

УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ КОНУСОВ ПОДОШВЕННОЙ ВОДЫ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С НИМИ

Галиев Р.Р.¹, Шакуров И.М.²

¹Галиев Ратмир Рамильевич – магистрант;

²Шакуров Ильдар Мусанифович – магистрант,

направление: нефтегазовое дело,

кафедра разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений,

Уфимский государственный нефтяной технический университет,

г.Уфа

Аннотация: в статье анализируется влияние степени вскрытия скважины перфорацией на процесс образования конуса воды, при разработке нефтяных залежей, подстилаемых подошвенной водой, и рассматривается метод, направленный на предотвращение данного явления.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, водонефтяная зона, конусообразование, обводненность, перфорация, подошвенная вода, вскрытие пласта.

Большинство нефтяных и нефтегазовых месторождений России расположены в водонефтяных зонах. Накопленный за годы опыт по извлечению нефти из таких зон выявил, что показатели разработки на таких месторождениях гораздо хуже, нежели в пластах без краевых и подошвенных вод. Разработка нефтяных пластов, подстилаемых подошвенной водой, прежде всего, характеризуется повышенными значениями обводненности и большими объемами попутно добываемой воды, и как следствие, пониженными значениями конечного коэффициента извлечения нефти.

Одна из основных причин этого явления – это подтягивание подошвенных вод за счет формирования конуса воды, перекрывающего нефтенасыщенную часть интервала перфорации [1]. Подтягивание конуса подошвенной воды резко снижает показатели добычи, требует незамедлительного проведения мер и чаще всего многократных. Во многих скважинах прорыв подошвенной воды происходит еще на этапе первичного вызова притока, и в дальнейшем они эксплуатируются ниже своих добычных возможностей, что, несомненно, ведет к снижению основных показателей разработки месторождения. Образование конуса воды в первую очередь происходит за счет вертикально направленного градиента давления, вследствие деформации водонефтяного контакта.

Также, наиболее значимыми и оказывающими большое влияние на образование конусов подошвенной воды, и как следствие роста обводненности, при разработке водонефтяных зон являются следующие параметры [2]:

- вертикальный градиент давления;
- степень перфорации добывающей скважины;
- высота переходной зоны;
- текущее состояние уровня водонефтяного контакта;
- эксплуатационные характеристики скважины;
- фильтрационно-емкостные свойства пласта;
- физико-химические свойства нефти и пластовой воды.

Одним из важнейших условий возникновения конуса воды является следующее неравенство:

$$\frac{dP}{dZ} \geq \rho \cdot g, \quad (1)$$

где $\frac{dP}{dZ}$ - вертикальный градиент давления; ρ - плотность воды; g – ускорение свободного падения.

Исследование траекторий движения водяной фазы вдоль вертикальной плоскости демонстрирует, что в той части пласта, где не была произведена перфорация, происходит искривление их направления вверх. И чем больше расстояние от нижней точки перфорации до водонефтяного контакта, тем выше будет поднятие образованного конуса подошвенной воды. Тем самым, увеличивая долю перфорированной толщи пласта можно достичь уменьшения высоты поднятия конуса воды, соответственно приток нефти в скважину будет продолжаться по всей нефтенасыщенной толщ, это в свою очередь приведет к увеличению общего количества добытой нефти. Следовательно, для увеличения конечного коэффициента нефтеотдачи и уменьшения срока разработки, есть смысл перфорации всей нефтенасыщенной толщи, а также части разреза ниже уровня водонефтяного контакта для предотвращения поднятия подошвенных вод и образования конуса [3]. К сожалению, в современной практике разработки водонефтяных зон условно принято перфорирование лишь верхней части

нефтенасыщенного пласта, для предотвращения преждевременного прорыва воды на забой скважин. Но по результатам опытных данных можно сказать, что такой метод приводит лишь к незначительному положительному эффекту на ранней стадии разработки, в виде периода безводной добычи, а в дальнейшем приводит к осложнениям и снижению показателей разработки.

Очевидно, что и у способа разработки водонефтяных зон, путем перфорации как нефтенасыщенной, так и части водонасыщенной части пласта имеются свои недостатки. Одним из таких является отсутствие безводного периода добычи, и как следствие, возникновение вязкой эмульсии в насосе, большие потери на трение при подъеме продукции и т.д. Поэтому, для сравнения показателей, был проведен анализ характеристик добывающих скважин Белебеевского месторождения. По результатам которого были сделаны следующие выводы:

- 1) в скважинах, в которых нефтенасыщенная часть пласта была перфорирована менее чем на 60%, средний накопленный водонефтяной фактор составил 14,7 ед., а накопленная добыча нефти - 15,2 тыс.т.;
- 2) в скважинах, в которых перфорацией было вскрыто более 95 % нефтенасыщенной толщи пласта, средний накопленный водонефтяной фактор составил 20,4 ед., а накопленная добыча нефти - 39,7 тыс.т.;
- 3) в скважинах, в которых была перфорирована вся нефтенасыщенная и часть водонасыщенной толщины пласта средний накопленный водонефтяной фактор составил 13,2 ед., а накопленная добыча нефти - 69,4 тыс.т.

Соответственно, в тех скважинах, в которых была вскрыта вся нефтенасыщенная и частично водонасыщенная часть пласта, максимальное значение среднее накопленной добычи нефти в 1,75 раза превысило аналогичный показатель по группе скважин с перфорацией нефтенасыщенной части пласта более 95% и в 4,6 раза по группе скважин с перфорацией менее 60% нефтенасыщенной толщины [4].

Таким образом, выбор оптимальных интервалов перфорации, в зависимости от геолого-физических параметров водонефтяной залежи, грамотного анализа возникновения возможных осложнений, позволяет увеличить выработку запасов нефти из водонефтяных зон пласта и более эффективно проводить в них оптимизацию.

Список литературы

1. *Чарный И.А.* Подземная гидрогазодинамика. М.: ГТТН, 1963. 380 с.
2. *Телков А.П.* Образование конусов воды при добыче нефти и газа. М.: Недра, 1965. 145 с.
3. *Владимиров И.В.* Проблемы разработки водонефтяных и частично заводненных зон нефтяных месторождений. М.:ВНИИОЭНГ, 2007. 360 с.
4. *Дьячук И.А.* Обоснование необходимости перфорации всей нефтенасыщенной толщины в пластах, представленных обширной ВНЗ и осложнённых контактными запасами // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2014. № 4. С. 81-89.