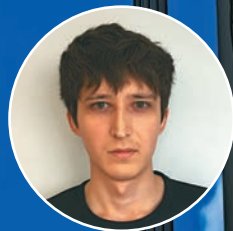




**М.Ю. Данько**  
Тюменский институт  
нефти и газа<sup>1</sup>  
эксперт по  
гидродинамическому  
моделированию  
danko@togi.ru



**Д.А. Кокорин**  
Тюменский институт  
нефти и газа<sup>1</sup>  
заведующий  
лабораторией  
kokorinda@togi.ru



**Р.И. Фатхуллин**  
Тюменский институт  
нефти и газа<sup>1</sup>  
Инженер  
FathullinRI@togi.ru

**Д.А. Конев**  
Тюменский институт  
нефти и газа<sup>1</sup>  
инженер

# Поиск оптимального варианта разработки нефтяных оторочек на основе мультипараметрического анализа систем горизонтальных скважин

<sup>1</sup>Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, 64, Сити-центр, 10–11 этажи

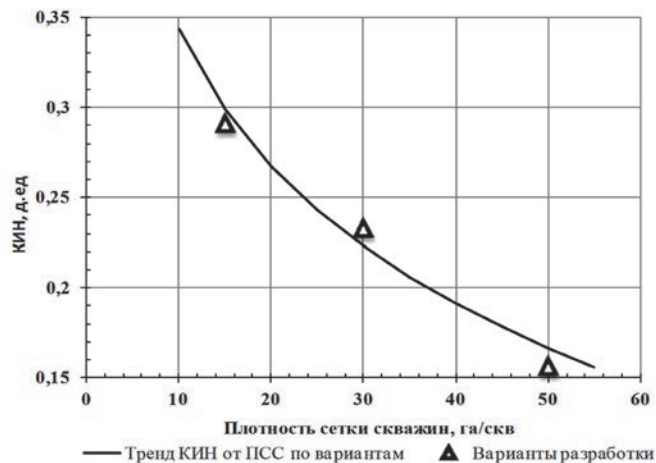
*В работе решается задача выбора оптимального варианта разработки нефтяных оторочек при помощи систем, образованных горизонтальными скважинами. Решение осуществляется прямым методом при помощи многовариантного фильтрационного моделирования. Основная сложность такого подхода заключается в необходимости создания большого количества моделей, иногда нескольких тысяч, что трудозатратно. Выходом является разработка препроцессора для гидродинамического симулятора, позволяющего автоматически генерировать схемы разработки по заданным параметрам вариации, например, совместно изменяя длины добывающих и нагнетательных скважин, расстояния между рядами, положение стволов относительно контактов воды и нефти. Помимо автоматической генерации вариантов создана методика анализа, позволяющая сократить количество непроизводительных расчетов. Предлагаемый подход позволяет наиболее полно изучить многопараметрические системы, исключая вероятность пропуска технологического оптимума*

**Ключевые слова:** разработка месторождений горизонтальными скважинами; фильтрационное моделирование; разработка нефтяных оторочек

**Д**ля систем, сформированных вертикальными скважинами, задача поиска оптимального варианта разработки успешно реализована еще в середине прошлого века. Необходимо найти зависимость максимальной накопленной добычи от плотности

сетки скважин или расстояния между скважинами (*рис. 1*). Зависимость носит гиперболический характер, оптимум выбирается из экономических соображений.

Однако для систем с горизонтальными скважинами поиск оптимума усложняется наличием нескольких контролирующих пара-



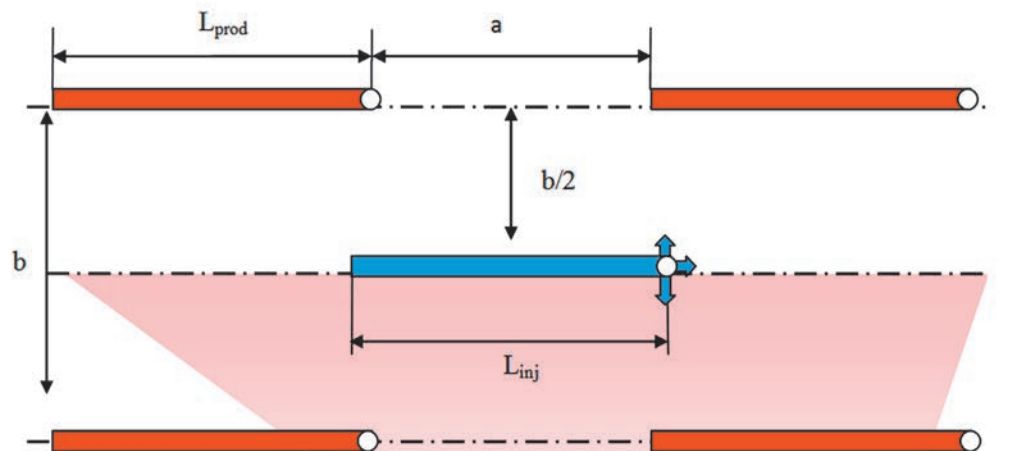
**Рис. 1.** Характерный вид зависимости КИН от ПСС для систем, образованных вертикальными скважинами, с нанесенными результатами гидродинамических расчетов

метров сетки: расстояние между рядами нагнетательных и добывающих скважин, расстояние между скважинами в ряду, протяженность стволов добывающих и нагнетательных скважин и т.д. Практика показывает, что вариация одного параметра сетки независимо от других не позволяет найти глобальный максимум це-

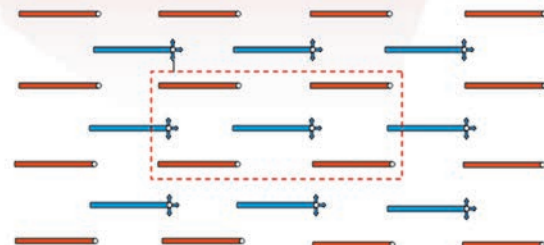
левой функции, например определить максимальный коэффициент извлечения нефти. Тем не менее, независимая вариация связана с перебором всех возможных комбинаций, что влечет за собой большие трудозатраты. Так, для однозначного выбора оптимального варианта, характеризующегося набором из двух контролирующих параметров, необходимо минимум 25 расчетов, а для варианта из шести параметров – 15 625 расчетов.

Если раньше расчет одного варианта занимал длительный период времени (до нескольких недель), то в настоящее время технологии позволяют проводить расчеты за минуты. В связи с этим увеличение количества вариантов технического предела не имеет, и на первый план выходит задача быстрой подготовки вариантов к расчету и создания методики анализа. Складывается парадоксальная ситуация, когда сам расчет занимает меньше времени, чем подготовка его к инициализации.

Целью данной работы является создание автоматизированного алгоритма выбора оптимального варианта разработки месторождения для систем, сформированных горизонтальными скважинами.



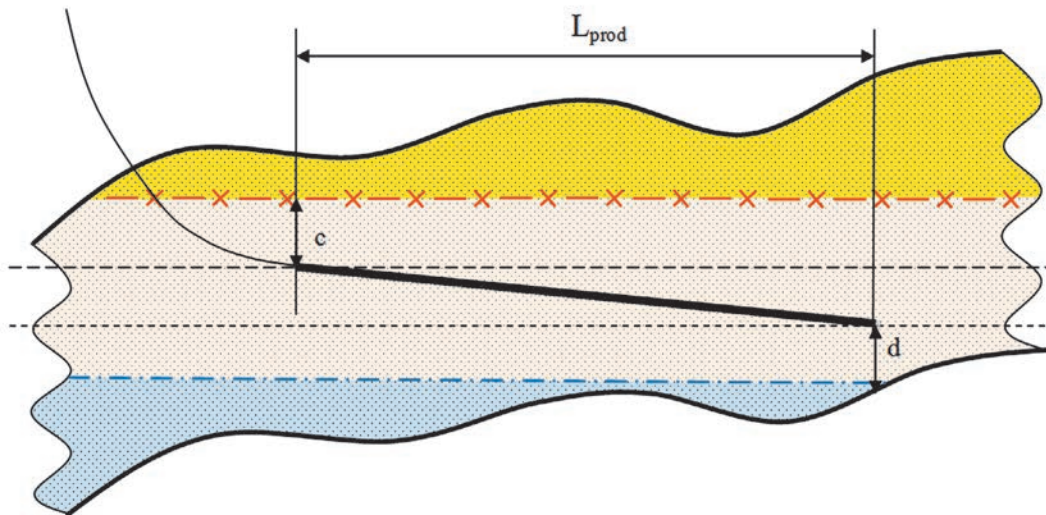
**Условные обозначения:**  
 $a$  – расстояние между добывающими скважинами в одном ряду  
 $b$  – расстояние между рядами добывающих скважин  
 $L_{prod}$  – длина добывающей скважины  
 $L_{inj}$  – длина нагнетательной скважины



**Рис. 2.** Основные параметры, определяющие геометрию системы разработки в плане:  $a$  – расстояние между добывающими скважинами в одном ряду;  $b$  – расстояние между рядами добывающих скважин;  $L_{prod}$  – длина добывающей скважины;  $L_{inj}$  – длина нагнетательной скважины

**Рис. 3.**

Параметры, определяющие локализацию ГС в пласте:  $c$  – расстояние от поверхности ГНК до пятки скважины;  $d$  – расстояние от окончания скважины до поверхности ВНК;  $L_{prod}$  – длина горизонтального ствола скважины



**Условные обозначения:**

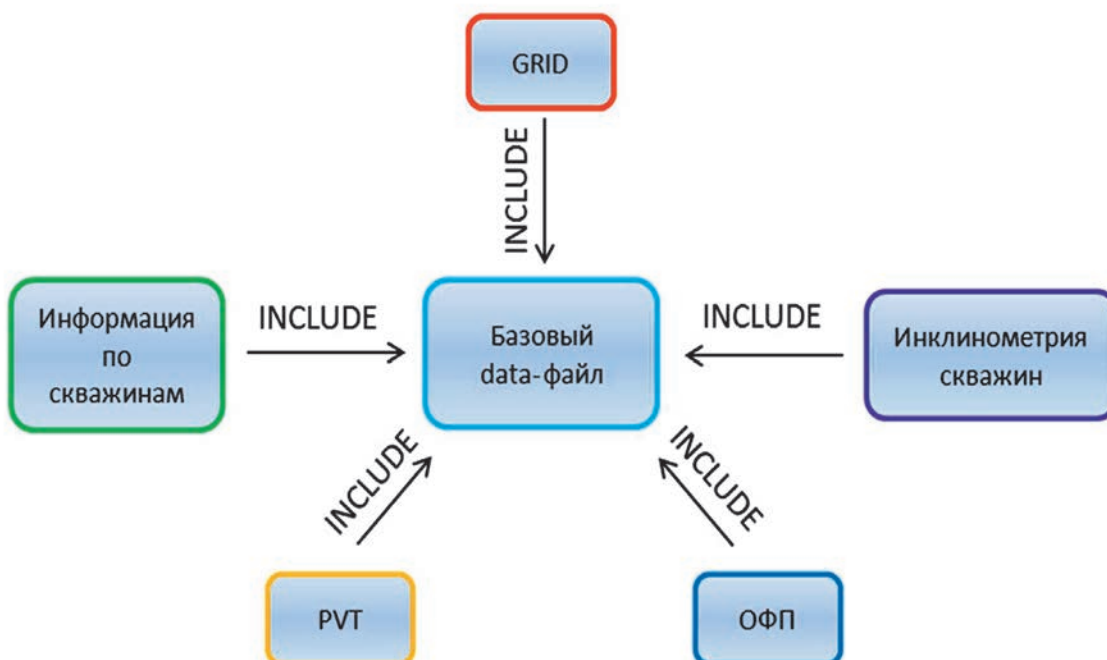
$c$  – расстояние от поверхности ГНК до пятки скважины  
 $d$  – расстояние от окончания скважины до поверхности ВНК  
 $L_{prod}$  – длина горизонтального ствола скважины

■ – Газ  
 ■ – Нефть  
 ■ – Вода

— X — – ГНК  
 - . - . - – ВНК  
 ▨ – ГС

**Рис. 4.**

Принципиальная схема составления data-файлов



### Постановка задачи

На *рис. 2* приведена схема элемента разработки с ее основными определяющими параметрами: длина добывающей скважины –  $L_{prod}$ , длина нагнетательной скважины –  $L_{inj}$ , расстояние между рядами добывающих скважин –  $b$ , расстояние между добывающими скважинами в ряду –  $a$ .

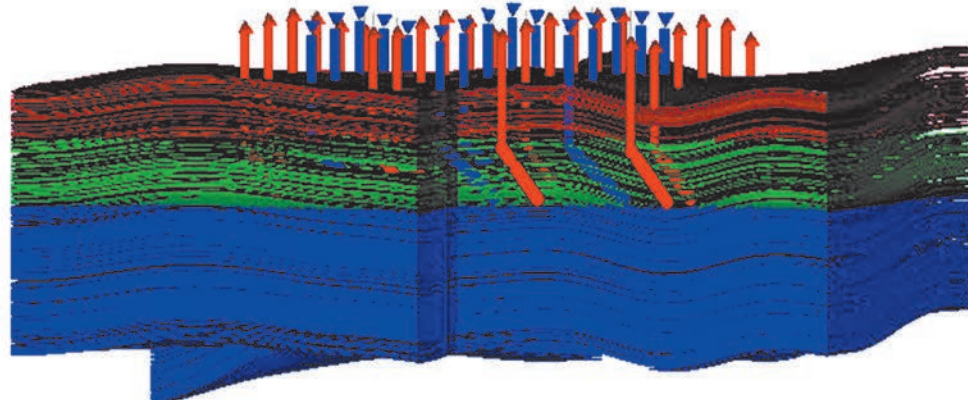
Помимо этих четырех параметров, определяющих геометрию системы разработки в плане, необходимо локализовать скважины по разрезу. Расположение может быть связано с тремя поверхностями: ВНК, ГНК и кровлей подсчетного объекта (*рис. 3*). В данной работе рассмотрим упрощенный случай, когда скважина имеет линейный профиль. Пятка скважины расположена на расстоянии  $(c)$  от поверхности ГНК либо кровли пласта. Окончание скважины расположено на расстоянии  $(d)$  от поверхности ВНК, либо подошвы пласта.

Для достижения основной цели поставленные следующие задачи:

- создание препроцессора, позволяющего генерировать схемы разработки по заданным параметрам вариации;
- создание сектора фильтрационной модели для тестирования методики;
- построение многомерной поверхности КИН от параметров геометрии сетки методами секторного моделирования;
- изучение влияния геологических и технологических параметров на нефтеотдачу пласта и показатели экономической эффективности;
- расчет технико-экономических показателей по вариантам разработки, создание многомерной поверхности NPV.

Рис. 5.

Тернарная диаграмма насыщенности



### Методология поиска оптимума

Для реализации автоматического создания схем размещения скважин по заданным параметрам вариации разработан алгоритм последовательной генерации в автоматическом режиме data-файлов для фильтрационной модели по каждому варианту сетки скважин. На *рис. 4* представлена принципиальная схема сборки таких файлов.

Базовый файл модели является «болванкой», к которой в процессе работы программного приложения подключаются файлы инклинометрии стволов скважин и перфорации. Также могут быть подключены файлы, содержащие зависимости относительных фазовых проницаемостей (ОФП), PVT свойства и структурный каркас (GRID).

По завершении составления вариационного набора data-файлов они помещаются в директорию модели. Далее следует расчет всего объема полученных вариантов систем размещения скважин в гидродинамическом симуляторе.

Для тестирования методики выбрано одно из крупных месторождений Западной Сибири с обширной водонефтяной зоной, наличием газовой шапки и значительной расчлененностью (*рис. 5*).

Как видно из *рис. 5*, стволы горизонтальных скважин расположены в нефтенасыщенной части пласта с незначительными отступлениями от ГНК и ВНК. Рассчитанные значения промысловых показателей для последующих анализа и интерпретации принимаются по выделенному региону, необходимость использования которого обоснована в работе [1] (*рис. 6*).

Составители проектного документа руководствовались «классической» практикой и рассмотрели 8 вариантов, в которых варьи-



**Рис. 6.**  
Отчетный регион в фильтрационной модели

ровались длины добывающих и нагнетательных скважин, расстояния между скважинами в ряду и рядами, все варианты сведены в *табл. 1*.

Общее количество возможных вариантов вычисляется по формуле:

$$M = Nk^n, \quad (1)$$

где  $n$  – число параметров вариации (расстояние между скважинами в ряду и расстояние между рядами);  $k$  – количество вариаций одного параметра (3 или 5);  $N$  – количество вариаций геологических параметров (разные ВНК).

При независимой вариации четырех параметров, представленных в *табл. 1*, по пять вариаций для каждого существует **625** вариантов и рассмотренные 8 вариантов перекрывают лишь незначительную часть исследуемой области решений. Вероятность того, что найденное по выборке из восьми вариантов решение является оптимальным составляет **1,28 %**.

Необходим поиск новой методики, снижающей, а лучше – исключаяющей вероятность пропустить оптимум.

Если все 25 расчетов свести в таблицу, то можно проследить некоторую закономерность. Для её изучения методом сплайн-

интерполяции построена поверхность функциональной зависимости КИН от параметров геометрии системы разработки (*рис. 7*).

Можно увидеть, что зависимость носит вполне определенную математическую форму, которая определяется гиперболической функцией без глобальных максимумов, описываемой уравнением (1), что вполне закономерно, т.к. более плотные сетки должны давать больший КИН.

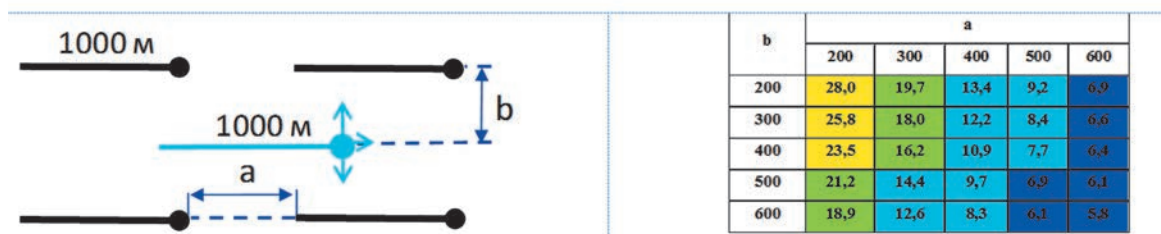
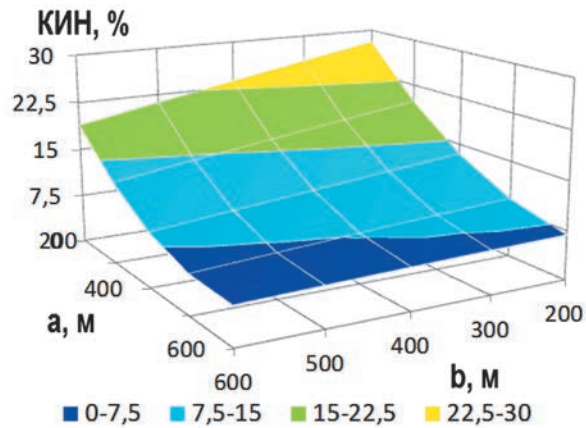
$$\text{КИН} = 45,9 - 0,0192 \cdot a - 0,11 \cdot b - 8,4 \cdot 10^{-6} \cdot a^2 + 3,7 \cdot 10^{-5} \cdot a \cdot b + 7,39 \cdot 10^{-5} \cdot b^2 \quad (1)$$

Интересной особенностью подобной зависимости является то, что одному выбранному значению КИН соответствует множество совершенно эквивалентных вариантов, образующихся на линии пересечения двух поверхностей. Встает закономерный вопрос, как именно выбрать из этого множества наилучший вариант. С этой целью аналогичным образом была построена поверхность *NPV* (*рис. 8*).

Зависимость *NPV* от параметров геометрии сетки скважин носит уже параболический характер с ярко выраженным перегибом (оптимумом). Это свойство можно использовать, и на *рис. 9* приведен пример методики совместного анализа. На поверхности КИН

**Таблица 1.**  
Рассмотренные проектные решения по выбору оптимальной геометрии сетки скважин

Обозначение	Параметр	Вариант							
		1	2	3	4	5	6	7	8
$L_{\text{доб}}$	Длина добывающей скважины, м	500	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
$L_{\text{нагн}}$	Длина нагнетающей скважины, м	500	300	300	600	1000	600	600	600
$a$	Расстояние между скважинами в ряду, м	500	300	300	300	300	600	600	300
$b$	Расстояние между рядами скважин, м	500	300	600	300	300	300	600	600



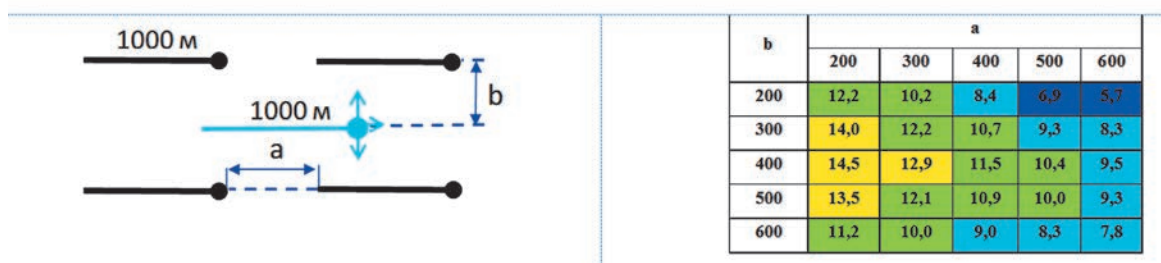
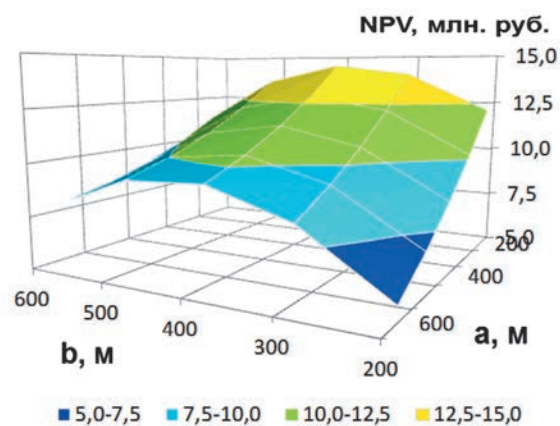
**Рис. 7.**  
Трехмерная поверхность коэффициента нефтеизвлечения в зависимости от параметров сетки скважин

выбирается целевое значение, в нашем примере это значение в 15% (утвержденный ПТД КИИИ в подгазовой зоне), можно увидеть что

этому значению соответствует сплошная красная линия на поверхности.

Поверхность NPV имеет выраженный перегиб (максимум) при значении параметра  $b = 400$  м. Нанеся линию перегиба NPV на поверхность КИИИ (красная пунктирная линия), можно определить по пересечению линий оптимальный вариант. В нашем примере

**Рис. 8.**  
Трехмерная поверхность коэффициента NPV в зависимости от параметров сетки скважин



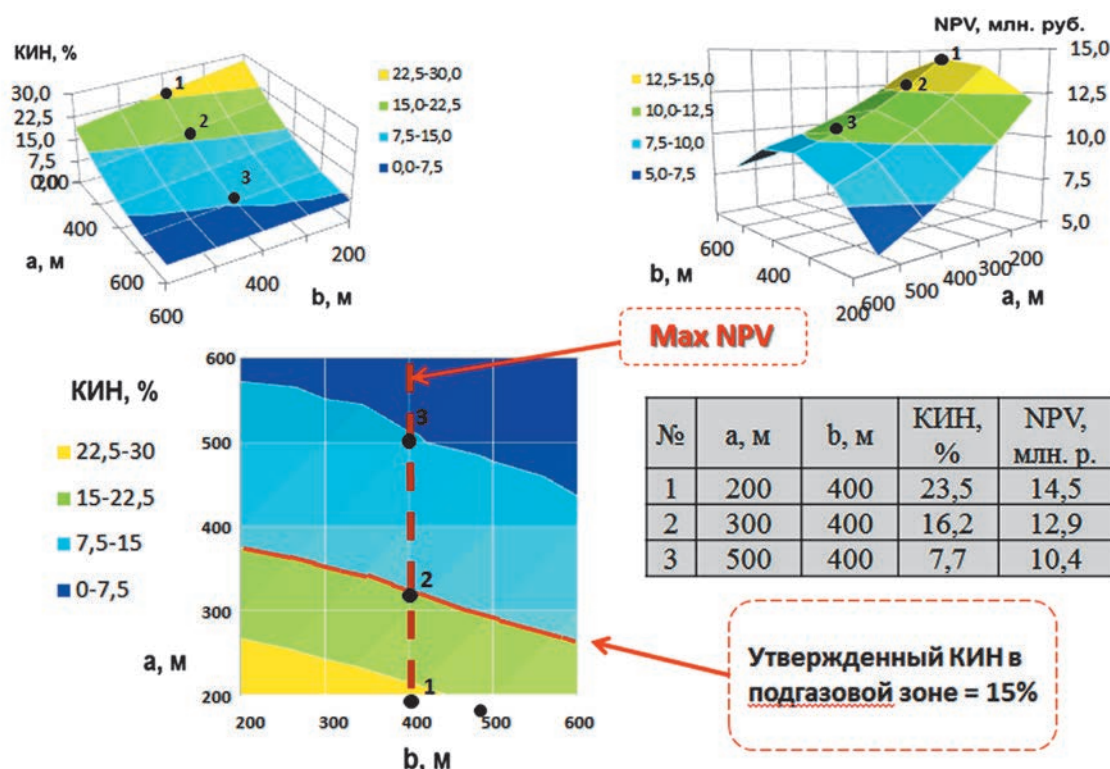


Рис. 9. Совместный анализ поверхности КИН и NPV с целью поиска оптимума

оптимальным принят вариант  $a = 300$ ,  $b = 400$ . При этом существует возможность улучшить как КИН, так и экономику проекта. Дело в том, что сокращение параметра  $a$  (расстояния между добывающими скважинами в ряду) приводит как к увеличению КИН, так и к росту NPV – это согласуется с представлением о том, что месторождения целесообразно разрабатывать длинными галереями горизонтальных скважин. Вариант с «нулевым» расстоянием между добывающими скважинами обеспечивает КИН в 26,3% и NPV в 16 млн руб. Стоит отметить, что этот вывод справедлив только для конкретной системы и конкретных геолого-физических характеристик пласта, рассмотренных в статье.

#### Формализация процесса выбора оптимального варианта

1. Выбор базовой системы ГС: рядная, лучевая, и.т.п.
2. Выбор варьируемых параметров: расстояние между рядами, расстояние между скважинами в ряду, длины добывающих и нагнетательных скважин, отступы от ВНК и ГНК, забойные давления.
3. Минимизация варьируемых параметров, например, оптимум длины добывающих скважин можно определить по аналитическим соотношениям, либо из расчетов потерь

на трение по длине горизонтального ствола; оптимальную длину нагнетательной скважины можно вычислять, исходя из потребности в обеспечении 100% компенсации отборов закачкой.

4. Определение количества и коридора вариации независимых параметров.
5. Определение целевой величины дохода, либо коэффициента нефтеотдачи.
6. Создание гидродинамической модели и расчет всех комбинаций вариантов, полученных при независимой вариации выбранных параметров.
7. Построение многомерных зависимостей коэффициента извлечения нефти от варьируемых параметров.
8. Расчет многомерной поверхности NPV.
9. На многомерных поверхностях целевому значению КИН (NPV) соответствует множество эквивалентных вариантов. Из множества равнозначных необходимо найти оптимальный с экономических (технологических) показателей, что осуществляется при помощи совместного анализа двух поверхностей.

#### Выводы

Разработан алгоритм, позволяющий формализовать процесс выбора оптимальной системы разработки, сформированной горизонтальными скважинами.

Для поиска оптимальных решений на основе авторского алгоритма создана специализированная программа – препроцессор для гидродинамического моделирования.

Созданный алгоритм изучен и апробирован на примере реального нефтегазового месторождения.


Исследование выявило ряд интересных особенностей:

– существует многомерная зависимость (поверхность) коэффициента извлечения от варьируемых параметров, выражающаяся гиперболическим уравнением;

– существует множество эквивалентных вариантов разработки, соответствующих одному значению КИН;

– варианты, идентичные по КИН, отличаются по NPV;

– выбор рекомендуемого варианта сопряжен с поиском максимальных значений NPV, среди множества эквивалентных по величине КИН вариантов.

**Впервые формализован процесс принятия решений по выбору оптимальной системы разработки горизонтальными скважинами.** 

## Литература

1. Данько М.Ю., Тютюнова Е.Л. Выбор оптимального варианта разработки для систем, сформированных горизонтальными скважинами // Сборник трудов Тюменского института нефти и газа. 2014.
2. Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача». М.: Грааль. 2002. 314 с.
3. Хасанов М.М., Бабин В.М., Мельчаева О.Ю., Урмаев О.С., Д. Эчевееррия Чуария, Семенихин А.С. Использование оптимизационных алгоритмов для выбора системы разработки месторождения горизонтальными скважинами // Нефтяное хозяйство. 2014. № 12. С. 52–55.
4. Сунагатуллин А.А., Аржиловский А. В., Маналов Т.С., Михеев Ю. Н. Обоснование применения многозабойных скважин на Самотлорском месторождении // Новатор. 2010. № 3. С. 15–23.

UDC 622.279.23

**M.Yu. Danko**, Reservoir modeling expert, Tyumen Oil and Gas Institute, danko@togi.ru

**D.A. Kokorin**, Head of laboratory, Tyumen Oil and Gas Institute, kokorinda@togi.ru

**R.I. Fathullin**, Engineer, Tyumen Oil and Gas Institute, эл. адрес – ?

**D.A. Konev**, Engineer, Tyumen Oil and Gas Institute, эл. адрес – ?

<sup>1</sup>64 Gercen str. 64 Tyumen 625000 Russia

## The Problem of Choosing the Best Option for Oil Rims Development with by Means of the Systems Formed by Horizontal Wells

**Abstract.** In this paper the problem of choosing the best option for oil rims development with by means of the systems formed by horizontal wells is being solved. The solution is made by the direct method of multivariate flow modeling. The main difficulty of this approach is the necessity of creating a large number of models, sometimes – thousands of them, and that is labor-intensive. The way out is to develop a preprocessor for hydrodynamic simulator which allows to automatically generate a development scheme according to the stated parameters of variation, for example, to vary the length of the production and injection wells, the distance between the rows of wells, and the relative position of the well bores with respect to contacts of water and oil, jointly. In addition to the automatic generation of variants the method of analysis which allows to reduce the number of non-productive calculations is worked out. This approach allows to get the fullest study of multimetric systems, eliminating the possibility of missing the optimum.

**Keywords:** reservoir engineering on the basis of horizontal wells systems; flow modeling; oil rims development

## References

1. Dan'ko M.Iu., Tiutiunova E.L. *Vybor optimal'nogo varianta razrabotki dlia sistem, sformirovannykh gorizontaľnykh skvazhinami* [Selection of the optimal development option for systems formed by horizontal wells]. Collection of works of the Tyumen Oil and Gas Institute. 2014.
2. Zakirov S.N. *Analiz problemy «Plotnost' setki skvazhin – nefteotdacha»* [Analysis of the problem "Density of a grid of wells - oil recovery"]. Moscow, Graal Publ., 2002, 314 p.
3. Khasanov M.M., Babin V.M., Mel'chaeva O.Iu., Ushmaev O.S., D. Echeverria Chuariia, Semenikhin A.S. *Ispol'zovanie optimizatsionnykh algoritmov dlia vybora sistema razrabotki mestorozhdeniia gorizontaľnykh skvazhinami* [Use of optimization algorithms for selection of the development system of the field by horizontal wells]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2014, no. 12, pp. 52–55.
4. Sunagatullin A.A., Arzhilovskii A. V., Manalov T.S., Mikheev Iu. N. *Obosnovanie primeneniia mnogozaboinykh skvazhin na Samotlorskom mestorozhdenii* [Substantiation of the use of multi-hole wells in the Samotlor field]. *Novator* [Innovator], 2010, no. 3, pp. 15–23.





**MINSTANDART**

# УНИКАЛЬНЫЙ ВЫБОР СТАНДАРТНЫХ ОБРАЗЦОВ

ООО «НТЦ «МинСтандарт» – многопрофильный научно-технический центр, признанный на международном уровне и аккредитованный в соответствии с требованиями Международного стандарта **ISO 17034**

Стандартные образцы состава горных пород и руд:

- зарегистрированы на территории РФ;
- изготовлены из материала разрабатываемых месторождений в РФ и за рубежом;
- стандартные образцы с высоким содержанием золота;
- поставка за 10 рабочих дней;
- скидки и акции.

Выбирайте только лучшее в ООО «НТЦ «МинСтандарт»!

ООО «НТЦ «МИНСТАНДАРТ»

Тел.: 8-495-287-14-72; Факс: 8-495-287-14-72 доб.101

e-mail: [info@minstandart.com](mailto:info@minstandart.com)

[www.minstandart.com](http://www.minstandart.com)



## Возможности использования стандартных образцов различного качества для лабораторных исследований горных пород и руд согласно международным и российским требованиям

Сегодня в РФ категории стандартных образцов (СО) пород и руд регламентируют ГОСТ 8.315–97 «Государственная система обеспечения единства измерений. Стандартные образцы состава и свойств веществ и материалов. Основные положения» и ГОСТ Р 8.753–2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Стандартные образцы материалов (веществ). Основные положения».

Согласно ГОСТ 8.315–97, категория СО – признак, определяющий уровень его признания (утверждения) и область применения (п. 3.4). Предусмотрены следующие категории СО (п. 4.2):

- межгосударственный (МСО);
- государственный, национальный (ГСО);
- отраслевой (ОСО);
- стандартный образец предприятия (организации) (СОП).

С 1 января 2015 г. введен в действие ГОСТ Р 8.753–2011, в соответствии с которым СО подразделяют на следующие категории (п. 4.2):

- стандартные образцы утвержденных типов (ГСО) – СО, типы которых утверждает Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии;
- межгосударственные стандартные образцы (МСО) – СО, признанные Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (МГС);
- стандартные образцы Евро–Азиатского сотрудничества государственных метрологических учреждений (СО КООМЕТ) – СО, признанные КООМЕТ;
- стандартные образцы, утверждаемые на уровне организаций, корпораций, объединений, ведомств и других юридических лиц (СО государственных научных метрологических институтов – СОГНМИ, СО предприятий – СОП, отраслевые СО – ОСО).

Применение СО различных категорий регламентируется п. 5.3 ГОСТ Р 8.753–2011:

- СО категории ГСО применяют в науке и производстве, включая сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений;
- порядок применения МСО, СО КООМЕТ и СО зарубежного производства в сфере государственного регулиро-

вания обеспечения единства измерений устанавливает Министерство промышленности и торговли РФ;

– СО, утверждаемые на уровне организаций, корпораций, объединений, ведомств и других юридических лиц (СОГНМИ, СОП, ОСО), применяют вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений для метрологического обеспечения измерений (испытаний, анализа, контроля).

В последнее время актуально широкое использование СО импортного производства (*OREAS, ROCKLABS, GEOSTATS*). В зарубежной практике такого деления на категории, какое принято в РФ, не существует. Есть стандартный образец (*reference material, RM*) и аттестованный стандартный образец (*certified reference material, CRM*). Как правило, используются аттестованные СО (*CRM*).

С 1 января 2016 г. в РФ для того, чтобы убрать разногласия в терминологии, принят ГОСТ 32934–2014 (*ISO Guide 30:1992*) «Стандартные образцы. Термины и определения, используемые в области стандартных образцов», в соответствии с которым:

- **стандартный образец** (*reference material, SO (RM)*) – материал (*вещество*), достаточно однородный и стабильный по отношению к одному или нескольким определенным свойствам, для того чтобы использовать его в соответствии с назначением в измерительном процессе (п. 2.1);
- **сертифицированный стандартный образец, ССО (аттестованный стандартный образец, АСО)** (*certified reference material, CRM*) – стандартный образец, одно или несколько определенных свойств которого установлены метрологически обоснованной процедурой, сопровождаемый сертификатом (паспортом), в котором приведено значение этого свойства, связанной с ним неопределенности, и утверждение о метрологической прослеживаемости (п. 2.2).

Таким образом, использование СО определенной категории уходит в прошлое, что подтверждается и документами в области стандартизации. Основными факторами выбора СО становятся стоимость, соответствие матрицы материала СО типу руды обрабатываемого месторождения, аттестованное значение элемента и погрешность его определения.

звонок по РФ бесплатный

**8 (800) 707-88-38**

[www.anakon.ru](http://www.anakon.ru)