

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ СИНТЕТИЧЕСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Чепкасова Е.В., Иванов М.Г.

научный руководитель канд. техн. наук Назарова Л.Н.,

д-р. техн. наук Басниев К.С.

Российский Государственный Университет нефти и газа им. И.М. Губкина, ООО
«Газпром добыча Ноябрьск»

В работе рассматривается возможность внедрения горизонтальных скважин на месторождении. Конструктивные особенности горизонтальных скважин в отличие от вертикальных позволяют получать дебиты, в несколько раз превосходящие производительность вертикальных скважин. Причем увеличение дебита горизонтальных скважин обеспечивается не за счет повышения депрессии на пласт, а путем увеличения поверхности фильтра.

Если исходить из позиций, что чем длиннее горизонтальная часть, тем больше ее производительность, и чем длиннее этот ствол, тем дороже бурение погонного метра, то задача состоит в том, чтобы найти параметры конструкции горизонтального ствола, для которой интенсивность прироста дебита оправдана затратами на бурение. Следует подчеркнуть, что на производительность горизонтальных газовых скважин влияют множество геологических, технологических и технических факторов, без учета которых не может быть определена оптимальная конструкция.

В работе рассмотрено несколько вариантов конструкции горизонтальных скважин. Получены зависимости производительности горизонтальных скважин от длины горизонтального участка, от расположения ствола по толщине пласта, влияние анизотропии пласта на производительность горизонтальной скважины. Расчеты проведены как приближенными методами, так и при помощи прикладного программного продукта Eclipse путем построения гидродинамической модели фрагмента залежи.

Понятие "оптимальная конструкция" носит временный характер, так как в процессе разработки дебита горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин снижаются. Поэтому при выборе оптимальной конструкции необходимо учесть интенсивность снижения дебита в процессе разработки и указать отрезок времени, в течение которого конструкция скважины будет считаться оптимальной. Естественно, что в зависимости от темпа истощения выбранная конструкция на определенной стадии разработки окажется неоптимальной. Для соблюдения оптимальной конструкции в течение всего периода разработки необходимо периодическое увеличение длины горизонтального ствола.

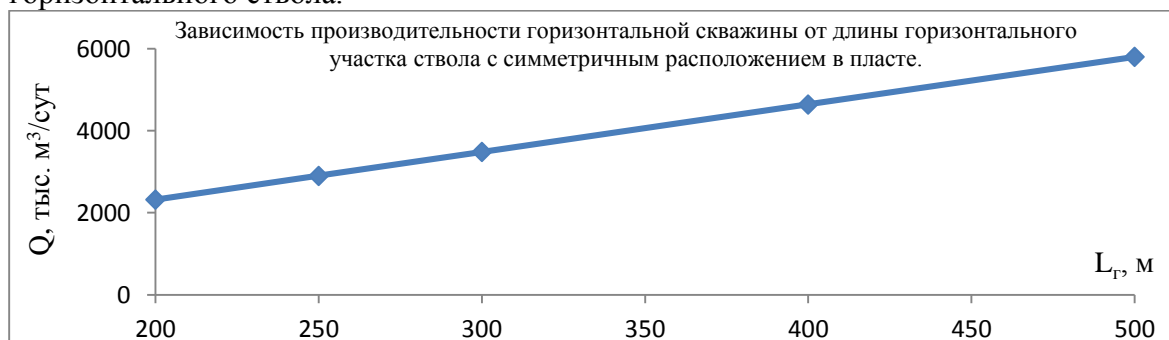


Рисунок 1. Зависимость производительности горизонтальной скважины от длины горизонтального участка ствола с симметричным расположением в пласте.

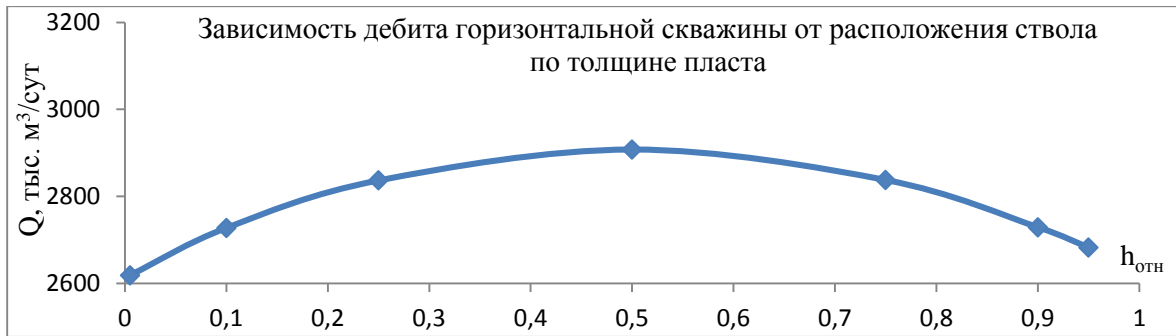


Рисунок 2. Зависимость дебита горизонтальной скважины от расположения ствола по толщине пласта.

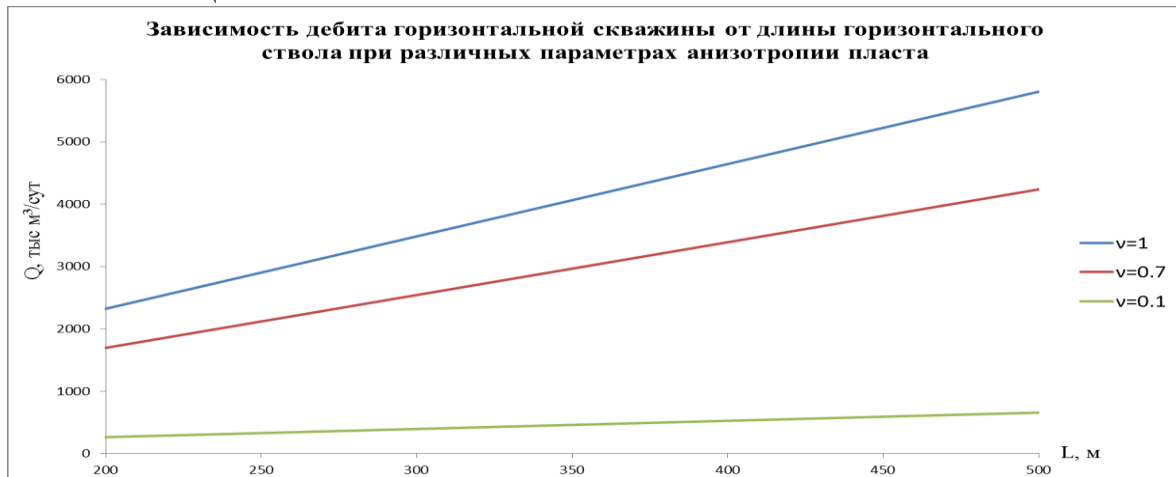


Рисунок 3. Зависимость дебита горизонтальной скважины от длины горизонтального ствола при различных параметрах анизотропии пласта.

Как видно из рисунка 3, максимальный дебит горизонтальной скважины достигается в изотропном пласте, то есть при коэффициенте анизотропии равном 1. При коэффициентах анизотропии равных 0,7 и 0,1 при прочих равных условиях производительность горизонтальной скважины для данных геологических условий и при данных фильтрационно-емкостных свойствах пласта уменьшается в 1,37 и 8,85 раза соответственно по сравнению с дебитом горизонтальной скважины в изотропном пласте.

В процессе разработки месторождения по мере снижения пластового давления при сохранении депрессии на начальном уровне происходит снижение интенсивности притока. Текущую в процессе разработки длину горизонтального ствола, обеспечивающую сохранность дебита на начальном уровне при начальной депрессии на пласт и постоянном по длине горизонтального ствола забойном давлении, используя аналитическую методику, приближенно определяется по формуле:

$$L_c(t) = \frac{a_2 Q_{нач} - \left[(a_2 Q_{нач})^2 + 4 \Delta P^2(t) b_2 Q_{нач}^2 \right]^{0,5}}{2 \Delta P^2(t)};$$

$$a_2 = \frac{a^*}{2} \left[\frac{2}{h_1} \left(h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{R_c + h_1} \right],$$

$$b_2 = \frac{b^*}{8} \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + v h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right].$$

Для сохранения дебита горизонтальной скважины на начальном уровне при начальной депрессии на пласт длина горизонтального ствола увеличивается более чем в

три раза. Но увеличение длины горизонтального ствола не всегда является эффективным с точки зрения экономических показателей и гидродинамических критериев.

Для определения распределения забойного давления по длине горизонтального участка необходимо совместно решать систему из двух обыкновенных дифференциальных уравнений: уравнение притока газа к горизонтальному стволу; уравнение движения газа по этому стволу от его торца до начала горизонтального участка. Давление в стволе скважины по направлению к дальнему концу перфораций (то есть дальше от забоя скважины) будет больше давления в ближнем конце, и поэтому перепад давления будет изменяться в зависимости от длины перфорированного участка. Это может приводить к падению продуктивности на единицу длины перфораций по направлению к дальнему концу. Пониженное давление в стволе скважины в ближнем конце перфорированного участка также может приводить к образованию локализованных конусов воды или газа в этой области, что снижает эффективность горизонтальной скважины, так как приходится устранять проблемы с конусами. Следовательно, при выборе оптимальной длины и диаметра горизонтальной скважины особенно важно проанализировать влияние потерь давления за счет трения.

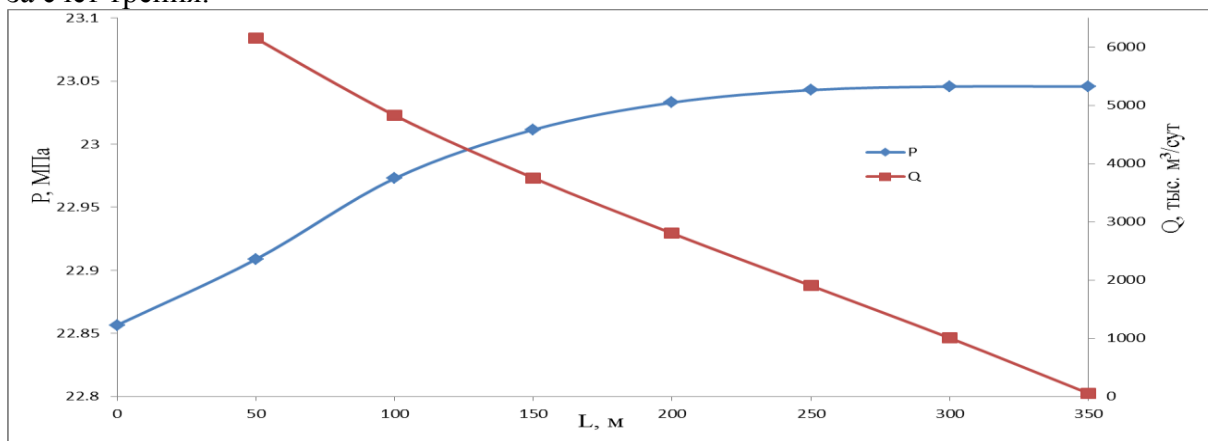


Рисунок 4. Распределение дебита и давления по длине горизонтального ствола скважины.

Уменьшение дебита газа в процессе разработки приводит к снижению потерь давления по стволу и поэтому к концу разработки месторождения интенсивность притока газа остается практически одинаковой по всей длине горизонтального ствола.

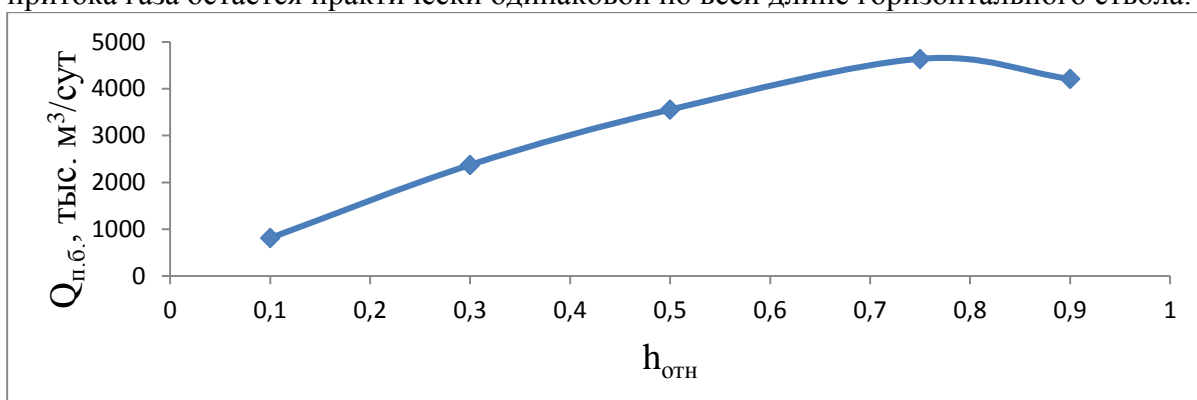


Рисунок 5. Зависимость безводного дебита от расположения горизонтального ствола по толщине пласта.

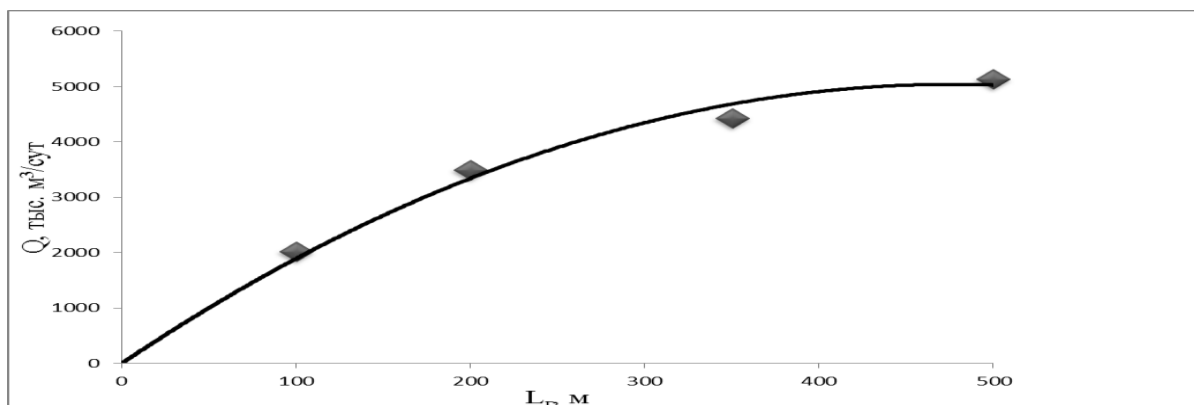


Рисунок 6. Зависимость производительности скважины от длины горизонтального участка ствола.

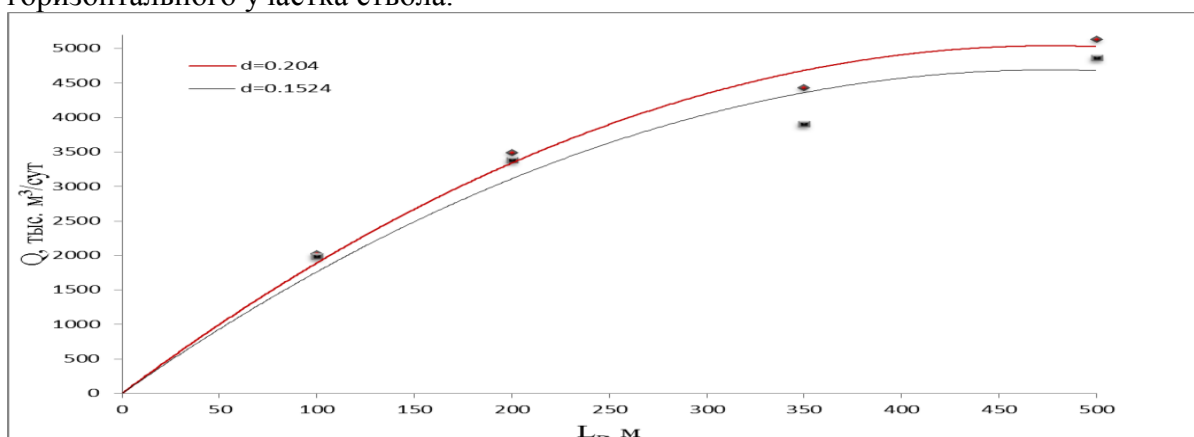


Рисунок 7. Зависимость дебита газа от длины горизонтального ствола скважины при различных диаметрах.

Из анализа полученных результатов следует, что уменьшение диаметра горизонтального ствола уменьшает оптимальную длину ствола. Оптимальность длины предопределяется величиной потерь давления на горизонтальном участке ствола. В данном случае горизонтальный ствол не оборудован фонтанными трубами, тогда максимальные потери давления имеют место у перехода горизонтального ствола в зависимости от радиуса кривизна к искривленному или вертикальному участкам ствола.

Используя алгоритм выбора оптимальной длины скважины, мы рекомендуем длину горизонтального ствола скважины принять равной 350 м. Таким образом, гарантируется начальный дебит равный 3000 тыс. м³/сут постоянным на протяжении 12 лет при депрессии, не превышающей 0,2 МПа. При депрессии, не превышающей 0,2 МПа, мы минимизируем риски, связанные с образованием водяных конусов.

Период разработки продуктивного горизонта составил 30 лет, из них 12 лет постоянной добычи и 18 лет падающей добычи. При моделировании рекомендуемого варианта конструкции горизонтальной скважины для фрагмента залежи были получены следующие результаты.

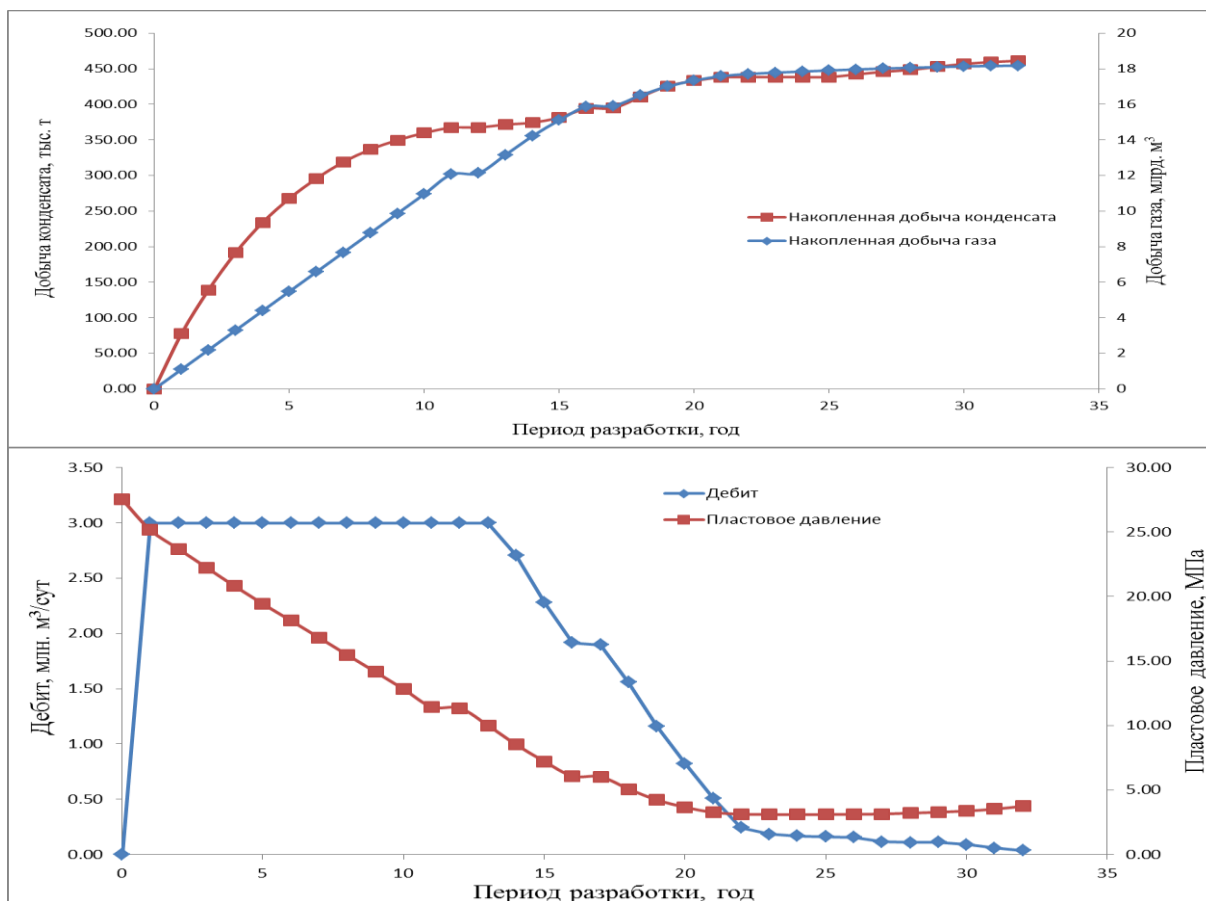


Рисунок 8. Показатели разработки фрагмента залежи.

При разработке фрагмента залежи выбранной конструкцией горизонтальной скважины коэффициент извлечения газа составил 0,96.

Список используемой литературы

1. З.С. Алиев, К.А. Арутюнова. Определение необходимой длины горизонтального ствола газовой скважины в процессе разработки. Газовая промышленность. – 2005. – №12.
2. З.С. Алиев, Б.Е. Сомов, С.А. Рогачев. Обоснование и выбор оптимальной конструкции горизонтальных газовых скважин. М.: Техника, 2001. – 96 с.
3. З.С. Алиев, В.В. Бондаренко. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений – Печора: Печорское время, 2002. – 894 с.
4. К.С. Басниев. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: МИНХиГП им. И.М. Губкина, 1978. – 93 с.
5. Т.Г. Бердин. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
6. Р.Д. Каневская. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.
7. Р.М. Тер-Саркисов, В.М. Максимов, К.С. Басниев, А.Н. Дмитриевский, Л.М. Сургучев. Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа. - М. - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 452 с.
8. S. D. Joshi. Основы технологии горизонтальной скважины. – Краснодар: «Сов. Кубань», 2003. – 424 с.