

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности, к способам разработки нефтяных залежей.

Известны способы разработки с применением рядной и площадной схем размещения скважин. В случае рядного расположения скважин между двумя рядами вертикальных добывающих скважин бурится один ряд вертикальных, нагнетательных скважин. При этом количество рядов добывающих и нагнетательных скважин определяется размерами площади, которая проектируется под воздействие [1].

Одним из вариантов площадного размещения скважин может служить способ разработки, предусматривающий вскрытие пласта вертикальными скважинами, схема расположения которых имеет вид серии одинаковых правильных пятиугольников с нагнетательной скважиной в центре каждого пятиугольника и эксплуатационными скважинами в его углах [2].

В качестве прототипа принят способ разработки с применением пятиточечной схемы размещения скважин. В схему включена вертикальная центральная скважина для нагнетания, находящаяся в центре прямоугольного участка, по углам этого участка расположены четыре горизонтальные скважины, используемые для добычи. Один конец каждой горизонтальной скважины располагают около центральной скважины, а второй - около точки, образующей угол прямоугольного участка [3].

Основным недостатком указанных способов разработки является необходимость бурения большого количества вертикальных нагнетательных и добывающих скважин. Другим недостатком является то, что при использовании нагнетательных вертикальных скважин закачиваемый агент-вытеснитель обычно проскальзывает по верхней, более дренированной части пласта. При этом происходит прорыв агента в добывающие скважины и снижается охват пласта процессом вытеснения нефти.

Задачей изобретения является усовершенствование способа разработки нефтяной залежи путем обеспечения гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами, что приведет к увеличению охвата залежи и сокращению сроков разработки,

Для этого в способе разработки нефтяной залежи, включающем бурение вертикальных и горизонтальных стволов нагнетательных и добывающих скважин, согласно изобретению, горизонтальные стволы нагнетательных скважин бурят с образованием круга, внутри которого вертикальные стволы добывающих скважин размещают по площадной схеме, а снаружи вертикальные стволы добывающих скважин размещают по рядной схеме, при этом образование круга горизонтальных стволов нагнетательных скважин осуществляют путем бурения одного кругового или двух полукруговых, или четырех четверть круговых горизонтальных стволов.

На фиг. 1 представлена схема разработки с одним круговым стволом нагнетательной скважины; на фиг. 2-е двумя полукруговыми стволами нагнетательных скважин; 3-е четверть круговыми стволами нагнетательных скважин.

Горизонтальный участок нагнетательной скважины бурят с искривлением в горизонтальной плоскости. Набор кривизны при бурении составляет 1,5° на 10 м проводки ствола. При указанном наборе кривизны ! траектория проводки ствола скважины по форме приближается к кругу радиусом около 400 м. Длина горизонтального участка по кругу составляет около 1300 м. Проводку горизонтального участка можно обеспечить ! одним стволом скважины при бурении полного круга, двумя стволами при бурении каждого из них в виде полукруга и четверть стволами при бурении каждого из них в виде четверти круга. Количество нагнетательных скважин выбирают с учетом необходимых объемов закачки рабочих агентов, что а свою очередь зависит от приемистости пласта и наличия технических средств для закачки.

Охват залежи воздействием по заявляемому способу составляет около 113 га. На этой площади размещают добывающие скважины внутри круга, образованного горизонтальными участками нагнетательных скважин, по площадной треугольной схеме с расстояниями между скважинами 200 м, а снаружи круга - по рядной схеме с тем же расстоянием между скважинами.

Выбор искривления 1,5° на 10 м проводки ствола и расстояния между скважинами равного 200 м основан на том, что предлагаемый способ предполагается опробовать на менилитовых отложениях Долинского месторождения, при разработке которых с поддержанием пластового давления путем закачки воды установлена гидродинамическая связь между нагнетательной и добывающими скважинами, расположенными на расстоянии, не превышающем 200 м.

Изобретение иллюстрируется примером для условий менилитовых отложений Долинского месторождения.

Закачка необходимого для обработки залежи объема рабочего агента зависит от приемистости скважины и времени. Приемистость скважины определяется по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2 \pi K_{np} h \Delta P}{\mu \ln R_k / r_c},$$

где Q - дебит (приемистость) скважины;

$K_{np}$  - коэффициент проницаемости пласта;

h - толщина пласта;

$\mu$  - динамическая вязкость жидкости;

$\Delta P$  - перепад давления на забое скважины;

$R_k, r_c$  - радиусы контура питания и скважины.

Из формулы видно, что приемистость горизонтальной и вертикальной скважины зависит только от вскрытой толщины обрабатываемого пласта.

Показатели обработки пласта по заявляемому способу и способу-прототипу приведены в таблице.

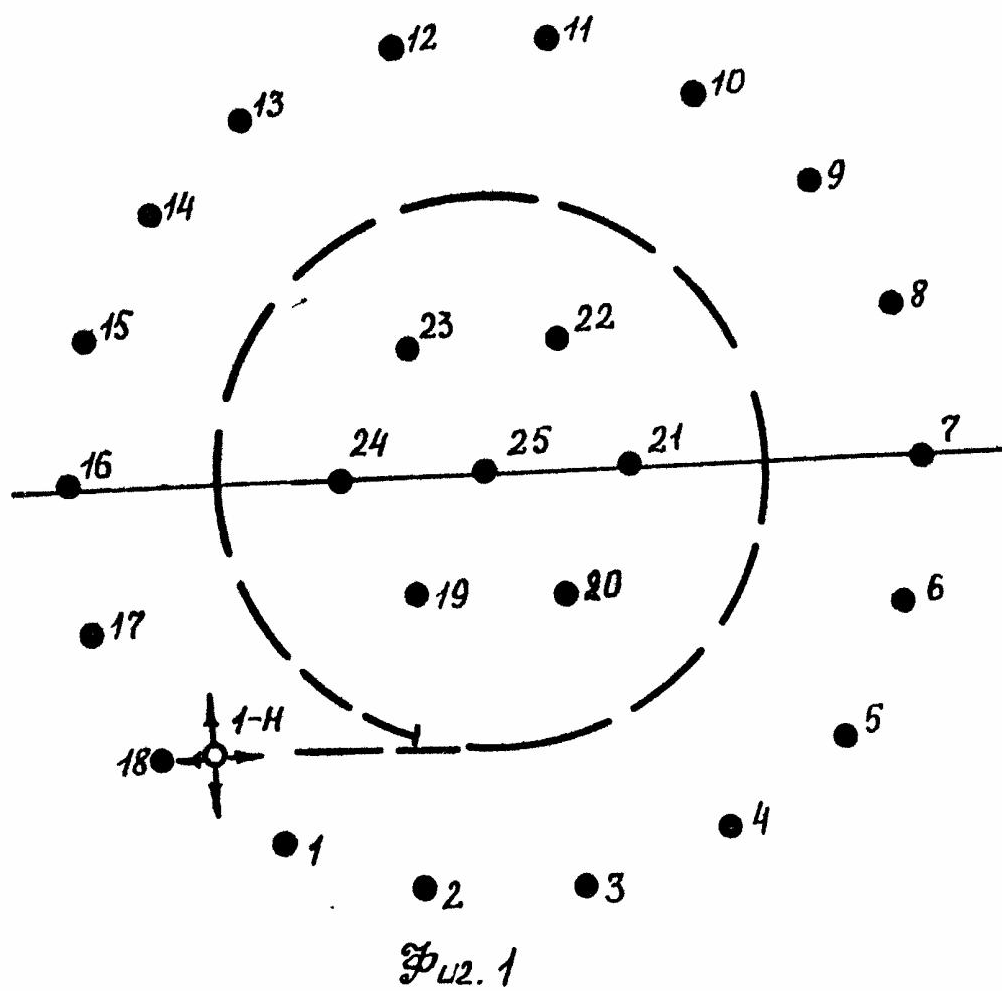
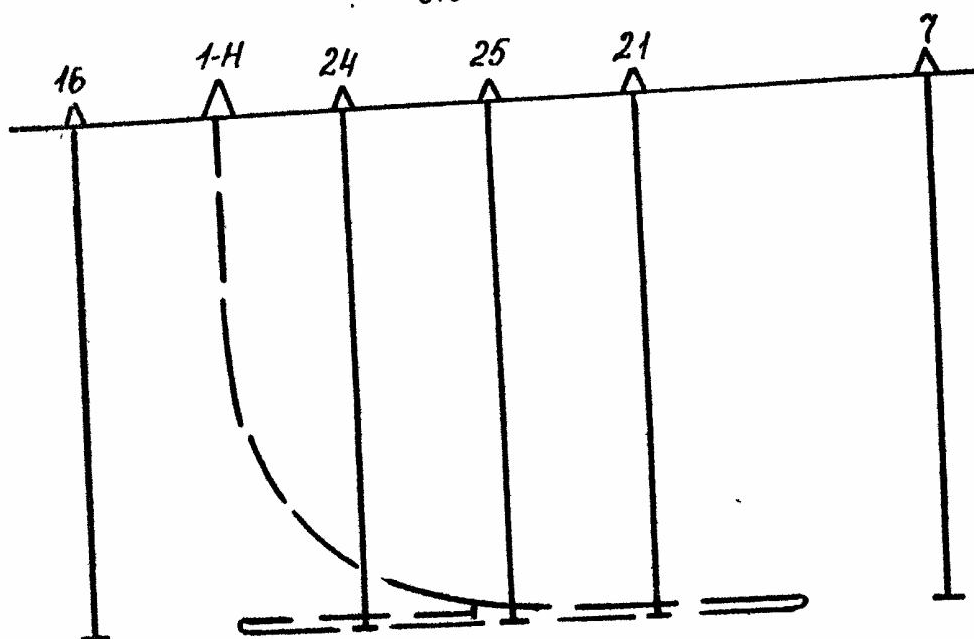
Из таблицы видно, что при разработке по способу-прототипу толщина пласта, вскрытая одним стволом вертикальной скважины, составляет 15 м, а при обработке по заявляемому способу толщина пласта, вскрытая одним четверть круговым горизонтальным стволом скважины, составляет 325

м. Для достижения коэффициента нефтеотдачи 0,4 по способу-прототипу необходимо пробурить 26 нагнетательных и 38 добывающих скважин, а по заявляемому способу самое большее - 4 нагнетательные и 27 добывающих скважин. Одна горизонтальная нагнетательная скважина может заменить 21 вертикальную.

Таким образом, заявляемый способ позволяет сократить количество нагнетательных скважин, увеличить охват залежи воздействием и тем самым повысить эффективность разработки залежей с низкопроницаемыми неоднородными коллекторами и сократить сроки разработки.

Наименование показателей	Прототип	Предлагаемый способ
Площадь залежи, га	113,0	113,0
Толщина пласта, м	15,0	15,0
Толщина пласта, вскрываемая одной нагнетательной скважиной, м	15,0	325,0
Балансовые запасы, тыс. т.	726,0	726,0
Достижимый коэффициент нефтеотдачи	0,4	0,4
Количество нагнетательных скважин	26	4
Количество добывающих скважин	38	27

570



570

