

Винахід відноситься до нафтогазовидобувної промисловості і може бути використаний для розробки нафтогазоконденсатних покладів.

Відомі способи розробки нафтогазоконденсатного покладу, які включають підтримання пластового тиску шляхом заводнення бар'єрного, внутрішньоконтурного та законтурного (див. А.П.Крылов, М.П.Белаш, М.Д.Розенберг Проектирование разработки нефтяных месторождений. Москва, Гостоптехиздат, 1962г. с.107-111)

Недоліком наведених вище способів є те, що середній пластовий тиск в нафтоносній частині покладу підтримується на рівні початкового або дещо нижчим. Тому, при роботі експлуатаційних нафтових свердловин та накладанні перепаду тиску на пласт, в привибійній зоні починає виділятися розчинений в нафті газ, і фільтрація з однофазної (нафтової) переходить в двофазну (нафта-газ) - зверху та трифазну (нафта-газ-вода) - знизу. Багатофазна фільтрація, в свою чергу, призводить до зменшення продуктивності свердловини по окремій фазі та прискорення проривів конусів газу та води в експлуатаційні нафтові свердловини. Крім того, при витісненні водою утворюються зони защемлення нафти і газу.

Найбільш близьким до технічного рішення, що заявляється, є спосіб розробки нафтогазоконденсатного покладу, який включає підтримання пластового тиску шляхом закачування газу (див. А.П.Крылов, М.П.Белаш, М.Д.Розенберг Проектирование разработки нефтяных месторождений. Москва, Гостоптехиздат, 1962г. с.111-112). Закачування газу проводиться, як правило, в газову частину нафтогазоконденсатного покладу.

Недоліком такого способу є швидке падіння коефіцієнту фазової фільтрації нафти внаслідок виділення газу з нафти при зниженні пластового тиску (накладанні депресії на пласт). Наслідком цього є швидке зростання газового фактору та прориви вільного газу у видобувні нафтові свердловини, що призводить до значного зменшення коефіцієнту нафтовилучення покладу.

Задачею винаходу є підвищення коефіцієнта нафтовилучення. Для вирішення поставленої задачі пропонується спосіб розробки нафтогазоконденсатного покладу, який включає піднімання початкового пластового тиску у покладі шляхом закачування газу в його газоконденсатну частину. При цьому, величину підйому пластового тиску визначають за формулою: $P_{nm} \geq P_{нас} + \Delta P$, де

P_{nm} - величина пластового тиску після закачування газу;

$P_{нас}$ - величина тиску насичення нафти газом;

ΔP - величина депресії на пласт, яка накладається експлуатаційними нафтовими свердловинами.

Депресія на пласт в видобувних нафтових свердловинах залежить від проникності пласта, геологічних умов залягання покладу, в'язкості флюїдів та початкового пластового тиску. Величину депресії на пласт визначають при виконанні проекту розробки.

В окремому варіанті здійснення способу, газ, який закачують в газоконденсатну частину нафтогазоконденсатного покладу, перепускають з газового покладу з високим пластовим тиском.

Технічним результатом є підвищення коефіцієнта нафтовилучення внаслідок створюваного високого пластового тиску, що в свою чергу забезпечує фонтанування свердловин і дозволяє відмовитись від механізованої їх експлуатації та зменшити собівартість робіт. Крім того, в процесі відбору нафти під дією створеного у пласті високого тиску газу виникає горизонтальна фільтрація в зоні пласта, яка попередньо була насичена нафтою. Це дозволяє ще збільшити коефіцієнт нафтовилучення за рахунок переходу частини залишкової нафти в газову фазу та за рахунок механічного захоплення частинок нафти потоком газу.

Спосіб розробки нафтогазоконденсатного покладу, що заявляється, ілюструється кресленням (див. фіг.). На фіг.: 1 - нагнітальна газова свердловина; 2 - інтервал перфорації нагнітальної газової свердловини; 3 - видобувні нафтові свердловини; 4 - інтервал перфорації видобувних нафтових свердловин; 5 - початковий рівень газонафтового контакту (ГНК); 6 - початковий рівень водонафтового контакту (ВНК); 7 - рівень ГНК після закачування газу; 8 - рівень ВНК після закачування газу; 9 - газовий поклад з високим пластовим тиском; 10 - інтервал перфорації газового покладу з високим пластовим тиском; 11 - газоконденсатна частина покладу; 12 - нафтоносна частина покладу; 13 - водоносна частина покладу.

Для здійснення способу виконують дії у такій послідовності:

1. За допомогою визначеної на стадії проектування розробки величини ΔP визначають значення підйому пластового тиску P_{nm} за формулою: $P_{nm} \geq P_{нас} + \Delta P$ де

P_{nm} - величина пластового тиску після закачування газу;

$P_{нас}$ - величина тиску насичення нафти газом;

ΔP - величина депресії на пласт, яка накладається експлуатаційними нафтовими свердловинами.

2. Закачують газ з магістрального газопроводу (на кресленні не показаний) в нагнітальні газові свердловини 1 через інтервал перфорації 2, що максимально наближений до ГНК 5 в газоконденсатній частині покладу 11. Якщо на родовищі існує газовий поклад 9 з високим пластовим тиском та невисоким вмістом конденсату, то для підйому пластового тиску в газоконденсатній частині 11 покладу, застосовують прямий перепуск газу шляхом перфорації 10 газового покладу 9 в нагнітальній свердловині 1. Внаслідок закачування газу пластовий тиск у газоконденсатній частині 11 піднімається, а рівні ГНК 5 і ВНК 6 деформуються і займають положення 7 та 8 відповідно.

3. Після досягнення пластовим тиском у газоконденсатній частині 11 значення P_{nm} починають видобування нафти. Вилучення нафти з нафтоносної частини 12 покладу проводять видобувними нафтовими свердловинами 3 через інтервал перфорації 4, який знаходиться максимально близько до ВНК 8. При цьому обводнення свердловин 3 буде незначним, оскільки відсутній перепад тиску між вибійним тиском та тиском води в водоноській частині 13.

Перспективним для використання заявленого способу є Личківське нафтогазоконденсатне родовище

(поклади фаменського ярусу). Розрахункова депресія на пласт (ΔP) у видобувних нафтових свердловинах в середньому складає близько 5 МПа. Середня густина газу (приведена до поверхневих умов) - $1,0379 \text{ кг/м}^3$, вміст конденсату при тиску початку конденсації - $389,7 \text{ г/м}^3$. Початковий пластовий тиск і тиск насичення нафти газом ($P_{\text{нас}}$) - 41,13 МПа. Родовище характеризується наявністю вільної залишкової нафти, при випробуваннях конденсатний фактор сягав значень 1200 г/м^3 . Густина пластової нафти 576 кг/м^3 , вміст газу - $382,5 \text{ м}^3/\text{т}$. За результатами досліджень для переведення залишкової нафти в газову фазу необхідний тиск 46,7 МПа. Величина пластового тиску після закачування газу дорівнює $P_{\text{nm}} = 41,13 + 5 = 46,13 \text{ МПа}$. Для попереднього підйому пластового тиску можна використати газ з вищезалегавших газових покладів візейського та серпухівського ярусу. Підйом пластового тиску дозволить не тільки досягти вищих коефіцієнтів вилучення нафти, але й збільшити коефіцієнт вилучення конденсату.

