

Нефтяные залежи с напором одновременно газовой шапки и пластовой воды (нефтегазовые залежи) подразделяются на две разновидности: нефтегазовые залежи с краевой водой; нефтегазовые залежи с подошвенной водой.

ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ

**Ю.В. КОНОПЛЕВ,
О.М. РЕШЕТНИКОВА
С.С. ЧАБАНОВ**

генеральный директор ООО «Нефтегазовая производственная экспедиция»
ведущий геолог ООО «Нефтегазовая производственная экспедиция»
главный геолог нефтегазодобывающего предприятия № 3
ООО «РН-Краснодарнефтегаз»

г. Краснодар

Общие технологические принципы разработки нефтегазовых залежей с краевой и подошвенной водой формулируются следующим образом [1]:

1. По очередности и темпам выработка нефтяной части залежи, как правило, должна опережать выработку их газовой части.
2. При выработке нефтяной части должно быть обеспечено преимущественное вытеснение нефти водой, а не газом.
3. Целесообразно проведение мероприятий, способствующих интенсификации добычи газа из газовой шапки, одновременно с добычей нефти.

Исходя из технологических принципов разработки нефтегазовых залежей, кроме традиционных направлений контроля (замеров дебитов нефти, газа, воды, определения продуктивности, коэффициентов охвата пластов вытеснением, давления), используется комплекс геофизических методов путем:

- слежения за текущим положением ГНК и ВНК;
- оценки состояния призабойной зоны эксплуатационных скважин;
- определения степени вытеснения нефти газом, газа нефтью, нефтегазонасыщенности исследуемого пласта.



Рис. 1 Современная схема строения пласта в скважинах IV горизонта по промыслово-геофизическим данным

При ограниченном нефтяном слое, который сокращается в процессе разработки, определяющими факторами при выборе нового интервала перфорации являются:

- текущая толщина нефтяного слоя;
- состояние призабойной зоны;
- граница газонефтяного пласта в разрезе каждой скважины;
- количественная раздельная оценка газо- и нефтенасыщенности остаточного нефтяного слоя [2].

Рассмотрим на примере разрабатываемой нефтегазовой залежи одного из месторождений России технологии системного контроля за эксплуатацией и обоснование методики стабилизации добычи на завершающей стадии разработки этого объекта.

Анастасиевско-Троицкое месторождение Западного Предкавказья является крупнейшим в регионе, открыто в 1955 г. и эксплуатируется до сих пор. Извлекаемые начальные запасы – более 100 млн. тонн. На месторождении внедрена и более 30 лет реализуется система промыслово-геофизического контроля, включающая обоснованный объем и расположение наблюдательных скважин, периодичности измерений в них, исследования в эксплуатационных скважинах с оценкой текущей газонефтенасыщенности разреза, определения текущих параметров месторождения. Определяющими текущими параметрами являются:

- текущее положение ВНК и ГНК;
- текущая нефтенасыщенная толщина;
- пластовое давление;
- текущий раздельный коэффициент нефте- и газонасыщенности разреза;
- коэффициент вытеснения газа нефтью и нефти газом (при опускании ГНК);
- скорость перемещения газонефтяного и водонефтяного контактов.

Особенностью геологического строения основного объекта разработки (IV горизонта) является его высокая пористость

(~35%) и проницаемость (до 1 мкм²). Пласт представлен рыхлыми песками и песчаниками, что осложняет его эксплуатацию, особенно в процессе освоения при переносе интервала перфорации. В результате выноса породы (в основном песка) вблизи интервала перфорации образуется зона разрушения (каверна), представляющая собой разуплотненную часть пласта повышенной пористости и проницаемости. Образование зон разрушения впервые установлено по результатам временных измерений методом ИНК как по параметру среднего времени жизни тепловых нейтронов, так и по относительным изменениям скоростей счета на временных задержках [2].

На завершающем этапе разработки остаточного нефтяного слоя необходим учет текущих показателей нефтяного пласта, включающих:

- текущее положение призабойной зоны пласта в интервале планируемого переноса перфорации;
- текущее положение газонефтяного контакта;
- возможное положение водонефтяного контакта, которое может быть искажено из-за разрушения призабойной зоны эксплуатационной скважины;
- текущее значение газо- и нефтенасыщенности слоя в интервале перемещения контактов.

Обычная схема остаточного нефтяного слоя [3] представлена на рис. 1. Выше интервала перфорации располагается зона разрушения, далее следует остаточный нефтяной слой, переходящий либо непосредственно в газовую часть залежи, либо, путем образования переходной (газонефтяной) зоны, от нефтяной части разреза в газонефтяную часть. Статистика измерений показывает, что переходная зона образуется в 55% скважин, а в 45% эксплуатационных скважин отсутствует. ►

№ п/п	№ скв.	Дата исслед.	Отметка текущего ГНК	Толщина нефт. слоя, м	Интервал предыдущего фильтра	Интервал зоны разрушения	Новый интервал перфорации	Работа скважины	
								До переноса фильтра	После переноса фильтра
1	2055	05.08.07	1488.2	4.8	1492.4-1493.2	1494 м и ниже	1490-1490.8	Q _г =0.28 м ³ /с Q _н =0.004 т/с, обв. 99.9%	Q _г =277.72 м ³ /с Q _н =4.145 т/с, обв. 5%
2	181	25.01.08	1491.8	5.2	1501.8-1502.6	нет	1492.2-1493	Q _г =7.752 м ³ /с Q _н =0.136 т/с, обв. 98%	Q _г =506.72 м ³ /с Q _н =6.105 т/с, обв. 27%
3	1289	11.04.08	1494.6	5.2	1503.6-1504.4	нет	1496.0-1496.8	Q _г =21.375 м ³ /с Q _н =0.375 т/с, обв. 96%	Q _г =298.45 м ³ /с Q _н =3.1 т/с, обв. 4%
4	2062	10.04.08	1484.6	2.5	1490.4-1491.2	1487.5-1492	1485.6-1486.4	Q _г =3.472 м ³ /с Q _н =0.062 т/с, обв. 98%	Q _г =352.19 м ³ /с Q _н =4.3 т/с, обв. 25%
5	1297	11.04.08	1496.8	3.5-3.8	1503.0-1503.8	1502 м и ниже	1498-1498.8	Q _г =0.224 м ³ /с Q _н =0.005 т/с, обв. 90%	Q _г =208.48 м ³ /с Q _н =2.3 т/с, обв. 30%

Табл. 1

Естественно полагать, что подход к выработке нефтяного слоя по каждой скважине должен быть разным, в зависимости от наличия или отсутствия переходной зоны и соотношения в ней газовой и нефтяной фаз.

На основании изложенного предлагается следующая технология вскрытия нефтяного пласта нефтегазовой залежи:

- определяется текущее положение газонефтяного контакта и раздельное значение газо- и нефтенасыщенности разреза выше ГНК;
- выделяется разрушенная часть пласта в интервале предыдущего фильтра и выше его;
- определяется текущее положение ВНК на основании либо непосредственных измерений в скважине, либо по карте текущей нефтяной толщины;
- определяется скорость перемещения ГНК и ВНК на участке расположения скважины.

Выбор нового интервала перфорации устанавливается с учетом вышеприведенных данных, полученных на дату остановки скважины и постановки капитального ремонта.

На рис. 2 в качестве примера, приведены результаты исследований скв. № 1237. Разрез скважины представлен

водонасыщенными, нефтяными и газоносными пластами.

Предыдущий интервал перфорации расположен на глубине 1497-1498 м, полностью обводнен. Интервал разрушения: 1495-1504 м – характеризуется минимальными показаниями радиоактивных методов (близкими к уровню глин).

Текущее положение ВНК (по карте и показаниям ИНК) – на глубине 1495 м, ГНК – 1491,6 м. Интервал 1491-1491,6 м характеризуется значениями: K_г = 40%, K_н = 25%.

Скорость подъема ГНК составила 3,6 м/год, т.е. через 3 мес. после измерений нефть вытеснит газ из газонефтяного интервала 1491-1491,6 м.

Следовательно, новый интервал перфорации следует перенести в интервал 1491-1494 м, что исключит влияние газа и воды на выработку остаточного нефтяного слоя.

До проведения перфорации с целью уточнения текущей характеристики разреза были проведены исследования методом ИНК, по данным которых установлено, что интервал 1494-1495 м обводнен, интервал 1492-1494 м заглинизирован (по данным гамма-каротажа), интервал 1491-1492 м нефтегазонасыщенный (K_г=25%, K_н=40%), который был рекомендован к перфорации.

На рис. 3 представлен пример выбора интервала перфорации по скв. 2062. По данным измерений НГК текущее положение газонефтяного контакта определяется на отметке 1484 м. Интервал разрушения (каверна): 1487,5-1492 м. Средняя скорость подъема ГНК – 3 м/год. Толщина нефтяного слоя в районе скважины ~2,5 м. Газонасыщенность нефтегазового слоя выше ГНК (1483-1484 м) – 80%.

Высокое газосодержание пласта не позволяет рекомендовать расположение верхних отверстий нового интервала перфорации ближе чем на 1 м от ГНК, даже с учетом скорости подъема ГНК. Рекомендуемый интервал перфорации: 1485,6-1486,4 м.

В табл. 1 представлены результаты эксплуатации скважин после переноса интервала перфорации с учетом результатов промыслово-геофизических исследований.

Из табл. 1 следует:

- после переноса интервала перфорации из обводненной части разреза нефтяных скважин дебит нефти увеличивается, обводненность снижается. По скв. № 1289 высокая обводненность связана с влиянием зоны разрушения;
- во всех скважинах отсутствует прорыв газа, что свидетельствует об оптимальном вскрытии нефтяного слоя нефтегазовой залежи. ■

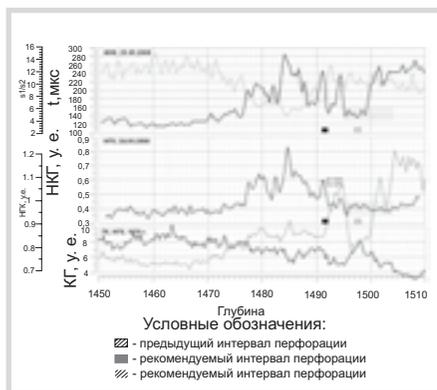


Рис. 2

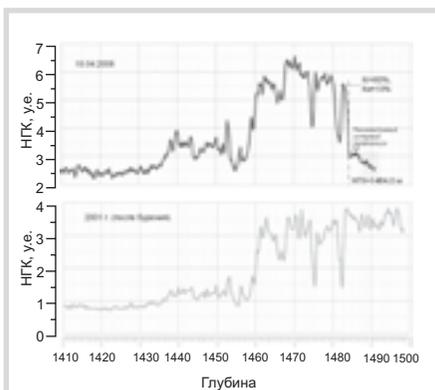


Рис. 3

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Амелин И.Д. и др. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых залежей. Сб. «Разработка нефтегазовых и газоконденсатных месторождений (теория и практика)». АН СССР, 1978, «Наука», с. 86-108.
2. Коноплев Ю.В., Решетникова О.М. Контроль за разработкой нефтегазовой залежи на завершающей стадии. Нефтяное хозяйство, №2, 2003
3. Коноплев Ю.В. и др. Количественная раздельная оценка нефте- и газонасыщенности пластов нефтегазовой залежи. НТС «Каротажник», №7, 2005 г., Тверь.