



Николаев О.В.
заместитель начальника
лаборатории, д.т.н.
o-nikolaev@yandex.ru



Шандрыгин А.Н.
главный научный сотрудник, д.т.н.
shan.alex2010@yandex.ru



Гужов К.Н.
старший научный сотрудник
Konstantin.guzhov@gmail.com



Стоноженко И.В.
начальник лаборатории
i.stonozhenko@yandex.ru



Байбури Р.А.
начальник отдела геологии
BayburinRinat@gmail.com

ОПТИМИЗАЦИИ КОНСТРУКЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖАХ С ПОДОШВЕННОЙ ВОДОЙ

Применение технологии горизонтальных скважин при разработке газовых и газоконденсатных месторождений позволяет достичь высоких дебитов газа по скважинам при значительно более низких значениях депрессии, тем самым снизив интенсивность конусообразования у забоев скважин. В статье рассматривается влияние наличия жидкой фазы в продукции скважин как на выбор оптимальных решений, касающихся конструкции скважин и технологических режимов их эксплуатации, так и на экономические показатели разработки месторождения.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, газожидкостной поток, оптимизация конструкции горизонтальной скважины.

В настоящее время в Российской Федерации разрабатывается значительное количество месторождений природных газов, в разрезе которых имеются газовые и газоконденсатные залежи с подошвенной водой. Разработка таких залежей осложнена прогрессирующим обводнением скважин даже при создании незначительных депрессий на их забоях. Технологически и

экономически целесообразным для разработки таких залежей представляется применение систем скважин с горизонтальными стволами, отличающихся повышенной по сравнению с вертикальными скважинами площадью контакта стенок скважин с пластом. Это позволяет обеспечить достижение приемлемых дебитов газа по скважинам при значительно более низких значениях

депрессии, тем самым снизив интенсивность конусообразования у забоев скважин, и, соответственно, уменьшить или даже исключить приток в ствол скважин подошвенной воды. Кроме того, площадь дренирования пласта горизонтальной скважиной существенно выше, чем в случае применения вертикальной скважины, что позволяет разрабатывать залежи меньшим количеством скважин.

Несмотря на указанные преимущества горизонтальных скважин, их эксплуатация, как правило, сопровождается обводнением стволов, что снижает эффективность разработки залежей, особенно в компрессорный период.

Одной из важнейших задач при проектировании разработки месторождений с использованием горизонтальных скважин является определение их оптимальной конструкции. Необходимый учет значительного числа факторов, влияющих на параметры эксплуатации скважин, делает эту задачу нетривиальной. В работе [1] была предложена методика оптимизации конструкции скважин, в первую очередь длины горизонтального участка и диаметра ствола, основанная на технико-экономической оценке эффективности разработки эксплуатационных объектов. Методика позволяет определить оптимальные количество скважин, длину горизонтального участка и диаметр лифтовых труб. В настоящей работе в развитие решения задач, сформулированных в [1], рассматривается влияние наличия жидкой фазы в продукции скважин как на выбор оптимальных решений, касающихся конструкции скважин и технологических режимов их эксплуатации, так и на экономические показатели разработки месторождения.

При расчёте оптимальных параметров горизонтальных скважин для разработки газового и газоконденсатного месторождения использована методика, предложенная в [1]. Расчеты динамики во времени показателей разработки залежи проводятся на «среднюю» скважину. Задача решается с использованием уравнений притока газа к горизонтальной скважине в элементе пласта, представляющем собой приходящийся на одну добывающую скважину удельный объем пласта, уравнения материального баланса залежи природного газа и уравнения движения газа в скважине. Расчеты производятся в предположении псевдостационарного режима фильтрации газа в пласте на каждом временном шаге расчета. В качестве критерия оптимальности конструкции скважин (длина горизонтального участка ствола и диаметр НКТ) использован чистый дисконтированный доход (ЧДД).

Расчет производительности горизонтальной скважины проводился по уравнению Джоши [2], которое для случая фильтрации газа имеет вид:

$$q = \frac{\pi k_r h (F_k - F_z)}{\mu P_{ат} \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \beta (h/L) \ln (h/2r_c) \right]}$$

$$a = \left(\frac{L}{2} \right) \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_k}{L} \right)^4} \right]^{0,5}$$

$$\beta = \sqrt{\frac{k_r}{k_b}}$$

$$F = \left(\frac{p}{z(p)} \right)^2$$

где L – длина горизонтального участка ствола скважины, h – мощность пласта, μ – вязкость газа, p – давление; z – коэффициент сверхсжимаемости газа, r_c – радиус ствола скважины, r_k – радиус контура питания, k_r – проницаемость горизонтальная, k_b – проницаемость вертикальная, нижние индексы «к» и «з» относят переменную к контуру и забою. Ввиду незначительности скорости фильтрации газа в призабойной зоне инерционной составляющей потерь давления можно пренебречь.

Границы области дренирования скважины при решении рассматриваемой задачи предполагаются непроницаемыми исходя из условия равенства нулю градиента давления на границе удельного объема дренирования пласта скважиной. Пластовое давление на каждом временном шаге расчета определяется стандартно соотношениями материального баланса.

Для расчета потерь давления в стволе скважины использовалась гидродинамическая модель ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [3].

Алгоритм расчетов состоит из следующих шагов:

1. Задаются геолого-промысловые исходные данные: размер залежи, начальные запасы, средневзвешенная газонасыщенная мощность пласта, фильтрационно-емкостные параметры, состав добываемой продукции.

2. Площадь дренирования и начальные запасы газа, приходящиеся на одну скважину, определяются путем деления площади газоносности и начальных запасов газа на количество скважин соответственно. Геометрические размеры области дренирования одной скважины рассчитываются по формуле Батлера [1, 4].

3. Задаются данные, необходимые для оценки экономического эффекта проекта, в том числе капитальные вложения на бурение скважин и обустройство промысла (включая ДКС), и эксплуатационные затраты.

4. В виде одномерных массивов задаются ряды величин варьируемых параметров сква-

жин: длина вертикального ствола, диаметр НКТ, длина и диаметр горизонтального участка ствола, количество скважин.

5. Рассчитывается серия вариантов для принятых исходных данных. Для определения дебита скважины на стадии постоянной добычи задается величина годового отбора газа. На стадии падающей добычи дебит снижается по мере падения пластового давления; разработка залежи заканчивается в результате задавливания скважины жидкостью. Для каждого варианта проводится предварительный экономический анализ и вычисляется чистый дисконтированный доход (ЧДД).

6. Анализируются результаты расчетов и выбираются варианты с оптимальными параметрами разработки месторождения, обеспечивавшие наибольший экономический эффект.

В качестве примера методики выбора оптимальной конструкции и режимов эксплуатации газоконденсатного месторождения в настоящей работе представлен расчёт для гипотетической залежи площадью 100 км², идентичной по своим характеристикам залежам одного из месторождений природного газа на п-ве Ямал. Параметры залежи приведены в **таблице 1**.

Технико-экономическая оценка разработки залежи выполнена в упрощенном виде с использованием, по причине конфиденциальности, гипотетических исходных экономических показате-

телей вместо фактических данных, что ни в коей мере не ограничивает предлагаемый подход и алгоритм определения оптимальных параметров горизонтальных скважин. Исходные данные для экономической оценки в обобщенном виде приведены в **таблице 2**.

Рассматривались варианты размещения на залежи скважин от 7 до 20 единиц, с длиной горизонтальной части ствола от 100 до 1000 м. Диаметр НКТ принимался равным $D_{\text{н}}=89$ мм, глубина лифта – 2700 м. Для упрощения расчетов ввод скважин принимался до начала разработки залежи. Капитальные затраты на разбуривание месторождения и обустройство промысла происходят в момент времени «ноль». Первоначально месторождение разрабатывается в режиме постоянной добычи газа. В процессе отбора газа из месторождения постепенно снижается устьевое давление. В случае однофазной газовой продукции (ОГ) ввод ДКС осуществляется в момент времени t_0 (**рисунок 1**); при наличии жидкости в продукции ввод ДКС осуществляется несколько раньше, в момент времени T_0 . Затраты на ввод ДКС учитываются в начале года ввода в эксплуатацию. Период постоянной добычи газа для случая ОГ продолжается до момента времени t_1 ; при наличии жидкости в продукции этот момент наступает раньше, он обозначен символом T_1 . Далее месторождение эксплуатируется в режи-

Таблица 1.

Параметры газоконденсатной залежи

Показатель	Единицы измерения	Значение
Площадь залежи	км ²	100
Начальные запасы газа	млрд м ³	26,7
Эффективная газонасыщенная толщина	м	10
Коэффициент пористости пласта	дол.ед.	0,15
Коэффициент проницаемости пласта	мкм ²	0,01
Коэффициент начальной газонасыщенности	доли ед.	0,7
Начальное пластовое давление	МПа	28

Таблица 2.

Исходные данные к экономическим расчётам

Показатель	Единицы измерения	Знач.
Капитальные вложения		
Скважина:		
-основной ствол (до продуктивного пласта)	млн.руб	370
- горизонтальная ствол скважины	млн.руб/м	0,06
ДКС (в соответствие с долей добычи газа из залежи)	млн.руб	2100
Операционные расходы^{*)}		
Переменные от добычи газа и конденсата	тыс.руб/тыс.куб.м	0,7
Условно постоянные	тыс.руб/сут/скв	12,0
Цена на газ нетбэк	тыс.руб/тыс.куб.м	3,7
Цена на конденсат нетбэк	тыс.руб/т	29

^{*)} после ввода ДКС принимался повышающий коэффициент 0,2

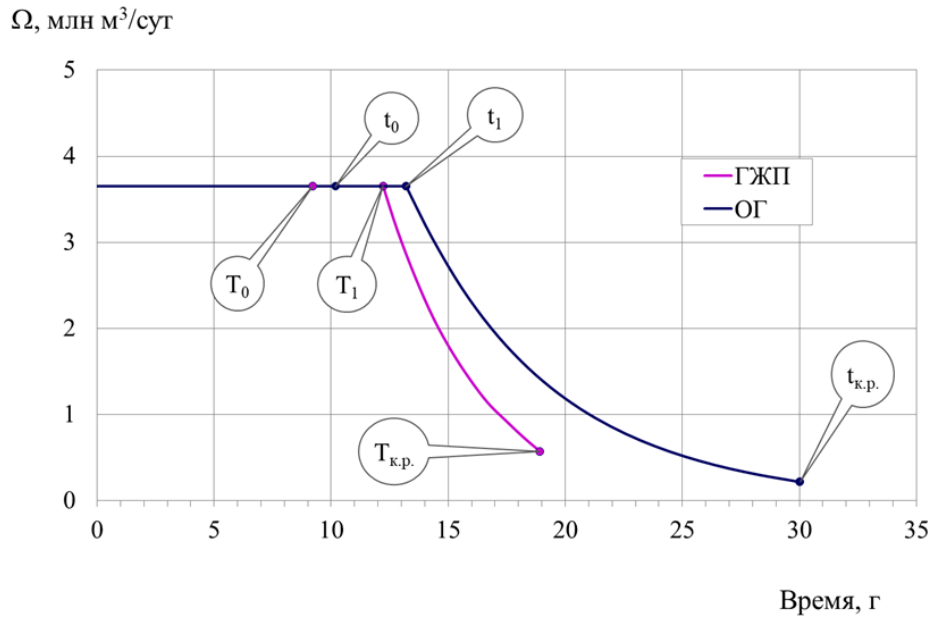


Рис. 1. Влияние жидкости в продукции на динамику дебита скважины. T_0, t_0 – ввод ДКС; T_1, t_1 – начало периода падающей добычи; К.р. – конец разработки месторождения.

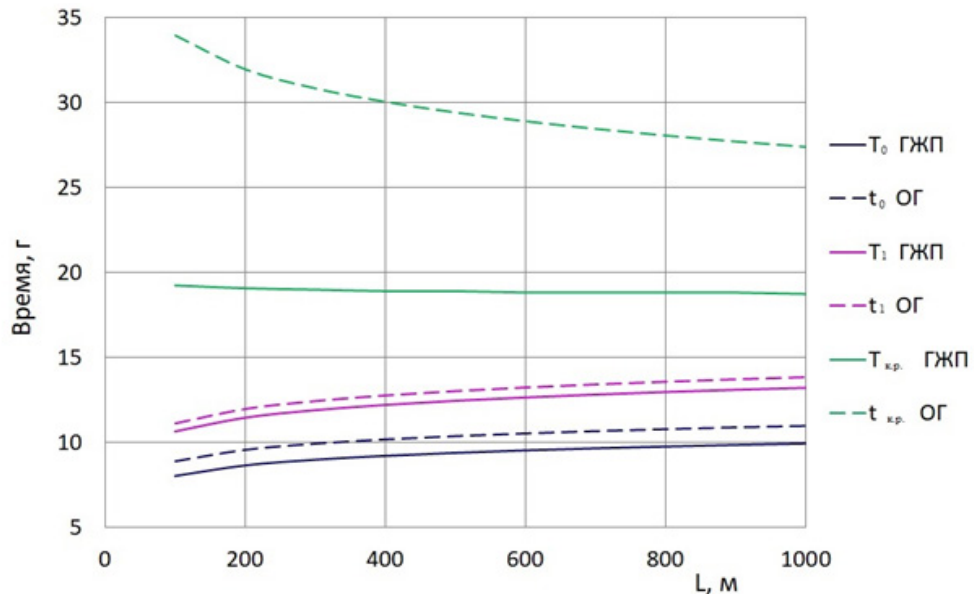


Рис. 2. Влияние длины горизонтального участка и воды в продукции на время ввода ДКС, начало периода падающей добычи и окончание разработки.

ме падающей добычи газа с постоянным устьевым давлением. В случае ОГ окончание разработки наступает в момент времени $t_{к.р.}$, когда добыча становится нерентабельной, что при расчетах фиксируется величиной минимального экономически целесообразного дебита. В случае наличия газожидкостного потока (ГЖП) добыча заканчивается в момент времени $T_{к.р.}$ по причине задавливания скважины жидкостью. На **рисунке 1** в качестве примера представлена динамика добычи газа при годовом отборе 5% системой из 11-ти скважин с горизонтальным участком ствола длиной 400 м.

Из **рисунка 1** видно, что при наличии жидкости в продукции вводить ДКС необходимо на год раньше по сравнению с необходимыми скважинами. Так же на один год раньше наступает период падающей добычи. Очевидно, наибольшее влияние жидкость оказывает на показатели разработки в период падающей добычи. На этом этапе по мере снижения дебита жидкость (в данном случае вода) накапливается в стволе и на забое скважины, что, в свою очередь, приводит к увеличению потерь и дальнейшему снижению дебита вплоть до «самозадавливания» скважины и окончания разработки. Из **рисунка 1** следует, что наличие жид-

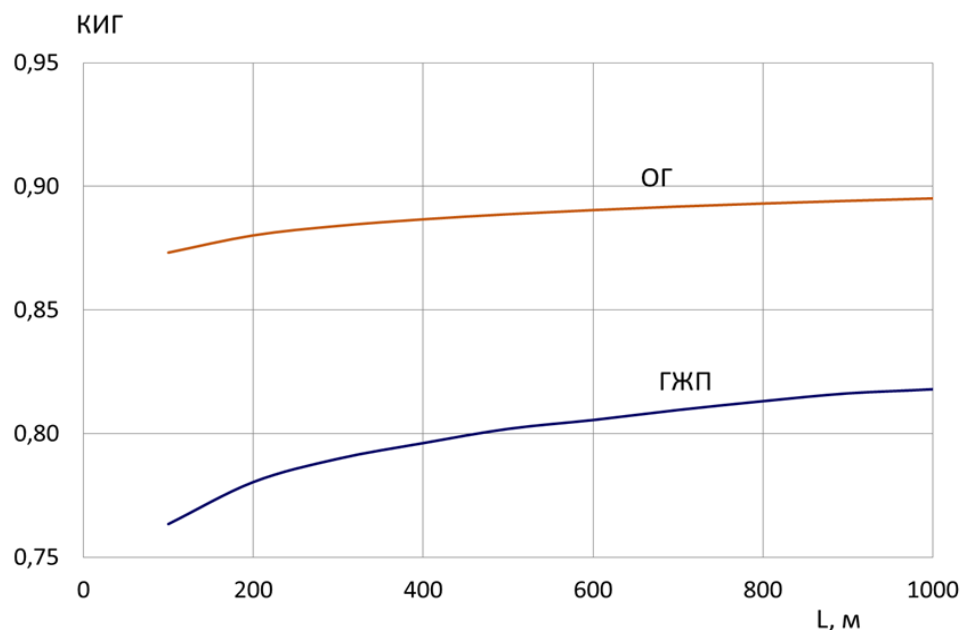


Рис. 3. Влияние длины горизонтального участка ствола и воды в продукции скважины на конечный КИГ.

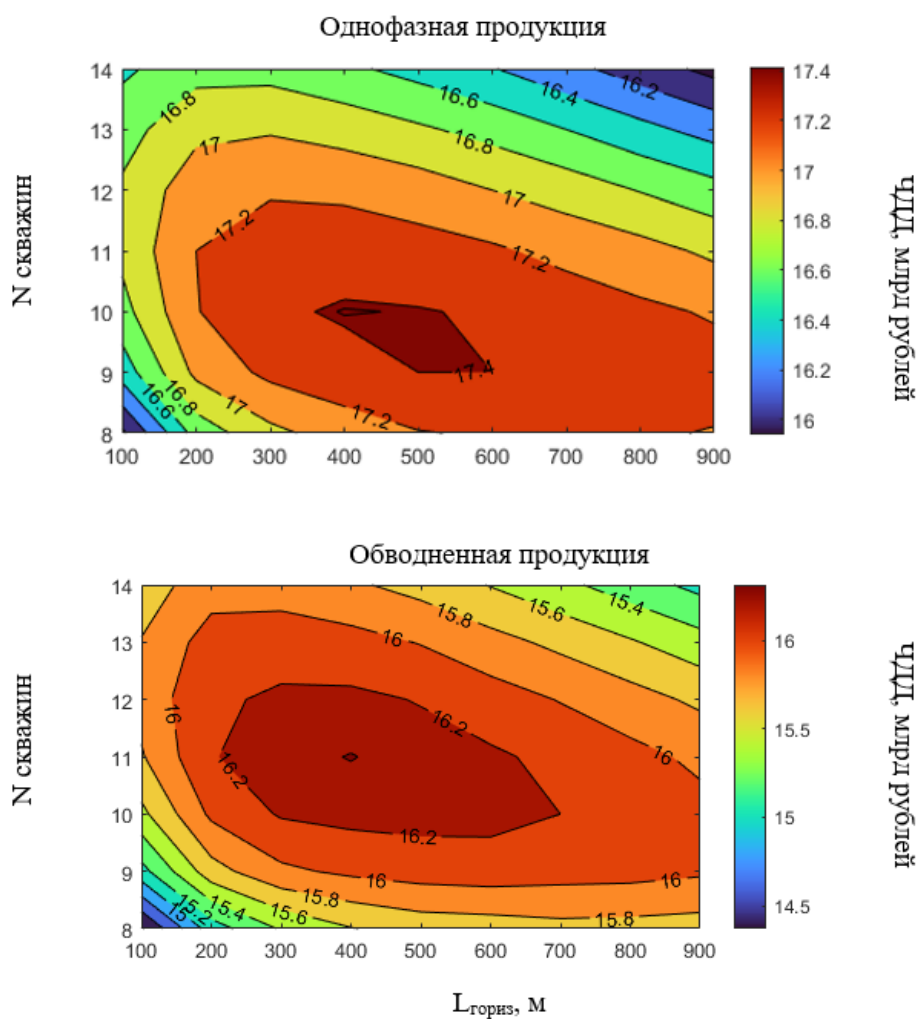


Рис. 4. Влияние числа скважин и длины горизонтального участка на чистый дисконтированный доход.

кости в стволе скважин может сократить период разработки месторождения на 11 лет.

На **рисунке 2** представлены зависимости продолжительности этапов бескомпрессорной добычи, постоянной добычи и всего периода разработки рассматриваемой залежи от длины ствола.

Из **рисунка 2** следует, что время ввода ДКС и период постоянной добычи возрастают с увеличением длины ствола, в то время как общий период разработки залежи уменьшается в случае однофазной продукции и практически не зависит от длины горизонтального ствола в двухфазном случае.

На **рисунке 3** представлены зависимости конечного коэффициента извлечения газа (КИГ) от длины горизонтального участка ствола скважин, находящегося в чисто газовой зоне и в газовой зоне с подошвенной водой. Из рисунка следует, что наличие воды в продукции скважины снижает КИГ на 7-11 %.


На **рисунке 4** представлены результаты оценки ЧДД в зависимости от количества скважин и длины горизонтального участка ствола в случае однофазной продукции и при поступлении в скважину воды.

Из **рисунка 4** следует, что наличие воды слабо влияет на оптимальную длину горизонтального ствола и количество скважин; с экономической точки зрения независимо от обводненности продукции оптимальный вариант разработки реализуется при количестве скважин 10-11 единиц с длиной горизонтального участка

ствола 300-600 м. При этом наличие воды в продукции снижает ЧДД на 5% и КИГ на 9%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработана методика оптимизации конструкции горизонтальных скважин при разработке залежей природного газа с подошвенной водой. Для решения данной задачи разработан комплекс прокси-моделей, позволяющий оперативно определять оптимальные значения длины горизонтального участка ствола, диаметр лифтовых труб, плотность рекомендуемой сетки скважин, а также оценивать технологическую и технико-экономическую эффективность разработки газовых и газоконденсатных залежей системами горизонтальных скважин. Для расчетов гидродинамических характеристик обводненных скважин использованы методики, разработанные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков в скважинах.

Расчеты показали, что наличие жидкости в продукции слабо влияет на оптимальную конструкцию скважин, однако оказывают существенное влияние на сроки ввода ДКС, продолжительность периодов постоянной и падающей добычи, конечную газоотдачу пластов и экономические показатели разработки месторождений. Предложенная методика может быть использована в качестве основы для формирования вариантов разработки эксплуатационных объектов с целью проведения расчетов показателей разработки и их технико-экономической оценки. 

Литература

- 1 Николаев, О.В. Оптимизация конструкции и режимов эксплуатации горизонтальных скважин на газоконденсатных месторождениях со сложными геологическими и климатическими условиями / О.В. Николаев, А.Н. Шандрыгин, Р.А. Байбури, И.В. Стоноженко, К.Н. Гужов // Наука и техника в газовой промышленности. – № 2 (86). – 2021. – С. 74-81.
- 2 Joshi, S.D. Horizontal well technology / Tulsa: Pennwell publishing Company. – 1991. – 535 P.
- 3 Кирсанов, С.А. Эмпирическая гидродинамическая модель вертикальных газожидкостных потоков в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений / С.А. Кирсанов, В.Н. Гордеев, О.В. Николаев, И.В. Стоноженко // Газовая промышленность. – 2017. – № 4 (751). – С. 50-55.
- 4 Butler, R.M. Horizontal wells for the recovery of oil, gas and bitumen / Calgary: Petroleum society, Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum. – 1994. – 228 p.

UDC 622.276.2

O.V. Nikolaev, deputy head of laboratory, doctor of science, o-nikolaev@yandex.ru

A.N. Shandrygin, chief scientific officer, doctor of science, shan.alex2010@yandex.ru

K.N. Guzhov, senior researcher, Konstantin.guzhov@gmail.com

I.V. Stonozhenko, head of laboratory, i.stonozhenko@yandex.ru

R.A. Baiburin, head of the geology department, BayburinRinat@gmail.com

OPTIMIZATION OF THE DESIGN OF HORIZONTAL WELLS IN GAS DEPOSITS WITH PLANTAR WATER

Abstract: The use of horizontal wells technology in the development of gas and gas condensate fields makes it possible to achieve high gas flows through wells at significantly lower depression values, thereby reducing the intensity of cone formation at the well faces. The article considers the influence of the presence of a liquid phase in the production of wells both on the choice of optimal solutions concerning the design of wells and technological modes of their operation, and on the economic indicators of field development.

Keywords: horizontal well, gas-liquid flow, optimization of horizontal well design.