



Р. М. Курамшин
канд. техн. наук,
ген. директор
ООО «Технопром»
tehnoprom-oil@mail.ru



Н. А. Суворова
зам. директора НЦАР

Теоретическое обоснование дебита скважин и системы разработки

на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Статья посвящена теоретическому обоснованию дебита горизонтальных скважин и системы разработки месторождения. Выполнены расчеты по четырем алгоритмам с учетом влияния давления, длины скважин, проницаемости пород и радиуса контура питания.
Article is devoted to a theoretical substantiation of horizontal holes debit and development system of the deposit. Calculations by four algorithms in view of influence of pressure, length of drills, rock permeability and radius of a supply contour are performed.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, горизонтальная скважина, дебит, радиус контура питания.

Keywords: oil and gas condensate deposit, a horizontal hole, debit, radius of a supply contour.

Нефтегазоконденсатная залежь Оренбургского месторождения приурочена к продуктивным пластам PV и PIV артинских отложений и представлена низкопроницаемым, неоднородным карбонатным коллектором. Нефтяная оторочка Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ) разрабатывается системой горизонтальных скважин [1-3].

Дебит скважины является одним из основных показателей, характеризующих технико-экономическую эффективность разработки залежей нефти.

Существуют несколько выражений для теоретического обоснования дебита горизонтальных скважин (ГС). Анализируя теоретические формулы [4-8], видно, что на дебит горизонтальной скважины (при неаномальных свойствах нефтей) существенное влияние оказывают длина горизонтального ствола, радиус контура питания, проницаемость.

В горизонтальных скважинах, по которым есть собственные керновые определения проницаемости, и вскрытых толщинах пласта рассчитаем контуры питания скважин (**табл. 1**).

Произведем расчеты по четырем основным формулам, которые применяются на практике:

формула П. Ю. Борисова:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\mu \left[\ln \left(\frac{4R_k}{L} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_c} \right) \right]}$$

формула S. Joshi:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\mu \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_c} \right) \right]}$$

$$\text{где } a = \frac{L}{2} \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^4}}$$

формула Giger:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\mu \left[\ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - (L/(2R_k))^2}}{L/(2R_k)} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_c} \right) \right]}$$

формула Renard-Dupuy:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\mu \left[\text{Arch}(x) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_c} \right) \right]}$$

$$\text{где } x = 2a/L; \quad a = \frac{L}{2} \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^4}}$$

Параметры, входящие в формулы:

k – коэффициент проницаемости, мкм²;

h – эффективная толщина пласта, м;

Δp – перепад давления между границей контура питания и стенкой скважины, атм;

μ – вязкость пластового флюида, мПа·с;

L – длина горизонтального ствола, м;

R_k – радиус контура питания, м;

r_c – радиус скважины, м.

На первом этапе найдем методом последовательных приближений радиус контура питания для скважин.

Параметром, на основании которого будет определяться точность решения, является начальный дебит жидкости, который определен на основании соответствующих исследований ГС. Занесем результаты расчетов в **табл. 2**.

Согласно расчётам (**табл. 2**), три из четырех формул имеют достаточно хорошую сходимость по результатам, а между дебитом жидкости и радиусом контура питания и между радиусом контура питания и длиной горизонтального ствола существует обратная зависимость.

Следовательно, для оптимальной разработки объекта и получения максимального дебита скважин необходимо уменьшать радиус контура питания путем организации системы ППД.

На втором этапе расчетов, учитывая сходимость расчётов, воспользуемся тремя формулами: Борисова, Joshi и Renard-Dupuy.

Исходные данные для расчета дебита ГС по теоретическим зависимостям, принятые по керновым исследованиям

Таблица 1

Параметры	Ед. изм.	скв. № 1	скв. № 2	скв. № 3
q _{вх} жидкости	т/сут	16,9	52,1	39,3
Кпр (коэф. прон.)	мкм ²	0,00124	0,00089	0,00134
H (толщина пласт)	м	26,1	13	38,3
Рпл (пласт. давл.)	атм	208	208	208
Рзаб (заб. давл.)	атм	89	90	73
Вязкость нефти	мПа·с	0,665	0,665	0,665
L (длина ГС)	м	498	910	679
r _c (радиус скв.)	м	0,1397	0,1397	0,1397
Плотность нефти	т/м ³	0,7335	0,7335	0,7335

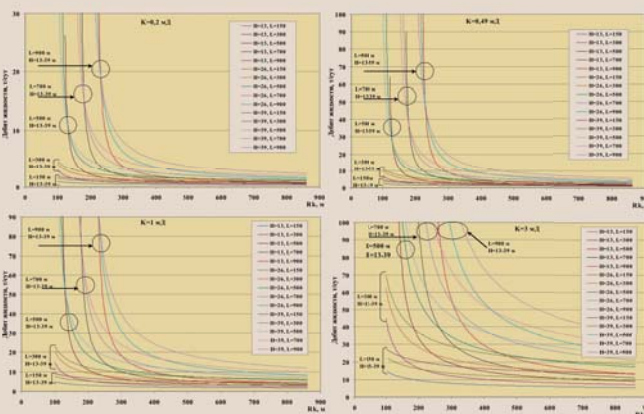


Рис. 1. Зависимость дебита жидкости от радиуса контура питания, рассчитанная по формуле П. Ю. Борисова, для $R_{аб} = R_{нс}$

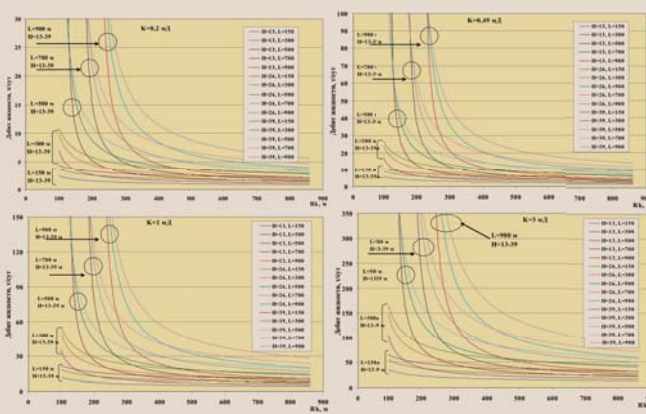


Рис. 4. Зависимость дебита жидкости от радиуса контура питания, рассчитанная по формуле П. Ю. Борисова, для $R_{аб} = 50$ МПа

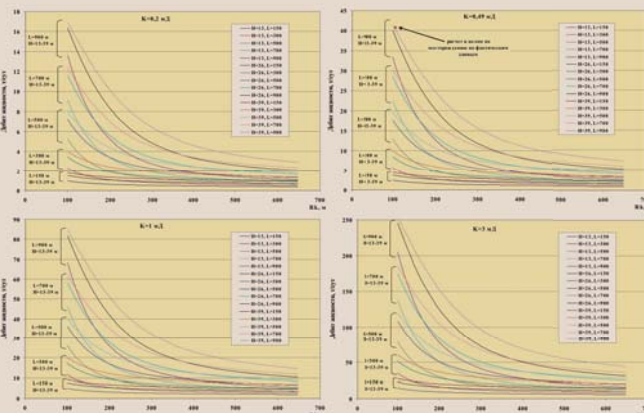


Рис. 2. Зависимость дебита жидкости от радиуса контура питания, рассчитанная по формуле S. Joshi, для $R_{аб} = R_{нс}$

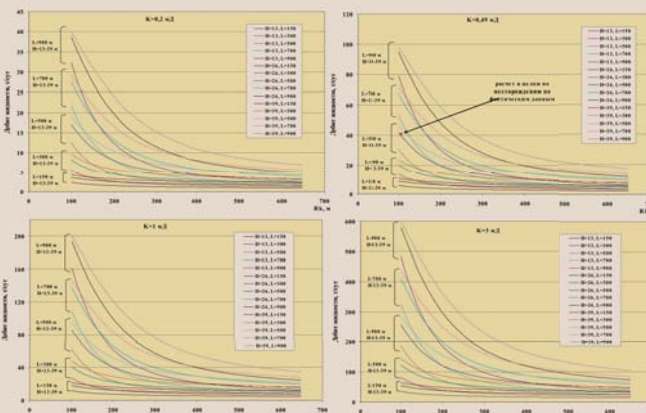


Рис. 5. Зависимость дебита жидкости от радиуса контура питания, рассчитанная по формуле S. Joshi, для $R_{аб} = 50$ МПа

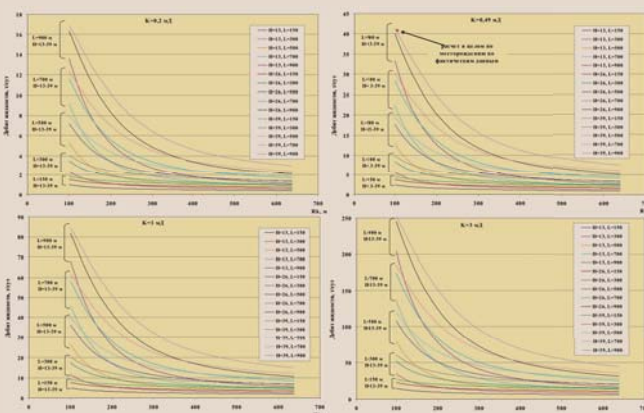


Рис. 3. Зависимость дебита жидкости от радиуса контура питания, рассчитанная по формуле Renard-Duiri, для $R_{аб} = R_{нс}$

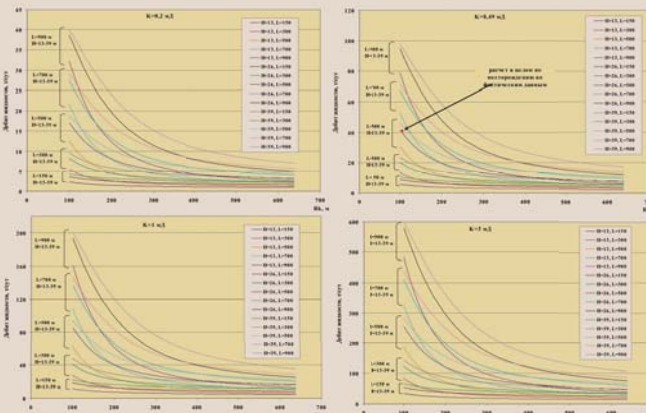


Рис. 6. Зависимость дебита жидкости от радиуса контура питания, рассчитанная по формуле Renard-Duiri, для $R_{аб} = 50$ МПа

Результаты определения радиуса контура питания по теоретическим зависимостям

Таблица 2

Формула	скв. № 1 ($q_{вх}=16,9$ т/сут) $R_k(m)/q_{вх}(т/сут)$	скв. № 2 ($q_{вх}=52,1$ т/сут) $R_k(m)/q_{вх}(т/сут)$	скв. № 3 ($q_{вх}=39,3$ т/сут) $R_k(m)/q_{вх}(т/сут)$
П.Ю. Борисова	504/16,92	262,45/52,13	465,82/39,26
S.Joshi	504/16,91	173,2/52,12	461/39,31
Giger	535/16,92	459,65/52,13	527/39,31
Renard-Dupuy	504/16,91	173,2/52,12	461,2/39,29

Построим палетки, которые будут отображать зависимость дебита жидкости от радиуса контура питания по формулам для различных сочетаний пар нефтенасыщенной толщины (Н) и длины горизонтального ствола (L). Все расчёты проведём для четырех значений коэффициента проницаемости (Кпр): Кпр=0,2мД (граничное значение коллектора, принятое в подсчете запасов), Кпр=0,49 мД (осредненное значение, принятое при проектировании), Кпр=1 мД и Кпр=3мД (значения, встречающиеся при исследовании керна). При этом рассмотрим 2 случая: при Рзаб=Рнас (моделируется идеальное состояние) и Рзаб=50 атм.

Далее для каждой из пар (всего 15 пар.: Н=13 м, L=150м; Н=13 м, L=300 м; Н=13 м, L=500 м; и т.д.), при одном из четырех значений Кпр, изменим радиус контура питания в диапазоне 100 – 900 м с шагом 2 м и рассчитаем дебит жидкости.

Согласно расчетам при Рзаб=Рнас (рис.1-3), значение проницаемости значительно влияет на дебит жидкости. Однако даже для значения $R_k=100$ м дебит жидкости не превысит 80 т/сут при параметрах, близких к параметрам ВУ ОНГКМ, а при $R_k > 300$ м влияние на дебит длины горизонтального ствола при различных значениях Кпр несущественно. Большое влияние на

дебит жидкости оказывает нефтенасыщенная толщина пласта, но ее влияние оказывается существенным лишь при $R_k < 300$ м.

Существенное влияние на дебит жидкости оказывает забойное давление. Сравнивая полученные зависимости дебитов ГС при разных депрессиях (рис. 1 и 4, 2 и 5, 3 и 6), можно отметить, что при снижении депрессии (т.е. увеличении значения Рзаб.) необходимо бурить скважину с более длинным горизонтальным стволом, и, наоборот, при увеличении депрессии (т.е. снижении значения Рзаб.) можно бурить более короткий горизонтальный ствол.

Полученные расчёты подтверждаются фактическими результатами эксплуатации ГС (рис. 1-6).

Таким образом, для создания эффективных условий разработки низкопроницаемых, неоднородных карбонатных коллекторов ВУ ОНГКМ необходимо ГС приблизить к контуру питания на расстояние $R_k < 300$ м, что может быть обеспечено:

- организацией проектной системы ППД;
- значительной нефтенасыщенной толщиной, которая должна быть обеспечена вскрытием максимально возможного числа пропластков;
- максимальным значением депрессии. ✎

Литература

1. Курамшин Р.М., Степанова Г.С. Анализ разработки нефтегазовых залежей системой горизонтальных и вертикальных скважин // Бурение и нефть. №12. 2003. С. 24-27
2. Курамшин Р.М., Степанова Г.С., Черницкий А.В., Бабаева А., Мельников В.М., Тюхтин Н.И. Особенности геологического строения и опытно-промышленной разработки Восточной части ОНГКМ // Нефтяное хозяйство. №4. 2005. С. 93-97.
3. Курамшин Р.М., Зенкин С.В., Розенберг И.Б., Суворова Н.А., Мельников В.М., Тюхтин Н.И. Эффективность разработки Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения системами горизонтальных скважин // Нефтепромысловое дело. №2. 2010. С.19-27
4. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. М.: Недра, 1964. - 152 с.
5. Григулецкий В.Г. Основные допущения и точность формул расчета дебита горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. №12. 1992. С. 5-6.
6. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. Недра. 1969. - 190с.
7. GIGER, R.M., Some Practical Formulas to Predict Horizontal Well Behaviour; paper SPE 15430, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, October 1986.
8. Joshi S.D. Horizontal well technology. – Ph. D. Joshi Technologies International, Inc. Tulsa, OK, USA., 1991.