

Изобретение относится к области нефтедобывающей промышленности, а более конкретно - к технологии эксплуатации скважин нефтяных пластов, разработка которых осуществляется на естественном водонапорном режиме без применения поддержания пластового давления и заводнения.

Известен способ повышения нефтеотдачи пластов, разрабатываемых на естественном водонапорном режиме путем уплотнения сетки добывающих скважин [1]. Применение этого способа позволяет повысить нефтеотдачу пласта за счет создания условий для более равномерного продвижения фильтрационных потоков по пласту и уменьшения количества застойных нефтенасыщенных зон в пласте. Недостатком способа уплотнения сетки добывающих скважин является необходимость бурения новых скважин, что требует больших капиталовложений.

Известен способ повышения нефтеотдачи пластов путем применения форсированного отбора жидкости из обводненных нефтяных пластов и скважин [2]. Недостатками этого способа являются: значительное повышение эксплуатационных расходов по подъему жидкости из скважин и необходимость капиталовложений для расширения обустройства месторождений для подготовки нефти.

В качестве прототипа нами принят способ заводнения отдельных участков пластов, которые при разработке на естественном водонапорном режиме остались недостаточно выработанными [3]. Повышение нефтеотдачи пласта при этом способе достигается путем применения метода поддержания пластового давления на отдельных участках пласта, в которых выработка пласта при естественном водонапорном режиме разработки протекает недостаточно эффективно. Недостаток способа - необходимость капиталовложений для обустройства участков для применения способа заводнения в поздней стадии эксплуатации залежи, что не всегда компенсируется полученной дополнительной добычей нефти.

Цель настоящего изобретения - повышение нефтеотдачи пластов, разрабатываемых на естественном водонапорном режиме за счет ликвидации застойных нефтенасыщенных зон пластов в водный период добычи нефти из скважин. Указанная цель достигается путем сгруппирования непрерывно работающих обводненных скважин по трем, четырем и более точечным системам без скважин в центре группы и эксплуатации скважин группы периодически на режиме последовательной поочередной остановки одной скважины группы на накопление. При указанной технологии периодической эксплуатации группы скважин ликвидации застойных нефтенасыщенных зон пласта и повышение нефтеотдачи пласта происходит в результате вращения результирующего вектора скорости фильтрационного потока, что обеспечивает полный охват пласта потоком.

Другие технические решения, обладающие признаками, отличающими предлагаемый объект от прототипа, не обнаружены. Это позволяет сделать вывод о соответствии предлагаемого решения критерию "Существенные отличия".

Сущность предлагаемого способа повышения нефтеотдачи пласта заключается в ликвидации застойных нефтенасыщенных зон пласта, разрабатываемого на естественном водонапорном режиме, путем сгруппирования непрерывно работающих обводненных скважин по трем, четырем и более точечным системам и периодической эксплуатации скважин группы на режиме последовательной поочередной остановки одной скважины группы на накопление.

Предлагаемый способ основывается на теоретическом положении об интерференции скважин, а именно: результирующий потенциал фильтрационного потока определяется алгебраическим суммированием потенциалов каждой отдельной скважины пласта, а результирующий вектор скорости течения - геометрическим суммированием векторов скоростей по отдельным скважинам пласта [4]. При последовательном поочередном отборе жидкости на периодически работающих скважинах группы вектор скорости течения жидкости в точках пласта внутри группы совершает вращательное движение вокруг центра, что и обеспечивает ликвидацию образовавшихся при непрерывной эксплуатации скважин застойных нефтенасыщенных зон и повышение нефтеотдачи пласта.

На фигуре приведены в качестве примера последовательные положения вектора результирующей скорости фильтрационного потока жидкости для точки в центре группы скважин (I-VI) при поочередной остановке скважин (№ 1-№ 6) на накопление для шеститочечной системы размещения скважин по площади участка пласта в процессе периодической эксплуатации скважин. Для упрощения расчетов и наглядности результатов при графической их иллюстрации дебиты жидкости всех скважин приняты одинаковыми, что обусловило равенство длин векторов скоростей скважин. Величина угла отклонения φ результирующего вектора скорости при поочередной остановке скважин (линия токов к этим скважинам на фиг. обозначена пунктиром) обусловлена числом скважин группы - n и равна $\varphi = 360/n$. При поочередной остановке всех скважин группы (полный цикл) сумма углов φ при любом числе скважин n составляет 360° .

Последовательная поочередная остановка скважин группы на накопление в рассматриваемом случае является технологическим приемом для изменения направления вектора результирующей скорости потока, а не для действительного накопления жидкости в скважине. Скважины группы до перевода на периодический режим работы не нуждаются в периоде накопления, так как они способны работать непрерывно.

Применение способа обусловлено высоким процентом обводненности группы скважин, при котором потеря добычи нефти в результате остановки одной скважины на накопление незначительна по сравнению с дополнительной добычей нефти, получаемой в результате ликвидации застойных нефтенасыщенных зон пласта и снижения обводненности скважин группы.

В таблице в качестве примера приведены результаты расчетов величин отборов нефти из группы сильно обводненных скважин месторождения, разработка которого осуществляется при естественном водонапорном режиме. Для наглядности результатов расчетов дебит скважин принят одинаковым - 100

т/сут. В таблице приведены значения начальной обводненности скважин (80; 85; 90; 95 и 98%) до применения предлагаемого способа повышения нефтеотдачи пластов, разрабатываемых на естественном водонапорном режиме и после применения предлагаемого способа. Расчеты выполнены для 4-х, 6-ти и 8-ми точечных систем размещения скважин по площади пласта и при снижении обводненности (для двух значений обводненности) на 5 и 10%. Расчеты показывают, что эффективность предлагаемого "Способа повышения нефтеотдачи пласта", разрабатываемого на естественном водонапорном режиме, увеличивается с увеличением начальной обводненности скважин и числа скважин в системе размещения их по площади.

Настоящее изобретение позволяет также расширить пределы обводненности нефтяных скважин разрабатываемых пластов почти до 100% и вновь вводить в разработку пласты, эксплуатация которых была прекращена из-за высокой обводненности добывающих скважин. Таким образом, внедрение настоящего изобретения существенно повышает конечную нефтеотдачу пластов, разрабатываемых на естественном водонапорном режиме, и по сравнению с известными способами повышения нефтеотдачи, повышение в предлагаемом способе достигается без каких-либо капиталовложений и почти без увеличения эксплуатационных расходов на добычу нефти.

Таблица

Расчетные величины суммарной добычи нефти по группам скважин (в т/сут.) при различных системах их размещения по площади пласта и обводненности скважин до и после применения способа повышения нефтеотдачи пластов, разрабатываемых на естественном водонапорном режиме (до и после) при дебите скважин 100 т/сут.

Система размещения скважин по площади пласта	Начальная обводненность скважин, %									
	80		85		90		95		98	
	Обводненность скважин после внедрения способа, %									
	70	75	75	80	80	85	85	90	88	93
4-х точечная	80/90	80/75	60/75	60/60	40/60	40/45	20/45	20/30	8/36	8/21
6-ти точечная	120/150	120/125	90/125	90/100	60/100	60/75	30/75	30/50	12/60	12/35
8-ми точечная	160/210	160/175	120/175	120/140	80/140	80/105	40/105	40/70	16/84	16/49

