

Изобретение относится к области нефтедобывающей промышленности, в частности, к способу разработки нефтяных пластов.

Известен способ разработки нефтяной залежи, сложенной разнопроницаемыми пластами, включающий закачку воды в нагнетательные скважины и отбор нефти из добывающих скважин, в котором для повышения нефтеотдачи за счет дифференцированного воздействия на разнопроницаемые пропластки, закачку воды осуществляют через скважины, в разрезах которых однородные по проницаемости пласты отделены от соседних непроницаемыми пропластками. (Авт.св. СССР № 1001720, Е 21 В 43/20, 1981).

Основным недостатком известного способа является то, что при его осуществлении происходит разноскоростная выработка запасов нефти из пропластков с различной проницаемостью, что может привести, во-первых, к образованию застойных, т.е. слабо охваченных процессом фильтрации нефтенасыщенных зон, во-вторых, к увеличению срока разработки нефтяной залежи, так как на доработку слабопроницаемых пропластков потребуется довольно длительное время.

Известен также способ разработки нефтяного пласта с высокопроницаемыми коллекторами в подошвенной части пласта, включающий закачку воды в нагнетательные скважины и отбор нефти из добывающих скважин, в котором отбор продуктов осуществляют по всему разрезу при естественном водонапорном режиме, а после обводнения высокопроницаемых коллекторов в подошвенной части пласта осуществляют закачку воды в подошвенную часть пласта (а в законтурной области - по всему разрезу), а пластовые флюиды отбирают через добывающие скважины, перфорированные в кровельной части пласта. (Авт.св. СССР №1332918, Е 21 В 43/20, 1985 г.).

Недостатком указанного способа является то, что он "привязан" к нефтяным залежам с высокопроницаемыми коллекторами в подошвенной части пласта, причем он предполагает наличие высокопроницаемой "подошвы" по всей площади залежи. На практике подобный тип залежи встречается не часто. Как правило, неоднородность продуктивного пласта по разрезу выражена в меньшей степени, чем по площади залежи. В этом случае при осуществлении известного способа будет трудно добиться равномерного охвата залежи процессом вытеснения.

В качестве прототипа выбран способ разработки слоисто-неоднородного по проницаемости нефтенасыщенного пласта, включающий внутриконтурное и площадное заводнение и вытеснение нефти водой с перемещением поверхности водонефтяного контакта. (авт.св. СССР №1385708, Е 21 В 43/20, 1985 г.). По этому способу первоначально путем заводнения вырабатывают запасы нефти подошвенного слоя и формируют на его месте водонасыщенный слой, затем образованную поверхность водонефтяного контакта перемещают перпендикулярно напластованию от подошвы кровли пласта за счет закачки воды в подошвенный слой и добычи нефти из вышерасположенной нефтенасыщенной части пласта.

Основным недостатком прототипа является то, что при его осуществлении искусственно создается залежь нефти с подошвенной водой (водоплавающая залежь). Известно, что сложность разработки нефтяных залежей с подошвенной водой заключается в том, что в процессе эксплуатации помимо общего перемещения водонефтяного контакта наблюдается более интенсивный подъем воды вблизи эксплуатационных скважин. В призабойной зоне добывающих скважин образуются водяные конусы, и скважины очень быстро обводняются. В этих условиях, как правило, для снижения риска быстрого обводнения скважин задаются отборами нефти ниже оптимальных значений или перфорируют лишь кровельную часть пласта. Вследствие этих мероприятий значительно снижается коэффициент охвата процессом воздействия и, в итоге, уменьшается конечный коэффициент нефтеотдачи.

Задачей предлагаемого изобретения является увеличение нефтеотдачи неоднородного по проницаемости нефтяного пласта за счет замедления вторжения законтурной воды в зоны повышенной проницаемости.

Для этого способ разработки неоднородного по проницаемости пласта, включающий закачку воды через нагнетательные скважины и отбор нефти через добывающие скважины, предусматривает в зонах повышенной проницаемости осуществление отбора воды из заводненной части пласта через обводнившиеся приконтурные добывающие скважины в количестве, равном разнице между объемами воды в высокопроницаемой и низкопроницаемой зонах.

Пример осуществления способа иллюстрируется чертежом.

Рассмотрим гипотетическую нефтяную неоднородную по проницаемости залежь, разработка которой проектируется трехрядной системой размещения скважин (один ряд нагнетательных и два ряда добывающих). Расстояние между скважинами и рядами - 500 м. Средняя толщина пласта составляет 7 м; пористость - 0,2; приемистость одной нагнетательной скважины - 120 м³/сут. Площадь обводненной высокопроницаемой зоны (А,Б) составляет 2688 тыс.м², низко проницаемой - 1125 тыс.м². Количество нагнетательных скважин в обводненной высокопроницаемой зоне - 6 (№№26,55,56,78,79,98), в низкопроницаемой - 7 (№№1,2,3,19,48,85,99).

В начальной стадии разработки осуществляется отбор нефти из добывающих скважин и закачка воды в нагнетательные скважины. По мере истощения упругого запаса залежи начинает проявляться водонапорный режим, происходит продвижение водонефтяного контакта (ВНК) под действием внедряющейся в нефтяную залежь активной законтурной воды. При этом продвижение ВНК в высокопроницаемой зоне (А,Б) будет гораздо более быстрым, чем в остальной (низкопроницаемой) части залежи.

Для решения поставленной задачи в предлагаемом способе осуществляется отбор воды из обводнившихся добывающих скважин для ослабления напора контурной воды в высокопроницаемых зонах. Количество отбираемой воды определяется как разница между объемом законтурной воды, внедрившейся в залежь со стороны высокопроницаемой зоны (А,Б) и объемом законтурной воды, внедрившейся со стороны низкопроницаемых зон. В результате происходит замедление подъема ВНК в высокопроницаемых зонах и, как следствие, стягивание контура нефтеносности будет равномерным.

Объем внедрившейся в залежь воды определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = (S \cdot h \cdot m) - V_{\text{зак.}} \quad (1).$$

где S - обводнённая площадь залежи;

h - средняя толщина пласта;

m - средняя пористость пласта;

$V_{\text{зак}}$ - количество закачанной в пласт воды через нагнетательные скважины, расположенные в обводненной зоне.

Через 5 месяцев (153 дня) после начала разработки залежи текущий контур нефтеносности в зонах (А, Б) находится на линии 6, в остальной части залежи - на линии 5. Положение текущего ВНК определяется геофизическими исследованиями и по результатам эксплуатации скважин. Таким образом, в высокопроницаемых зонах обводненными оказались 7 добывающих скважин: №12, 33, 40, 47, 86, 92, 96.

Объем закачанной в залежь воды ($V_{\text{зак}}$) определяется как произведение приемистости одной нагнетательной скважины на количество нагнетательных скважин и количество отработанных дней.

Объем внедрившейся в залежь законтурной воды в высокопроницаемой зоне:

$$V_{B1} = 2688 \cdot 7 \cdot 0,2 - 0,120 \cdot 6 \cdot 153 = 3653 \text{ тыс.м}^3$$

Объем внедрившейся в залежь воды в низкопроницаемой зоне:

$$V_{B2} = 1125 \cdot 7 \cdot 0,2 - 0,120 \cdot 7 \cdot 153 = 1446,5 \text{ тыс.м}^3$$

Таким образом, на данной стадии разработки из обводнившихся семи добывающих скважин необходимо произвести отбор 2206,5 тыс.м³ воды (5653,0 - 1446,5 = 2206,5). Вследствие этого будет достигнуто равновесие между внедрившейся в пласт законтурной водой со стороны высокопроницаемой зоны (А,Б) и со стороны низкопроницаемой зоны.

В дальнейшем при обводнении определенной группы добывающих скважин периодически производится отбор воды. Таким образом, при использовании предлагаемого способа представляется возможным увеличить нефтеотдачу неоднородного пласта.

Конечный коэффициент извлечения нефти можно представить в следующем виде:

$$K_n = K_{\text{выт.}} \times K_{\text{охв.}}$$

где $K_{\text{выт.}}$ - коэффициент вытеснения;

$K_{\text{охв.}}$ - коэффициент охвата пласта процессом вытеснения.

Коэффициент вытеснения определяется в лабораторных условиях на образцах керн. Как правило, его величина колеблется в пределах 0,5 - 0,7. В нашем случае $K_{\text{выт.}} = 0,5$.

Коэффициент охвата пласта процессом вытеснения зависит от неоднородности коллектора. Заявляемый способ направлен на увеличение именно этого коэффициента. Коэффициент охвата определяется как соотношение объема пласта, который охвачен процессом разработки, к общему нефтенасыщенному объему пласта:

$$K_{\text{охв.}} = \frac{V_{\text{охв}}}{V_{\text{общ}}}$$

Определим коэффициент охвата рассматриваемой залежи при традиционном способе разработки. В этом случае на конечной стадии разработки слабо охваченными процессом разработки окажутся зоны пласта, показанные на фиг.1 пунктирной линией, площадь которых составляет 4000 тыс.м³. Общая площадь пласта - 23250 тыс.м². При средней нефтенасыщенной толщине пласта 7 м коэффициент охвата составит:

$$K_{\text{охв}} = \frac{23250 \cdot 7 \cdot 0,2 - 400 \cdot 7 \cdot 0,2}{23250 \cdot 7 \cdot 0,2} = 0,828$$

Конечный коэффициент нефтеотдачи составит:

$$K_n = 0,5 \cdot 0,828 = 0,414 = 41,4\%$$

При разработке заявляемым способом на конечной стадии слабо охваченными процессом окажутся лишь зоны пласта в сводовой части структуры, показанные на фиг.1 точками, площадь которых составляет 1750 тыс.м².

В этом случае коэффициент охвата составит:

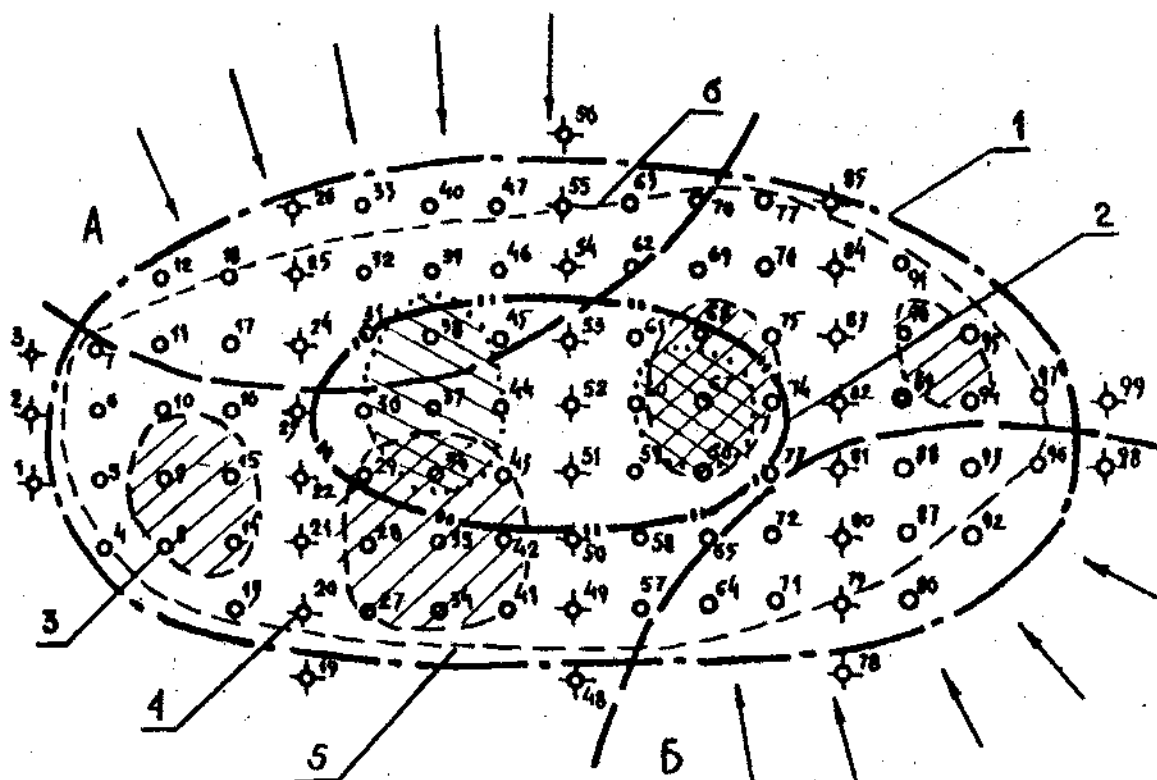
$$K_{\text{охв}} = \frac{23250 \cdot 7 \cdot 0,2 - 1750 \cdot 7 \cdot 0,2}{23250 \cdot 7 \cdot 0,2} = 0,925$$

Конечный коэффициент нефтеотдачи составит:

$$K_n = 0,5 \cdot 0,925 = 46,3\%$$

$$K_n - K_n = 46,3 - 41,4 = 4,9\%$$

Таким образом, заявляемый способ позволит увеличить нефтеотдачу неоднородного пласта на 4,9%.



Условные обозначения:

- 1 - внешний начальный контур нефтеносности
- 2 - внутренний начальный контур нефтеносности
- 3 - скважины добычные
- 4 - скважины нагнетательные
- 5 - внешний текущий контур нефтеносности в низкопроницаемой зоне
- 6 - внешний текущий контур нефтеносности в высокопроницаемой зоне
- А, Б - зоны повышенной проницаемости