

УДК 622.276/279

ПРИМЕНИМОСТЬ ПРЕДЕЛЬНОГО БЕЗВОДНОГО ДЕБИТА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Б»

М.А. Сарыбаев, А.Р. Курбанова

Разработка месторождений, подстилаемых подошвенной водой, в настоящее время остается одним из главных вопросов в нефтегазовой промышленности. Этой проблеме посвящено множество статей, где предлагаются методики расчета предельного безводного дебита на подобных месторождениях. В этой статье рассчитан такой дебит для месторождения «Б». Также в рамках данной работы проведена оценка предельного безводного дебита при различных исходных параметрах пласта и построена зависимость его от относительного вскрытия пласта, проницаемости и вязкости. Основываясь на данной зависимости, подобраны критерии, при соблюдении которых возможно применение предельного безводного дебита.

Ключевые слова: подошвенная вода, конусообразование, обводнение скважин, предельный безводный дебит, относительное вскрытие пласта, проницаемость, вязкость, критерии применимости.

Как показывают промышленные испытания и анализы разработки нефтяных месторождений с подошвенной водой, образование конусов воды является в ряде случаев основной причиной обводнения скважин. Обводнение скважины ведет к увеличению себестоимости нефти и ухудшает другие показатели разработки месторождения. Действительно, если скважина, эксплуатирующая нефтяную залежь с подошвенной водой, вскрывает пласт на всю или почти на всю нефтенасыщенную мощность, она сразу же вместе с нефтью дает и воду. За сравнительно короткий срок скважина обводняется настолько, что ее эксплуатация становится экономически невыгодной. Поэтому, вскрывая мощность пласта частично, мы увеличиваем безводный период эксплуатации и добычу безводной нефти. Но возникает и более сложная задача: при известных исходных параметрах пласта и жидкостей требуется рассчитать такой дебит скважины (предельный дебит) или такую депрессию (предельную депрессию), при которых граница раздела «вода-нефть» (конус подошвенной воды) находилась бы в устойчивом положении,

и к скважине притекала бы только нефть. В зависимости от физических свойств пласта и жидкостей, а также величины относительного вскрытия пласта предельные дебиты будут различными. Может оказаться, что предельные дебиты, соответствующие безводному периоду эксплуатации, крайне низки и реализация их экономически невыгодна. Возможны три случая эксплуатации скважины [1]:

1. Дебит меньше или равен предельному; это обеспечивает длительную эксплуатацию скважины без воды; зеркало воды будет подтягиваться к скважине только по мере истощения залежи, и вода прорвется лишь тогда, когда дойдет до интервала перфорации;
2. Дебит намного больше предельного (максимально возможный – потенциальный); в этом случае вода почти мгновенно прорвется в скважину, и начнется совместный приток воды и нефти;
3. Дебит средний между предельным и потенциальным; тогда после некоторого безводного периода наступит совместный отбор нефти и воды.

Следовательно, если возникает возможность образования конусов воды в залежи, надо рассчитать предельные безводные дебиты или предельные депрессии, чтобы установить наиболее экономически выгодный режим работы скважин. Рассмотрим реальное месторождение с подошвенной водой с текущим состоянием и с состоянием, при котором был бы предельный безводный дебит.

Рассмотрим месторождение «Б», нефть которого характеризуется как легкая, высокопарафинистая (21,9%), малосмолистая, малосернистая. На месторождении выделен один объект разработки. Объект разрабатывается с поддержанием пластового давления с самого начала разработки, геолого-физические характеристики объекта приведены в табл. 1.

Эксплуатационный фонд скважин составляет 14 единиц, из них 9 добывающих и 5 нагнетательных.

Рассмотрим подробно 6 добывающих скважин, эффективная нефтенасыщенная толщина в которых больше 10 м. Это скважины № 6, 103, 108, 110, 114, 120.

Для расчета предельного безводного дебита воспользуемся методикой Чарного И.А. [2]. Методик расчета предельного безводного дебита много, однако Чарный И.А. первым установил точные соотношения для оценки верхних и нижних значений предельных безводных дебитов несовершенных скважин, разработал метод их расчета и составил универсальные графики для определения верхнего значения предельного безводного дебита и ординат вершин конуса. Последующие работы советских исследователей подтвердили, что предельные безводные дебиты по методике Чарного И.А. находятся в пределах указанных точных соотношений [1].

Исходные данные по скважинам для расчета приведены в табл. 2.

Таблица 1. Геолого-физические характеристики объекта

Параметры	Ю-IX
Средняя глубина залегания, м	1861
Тип залежи	Массивная с элементами тектонического экранирования
Тип коллектора	поровый
Пористость, д. ед	0,19
Средняя насыщенность нефтью, д. ед	0,67
Проницаемость, мД	61,5
Коэффициент песчаности, д. ед	0,62 (в целом по залежи) / 0,82 (по палеоруслу)
Коэффициент расчлененности, д. ед	3,92 (в целом по залежи) / 3,75 (по палеоруслу)
Пластовая температура, °С	85
Пластовое давление, МПа	18,2
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с	2,31
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,783
Объемный коэффициент нефти, д. ед	1,166
Содержание в нефти %:	
Серы	0,28
Парафина	21,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	5,96
Газосодержание нефти, м ³ /т	48
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,09
Средняя продуктивность, т/сут*МПа	15,5
Средняя приемистость, м ³ /сут	231,1

Таблица 2. Исходные данные по скважинам

Наименование	Ед. изм.	Обоз.	№ 120	№ 108	№ 114	№ 6	№ 103	№ 110
Проницаемость пласта	м ²	k	62,73					
Плотность пластовой воды	кг/м ³	ρ_в	1098					
		ρ_н	783,1					
Ускорение свободного падения	м/с ²	g	9,81					
Нефтенасыщенная мощность пласта	м	h₀	33,8	40,0	29,2	22,0	17,8	23,2
	м	b	20	30	16	16	12	21
Вязкость пластовой нефти	Па*с	μ_н	0,00231					
Расстояние до контура питания	м	R_к	178	166	267	170	206,5	221
		r_с	0,121					
Отношение радиусов		R_к/r_с	1471,1	1371,9	2206,6	1405,0	1706,6	1826,4

Определим верхнее значение И.А. [2, 3] безразмерный предельный дебита по формуле и по графикам Чарного безводный дебит $\bar{q}(\rho; h)$:

$$Q_0 = \frac{2\pi k h_0^2}{\mu_n} (\rho_w - \rho_n) g = \frac{2 \times 3,14 \times 6,273 \times 10^{-14} \times 33,8^2}{0,00231} (1098 - 783,1) \times 9,81$$

$$= 0,0006 \text{ (м}^3/\text{с)} = 52 \text{ (м}^3/\text{сут)} = 40,7 \text{ (т/сут)},$$

где

- k – проницаемость пласта, м²;
- h_0 – нефтенасыщенная мощность пласта, м;
- μ_n – вязкость пластовой нефти, Па*с;
- ρ_w, ρ_n – плотности пластовой воды и нефти, кг/м³;
- g – ускорение свободного падения, м/с².

Соотношение R_k к h_0 и относительное вскрытие пласта \bar{h} необходимые для графика Чарного И.А., рассчитываются по следующим формулам:

$$\rho = \frac{R_k}{\chi h_0} = \frac{178}{33,8} = 5,3 \quad \bar{h} = \frac{b}{h_0} = \frac{20}{33,8} = 0,6$$

где

- R_k – радиус до контура питания, м;
- χ – коэффициент анизотропии по проницаемости;
- b – мощность вскрытой части пласта, м.

По графикам Чарного И.А. (см. рис. 1) найдем $\bar{q}(\rho; h) = Q_{\text{сп}}/Q_0$

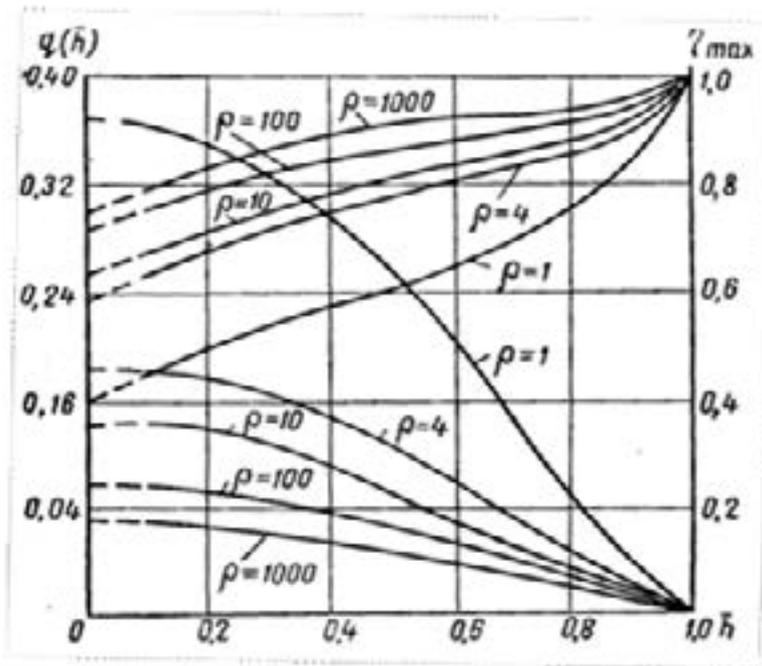


Рисунок 1. Кривые $q(h)$ для различных значений ρ, h

$$\bar{q}(5,3; 0,6) = 0,06$$

Откуда найдем предельный безводный дебит: $Q_{\text{сп}} = 0,06 \times 40,7 = 2,44 \text{ (т/сут)}$

Аналогичным образом рассчитаем предельные дебиты для остальных скважин. Результаты расчетов по скважинам приведены в табл. 3.

Как видно из таблицы, рассчитанные предельные безводные дебиты имеют низкие значения, и возникает сразу во-

прос: как с самого начала разрабатывать месторождения с такими дебитами?!

Для начала рассмотрим историю разработки скважины, для которой выше провели расчет предельно безводного дебита (рис. 2).

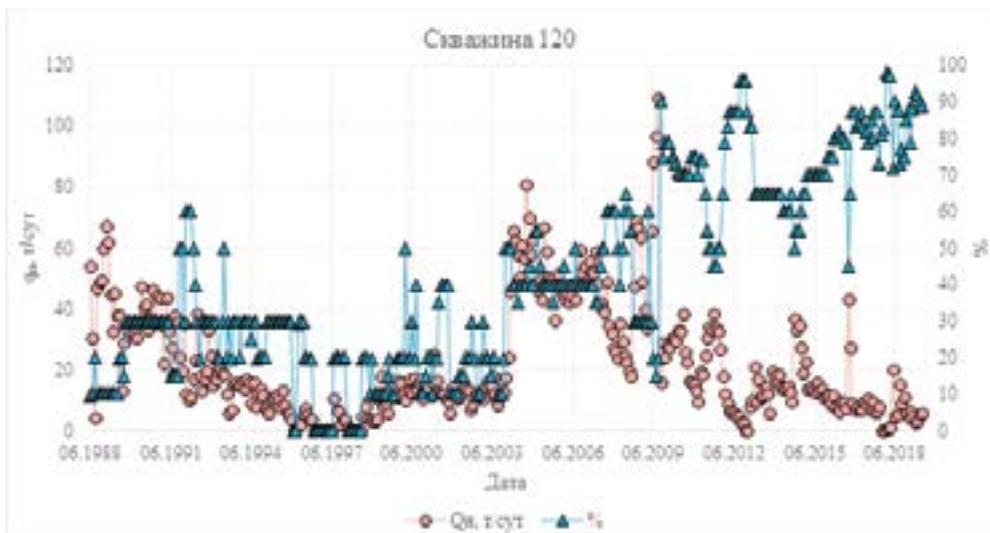


Рисунок 2. График разработки скважины №120

Скважина вошла в разработку с дебитом 54 т/сут, однако у нее отсутствует безводный период разработки. Обводненность уже в первый год разработки составляла 10%. Но тем не менее, этот дебит превышает расчетный безводный во много раз. Вернемся к формуле расчета дебита и рассмотрим подробно параметры, входящие в формулу. Начнем

с параметров, которые можно изменять. Первое – это мощность, которую вскрыли. Относительное вскрытие пласта в скважинах варьируется от 50 до 90%. Попробуем его уменьшить по всем скважинам и посмотрим, какой предельный безводный дебит мы получим при этом. По результатам расчетов построен график зависимости Q_{np} от \bar{h} по всем скважинам (рис. 3).

Таблица 3. Рассчитанные предельные дебиты по скважинам по методике Чарного И.А.

Наименование	Ед. изм.	Обозначение	№ 120	№ 108	№ 114	№ 6	№ 103	№ 110
Верхнее значение дебита	м ³ /с	Q ₀	0,0006	0,0008	0,0004	0,0003	0,0002	0,0003
	м ³ /сут		52,0	72,8	38,8	22,0	14,4	24,5
	т/сут		40,7	57,0	30,4	17,3	11,3	19,2
Соотношение R _к к h ₀	м	ρ	5,3	4,2	9,1	7,7	11,6	9,5
Относительное вскрытие пласта	м	\bar{h}	0,6	0,8	0,5	0,7	0,7	0,9
Безразмерный предельный безводный дебит	б/р	q(ρ;h)	0,06	0,03	0,08	0,03	0,03	0,02
Предельный безводный дебит	т/сут	Q _{тип}	2,44	1,43	2,43	0,52	0,28	0,29

Как видно из рисунка, чем меньше относительное вскрытие пласта, тем больше Q_{np} , при этом значительное повышение Q_{np} наблюдается в скважинах № 108 и № 120. Отличием этих двух скважин от остальных является их большая

эффективная нефтенасыщенная толщина (рис. 4). Здесь сразу же можно сделать еще один вывод: чем больше эффективная нефтенасыщенная толщина, тем больше возможность придерживаться выработки с Q_{np} .

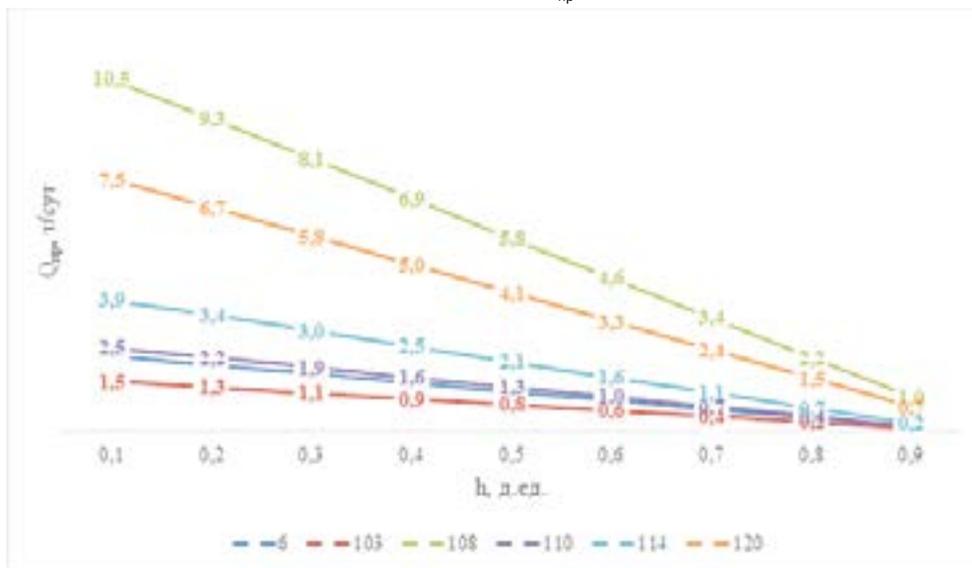


Рисунок 3. График зависимости Q_{np} от \bar{h} , по скважинам

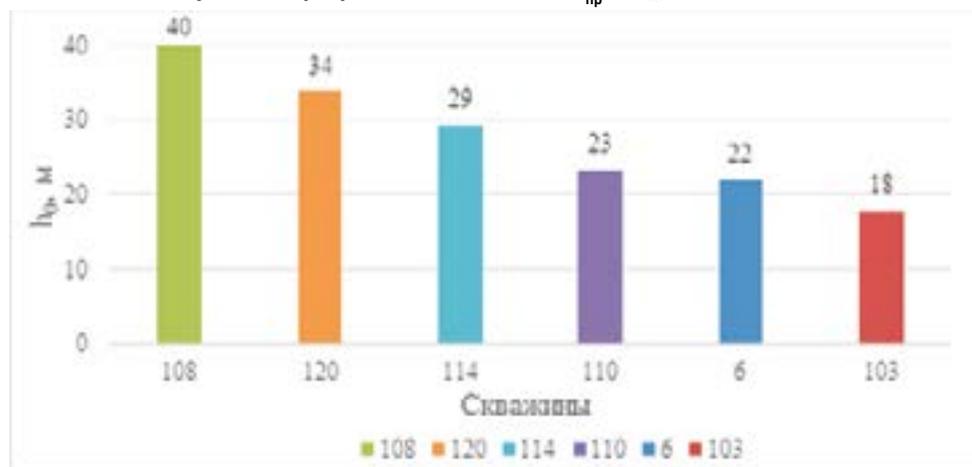


Рисунок 4. Нефтенасыщенная толщина по скважинам

Теперь рассчитаем показатели по годам [4], чтобы посмотреть, какая была бы накопленная добыча у этих скважин, если бы они работали с этими расчетными Q_{np} (рис. 5). Как видно из рисунка, Q_{np} по всем скважинам намного ниже их фактического дебита. Например, по скважине № 120

расчетная накопленная добыча при Q_{np} в 4 раза меньше фактической за тот же период. При этом рассчитано в случае $\bar{h} = 0,1$, если рассматривать случаи с $\bar{h} > 0,1$, то Q_{np} будет еще ниже. Такая же картина наблюдается и по остальным скважинам, за исключением скважины

№ 103, которая была переведена под нагнетание. Следовательно, при разработке с Q_{np} увеличивается срок разработки, что в настоящее время является нерентабельным.

Теперь возникает вопрос: тогда в каких случаях необходимо рассчитывать Q_{np} и разрабатывать месторождение, придерживаясь этого дебита. Для этого изменим основные параметры входящие в формулу расчета Q_{np} : проницаемость (k) и вязкость (μ_n). Рассмотрим различные варианты, повышая и понижая эти параметры. На рис. 6 приведен итог расчета Q_{np} при разных проницаемостях и вязкостях, а также учтен \bar{h} .

На графиках зависимости Q_{np} от μ_n видно, что резкое увеличение Q_{np} наблюдается при $\mu_n < 2$ мПа*с. При $\mu_n \geq 5$ мПа*с Q_{np} не превышает 5 т/сут. Следовательно, чем ниже вязкость, тем выше Q_{np} , при этом высокие значения Q_{np} характерны для месторождений с $\mu_n < 2$ мПа*с. Также необходимо учитывать \bar{h} . Увеличение \bar{h} до 0,9 приводит к снижению Q_{np} в 10 раз.

На графиках зависимости Q_{np} от k видно, что с увеличением проницаемости до 1 Д увеличивается и Q_{np} , при этом высокие Q_{np} наблюдаются в скважинах где

самые большие нефтенасыщенные толщины h_0 . Здесь использована вязкость исходная, равная 2,31 мПа*с. Следовательно, чем выше проницаемость, тем выше Q_{np} , и увеличение это зависит от нефтенасыщенной толщины в скважине. Также не стоит забывать о \bar{h} . С увеличением \bar{h} до 0,9 Q_{np} снижается также в 10 раз. Однако месторождений нефти, в которых коллекторы обладают очень высокой проницаемостью, в Казахстане почти нет. Учитывая что еще \bar{h} в основном превышает 0,5, то рассчитанные Q_{np} будут слишком низкими и нерентабельными при длительной разработке. Q_{np} скважин с $h_0=40$ м (скважина № 108) составляет 1,4 т/сут, когда фактически скважина, хоть и обводнялась, работала с дебитом нефти более 20 т/сут.

Исходя из всего вышеизложенного, можно выделить следующие критерии, при которых можно применять и при которых эффективнее будет найти другие пути решения проблемы разработки месторождений с подошвенной водой.

Расчет Q_{np} применим при:

- $k > 0,1$ Д
- $h > 30$ м
- $\mu_n < 3$ мПа*с
- $\bar{h} < 0,5$

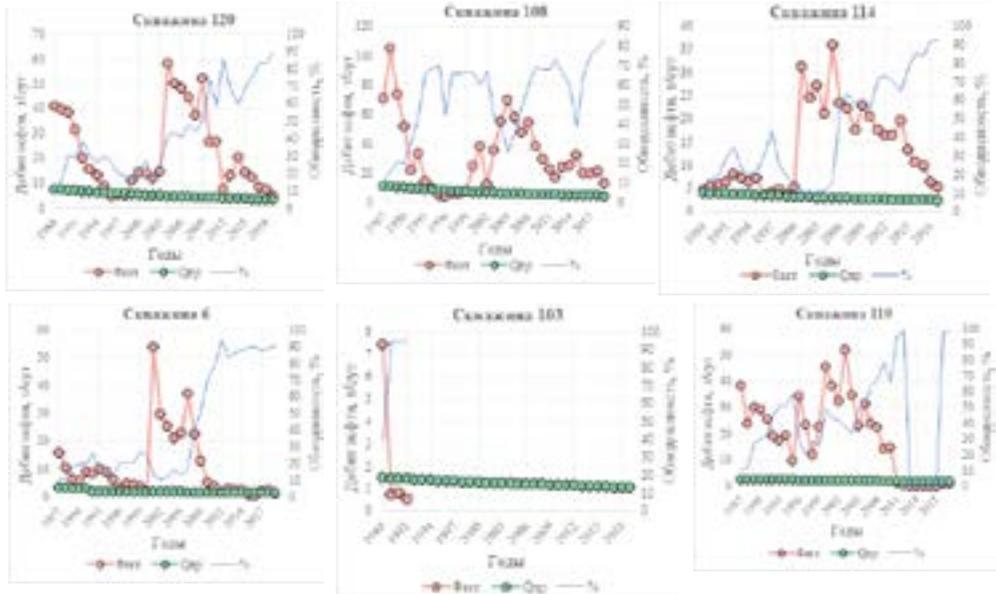


Рисунок 5. Сравнение фактического дебита нефти с расчетным Q_{np}

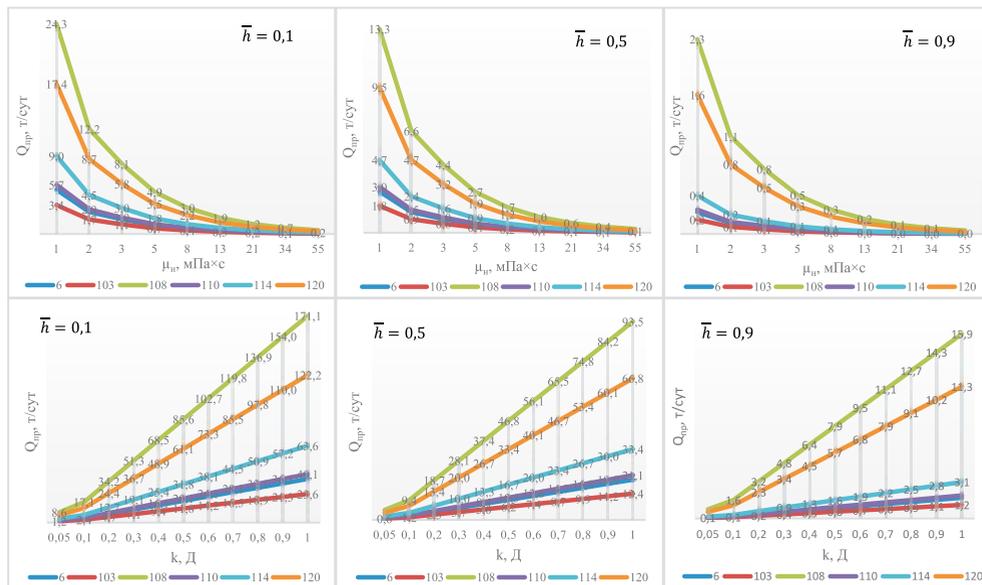


Рисунок 6. График зависимости $Q_{пр}$ от k и μ по скважинам при $\bar{h} = 0,1 / 0,5 / 0,9$

Если параметры месторождения не входят в эти критерии, то для этих месторождений наиболее эффективным будет поиск других решений проблемы, таких как проведение геолого-технических мероприятий на скважине.

Вывод

Месторождения, параметры которых не входят в критерии, приведенные в статье, эффективнее разрабатывать, не придерживаясь предельного безводного дебита, если нет обратного экономического подтверждения.

Список использованной литературы

1. Телков А.П., Стклянов Ю.И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. – Изд. Недра, М., 1965, 164 с.
2. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – Гостоптехиздат, М., 1963, 397 с.
3. Евдокимова В.А., Кочина И.Н. Сборник задач по подземной гидравлике. – Изд. Недра, М., 1979, 169 с.
4. Посевич А.Г., Сидикходжаев Р.К., Джалилов М.М. К расчету динамики оптимального дебита скважин подгазовых нефтяных залежей с подошвенной водой в условиях аномально высоких пластовых давлений. – Узбекский журнал нефти и газа, № 1, 1997, с. 27-30.

«Б» КЕН ОРНЫ МЫСАЛЫНДА ШЕКТИ СУСЫЗ ДЕБИТТИ ҚОЛДАНЫЛУЫ

М.А. Сарыбаев, А.Р. Құрбанова

Түйіндеме

Табан сумен төселетін кен орындарын игеру қазіргі уақытта да мұнай-газ өнеркәсібіндегі басты мәселелердің бірі болып қалуда. Осы мәселеге көптеген мақалалар арналған, онда осындай кен орындарында сусыз дебитті есептеу әдістемелері ұсынылады. Осы мақалада осындай дебит «Б» кен орнына арналған

есептелген. Сондай-ақ аталған жұмыс шеңберінде қабаттың әртүрлі бастапқы параметрлері кезінде шекті сусыз дебиттің бағалауы жүргізілді, шекті сусыз дебиттің қабаттың салыстырмалы ашылуына, өткізгіштігіне және тұтқырлығына тәуелділігі құрастырылды.

Осы тәуелділіктерге негізделе отырып, оларды сақтау кезінде шекті сусыз дебитті қолдану мүмкін болатын өлшемшарттар іріктелді.

Түйінді сөздер: түбіндегі су, конустың пайда болуы, құдықтарды суару, сусыз өндірудің шекті деңгейі, қалыптасудың салыстырмалы ашылуы, өткізгіштігі, тұтқырлығы, қолдану өлшемдері.

APPLICABILITY OF LIMITATIVE WATER-FREE PRODUCTION RATE AS CASE OF FIELD “B”

M.A. Sarybayev, A.R. Kurbanova

Abstract

Developing a field underlayed by bottom water still remains one of the main issues in petroleum industry. Numerous articles have been devoted to this issue offering methods for calculating the maximum water-free production rate on such fields. The paper shows such production rate calculated for the field “B”. In this paper we also calculated maximum water-free production rate with different initial reservoir parameters and identified the dependence of the maximum water-free production rate from formation exposure, permeability and viscosity. Based on these dependences we selected criteria that allow potential application of maximum water-free production rate.

Key words: bottom water, cone formation, watering of wells, maximum water-free production rate, relative opening of the formation, permeability, viscosity, applicability criteria

Информация об авторах

Сарыбаев Мухтар Ахатжанович – директор департамента разработки месторождений, sarybayev_m@kaznipi.kz

Курбанова Асель Рахимовна – специалист департамента разработки месторождений, kurbanova_a@kaznipi.kz

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмұнайгаз», г. Актау.