

РОЗРОБКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 622.276.342

ІНТЕНСИФІКАЦІЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ УЩІЛЬНЕННЯМ СІТКИ СВЕРДЛОВИН НА БАГАТОПЛАСТОВОМУ ПОКЛАДІ З НЕОДНОРІДНИМИ КОЛЕКТОРАМИ

В.Н.Гунька

ІФНТУНГ, Івано-Франківськ, вул.. Карпатська, 15

В результате проведения научно-теоретических и промысловых исследований установлено, что нарушение установленной фильтрации нефти в пласте с одновременным изменением фазовой проницаемости, при нагнетании в пласты агентов вытеснения пониженной температуры, достигается за счет восстановления пластовой температуры в залежи не ниже температуры предельного насыщения водой нефтенасыщенных коллекторов в добывающих скважинах. В связи с этим подключение в разработку слабодренлируемых зон залежей с целью повышения нефтеизвлечения из пластов с низкой фильтрационно-емкостной характеристикой рекомендуется целенаправленно использовать термодинамические процессы согласно из разра-

ботанными технологиями.

Following the result of conducted scientific-theoretical and industry studies it has been found, that disturbance of established oil filtering in a stratum with simultaneous variation of phase permeability, at injection of drive agents with low temperature in strata, is achieved at the expense of tabular temperature recovery in reservoir not below the temperature of limited saturating of oil-bearing containers by water in output wells. Considering this, activating the development of low-draining reservoir zones with the purpose of oil recovery raise from strata with low filtering-capacity performance it is recommended to use thermohydrodynamic processes targeted in conformity with designed technologies.

На початковій стадії розробки нафтові поклади переважно розбурюються рівномірною сіткою видобувних свердловин. Відстань між ними вибирається, в основному, на основі економічних показників, оскільки досягнення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення передбачається однаковим незалежно від щільності сітки свердловин.

Однак практика розробки нафтових родовищ показала, що застосування рівномірної сітки розміщення свердловин можливе тільки на родовищах з однорідними високопроникиними колекторами. При високій неоднорідності колекторів вироблення продуктивних пластів при заводненні надзвичайно нерівномірне, що в кінцевому результаті призводить до різкого зменшення нафтовилучення.

Покращення вироблення запасів в останні роки пов'язується з ущільненням сітки свердловин на родовищах, які знаходяться в промисловій розробці. Воно стало однією із найважливіших проблем розробки нафтових родовищ із заводненням та іншими методами підвищення нафтовилучення.

Теоретичні дослідження і практика розробки нафтових родовищ України та інших на-

фтових регіонів показали, що в усіх випадках ущільнення сітки до оптимальної величини призводить до збільшення коефіцієнта нафтовилучення. Однак, недивлячись на це, сьогодні ще недостатньо даних, які б дали змогу одержати універсальні кількісні залежності коефіцієнта нафтовилучення від щільності сітки свердловин. Викликано це багатогранністю геолого-фізичних умов і технологічних рішень розробки покладу. В переважній більшості випадків враховуються тільки фізичні властивості пластів-колекторів і дуже мало – фізико-хімічні властивості пластів-флюїдів та особливо термобаричні умови покладів. В результаті відомі методи і способи підвищення нафтовилучення ущільненням сітки свердловин не давали очікуваної ефективності і навіть призводили до негативних наслідків. В цьому зв'язку постає проблема вдосконалення існуючих методів і способів ущільнення сітки свердловин в конкретних геолого-фізичних умовах покладів з метою досягнення максимального коефіцієнта нафтовилучення.

Питаннями вдосконалення систем розробки нафтових родовищ з неоднорідними колекторами займалось багато дослідників. Однак

найбільше обґрунтованими дослідженнями виявилися дослідження, які базуються на багатому фактичному матеріалі розробки нафтових родовищ Прикарпаття [1]. На основі їх узагальнення зроблено висновок, що взаємовплив видобувних свердловин одна на одну прослідковується при відстані між ними не більше 160 м. При збільшенні відстані від 160 м до 190 м частота виявленого взаємного впливу зменшується приблизно до 0,5, відтак досить різко зменшується, а при відстані 220-240 м спостерігаються тільки поодинокі випадки взаємовпливу свердловин одна на одну. При відстані 240 м і більше взаємного впливу однієї видобувної свердловини на іншу не виявлено.

На основі цих даних побудовано навіть залежність частоти виявленого взаємного впливу експлуатації свердловин від відстані між ними, яку рекомендувалось використовувати для вибору оптимальної сітки свердловин при проектуванні розробки нових родовищ або при обґрунтуванні необхідності закладення додаткових свердловин на родовищах, що знаходяться в розробці.

Запропонований метод ущільнення видобувних свердловин при всіх позитивних якостях має ряд недоліків, основним із яких є неврахування ним можливої зміни термобаричних умов покладів при їх розробці із заводненням. Пробурені свердловини на слабодренувані зони не забезпечують збільшення вироблення запасів нафти у зв'язку з можливим утворенням в них малорухомої неньютонівської нафти. Існуючі при цьому усталені фільтраційні потоки не забезпечують зміни фазових проникностей флюїдів, що призводить до переважаючого видобутку води як найбільш проникноздатного пластового флюїду.

Вивчення промислових матеріалів по родовищах, що розробляються із застосуванням заводнення, і дослідження переміщення фронту охолодженої нафти при нагнітанні холодної води залежно від проникностей пластів дало б можливість встановити, що близькі до фронту заводнення ділянки покладу можуть охолодитися настільки, що нафта в них стає нерухомою, вимивання її припиняється, дебіт свердловин знижується, взаємодія їх одна на одну припиняється.

Вищенаведене дає підстави зробити висновок, що довготривале підтримання пластового тиску нагнітанням холодної води призводить до встановлення певного напрямку руху фільтраційних потоків в пласті та до створення в ньому невірених зон. Тому буріння додаткових свердловин на такі ділянки покладу може виявитись неефективним і не призведе до збільшення видобутку нафти.

Відомий спосіб розробки нафтового покладу [2], в основу якого покладено визначення кількості загального числа свердловин на основі коефіцієнта об'ємної неоднорідності.

Застосування цього способу на родовищах, які розробляються з підтриманням пластового тиску нагнітанням холодної води, не призводить до збільшення коефіцієнта нафтовилу-

чення, оскільки він не враховує можливості підключення в розробку запасів нафти із застійних і гідродинамічно ізольованих пластів.

Для підвищення нафтовилучення із багатопластового нафтового покладу, складеного із пропластків різної проникності, який розробляється з підтриманням пластового тиску нагнітанням холодної води, буріння додаткових нових або повернення старих високообводнених свердловин із нижчезалегаючого покладу запропоновано здійснювати після порушення усталеної фільтрації нафти в пласті з одночасною зміною фазових проникностей флюїдів.

Розробка основних родовищ в нафтогазовидобувних регіонах здійснюється з підтриманням пластового тиску нагнітанням води. Застосування цього методу призвело до значного збільшення коефіцієнта нафтовилучення порівняно з природними методами нафтовилучення. Поряд з цим розробка нафтових покладів з підтриманням пластового тиску нагнітанням холодної води, температура якої суттєво відрізняється від початкової пластової температури покладу, неминуче призводить до охолодження низькопроникної частини розрізу і створення в ній зон неньютонівської нафти.

Вивчення промислових матеріалів по родовищах, які розробляються із застосуванням заводнення, дало змогу встановити, що пониження початкової пластової температури призводить до припинення фільтрації нафти та інтенсивного припливу води, а існуюча в пласті нафтонасиченість залишається постійною впродовж всього періоду експлуатації на усталених режимах.

Дослідження впливу температури на ефективність витіснення нафти при одних і тих самих значеннях водонасиченості показало, що з підвищенням температури коефіцієнт витіснення нафти зростає [3]. При цьому найбільше його значення спостерігається при початковій пластовій температурі.

Одночасно з цим на основі вивчення залежностей величини середньодобових дебітів нафти від обводнення продукції встановлено, що фазова проникність для нафти значно зменшується при збільшенні обводнення видобутої продукції [4]. При цьому процес руху різних фаз значно порушується, якщо для підтримання пластового тиску використовуються агенти витіснення пониженої температури, в результаті чого фазова проникність нафти різко зменшується, а води, навпаки, збільшується, що зумовлено збільшенням в'язкості пластової нафти при зниженні пластової температури.

Існуючі уявлення про рух в пласті трьох фаз - нафти, газу і води - базуються, зазвичай, на тому, що залежно від переважаючого вмісту одного із флюїдів у видобувній свердловині можливе одержання нафти, газу і води. Встановлено навіть область руху трьох фаз, розташовану біля точки, що має газонасиченість 50% [5]. Можливість впливу температури на рух різних фаз в пласті при цьому не розглядалась.

Таким чином, із наведених вище даних випливає, що довготривале підтримання плас-

тового тиску нагнітанням води пониженої температури призводить до встановлення певного напрямку руху фільтраційних потоків в пласті, до створення невірובлених зон та до зміни фазових проникностей пластових флюїдів. Тому буріння додаткових свердловин на такі ділянки покладу може виявитись неефективним і не призведе до збільшення видобутку нафти. В кінцевому рахунку високого коефіцієнта нафтовилучення не буде досягнуто.

Порушення усталеної фільтрації нафти в пласті з одночасною зміною фазових проникностей можна доbitися за рахунок збільшення пластової температури в покладі. При розробці багатопластових об'єктів, які залягають на значній глибині, найбільш дешевим способом підвищення температури є використання глибинного тепла Землі. Досягається це припиненням нагнітання агентів витіснення пониженої температури в продуктивні пласти [4].

Після припинення нагнітання холодної води проходить відновлення пластової температури по всьому продуктивному розрізу. Однак темп її відновлення не в усіх пластах однаковий. В низькопроникних пластах, в які закачано значно менше води, ніж у високопроникні пласти, температура відновлюється значно вищими темпами. В результаті цього нафта починає розігріватися, і відновлюється циркуляція флюїдів в пластах. В високопроникних пластах, в котрі закачано значні об'єми води, температура відновлюється в початковий період дуже низькими темпами, а в подальшому значно зростає. Інтенсивне відновлення в них температури призводить до значного збільшення пластового тиску, утворення міжпластових перетоків та інтенсивного витіснення нафти із низькопроникних колекторів, в котрих в'язкість нафти значно зменшилась порівняно із в'язкістю при критичній температурі.

Оптимальними строками для припинення нагнітання агентів витіснення пониженої температури є досягнення граничного насичення закачаною водою нафтоносних колекторів у видобувних свердловинах при поточній пластовій температурі. В цих умовах майже повністю припиняється приплив нафти до свердловин, а по пластах рухається тільки вода. Підвищення пластової температури вище температури граничного насичення нафти призводить до відновлення фільтрації нафти в непроникних пластах і до зниження видобутку води.

Промисловими дослідженнями встановлено, що значне обмеження або повне припинення нагнітання води не впливає на технологічні показники розробки покладів, а, навпаки, сприяє більш інтенсивному виробленню запасів нафти із застійних і охолоджених частин покладу [6]. Створюваний при цьому термопружний ефект сприяє зміні напрямку фільтраційних потоків, підключенню в розробку невірובлених ціликів нафти і раціональному використанню пластової енергії.

Дуже важливе значення в цих умовах має величина пластової температури. Відновлення пластової температури і зростання або стабілі-

зація пластового тиску дають змогу виключити вплив деяких фізико-хімічних процесів, що перешкоджають нормальному виробленню залишкових запасів нафти і газу, перебороти значні граничні градієнти тиску неньютонівської нафти в пласті, а також збільшити приплив нафти і одночасно зменшити об'єми видобутку води.

Виходячи із всього вищенаведеного, можна зробити висновок, що буріння нових або повернення старих високообводнених свердловин із нижчезалягаючих експлуатаційних об'єктів на вищезалягаючі об'єкти може виявитись ефективним тільки при цілеспрямованому використанні термогідродинамічних процесів, що виникають в пластах в процесі нагнітання холодної води. Дотримання оптимальних відстаней між свердловинами ущільнюючого фонду і свердловинами основного фонду не виступає гарантом одержання промислових припливів нафти із недренованих ділянок покладу із-за можливості створення тут зон малорухомої неньютонівської нафти. Усунути зазначені недоліки можна застосуванням запропонованого способу розробки багатопластового нафтового покладу.

З цією метою буріння нових або повернення старих високообводнених свердловин нижчезалягаючого об'єкта на невірובлені ділянки покладу здійснюється після порушення усталеної фільтрації нафти в пласті з одночасною зміною фазових проникностей флюїдів.

Порушення усталеної фільтрації нафти в пласті і зміни фазових проникностей флюїдів проводиться за рахунок відновлення пластової температури в покладі не нижче температури граничного насичення закачаною водою нафтонасичених колекторів у видобувних свердловинах основного експлуатаційного фонду.

Виконання згаданих умов дає змогу підвищити коефіцієнт нафтовилучення за рахунок підключення в розробку слабодренованих зон покладів при ущільненні сітки видобувних свердловин.

Для досягнення оптимального дебіту нафти по нових свердловинах запропоновано створювати такі умови в покладі, які дають змогу поліпшити фільтрацію флюїдів до привибійних зон. Для цього проводиться завчасне закриття нагнітальних і високообводнених свердловин, які можуть проявити безпосередній вплив на процес відновлення фазової проникності нафти та зміну граничного насичення закачаною водою нафтонасичених колекторів у видобувних свердловинах.

Закриття свердловин проводиться з таким розрахунком, щоб до моменту їх освоєння пластовий тиск у високообводнених пластах не перевищував початкового пластового тиску, а температура в низькопроникних пластах перевищувала температуру насичення нафти парафіном.

З метою достовірного прогнозування цих параметрів по конкретному об'єкту розробки будуються карти ізобар і карти ізотерм ділянки покладу, де передбачається ущільнення сітки видобувних свердловин. При цьому побудова

вказаних карт проводиться станом на декілька різних дат залежно від термогідродинамічних умов покладу, але не менше, ніж один раз в квартал. За даними побудованих карт визначають строки можливого збільшення фазової проникності пластових флюїдів, граничне насичення пластів-колекторів і темпи збільшення пластового тиску в процесі відновлення температури до початкової величини.

Період зупинки нагнітальних і високообводнених видобувних свердловин на вибраній ділянці покладу залежить від багатьох умов, але основними із них є термобаричні умови покладу, обсяги закачаних агентів витіснення, фізико-хімічні властивості флюїдів, колекторські властивості пластів тощо. Однак в усіх випадках він повинен бути достатнім, щоб на вибраній ділянці покладу могли проявитись нові термогідродинамічні процеси, які б призвели до зміни фазової проникності і граничного насичення пластів-колекторів у видобувних свердловинах. У випадку неможливості забезпечення цих умов за один цикл можливе відновлення відборів рідини і нагнітання води на вибраній ділянці покладу згідно з технологічними режимами.

На основі одержаних даних встановлюють періоди зміни фазової проникності для нафти, газу і води, а також граничне насичення колекторів у видобувних свердловинах. Пласти із температурою 35-42 °С повністю закупорені асфальтено-смоло-парафіновими речовинами і не беруть участі у нафтовилученні. В промитих пластах рухається тільки вода. Пласти із температурою 53 °С при початковій пластовій температурі 75-80 °С ще беруть участь у розробці, але їх фазова проникність знаходиться в межах критичної величини.

Одночасно з цим встановлено, що при температурі пластів, охолоджених до 45-50 °С, проходить різке пониження фазової проникності для нафти і зростання фазової проникності для води. Вказана температура є граничним насиченням закачаною водою нафтонасичених колекторів у видобувних свердловинах при початкових температурах покладів 75-80 °С. Тому після пониження температури до вказаних величин по пластах рухається виключно вода із незначним вмістом нафти.

Для покращання вироблення продуктивних пластів з метою досягнення максимального нафтовилучення за рахунок зміни фазових проникностей для нафти і зменшення величини граничного нафтонасичення колекторів у видобувних свердловинах пропонується така послідовність проведення робіт:

1. Визначають зони охолодження покладу із малорухомою або нерухомою нафтою. На основі цих даних вибирають для зупинки першочергові нагнітальні і видобувні високообводнені свердловини з таким розрахунком, щоб не створити зон вторинного нафтонасичення в промитих пластах.

2. Припиняють закачку агентів витіснення в нагнітальні свердловини і відбір рідини із високообводнених видобувних свердловин на

період інтенсивного відновлення в них температури і зростання пластового тиску. Для цього визначають темп відновлення пластової температури в свердловинах і встановлюють можливий період відновлення пластової температури вище температури кристалізації парафіну. Заміри пластового тиску проводяться щомісячно.

3. За даними термометрії нагнітальних, видобувних і контрольно-спостережувальних свердловин будують карти ізотерм, на основі яких визначають зони пониженої температури і основні напрями руху агентів витіснення. За даними замірів пластових тисків будують карти ізобар, на основі яких визначають ділянки високих і аномально високих пластових тисків. На основі встановлених залежностей для конкретного покладу темпи відновлення пластової температури і зниження або стабілізації пластового тиску після припинення нагнітання води визначають можливі строки зміни фазової проникності на ділянці розміщення нової видобувної свердловини після відновлення пластової температури до величини, яка порушила б усталену фільтрацію нафти в пласті з одночасною зміною її фазової проникності і змінила б граничне нафтонасичення колекторів при заводненні в видобувних свердловинах.

4. Встановлюють можливі строки освоєння свердловини і введення її в експлуатацію. У випадку, коли темпи відновлення пластової температури не забезпечують повного відновлення фазових проникностей нафти, можливе введення свердловини в експлуатацію при температурі низькопроникних пластів не нижче температури насичення нафти парафіном.

5. Проводять розробку покладу при створеному термогідродинамічному режимі до зменшення інтенсивності темпу відновлення пластової температури і зниження пластового тиску до величини поточного пластового тиску, який існував в покладі до переведу його на активний водонапірний режим.

Якщо пластовий тиск на ділянці введення нових свердловин зменшується більшими темпами, ніж планувалось, відновлюють нагнітання води у зупинені нагнітальні свердловини.

Реалізація способу в промислових умовах дає змогу:

1. Підвищити нафтовіддачу пластів шляхом створення в охолоджених низькопроникних і промитих високопроникних пластах нових термогідродинамічних процесів, котрі сприяють збільшенню фазової проникності для нафти і зменшенню граничного насичення закачаною водою нафтонасичених колекторів у видобувних свердловинах.

2. Поліпшити умови витіснення нафти із низькопроникних охолоджених пластів через відновлення в них пластової температури і стабілізацію пластового тиску.

3. Зменшити обсяги видобутку рідини за рахунок скорочення видобутку води у зв'язку із проявленням термогідродинамічних процесів і зниження фазової проникності для води.

Конкретне впровадження способу можливе при ущільненні сітки видобувних сверд-

ловин на багатопластовому нафтовому покладі, розробка якого проводиться із підтриманням пластового тиску нагнітанням агентів витіснення пониженої температури.

Обґрунтовані і розроблені способи вдосконалення нафтовилучення при розробці багатопластових покладів з неоднорідними колекторами із заводненням можуть виявитись високоефективними при розробці вигодсько-бистрицького покладу Долинського родовища.

Література

1. Музычко И.И., Бучковская М.И., Смух Ю.М. Оптимальная плотность сетки скважин для низкопроницаемых коллекторов Предкарпатья // Нефтяное хозяйство. – 1990. - № 3. – С. 45-49.
2. А.с. № 925147 СССР, МКВ Е21В43/20
3. Щелкачев В.Н. Проблемы усовершенствования разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. - 1986. – № 1. – С. 18-23.
4. Гунька Н.Н. Условия выработки запасов нефти // Нефтяная и газовая промышленность. - 1986. - № 3. – С. 16-19
5. Справочник по нефтепромысловой геологии / Под редакцией Н.Е.Быкова, М.И.Максимова, А.Я.Фурсова. – М.:Недра, 1981. – 525 с.
6. Гунька Н.Н. Влияние теплового режима на вытеснение нефти при заводнении многопластовых залежей // Нефтяная и газовая промышленность. - 1986. - № 3. – С. 31.-33.