

## ПОЧЕМУ РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ КРУГЛЫЕ?

В работе рассмотрены вопросы, связанные с обоснованием оптимальной плотности сетки скважин в проектных документах. На практических примерах продемонстрировано существование оптимума. Предложена методика поиска оптимальной плотности сетки скважин по критерию максимума чистого дисконтированного дохода на основе небольшого количества прогнозных вариантов разработки, рассчитанных на фильтрационной модели. Применение этой методики, в свою очередь, свидетельствует о том, что традиционную приверженность проектировщиков к «круглым» расстояниям между скважинами 400, 500, 600 метров в Западной Сибири оправданной назвать нельзя. Даже для небольших залежей вариация в расстоянии  $\pm 50$  метров может обернуться разницей в инвестициях в десятки миллионов...

Одной из основных задач проектного документа, который составляется на период разбуривания месторождения, это, как правило, технологическая схема разработки с выбором оптимальной плотности сетки скважин. В связи с этим возникает первый принципиальный вопрос: должна ли данная задача в общем случае иметь решение?

В качестве умозрительной предпосылки для утвердительного ответа рассмотрим теоретические зависимости объемов добы-

чи нефти (прихода денежных средств) и общих затрат на реализацию процесса разработки месторождения (расхода) от количества скважин (плотности сетки, см. «Деньги — скважины»).

Определяя эффект как разницу между приходом и расходом, можно констатировать, что оптимальная величина плотности сетки скважин должна существовать. По некоторым месторождениям расход может превышать приход при любом количестве скважин, тогда разработка нерентабельна.

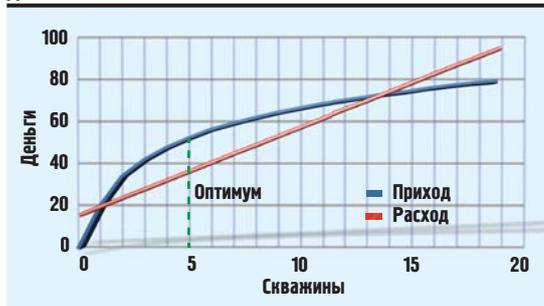
параметров (см. «Характеристики эксплуатационных объектов»).

Предполагается реализация площадной пятиточечной системы разработки при соотношении добывающих и нагнетательных скважин 1:1. На добывающих скважинах будет поддерживаться депрессия 8 МПа, радиус скважин составляет 0,1 метра, радиус контура питания равен половине расстояния между скважинами.

Предусматривается единовременный ввод скважин в разработку, средняя глубина скважин составляет 2500 метров, компенсация отбора жидкости закачкой — 115% при коэффициенте перевода 1 м<sup>3</sup> нефти в пластовых условиях в 1 тонну нефти в поверхностных условиях равном 1,5.

Расчеты технологических показателей разработки каждого объекта выполним для трех вариантов расстояний между добывающими и нагнетательными скважинами в 400, 600 и 800 метров, что соответствует плотностям сетки в зоне

Деньги — скважины



### Расчеты

Выполним технологические и технико-экономические расчеты (для данной работы выполнил Хмелевский Р.Я.) по выбору оптимальной плотности сетки наклонно-направленных скважин (НС) для четырех эксплуатационных объектов, которые характеризуются различными значениями геологических и фильтрационных

Характеристики эксплуатационных объектов

Параметр	Объект			
	1	2	3	4
Геологические запасы нефти, тыс. т	30 000	30 000	30 000	30 000
Вовлекаемые запасы нефти, тыс. т	26 000	26 000	26 000	26 000
Толщина пласта, м	8	8	8	8
Пористость, д. ед.	0,2	0,2	0,2	0,2
Нефтенасыщенность, д. ед.	0,6	0,6	0,6	0,6
Фазовая проницаемость по нефти, мд	7	20	60	200
Коэффициент песчанности, д. ед.	0,35	0,50	0,65	0,80
Расчлененность пласта, ед.	6	4	3	2
Вязкость нефти, мПа*с	2	2	2	2
Коэффициент вытеснения, д. ед.	0,5	0,5	0,5	0,5
Скин-фактор после ГРП, д. ед.	-4	-3	-2	-1

размещения эксплуатационного фонда 16, 36 и 64 га/скв.

В процессе разработки поддерживается постоянный дебит скважин по жидкости (в тоннах поверхностных условий), равный входному дебиту скважин по нефти, который, в свою очередь, рассчитывается по формуле Дюпюи. Динамика падения дебита нефти определяется по широко известной экспоненциальной зависимости (Лысенко В.Д., «Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ», 2003).

В качестве одного из параметров данной зависимости используются потенциально извлекаемые запасы нефти, для вычисления которых, кроме геологических запасов на скважину и коэффициента вытеснения нефти водой, необходимо знание коэффициента охвата пласта процессом фильтрации ( $K_{OXB}$ ).

При проектировании разработки месторождений Западной Сибири для оценки  $K_{OXB}$  наиболее широкое распространение получила методика, описанная А.Н.Юрьевым («Исследование процесса вытеснения нефти водой в прерывистом нефтяном пласте. Современные проблемы и математические методы теории фильтрации», 1984).

В работе использовалась зависимость данного параметра от плотности сетки для различной песчанности пласта при реализации пятиточечной системы разработки (см. « $K_{OXB}$  — плотность сетки»).

Была реализована следующая последовательность расчетов технологических показателей разработки:

1. По известным значениям параметров вычислялась средняя плотность геологических запасов нефти объекта (тыс. т/га).

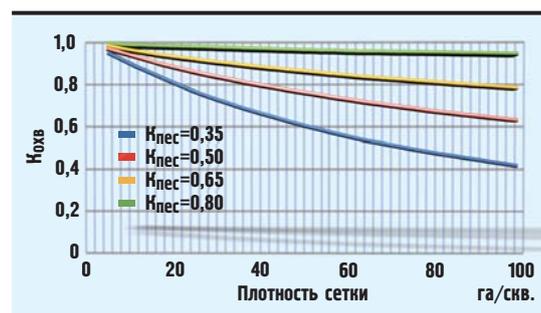
2. Для заданной плотности сетки определялись геологические и потенциально извлекаемые запасы нефти на добывающую скважину, радиус контура питания.

3. По величине запасов нефти, вовлекаемых в разработку, оценивалось количество добывающих и нагнетательных скважин.

4. Далее, на основе принятых решений и заданных ограничений формировалась динамика показателей на 30-летний период прогноза.

Технико-экономическая оценка вариантов разработки выполнялась для текущих значений цены на нефть в 2010 году, действующей системы налогообложения и средних нормативов ка-

$K_{OXB}$  — плотность сетки



**Оптимальная плотность сетки традиционно определяется путем перебора результатов технико-экономических расчетов по вариантам с «круглыми» расстояниями**

питальных вложений и эксплуатационных затрат, характерных для района среднего Приобья с развитой инфраструктурой.

**Итоги расчетов**

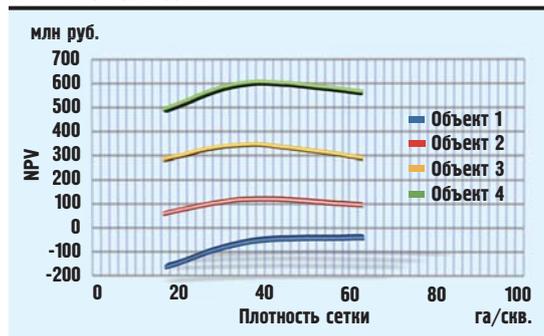
Анализ полученных расчетов по 12 вариантам разработки (см. «Ре-

**Предлагаемый же ТНЦ прогноз, основанный на зависимости «чистый дисконтированный доход — плотность сетки», показывает существенно лучшие результаты**

зультаты расчетов») подтверждает существование оптимальной плотности сетки скважин (см. NPV — плот-

**Результаты расчетов**

№ варианта	Объект	Плотность сетки, га/скв.	Фонд скважин, ед.	Входной дебит нефти, т/сут.	Срок разработки, лет	Добыча на скважину за три года, тыс. т	КИН	NPV(10%), млн руб.
11	1	16	254	22,5	30	10,7	0,347	-136
12	1	36	113	20,2	30	10,4	0,228	-35
13	1	64	63	18,9	30	9,9	0,144	-17
21	2	16	254	50,4	16	20,8	0,375	54
22	2	36	113	46,3	30	22,2	0,327	112
23	2	64	63	43,8	30	22,1	0,247	88
31	3	16	254	124,1	7	36,5	0,394	267
32	3	36	113	115,7	16	47,3	0,372	324
33	3	64	63	110,4	27	51,0	0,346	271
41	4	16	254	351,0	3	49,1	0,416	462
42	4	36	113	330,7	6	89,3	0,402	568
43	4	64	63	317,6	11	114,8	0,394	531



ность сетки) при коэффициенте дисконтирования 10% практически для всех объектов разработки, за исключением самого низкопродуктивного, для которого не удалось обеспечить положительную экономику даже при редкой сетке скважин.

### Оценка вариантов разработки выполнялась для текущих значений цены на нефть в 2010 году, действующей системы налогообложения и средних нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Вместе с тем вопрос о том, какая плотность сетки скважин для данных геологических условий

### Приверженность к «круглым» расстояниям между скважинами — 400, 500, 600 метров — в Западной Сибири оправданной назвать нельзя. Вариация в расстоянии даже ±50 метров может обернуться разницей в инвестициях в десятки миллионов

действительно является оптимальной, остался открытым. С формальной точки зрения, представленные расчеты доказали

только, что плотность сетки 36 га/скв. лучше, чем 16 и 64 га/скв.

### Прогноз оптимальности

При проектировании разработки месторождений Западной Сибири предпочтение традиционно, хотя и непонятно почему, отдается «круглым» расстояниям между скважинами — 400, 500, 600 метров. При этом даже для небольших залежей вариация в расстоянии ±50 метров может обернуться разницей в инвестициях в десятки миллионов.

В 1991 году при составлении проектного документа на разработку пласта БС10 Конитлорского месторождения оптимальная плотность сетки была вычислена путем аппроксимации результатов технико-экономических расчетов по вариантам с «круглыми» расстояниями кубическим полиномом и нахождением максимума.

В результате выполненных операций рекомендуемое расстояние между скважинами составило 445 метров. Данное технологическое решение впоследствии было реализовано на практике. Однако такой подход не получил широкого распространения и представляет собой скорее исключение из правил.

Вместе с тем, на простой вопрос, почему использовался кубический полином, содержательного ответа нет. Решать задачу в лоб, перебирая варианты с достаточно мелким шагом, неинтересно и накладно (длительные расчеты на трехмерной фильтрационной модели).

Более перспективным представляется направление, когда известен вид аппроксимирующей функции, что позволит по небольшому количеству технологических вариантов достаточно обоснованно оценить значение оп-

тимальной плотности сетки скважин и подтвердить этот вывод прямым расчетом.

Рассмотрим еще раз теоретическую зависимость экономической эффективности разработки в денежном выражении (Y) от количества скважин (X) уже с точки зрения вида аппроксимирующей функции. На первый взгляд она должна иметь следующий вид:

$$Y = A \ln(X) + BX + C,$$

где A, B, C — коэффициенты функции.

По трем известным вариантам для каждого из объектов вычислили коэффициенты (A, B, C), построили прогнозные зависимости. Проведем технологические и технико-экономические расчеты для промежуточных вариантов с плотностями сетки 25 и 49 га/скв. Сравним полученные результаты с прогнозом (см. «Сравнение с прогнозом»).

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующий вывод: использование предлагаемой зависимости дает принципиальную возможность для технико-экономической оценки промежуточных вариантов разработки без непосредственного расчета технологических показателей.

Таким образом, предложена методика поиска оптимальной плотности сетки скважин по критерию максимума чистого дисконтированного дохода на основе небольшого количества прогнозных вариантов разработки, рассчитанных на фильтрационной модели.

Вследствие гладкости функции относительный выигрыш по величине чистого дисконтированного дохода для рассмотренных примеров получается небольшим — от 2% до 5%. Гораздо более существенная экономия наблюдается по капитальным вложениям — от 30% до 40%, что связано с сокращением объемов буровых работ.

Каких-либо реальных ограничений или препятствий, связанных с проектированием в технологических схемах разработки систем размещения скважин с «некруглыми» расстояниями и их последующей реализацией на месторождениях, не наблюдается. Тогда, может быть, не стоит стремиться к круглым числам?

### Сравнение с прогнозом

№ варианта	Объект	Плотность сетки, га/скв.	Фонд скважин, ед.	Факт NPV(10%), усл. ед.	Прогноз NPV(10%), усл. ед.	Невязка, усл. ед.	Невязка, %
11_5	1	25	163	-62,7	-66,1	3,4	5,5
12_5	1	49	83	-23,4	-22,0	-1,4	5,8
21_5	2	25	163	107,1	103,8	3,3	3,1
22_5	2	49	83	101,8	103,8	-2,0	2,0
31_5	3	25	163	326,7	323,6	3,1	1,0
32_5	3	49	83	300,4	302,0	-1,6	0,5
41_5	4	25	163	548,6	551,2	-2,6	0,5
42_5	4	49	83	556,2	556,1	0,1	0,0

# МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ



## Строительство и ремонт скважин 2011

Геленджик, 26 сентября - 1 октября 2011 г.



### ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола скважин, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС зарезкой боковых стволов;
- буровые установки и установки КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;
- цементирование и ремонтно-изоляционные работы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- трубы нефтяного сортамента и резьбовые соединения, изоляция;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность.

### ОРГАНИЗАТОРЫ:



WWW.NGV.RU



ООО "Научно-производственная фирма "Нитро"  
WWW.OILGASCONFERENCE.RU

## Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов 2012

Сочи, 19-24 марта 2012 г.



### ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- промысловые и магистральные трубопроводы, трубопроводная и запорная арматура;
- инновационные технологии мониторинга технического состояния трубопроводных систем;
- оборудование насосных и компрессорных станций;
- строительство и эксплуатация нефтегазохранилищ, резервуарное оборудование;
- борьба с коррозией, предупреждение и ликвидация АСПО;
- современные технологии, материалы и реагенты в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- физико-химические методы регулирования структурно-реологических свойств нефтей;
- автоматизация инфраструктур, КИП, ИТ-технологии;
- обслуживание и охрана трубопроводов, обеспечение промышленной, пожарной и экологической безопасности;
- сервисные работы в процессах строительства и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов.

### ОРГАНИЗАТОР:



ООО "Научно-производственная фирма "Нитро"

## Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

Геленджик, май 2012 г.



### ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабосцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;
- зарезка вторых стволов;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин;
- применение колтубинговых технологий;
- внутрискважинный инструмент и технологическое оборудование;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

### ОРГАНИЗАТОР:



ООО "Научно-производственная фирма "Нитро"

### ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:



По вопросам участия обращайтесь:

Tel./fax: +7 (861) 216-83-63 (-64; -65)

E-mail: info@oilgasconference.ru oilgasconference@mail.ru

www.oilgasconference.ru