

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИЧИНЫ ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН

Основные объекты эксплуатации крупных месторождений Западной Сибири, находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется высокой обводненностью продукции добывающих скважин, низким темпом отбора нефти. Основной причиной обводнения добывающих скважин является прорыв воды из нагнетательных скважин и конусообразование в залежах с подошвенной водой. В работе приведена методика определения причин обводнения скважин, позволяющая рассчитать при каких режимах работы скважин возможно предупредить преждевременный прорыв подошвенной воды и продлить безводный период эксплуатации.

Ключевые слова: конусообразование, подошвенная вода, добывающие и нагнетательные скважины, предельный дебит.

При эксплуатации нефтяных скважин с подошвенной водой проявляется тенденция к деформированию поверхности раздела двух фаз, которая принимает холмообразный вид, образуя конусы воды. При некоторых установившихся условиях отбора деформированные поверхности раздела находятся в равновесии (Рис. 1 а) и не оказывают существенного влияния на приток добываемого флюида к скважине.

Равновесие характеризуется предельным дебитом, превышение которого приводит к прорыву воды в скважину (Рис. 1 б). В случае если дебит скважины не превышает предельного значения, то прорыв воды произойдет лишь при достижении вершины конуса интервала перфорации, за счет общего поднятия ВНК. Величина предельного дебита зависит от физических свойств пласта, жидкостей и относительного вскрытия продуктивной части пласта. В пластах с малой проницаемостью вдоль напластования реализация предельных дебитов ввиду малости экономически не выгодна. Также не выгодна эксплуатация скважин и с максимально возможным дебитом, так как вода быстро прорывается в скважину и начинается совместный приток нефти и воды.

Скважина, остановленная по причине высокой обводненности, может быть запущена повторно с прежними дебитами по нефти. Это объясняется тем, что после оста-

новки скважины, через некоторое время, вследствие перераспределения давления и силы тяжести, конус воды опускается не изменяя остаточной нефтенасыщенности в области дренирования скважины (Телков и др., 1993). Для этого скважина должна соответствовать некоторым критериям:

- наличие достаточного количества извлекаемых запасов по блоку;
- компенсация по блоку не более 130%; промысловый опыт показывает, что в «перекаченных» блоках скважины, запущенные из бездействия не выходят на нефть;
- нарушена статичность конуса, что может говорить об опережающей роли конуса в обводнение скважины, по отношению к нагнетательным скважинам;
- обводнение скважины по причине подъема конуса воды.

Последние два критерия наиболее важны, так как если запустить скважину, обводненность которой была следствием прорыва вод из нагнетательной скважины, мы получим примерно тот же дебит и ту же обводненность что и перед остановкой.

Таким образом, задача сводится к разработке методики определения причины обводнения скважины. Для реализации поставленной задачи необходимо провести проверку на соответствие указанным выше критериям.

Задача решена на конкретном примере. Было выбрано три скважины, остановленные ранее по причине высокой обводненности. Скважины относятся к Южной части Федоровского месторождения, разделенной на 5 блоков.

Скважина №11хх. Относится к 1 блоку, который разрабатывается с 1983 года. Уплотняющие скважины бурились в 1995 году, обводненность в среднем составила 86%.

Остаточные извлекаемые запасы составляют 23%. Блок характеризуется плохими коллекторскими свойствами.

Скважина №12хх. Относится ко 2 блоку, разработка которого ведется с 1981 года. Уплотняющие скважины бурились в 1993-1995 годах. Остаточные извлекаемые запасы составляют 17,5%. В данном блоке достаточно высокие коллекторские свойства.

Скважина №5хх. Относится к 5 блоку, разрабатывается с 1979 года. Уплотняющие скважины бурились в 1992-1994 годах. Остаточные извлекаемые запасы состав-



Рис. 1. Деформирование поверхности раздела двух фаз: а) конус в статическом состоянии, б) статичность конуса нарушена.

ляют 25%. У блока плохие коллекторские свойства.

В среднем текущая компенсация отбора жидкости составляет 122%, а накопленная 119,7%.

На основании данных представленных выше, можно сделать вывод, что критериям извлекаемых запасов и компенсации отбора жидкости, соответствуют все три скважины.

Расчеты, по которым будет определено соответствие двум последним критериям, представлены ниже (Чарный, 1963).

Предельный безводный дебит нефтяной скважины определяется по формуле:

$$Q_1 = Q_0 q(\rho_0 \bar{h}), \quad (1)$$

$$Q_0 = \frac{2\pi K h_0}{\mu} \Delta \rho g, \quad (2)$$

$$\Delta \rho = \rho_B - \rho_H, \quad (3)$$

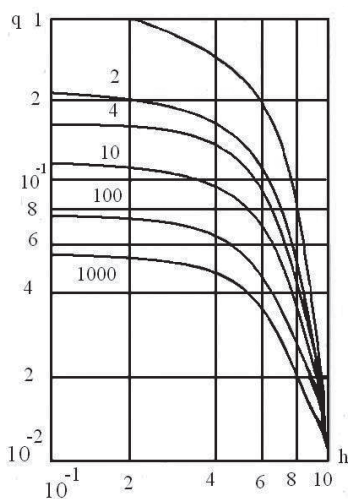


Рис. 2. Зависимость безразмерного предельного дебита от относительного вскрытия \bar{h} при различном значении параметра ρ_0 (цифры у кривых).

χ^* – коэффициент анизотропии; h_0 – мощность нефтенасыщенной части пласта.

Для выбранных скважин по описанной методике определен предельный безводный дебит, при котором нарушается статичность конуса и время, за которое вода прорвется к скважине.

Определим безводный дебит для скважины 11хх по формуле (1), для этого сначала по формуле (2) определим Q_0

$$Q_0 = \frac{2 * 3,14 * 0,250 * 10^{-6} * 10}{1,14 * 10^3} * 249 * 9,8 =$$

$$= \frac{6,28 * 0,000250 * 10}{1,14} * 2440,2 = 27 \text{ м}^3 / \text{сут},$$

далее по формуле (4) определяем параметр размещения скважины

$$\rho_0 = \frac{250}{4 * 10} = 6,2,$$

далее с помощью графика (Рис. 2) определяем безразмерный безводный дебит

$$q(\rho_0 \bar{h}) = 2.$$

Полученные данные подставляем в формулу (1)

$$Q_1 = 27 * 2 = 54 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

Определим безводный дебит для скважины 12хх, для этого по формуле (2) определим Q_0

$$Q_0 = \frac{2 * 3,14 * 0,260 * 10^{-6} * 10}{1,14 * 10^3} * 249 * 9,8 =$$

$$= \frac{6,28 * 0,000260 * 10}{1,14} * 2440,2 = 28 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

Определяем параметр размещения скважины (4)

$$\rho_0 = \frac{250}{4 * 10} = 6,2.$$

Далее с помощью графика (Рис. 2) определяем безразмерный безводный дебит

$$q(\rho_0 \bar{h}) = 2.$$

Полученные данные подставляем в формулу (1)

$$Q_1 = 2 * 28 = 56 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

Определим безводный дебит для скважины 5хх, для этого по формуле (2) определим Q_0

$$Q_0 = \frac{2 * 3,14 * 0,205 * 10^{-6} * 9}{1,14 * 10^3} * 249 * 9,8 =$$

$$= \frac{6,28 * 0,000205 * 9}{1,14} * 2440 = 20 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

Определяем параметр размещения скважины (4)

$$\rho_0 = \frac{250}{5 * 9} = 5,5.$$

По графику (Рис. 2) определяем безразмерный безводный дебит

$$q(\rho_0 \bar{h}) = 2.$$

Полученные данные подставляем в формулу (1)

$$Q_1 = 2 * 20 = 40 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

Полученные результаты по предельному безводному дебиту представлены в таблице 1, где их можно сравнить со средним фактическим дебитом скважины.

У скважин 12хх и 5хх средний дебит оказался выше, чем расчетный предельный, отсюда можно сделать вывод о том, что была нарушена статичность конуса. Средний дебит скважины 11хх напротив, оказался значительно ниже расчетного.

Время прорыва подошвенной воды рассчитаем, используя формулу Маскета (Маскет, 1953), для этого нужно определить количество отобранной нефти до того, как

Скважина	$Q_{пр}$ м ³ /сут	$Q_{ср}$ м ³ /сут
11хх	54	32
12хх	56	62
5хх	40	41

Таб. 1. Сравнение расчетного предельного дебита с фактическим.

Скважина	$T_{расч}$, сут.	$T_{факт}$, сут.
11хх	796	520
12хх	540	570
5хх	491	440

Таб. 2. Расчетное и фактическое время прорыва воды к скважине.

конус воды прорвется к скважине

$$Q = \alpha * m * h_0^3 * \frac{K_r * D}{K_b}, \quad (5)$$

где α – произведение коэффициента нефтеотдачи блока на коэффициент усадки нефти.

Коэффициент усадки нефти находится по формуле

$$U = \frac{b-1}{b} * 100, \quad (6)$$

b – объемный коэффициент.

D – поправочный коэффициент, определяется по формуле

$$D = \frac{100(h_0 - d)}{h_0}, \quad (7)$$

h_0 – нефтенасыщенная толщина пласта, м; d – глубина вскрытия нефтенасыщенной части пласта, м.

Далее определяем время (в сутках) через которое произойдет прорыв воды к скважине:

$$T = Q/q, \quad (8)$$

где Q – количество отобранной нефти, до того как вода прорвется к скважине, м³; q – средний дебит скважины, м³/сут (Маскет, 1953).

Определим количество отобранной нефти из скважины 11хх, прежде чем вода прорвется к скважине. Воспользуемся формулой (5), сначала определив коэффициент усадки нефти (6)

$$U = \frac{1,206-1}{1,206} * 100 = 17,08.$$

Значение данного коэффициента будет использовано при расчетах по всем скважинам.

Произведение коэффициента нефтеотдачи блока на коэффициент усадки нефти α равен 8,5;

Определяем поправочный коэффициент D по формуле (7)

$$D = \frac{100 \cdot (10-9)}{10} = 10.$$

Полученные данные подставляем в формулу (5)

$$Q = 8,5 * 0,24 * 10^3 * \frac{0,250 * 10^{-6} * 10}{0,200 * 10^{-6}} = 25500 \text{ м}^3.$$

Для определения времени прорыва воды к скважине 11хх воспользуемся формулой (8). Данные по среднему дебиту скважин указаны в таблице 1.

$$T = \frac{25500}{32} = 796 \text{ сут}.$$

Скважина 12хх. Определяем объем отобранной нефти,

до прорыва воды.

Произведение коэффициента нефтеотдачи блока на коэффициент усадки нефти равен 10,2.

Определяем поправочный коэффициент D по формуле (7)

$$D = \frac{100 \cdot (10-9)}{10} = 10.$$

Полученные данные подставляем в формулу (5)

$$Q = 10,2 * 0,24 * 10^3 * \frac{0,260 * 10^{-6} * 10}{0,190 * 10^{-6}} = 33498 \text{ м}^3.$$

Определяем время прорыва воды к скважине (8)

$$T = \frac{33498}{62} = 540 \text{ сут}.$$

Скважина 5хх. Определяем объем отобранной нефти, до прорыва воды. Произведение коэффициента нефтеотдачи блока на коэффициент усадки нефти равен 7,6.

Определяем поправочный коэффициент D по формуле (7)

$$D = \frac{100(10-9)}{9} = 11,1.$$

Полученные данные подставляем в формулу (5)

$$Q = 7,6 * 0,24 * 9^3 * \frac{0,250 * 10^{-6} * 11,1}{0,150 * 10^{-6}} = 20160 \text{ м}^3.$$

Определяем время прорыва воды к скважине (8)

$$T = \frac{20160}{41} = 491 \text{ сут}.$$

Полученные результаты по времени прорыва воды к скважинам сведены в таблицу 2, где их можно сравнить с фактическим временем, через которое скважина начала давать воду.

Рассчитав теоретическое время безводной эксплуатации скважины до появления конуса воды, сравниваем его с фактическим безводным временем эксплуатации. Если фактическое безводное время эксплуатации скважины больше расчетного, то обводнение произошло по причине подъема конуса воды, если меньше, то по причине прорыва воды от нагнетательной скважины.

Промысловый опыт показывает, что если обводнение уже произошло по причине поднятия конуса воды, то преимущественно отбор происходит из зоны с подстигающей водой, существенно сокращается радиус контура питания, прорыва закачиваемой воды от нагнетательных скважин уже не происходит.

Литература

Маскет М., Физические основы технологии добычи. М.: Госгостехиздат. 1953. 607 с.

Телков А.П. Ягафаров А.К., Шарипов А.У. и др. Интерпретационные модели нефтяной залежи на стадии разработки. М.: ВНИИОЭНГ. 1993. 73 с.

Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. М.: Госгостехиздат. 1963. 397 с.

Окончание статьи В.А. Лушпеева, О.А. Лушпеевой, О.В. Тюкавкиной, В.И. Стреляева
«Методика определения причины обводнения скважин»

V.A. Lushpeev, O.A. Lushpeeva, O.V. Tyukavkina, V.I. Strelyaev.
Method of determining the cause of water cut wells.

The main objects of the operation of large oil fields in Western Siberia, are in the final stages of development, which is characterized by high water cut wells, the low rate of recovery of oil. The main reason for water cut wells is a breakthrough of water from injection wells and coning in reservoir with bottom water. This paper describes a method of determining the cause water cut wells for understanding under what operating conditions may well prevent premature breakthrough of bottom water and extend the free period of operation.

Keywords: coning, bottom water, production and injection wells, the maximum flow rate.

Валерий Иванович Стреляев

Кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры динамическая геология. Научные интересы: изучение актуальных вопросов и проектных решений в технике и технологии разведки месторождений полезных ископаемых.

Национальный исследовательский Томский государственный университет. 634050, Томская обл., г. Томск, ул. Ленина 36, Кафедра динамической геологии.

Владимир Александрович Лушпеев

Кандидат технических наук, доцент кафедры Нефтегазовое дело. Научные интересы: инновационные технологии в области гидродинамических исследований скважин, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Ольга Александровна Лушпеева

Доктор технических наук, профессор кафедры Нефтегазовое дело. Научные интересы: инновационные методы при бурении скважин, новые технологии в строительстве скважин. Экологический мониторинг нефтяных месторождений.

Ольга Валерьевна Тюкавкина

Кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры Нефтегазовое дело. Научные интересы: геологическое моделирование, изучение процессов рифтогенеза в Западной Сибири, обоснование и выбор методов повышения нефтеотдачи пластов.

Сургутский институт нефти и газа (филиал) ТюмГНГУ. 626400, Тюменская обл., ХМАО., г. Сургут, ул. Энтузиастов 38, Кафедра Нефтегазовое дело. Тел.: 8 (3462) 356445; факс: 8 (3462) 35-25-88.