

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ.

Бисембаева К.Т.

Өзен мұнай кенорындағы негізгі технологиялық көрсеткіштердің анықтау әдісі қарастырылды.

The method of main technological indicators estimation of development, especially for Uzen deposit conditions, is given in this work.

Известно, что продуктивные углеводородсодержащие пласты неоднородны по своим физическим свойствам и геологическому строению, которые в свою очередь активно влияют на все технологические процессы, проявляющиеся в ходе добычи. Их влияния в первую очередь проявляются в величинах дебитов скважин и в темпах обводнения коллекторов. Как показывает практика разработки нефтяных месторождений, расчетные показатели значительно отклоняются от фактических данных, из-за влияния на их величин вышеуказанных физических свойств и геологических строений, а именно: проницаемость, пористость нефтегазонасыщенность, послойная и зональная неоднородности, прерывистость, зона слияния (разобщения) как по площади, так и по толщине пластов, а также вязкости нефти, газа и воды, и их химического состава. Все вышеуказанные факторы снижают величины технологических показателей, а именно дебиты жидкости, нефти и увеличивают темп обводнения пластов. В связи с этим в выше проведенных расчетах необходимо учитывать указанные факторы для того, чтобы расчетные данные наиболее реально описывали фактическое состояние эксплуатации залежи, участков месторождения, при применении методов регулирования.

Поэтому в формулах для определения дебитов рядов скважин при блоковом воздействии [1] необходимо ввести соответствующие коэффициенты, которые учитывают указанные природные факторы, а именно коэффициент охвата по объему залежи ($K_{охв}$) т.е. формулы в общем виде имеют следующий вид:

$$q_i = \frac{P_{Ki} - P_C}{(\Omega_i + \Omega_{i+1} + \omega_i)} \cdot K_{охв} \quad (1)$$

Известно, что $K_{охв}$ состоит из двух множителей, т.е. коэффициентов охватов по толщине ($K_{охв.m}$) и площади ($K_{охв.пл}$), а именно $K_{охв} = K_{охв.m} \cdot K_{охв.пл}$.

Тогда формула (1) имеет вид:

$$q_i = \frac{P_{Ki} - P_{Ci}}{(\Omega_i + \Omega_{i+1} + \omega_i)} \cdot K_{охв.m} \cdot K_{охв.пл} \quad (2)$$

Как показала практика разработки нефтяных залежей месторождения Узень, величины коэффициенты охватов по толщине и площади соответственно равны 0,6 и 0,8, т.е. значение $K_{охв} = 0,6 \cdot 0,8 = 0,48$.

Тогда формула (2) имеет вид:

$$q_i = \frac{P_{Ki} - P_{Ci}}{(\Omega_i + \Omega_{i+1} + \omega_i)} \cdot 0,48. \quad (3)$$

Результаты расчетов показали, что средний дебит жидкости одной добывающей скважины, до мероприятия находится в пределах 20,7 т/сутки, а фактическая величина этого показателя равна 22,7 т/сутки, т.е. расчетная величина меньше от фактического на 8,8%. Это показывает, что расчетная модель, созданная в виде формулы (3), наиболее реально показывает состояние технологических процессов, происходящих в пластах.

Величина фактического среднего значения дебита одной скважины по жидкости после внедрения ступенчатого заводнения, составляет 34,1 т/сутки, что на 1,5 раза больше фактической величины этого показателя до мероприятия. Это означает, что внедренное мероприятие позволило увеличить коэффициент охвата пласта по объему ($K_{охв}$) заводнением соответственно в 1,53 раза, благодаря возникновению процессов перемены направления фильтрационных потоков, как по площади, так и по толщине участков залежи. Поэтому расчетную величину среднего значения дебита жидкости одной скважины при применении СЗ можно определить по следующему выражению:

$$q_{ЖС+Б} = \left(q_{ЖС} + \frac{q_{ЖБ}}{2} \right) \cdot K_{охв}, \quad (4)$$

где $q_{ЖС+Б}$ – дебит скважины по жидкости при совместной работе блокового и ступенчатого заводнений, т/сутки; $q_{ЖС}$ – дебит скважины по жидкости при СЗ, т/сутки; $q_{ЖБ}$ – дебит скважины по жидкости при работе блокового заводнения, т/сутки. Как видно из уравнения (4) дебит скважины по жидкости из-за работы блокового заводнения делится на два, т.е. считается, что при внедрении данного метода общий дебит скважины будет увеличиваться за счет подключения в работу дополнительных пластов с их дебитом равным половине суточной производительности до применения мероприятия.

Это предположение подтверждается многочисленными фактическими данными полученными на основании обработки и анализа состояния эксплуатации продуктивных горизонтов месторождения Узень [1]. Тогда, уравнение (4) с учетом формул (1), (2) и (3) в общем виде можно представить в таком виде:

$$q_{ЖС+Б} = \frac{2\sigma \left[(P_{НС} - P_{ЗДС}) + \frac{\Omega_{iC} + \omega_{iC} + \Omega_{(i+1)C}}{2(\Omega_{iB} + \omega_{iB} + \Omega_{(i+1)B})} \cdot (P_{НБ} - P_{ЗДБ}) \right] \cdot K_{охв}}{S \cdot (\Omega_{iC} + \omega_{iC} + \Omega_{(i+1)C})}, \quad (5)$$

где $P_{НС}$, $P_{НБ}$ – соответственно забойные давления в нагнетательных скважинах, действующих в ступенчатых и блоковых разрезающих рядах, МПа; $P_{ЗДС}$, $P_{ЗДБ}$ – соответственно забойные давления в действующих добывающих скважинах расположенных в ступенчатых и блоковых участках, МПа; Ω_{iC} , $\Omega_{(i+1)C}$, Ω_{iA} ,

$\Omega_{(i+1)A}$ – соответственно, внешние фильтрационные сопротивления i и $i+1$ добывающих рядов расположенных в ступенчатых и блоковых участках, $\frac{mPa \cdot c}{m^2 \cdot m}$; w_{iC} и w_{iB} – соответственно, внутренние фильтрационные сопротивления i -го ряда, расположенного в ступенчатых и блоковых участках; 2σ и S – соответственно расстояние между скважинами и длина добывающего ряда.

Для оценки точности полученной формулы (5) был проведен расчет дебита одной скважины по жидкости в среднем, при вышеприведенных исходных данных, в условиях, когда внедряется дополнительный метод в виде ступенчатого заводнения. Результаты расчетов показали, что дебит составил 32,6 т/сутки. При этом фактический дебит составляет 31,7 т/сутки. Как видно, из сопоставления обоих данных погрешность составляет +2,8%, т.е. расчетный дебит ненамного отличается от фактического значения рассматриваемого показателя, что означает о достаточно высокой точности созданной математической модели работы призабойной зоны пласта и скважины, в виде формулы (5).

Расчет процесса обводнения будем проводить по методическому подходу или приему М.М.Саттарова [2], с учетом уточнений некоторых моментов при применении дополнительного метода, а именно ступенчатого заводнения. При этом учитываются запасы участков, которые будут использоваться с учетом геологической неоднородности пластов, т.е. прерывистости, расчлененности и тупиковых зон. В связи с этим, на основании результатов анализа состояния эксплуатации величины запасов, уменьшены на 30% с учетом вышеуказанных геологических неоднородностей для месторождения Узень [1]. Сравнение расчетных и фактических результатов свидетельствует о том, что расчетные величины доли нефти от фактических данных меньше в среднем на 10,6%, которые свидетельствуют о достаточно высокой точности разработанного методического приема (таблица 3.2).

Таблица 3.2 - Расчетные и фактические показатели участков залежи месторождения Узень при применении блокового и ступенчатого заводнений

Содержание нефти в составе добываемой жидкости доли ед.	Безразмерное время (τ), доли.ед				
	0,21	0,23	0,24	0,25	0,28
фактическое	0,41	0,42	0,40	0,35	0,20
расчетное	0,40	0,41	0,39	0,33	0,22
отклонение расчетного значения от фактического $\pm\%$	2,40	-2,38	-2,50	-5,70	+10,0

Как видно из полученных данных, для того, чтобы повысить эффективность данного метода, необходимо в первую очередь снизить влияние степени неоднородности пластов на работу скважин. Для этого необходимо и в нагнетательных и в добывающих скважинах вскрывать продуктивные пласты, фильтрационные параметры (проницаемость, гидропроводность и пьезопроводность) которых идентичны между собой, а «старые» ранее перфорированные пласты, с различными фильтрационными параметрами,

следует изолировать от процесса дренирования. Во-вторых, надо создать на устьях нагнетательных скважин повышенное давление нагнетания рабочих агентов, в частности воды, для активного подключения в работу отдельных интервалов или пропластков, с целью интенсификации выработки запасов. В-третьих, необходимо установить оптимальную величину забойного давления в добывающих скважинах с целью создания рабочей депрессии, которая позволяет наиболее полно использовать энергетическую возможность пластов. В-четвертых, необходимо произвести уплотнение сетки скважин, с целью увеличения общего объема добываемой жидкости (нефти) путем перфорации в них только тех пластов, геологические строения и фильтрационные параметры которых в основном совпадают с ранее существующими системами воздействия.

Исходя из вышеизложенного, если предположить, что увеличение дебита скважины в 1,5 раза связано с ростом рабочей депрессии, и это наверняка правомочно, так как подтверждается согласно известной формуле Дюпюи, то при применении данного метода необходимо рабочую депрессию увеличить соответственно в 1,5 раза. Тогда используя общеизвестную формулу $P_{CH} = P_Y + H \cdot \rho \cdot g - \Delta P_{П}$, где P_{CH} , P_Y – соответственно давления на забое и на устье нагнетательной скважины, МПа; $H \cdot \rho \cdot g$ – гидростатическое давление столба жидкости в стволе нагнетательной скважины, МПа; $\Delta P_{П}$ – потери давления на трение, МПа; а также зная, что рабочая депрессия $\Delta P = P_{CH} - P_{CD} = 6 \cdot 1,5 = 9$ МПа, (P_{CH} , P_{CD} – соответственно давлений на забоях нагнетательных и добывающих скважин $P_{CD} = 18$ МПа), можно определить величину давления на устье нагнетательной скважины, при которой будет достигнута максимальная величина коэффициента охвата пластов заводнением, согласно работе [3]. На основании результатов, полученных в работе [3] величина потери давления на трения $\Delta P_{П}$ равна 2,0 МПа. Тогда, используя вышеприведенную зависимость определим величину давления на устье нагнетательной скважины, которая составит 16 МПа, т.е. $P_Y = 16$ МПа. При этом глубина $H = 1300$ м, $\rho_B = 1000$ кг/м³, и $g = 9,8 \approx 10$ м/сек². Следует отметить, что по проекту ступенчатого заводнения [4], была запроектирована величина $P_Y = 15$ МПа, которая при внедрении этого метода не была соблюдена, что по-видимому является одним из главных причин низкой его эффективности.

Таким образом, на основании изучения изменения основных фактических технологических показателей обоснована оптимальная величина гидродинамических параметров, а именно $P_Y = 16$ МПа и $P_{CD} = 18$ МПа.

При увеличении значения P_Y нагнетательной скважины увеличивается скорость фильтрации, что приводит к увеличению коэффициента вытеснения, а также соответственно и коэффициента охвата, тем самым увеличивается степень выработки запасов, что подтверждается результатами лабораторных исследований согласно работы [5].

Для дальнейшего повышения эффективности применения рассматриваемого метода, необходимо через определенный период времени, менять величины режимов работы как добывающих, так и нагнетательных скважин, для создания неустановившегося состояния фильтрации жидкости по пластам или пропласткам, которые позволяют интенсивнее подключать к работе невыработанные запасы из малопродуктивных зон и участков. Если будет

использовано для поддержания пластового давления нагнетание в пласт горячей воды, то эффективность будет еще выше.

Литература:

1. Айткулов А.У. Повышение эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождений. - М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2000. – 227 с.
2. Саттаров М.М. Метод расчета темпов обводнения залежи в условиях водонапорного режима //Труды УфНИИ.- Уфа: Баштехиздат, 1961.- Вып. VII - С.189-199.
1. З.Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. - М.: Гостоптехиздат, 1963.- 410 с.
3. Комплексный проект разработки месторождения Узень (XIII-XXIV).- М.: ВНИИ, 1976.- 277 с.
4. Зайцев В.М., Магадова Л.А., Губанов В.Б., Кожабергенов М.М. Лабораторные исследования возможности доизвлечения микроостаточной нефти после заводнения пластов XIII горизонта месторождения Узень // «Нефть, газ и бизнес».- М., 2006.- №9 –С.48-53.