази (вуглеводневої) та утворення водонафтової емульсії. Так, при відносно невеликих проникностях (до 0,005 мкм²) зниження проникності обводнених пропластків може складати 1-21% від початкової. Із зростанням проникності вище 0,01 мкм², а особливо при проникностях понад 0,1 мкм² ізолюючий ефект різко зменшується і може складати 60-80% від початкової.

В основу винаходу було покладено завдання створити спосіб селективної кислот-

(19) UA (11) 15185 (13) A

ної обробки продуктивних пластів, в якому за рахунок використання нових реагентів та зміни технологічних прийомів досягається можливість проведення обробки в сильно-дренованих високопроникних (понад $0,1 \text{ мкм}^2$) пластах.

Це досягається шляхом послідовного нагнітання у свердловину в'язкого вуглеводневого розчину, 10–15% розчину тринатрійфосфату та 10–15% розчину соляної кислоти. При цьому як в'язкий вуглеводний розчин використовується склад, що містить 15–25% наповнювача АСМГ, 10–20% конденсату та нафту (до 100%).

Використання запропонованого способу дозволяє проводити селективну дію на привибійну зону високопроникних обводнених пластів. Це досягається за рахунок зниження приймальності високопроникних зон при створенні в пластових умовах бар'єру після нагнітання в'язкого вуглеводневого розчину та 10–15% розчину тринатрійфосфату і збільшення проникності меншпроникних зон при нагніттанні звичайного кислотного розчину. Зниження приймальності високопроникних зон ($K_D > 0,1 \text{ мкм}^2$) є процес досить важкий. Це пов'язано з тим, що використання тільки ізоляційного розчину одного складу не призводить до значного зниження проникності пласта. В процесі нагнітання ізоляційний розчин рухається виключно по порах великого діаметру. Тому при використанні одного складу ізоляція проходить тільки по високопроникних порах. В той же час меншпроникні пори стають тим шляхом куди проникає пластова вода. Обмеження припливу пластової води із пор середнього діаметру дозволить досить значно знизити приймальність високопроникних зон, що в свою чергу дозволить обробити пори малого діаметру, найбільш нафтонасичені.

Запропонований спосіб зниження приймальності досягається за рахунок використання суміші, що містить 15–25% наповнювача АСМГ, 10–20% конденсату на нафти (до 100%) і 10–15% розчину тринатрійфосфату. В якості першого ізоляційного розчину використовується нафтоконденсатний розчин наповнювача АСМГ. Його використання дозволяє отримати більший ізоляційний ефект, ніж при використанні виключно в'язкої нафти. Вміст наповнювача АСМГ у розчині в кількості 15–25 ваг.% пов'язаний із наступним: наповнювач АСМГ при вмісті більше 25% у нафтоконденсатному розчині при температурах до 30°C утворює суспензію, яка ускладнює процес її приготування та нагнітання у пласт. При кількості наповнювача АСМГ менше 15% ут-

ворюється суспензія, що придатна для нагнітання у пласт, однак за рахунок меншої кількості наповнювача значно знижується ізоляційний ефект від використання запропонованого складу.

Введення конденсату у нафтовий розчин наповнювача АСМГ дозволяє збільшити кількість розчиненого наповнювача. Оптимальним вмістом конденсату є 10–20%. Це пов'язано із наступним: при вмісті конденсату менше 10% він майже не впливає на збільшення розчинення наповнювача у нафті. А при вмісті більшому за 20% починає знижувати в'язкість розчину, що утворюється. Таким чином, використання суміші, що містить 15–25% наповнювача АСМГ, 10–20% конденсату і нафти (до 100%) дозволяє ізолювати пори найбільшого діаметру. Подальше зниження проникності високопроникних пластів забезпечує використання 10–15% розчину тринатрійфосфату. Ізоляційний ефект у цьому випадку досягається за рахунок утворення нерозчинного осаду при контакті тринатрійфосфату з пластовою водою, що містить іони кальцію, магнію, заліза. При нагніттанні 10–15% розчину тринатрійфосфату у свердловину він буде проникати у водонасичені пори, в які не проникав нафтоконденсатний розчин наповнювача АСМГ. Таким чином, комплексне використання двох різних ізоляційних розчинів дозволяє значній мірі знизити приймальність високопроникних зон. А це в свою чергу дозволяє проникати кислотному розчину в меншпроникні більш нафтонасичені пори.

Технологія проведення кислотної обробки по запропонованому способу містить наступне.

Свердловина зупиняється на час проведення обробки. Проводиться підйом підземного обладнання та опускаються спеціальні НКТ. У свердловину нагнітається нафтоконденсатний розчин наповнювача АСМГ, 10–15% розчин тринатрійфосфату, пластова вода. Після продавки двох розчинів у привибійну зону свердловина залишається на 24–48 годин для утворення стійкого ізоляційного екрану. По закінченню цього періоду нагнітаємо у привибійну зону солянокислотний розчин. Після закінчення обробки проводять освоєння свердловини.

Суттєвими відмінностями запропонованого способу є:

1) в'язка нафта додатково містить 15–25% наповнювача, 10–20% конденсату;

2) між вуглеводневим розчином та розчином соляної кислоти у пласт додатково нагнітають 10–15% розчин тринатрійфосфату;

Порядок приготування запропонованих розчинів наступний.

П р и к л а д 1. У 75 гр (75 ваг.%) нафти розчиняють 10 гр (10 ваг.%) конденсату. Потім у розчин вводять 15 гр (15 ваг.%) наповнювача АСМГ і перемішують його на протязі 0,5–1 години.

П р и к л а д 2. У 65 гр (65 ваг.%) нафти розчиняють 15 гр (15 ваг.%) конденсату. Потім у розчин вводять 20 гр (20 ваг.%) наповнювача АСМГ і перемішують його на протязі 0,5–1 години.

П р и к л а д 3. У 55 гр (55 ваг.%) нафти розчиняють 20 гр (20 ваг.%) конденсату. Потім у розчин вводять 25 гр (25 ваг.%) наповнювача АСМГ і перемішують його на протязі 0,5–1 години.

ПРИКЛАД ЗДІЙСНЕННЯ СПОСОБУ.

Для селективної кислотної обробки вибираємо свердловину.

Вихідні дані: глибина свердловини – 2460 м; інтервал перфорації – 2380–2440 м; початкова проникність – 0,2–0,5 мкм²; дебіт

свердловини по нафті – 1,5 т/добу; обводненість продукції – 99 %; експлуатаційна колона – 146 мм; НКТ опущені до глибини – 2380 м.

Геофізичними дослідженнями встановлено, що в основному свердловина приймає в інтервалі 2420–2440 м. Це свідчить про те, що вода поступає в основному по низу інтервалу перфорації, при цьому інша частина розрізу в розробці участі практично не приймає.

Після проведення підготовчих робіт у свердловину нагнітають 6 м³ розчину, що містить 20% наповнювача АСМГ, 15% конденсату та 65% нафти, 8 м³ 15% розчину тринатрійфосфату. Вказані розчини притискують у пласт пластовою водою. Свердловину залишають на 24 години, після чого нагнітають 12 м³ звичайного кислотного розчину, що містить 10% HCl. Кислотний розчин протискують у пласт пластовою водою. Після витримки свердловини її освоюють.

Упорядник

Техред М.Моргентал

Коректор М. Куль

Замовлення 4171

Тираж

Підписне

Державне патентне відомство України,
254655, ГСП, Київ-53, Львівська пл., 8

Відкрите акціонерне товариство "Патент", м. Ужгород, вул. Гагаріна, 101

