

**МУКМИНОВ ИСКАНДЕР РАИСОВИЧ**

**МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ**

Специальность 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений»

**АВТОРЕФЕРАТ**  
**диссертации на соискание ученой степени**  
**кандидата технических наук**

Работа выполнена на кафедре разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ

кандидат технических наук, доцент  
Салимгареев Талгат Фазлутдинович.

ОФИЦИАЛЬНЫЕ ОППОНЕНТЫ:

доктор технических наук, профессор  
Пономарев Александр Иосифович.

кандидат технических наук,  
старший научный сотрудник  
Тимашев Эрнст Мубаракovich.

ВЕДУЩАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ

ЗАО «ИК БашНИПИнефть».

Защита состоится 25 июня 2004 года в 11-30 на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан 27 апреля 2004 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Матвеев Ю.Г.

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность работы**

Экономический кризис в нашей стране и обвал мировых цен на нефть в 90-х гг. прошлого века жестоко ударили по объему промышленного производства в России. В то же время прогнозируемый в ближайшее время большинством аналитиков дальнейший экономический рост неизбежно потребует не только поддержания на достигнутом уровне, но и значительного увеличения добычи нефти и газа.

Несмотря на то, что большинство крупнейших месторождений страны, длительное время обеспечивающих требуемые уровни добычи нефти, вступили в заключительную стадию разработки, потенциал увеличения добычи по-прежнему имеется: Россия занимает одну из лидирующих позиций по разведанным запасам углеводородного сырья. Вместе с тем следует отметить постоянное ухудшение структуры этих запасов: большинство их классифицируется в настоящее время как трудноизвлекаемые и приурочены к залежам, характеризующимся сложным геологическим строением, низкой и ультранизкой проницаемостью, высокой вязкостью нефти, осложненным наличием разломов, активных подошвенных вод и газовых шапок.

Эффективная разработка таких объектов не может быть обеспечена традиционными технологиями строительства и эксплуатации скважин и требует массированного применения новых методов нефтедобычи, способных обеспечить повышенную производительность скважин, интенсивные темпы отбора и высокую конечную нефтеотдачу при приемлемой рентабельности производства.

Все известные на сегодняшний день методы интенсификации добычи реализуют один из следующих двух (или оба одновременно) механизмов:

- 1) увеличение рабочего перепада давления;
- 2) снижение фильтрационного сопротивления.

Повышение перепада давления, очевидно, - наиболее простой и дешевый способ интенсификации добычи. В то же время его применение ограничивается физическими возможностями существующего нефтепромыслового и внутрискважинного оборудования, да и резервы по перепаду давления на практике, как правило, невелики.

Методы, снижающие фильтрационное сопротивление течению флюидов, более трудоемки, но и значительно более результативны. При этом если такие технологии, как, например, гидравлический разрыв пласта (ГРП) и физико-химические методы обработки, воздействуют, в основном, лишь на призабойную зону пласта, уменьшая ее фильтрационное сопротивление, то применение горизонтальных скважин (ГС) позволяет не только значительно

снизить фильтрационное сопротивление в призабойной зоне, но и целенаправленно влиять на направления течения жидкостей в удаленном межскважинном пространстве пласта, увеличивая скорости фильтрации флюидов и минимизируя долю слабо дренируемых зон в общем поровом объеме эксплуатационного объекта.

Преимущества горизонтальных скважин очевидны. Горизонтальная скважина имеет значительно большую площадь дренирования, чем традиционная вертикальная скважина (ВС). Выигрыш в производительности может быть в 2-7 раз. Повышенное внимание обусловлено также следующими особенностями:

1) более равномерное стягивание контура нефтеносности, что увеличивает коэффициент заводнения и, следовательно, конечную нефтеотдачу;

2) более высокий охват пласта вытеснением - горизонтальные скважины, протягиваясь по продуктивному горизонту на десятки и сотни метров, соединяют друг с другом линзы, участки повышенной и пониженной проницаемости, каверны и трещины;

3) более высокое значение предельного безводного и безгазового дебита при разработке залежей с активной подошвенной водой и газовой шапкой;

4) снижение градиента скорости в призабойной зоне пласта и, как следствие, уменьшение вероятности возможных осложнений при эксплуатации скважин;

5) более высокая производительность при фиксированном забойном давлении, равном критическому давлению смятия обсадной колонны, в случае разработки объектов с аномально высоким пластовым давлением.

Ввиду этих преимуществ интерес к проблемам разработки месторождений с использованием горизонтальных скважин растет из года в год. Темпы бурения горизонтальных скважин за рубежом очень высоки. Происходит невиданный бум применения горизонтальных скважин.

В связи с высокой стоимостью строительства горизонтальных скважин и скважин, стимулированных ГРП, существенно повышается значение этапа проектирования (и связанного с ним моделирования) разработки месторождений. Поэтому разработка аналитических методов расчета остается одной из актуальнейших задач подземной гидромеханики.

**Цель работы** - разработка и внедрение новых аналитических и численных методов расчета показателей эффективности применения горизонтальных скважин при разработке месторождений нефти и газа.

#### **Основные задачи исследований**

1 Анализ текущего состояния теоретических, экспериментальных и промысловых исследований в области разработки месторождений при помощи горизонтальных скважин.

2 Исследование влияния на продуктивность горизонтальной скважины толщины пласта, его анизотропии, конфигурации контура питания, положения скважины относительно кровли и подошвы. Разработка методики схематизации реальной формы залежи при разработке ее горизонтальной скважиной.

3 Поиск решения задачи о стационарном притоке к цепочке горизонтальных скважин, обоснование оптимальной длины горизонтального участка ствола при разработке залежи системой горизонтальных скважин.

4 Оценка погрешности широко используемого в подземной гидромеханике метода замены пространственной задачи фильтрации двумя взаимно перпендикулярными плоскими на примере задачи о притоке к горизонтальной скважине, дренирующей прямоугольный пласт с четырехсторонним контуром питания.

5 Анализ возможности разработки горизонтальными скважинами трещиновато-кавернозного коллектора, осложненного наличием подошвенной воды и газовой шапки (на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазового месторождения).

#### **Методы исследований**

Для поиска аналитических решений поставленных в диссертационной работе гидродинамических задач использовались метод последовательных конформных отображений, метод интегральных преобразований Фурье с конечными пределами. Моделирование разработки горизонтальными скважинами реального месторождения проведено при помощи стандартного в мировой практике трехмерного трехфазного гидродинамического симулятора «Eclipse-100» фирмы «Schlumberger». Расчеты выполнены с привлечением современной вычислительной техники.

#### **Основные защищаемые положения**

1 Аналитические решения задач о стационарном притоке к галерее, горизонтальной скважине в эллиптическом, круговом, прямоугольном и полосообразном вертикально-анизотропных пластах.

2 Результаты исследования влияния ряда геолого-технологических факторов на продуктивность горизонтальной скважины.

3 Методика схематизации реальной формы залежи.

4 Способ определения оптимальной длины горизонтальной скважины.

5 Оценка погрешности метода поиска решения пространственной задачи фильтрации как суперпозиции решений двух плоских задач.

6 Методы оптимизации процесса численного гидродинамического моделирования разработки залежи горизонтальными скважинами.

7 Целесообразность разработки Юрубчено-Тохомского месторождения горизонтальными скважинами.

8 Область эффективного применения горизонтальных скважин.

### **Научная новизна**

Систематизированы и обобщены знания и опыт применения горизонтальных скважин при разработке месторождений нефти и газа, показана область их эффективного применения.

Получены аналитические решения гидродинамических задач о стационарном притоке жидкости (газа, газированной жидкости) к горизонтальной скважине, галерее в эллиптическом, круговом, прямоугольном и полосообразном вертикально-анизотропных пластах, для любого соотношения геометрических размеров, произвольного расположения ГС относительно кровли и подошвы продуктивного пласта. Представлены общие решения для дебита, фильтрационного сопротивления и скорости фильтрации, которые для целого ряда частных случаев упрощаются до простых и удобных формул. На основе полученных решений выполнены расчеты и построены поля скоростей фильтрации для различных конфигураций контура питания, выявлены потенциально застойные и слабо дренируемые зоны. Построены графические зависимости, отражающие степень влияния на продуктивность ГС таких геолого-технологических факторов, как конфигурация контура питания, толщина и степень вертикальной анизотропии пласта, длина ГС, положение ствола скважины относительно кровли и подошвы продуктивного интервала.

Разработана методика схематизации реальной сложной формы залежи при разработке ее горизонтальной скважиной, учитывающая пропорции, площадь дренирования и периметр контура питания.

Впервые выполнена оценка погрешности известного в подземной гидромеханике приема, когда решение трехмерной задачи фильтрации рассматривается как суперпозиция решений двух взаимно перпендикулярных задач.

На примере реального месторождения рассмотрены в комплексе методические вопросы проектирования и моделирования разработки месторождений системой ГС.

### **Практическая ценность и реализация работы в промышленности**

1 Полученные аналитические решения позволяют легко и оперативно определить продуктивность горизонтальной скважины и скважины с вертикальной трещиной ГРП. Использование таких решений на этапе проектирования разработки многократно снижает затраты времени и средств. Более того, без знания аналитических зависимостей, дающих представление о степени влияния различных геолого-технологических факторов на продуктивность скважин, с использованием только численных моделей подобрать оптимальную техно-

логию для извлечения нефти и газа из недр невозможно из-за временных ограничений.

2 Представленный в работе анализ степени влияния различных геолого-технологических факторов на продуктивность ГС дает возможность определить область эффективного применения горизонтальных скважин.

3 Предложенные приемы, упрощающие процесс численного моделирования горизонтальных скважин, снижают затраты времени на расчеты в среднем в 7.5 раза.

4 Полученные результаты внедрены в ЗАО «ЮКОС ЭП» при составлении технологической схемы разработки Приобского месторождения и плана разработки Юрубчено-Тохомского месторождения.

### **Апробация работы**

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на 48-й, 50-й, 51-й научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых Уфимского государственного нефтяного технического университета (г. Уфа, 1998, 1999, 2000), на V Международной конференции «Методы кибернетики химико-технологических процессов (г. Уфа, 1999), на II Международном симпозиуме «Наука и технология углеводородных дисперсных систем» (г.Уфа, 2000), на научно-технических советах Уфимского филиала ООО «ЮганскНИПИнефть» (г.Уфа, 2001, 2003), ОАО «Юганскнефтегаз» (г. Нефтеюганск, 2001, 2003), ЗАО «ЮКОС ЭП» (г. Москва, 2001, 2003), на ЦКР Минэнерго РФ (г. Москва, 2001, 2003).

### **Публикации**

По материалам диссертации автором опубликованы 11 печатных работ, в том числе 4 статьи и тезисы 7 докладов, результаты научных исследований по теме диссертационной работы использованы при составлении 2 проектных документов на разработку месторождений.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, выводов, списка литературы, состоящего из 185 наименований, и двух приложений. Текст работы изложен на 231 странице, включая 126 рисунков и 7 таблиц.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обосновывается актуальность темы диссертационной работы, ставятся цели и задачи исследований.

**В первом разделе** рассматриваются и систематизируются известные на сегодняшний день результаты теоретических, экспериментальных и промысловых исследований в области

применения горизонтальных скважин. Показано, что имеется положительный опыт применения ГС при разработке запасов высоковязких нефтей, трещиноватых коллекторов, залежей с активными подошвенными водами и (или) газовой шапкой, тонких и низкопроницаемых объектов, пластов с аномально высоким пластовым давлением.

Отмечается, что все известные на сегодня аналитические решения задач о притоке жидкости (газа, газированной жидкости) носят частный характер и нередко получены исходя из довольно спорных допущений. Упрощения касаются как формы контура нефтеносности, фильтрационных свойств пласта, положения ГС относительно внешних границ пласта, его кровли и подошвы, так и условий на границе пласта и на скважине. Поэтому, несмотря на значительный объем публикаций, посвященных вопросам применения горизонтальных скважин в различных геолого-физических условиях, вопросы, связанные с проблемами моделирования и рационального применения горизонтальных скважин являются, тем не менее, недостаточно изученными.

**Второй раздел** посвящен изучению стационарного притока жидкости к галерее длиной  $l_0 = 2l$  (горизонтальной скважине длиной  $l_0 = 2l$  и радиусом  $r_c$ ) в пластах различной конфигурации. Рассмотрены эллиптический, круговой, прямоугольный с четырехсторонним и полосообразный с двухсторонним контурами питания пласты. Полудлина и полуширина пластов (большая и малая полуоси в случае эллиптического пласта) равны  $a$  и  $b$ , при этом длиной считается то направление, вдоль которого ориентирована галерея (ГС) и допускается соотношение как  $a \geq b$ , так и  $a \leq b$ . Характеристика вертикальной анизотропии пласта равна  $\chi$ , толщина пласта -  $h$ . Ось скважины смещена в вертикальном разрезе от центра пласта (по его толщине) на расстояние  $\delta$ . На контуре питания и поверхности галереи (горизонтальной скважины) поддерживаются постоянные потенциалы скорости, равные  $\varphi_k$  и  $\varphi_c$  соответственно. Фильтрация подчиняется закону Дарси. Задача – найти дебит галереи (горизонтальной скважины).

После растяжки вертикальной координаты в  $\chi$  раз поставленная задача в общем случае сводится к решению трехмерного уравнения Лапласа для потенциала скорости  $\varphi$  и не имеет аналитического решения. Чтобы получить приближенную формулу для дебита горизонтальной скважины, в работе используется известный в подземной гидромеханике прием: трехмерная задача фильтрации заменяется двумя плоскими задачами.

В горизонтальной плоской задаче имеем фильтрацию жидкости к галерее (линейному стоку) длиной, равной длине горизонтальной скважины и вскрывшей пласт на всю его толщину. Получив формулу для дебита этой галереи и представив ее в форме, аналогичной закону Ома, назовем, следуя терминологии Ю.П. Борисова, ее знаменатель, который представ-

ляет собой фильтрационное сопротивление галереи, внешним фильтрационным сопротивлением горизонтальной скважины. Оно зависит от соотношения геометрических размеров пласта, длины горизонтальной скважины и ее положения относительно контура питания.

В вертикальной плоской задаче получаем фильтрацию к скважине конечного радиуса  $r_C$  в полосе шириной  $\chi h$ . Построив выражение для дебита в форме, аналогичной закону Ома, назовем его знаменатель внутренним фильтрационным сопротивлением горизонтальной скважины. Оно зависит от геометрических размеров скважины, местонахождения скважины в разрезе, толщины пласта и его анизотропии. При выполнении этих операций следует иметь в виду, что растяжка вертикальной координаты в  $\chi$  раз растягивает вертикальные размеры скважины также в  $\chi$  раз и этим искусственно увеличивает дебит в однородно-анизотропном пласте в  $\chi$  раз.

Объединив (просуммировав) найденные значения внешнего  $R_1$  и внутреннего  $R_2$  фильтрационных сопротивлений, записываем выражение для дебита горизонтальной скважины в форме, аналогичной закону Ома:

$$Q = \frac{\Phi_K - \Phi_C}{R_1 + R_2}.$$

Вообще говоря, операцию объединения к настоящему моменту не удалось строго формализовать и поэтому в ней присутствует в определенной мере интуиция и искусство исследователя.

Строгое аналитическое решение для внутреннего фильтрационного сопротивления горизонтальной скважины получено при помощи метода последовательных конформных отображений Мукминовым Ил. Р. (1998), который рассматривал задачу о притоке жидкости к бесконечной горизонтальной скважине в бесконечном полосообразном однородно-анизотропном пласте с двухсторонним контуром питания. Ось скважины равноудалена от контура питания и смещена на расстояние  $\delta$  от середины пласта по толщине ( $\delta + r_C \leq h/2$ ). Решение для дебита получено в эллиптических интегралах.

Строгие аналитические решения задач о притоке к галерее в эллиптическом, круговом, прямоугольном и полосообразном вертикально-анизотропных пластах, получены в настоящей работе также в эллиптических интегралах при помощи метода конформных отображений. Выражения для внешнего и внутреннего фильтрационных сопротивлений  $ГС$  в ряде частных случаев упрощаются до простых выражений, представленных в таблице 1.

Сопоставление полученных в работе общих решений для дебита  $ГС$  с упрощенными решениями, полученными различными авторами ранее, показало, что игнорирование этими более ранними решениями ряда геолого - технологических факторов, влияющих на продук-

Таблица 1 - Выражения для определения фильтрационных сопротивлений горизонтальной скважины в ряде частных случаев

Пласт	Скважина	Выражение	Диапазон применимости
1	2	3	4
1 Эллиптический вытянутый	Короткая, симметричная относительно центра пласта, расположена между фокусами	$R_1 = \frac{1}{2\pi h} \ln \left( \frac{4c}{\pi \ell} \ln \frac{a+b}{a-b} \right)$	$a \geq 1.4b,$ $\ell \leq 0.01c$
	Симметричная длиной, превышающей фокусное расстояние	$R_1 = \frac{1}{4h} \left[ \frac{\pi}{\ln \frac{a+b}{a-b}} - \ln \cos \left( \pi \frac{\ln \frac{\ell + \sqrt{\ell^2 - c^2}}{c}}{\ln \frac{a+b}{a-b}} \right) \right]^{-1}$	$a \geq 1.4b,$ $\ell \geq c$
	Симметричная длиной, равной фокусному расстоянию	$R_1 = \frac{1}{2\pi h} \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \ell^2}}{\ell} = \frac{1}{4\pi h} \ln \frac{a+b}{a-b}$	$a \geq 1.4b,$ $\ell = c$
	Пересекает один из фокусов	$R_1 = \frac{1}{4h} \left[ \arccos \frac{g}{c} \ln^{-1} \frac{a+b}{a-b} - \ln \frac{\cos \left( \pi \ln \frac{f + \sqrt{f^2 - c^2}}{c} \ln^{-1} \frac{a+b}{a-b} \right)}{2} \right]^{-1}$	$a \geq 1.4b,$ $g \leq c \leq f$
2 Круговой	Короткая, симметричная относительно центра	$R_1 = \frac{1}{2\pi h} \ln \frac{2R_K}{\ell}$	$\ell / R_K \leq 0.5$
	Длинная, симметричная относительно центра	$R_1 = \frac{\pi}{8h} \ln^{-1} \left( 2 \frac{R_K + \ell}{R_K - \ell} \right)$	$\ell / R_K \geq 0.5$

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
3 Прямоугольный, вытянутый, с четырехсторонним контуром питания	Длинная, симметричная относительно центра	$R_1 = \frac{\pi}{4h} \ln^{-1} \left( 4 \exp \frac{\pi \ell}{b} \right)$	$a \geq 1.7b, \\ \ell \geq b$
	Короткая, симметричная относительно центра	$R_1 = \frac{1}{2\pi h} \ln \frac{8b}{\pi \ell}$	$a \geq 1.7b, \\ \ell \leq 0.15b$
4 Полосообразный, вытянутый, с двухсторонним контуром питания	Длинная, симметричная относительно центра	$R_1 = \frac{\pi}{4h} \ln^{-1} \left( 4 \exp \frac{\pi \ell}{b} \right)$	$a \geq 1.7b, \\ \ell \geq 1.1b$
	Короткая, симметричная относительно центра	$R_1 = \frac{1}{2\pi h} \ln \frac{8b}{\pi \ell}$	$a \geq 1.7b, \\ \ell \leq 0.15b$
5 Полосообразный, сжатый, с двухсторонним контуром питания	Симметричная относительно центра	$R_1 = \frac{1}{2\pi h} \left( \frac{\pi b}{2a} - \ln \sin \frac{\pi \ell}{2a} \right)$	$a \leq 0.6b$
6 Тонкий	Радиусом значительно меньше остальных геометрических размеров	$R_2 = \frac{\chi}{4\pi \ell} \ln \left( \frac{h}{\pi r_C} \frac{\chi}{\chi + 1} \cos^{-1} \frac{\pi \delta}{h} \right)$	$\chi h/b \leq 0.6, \\ r_C \ll a, b, R_K, h$

тивность ГС (анизотропия пласта, положение скважины относительно контура питания и относительно кровли и подошвы продуктивного пласта), может обеспечить погрешность в расчете дебита до 40%.

Ввиду такого значительного влияния различных условий на продуктивность ГС исследование этого вопроса представляет насущный практический интерес. С этой целью был выполнен ряд расчетов и построены зависимости относительного дебита ГС от толщины пласта и от величины смещения оси скважины от центра пласта по его толщине при различных показателях вертикальной анизотропии.

Результаты расчетов показали, что отклонение оси скважины от середины пласта в пределах  $0.2h$  весьма слабо влияет на продуктивность горизонтальной скважины независимо от анизотропии пласта; в пластах с низкими и средними значениями показателя вертикальной анизотропии ( $\chi < 5$ ) проводка горизонтальной скважины со смещением относительно ее центра (в прикровельной или приподошвенной части) также слабо влияет на ее продуктивность – снижение составляет менее 10% по сравнению со скважиной, проведенной по центру пласта. В более анизотропных пластах снижение продуктивности может превышать 20-30%. Таким образом, чем выше вертикальная анизотропия пласта по проницаемости, тем большие требования должны предъявляться к точности проводки ГС в пласте и тем менее эффективно применение ГС в пластах с подошвенной водой или газовой шапкой, где горизонтальная скважина, будучи проведенной в прикровельной или приподошвенной части пласта, существенно теряет в своей продуктивности.

Расчетами доказано, что в изотропном ( $\chi = 1$ ) пласте темп увеличения продуктивности по мере роста толщины пласта максимальный, причем в пластах толщиной до 20 м зависимость практически линейная, как для вертикальных скважин. В случае вертикально-анизотропного пласта прямолинейный участок зависимости укорачивается, притом он тем короче, чем выше характеристика вертикальной анизотропии. Следовательно, чем выше толщина и вертикальная анизотропия пласта, тем меньше будет выигрыш в продуктивности горизонтальной скважины по сравнению с вертикальной.

Для количественной оценки выигрыша в производительности ГС по сравнению с ВС в работе проведена серия специальных расчетов. Показано, что выигрыш в продуктивности растет с увеличением длины горизонтальной скважины. Существенные приросты дебита наблюдаются в области коротких (менее 50 м) и длинных скважин, приближающихся по протяженности к размерам пласта. Наиболее часто используемый в практике боковой горизонтальный ствол с длиной горизонтального участка 80-120 м может обеспечить выигрыш в дебите по сравнению с вертикальной совершенной скважиной в 3-3.5 раза в малых по разме-

рам (400x400 м) однородных пластах. Типичная в практике горизонтальная скважина длиной 300-500 м в самом оптимистичном варианте будет иметь продуктивность, превышающую продуктивность вертикальной скважины в 4-5 раз. С увеличением размера и характеристики анизотропии пласта, а также при расположении скважины в кровельной или подошвенной части пласта выигрыш в дебите существенно снижается.

Таким образом, на основании всех этих данных можно заключить: область эффективного применения горизонтальных скважин – тонкие пласты с низким значением характеристики вертикальной анизотропии.

Отдельно в работе были рассмотрены вопросы, касающиеся формирующегося поля скоростей фильтрации при дренировании галереей эллиптического, кругового, прямоугольного и полосообразного пластов. Типичные примеры распределения скоростей фильтрации представлены на рисунке 1, где более темные области соответствуют более высоким значениям скорости.

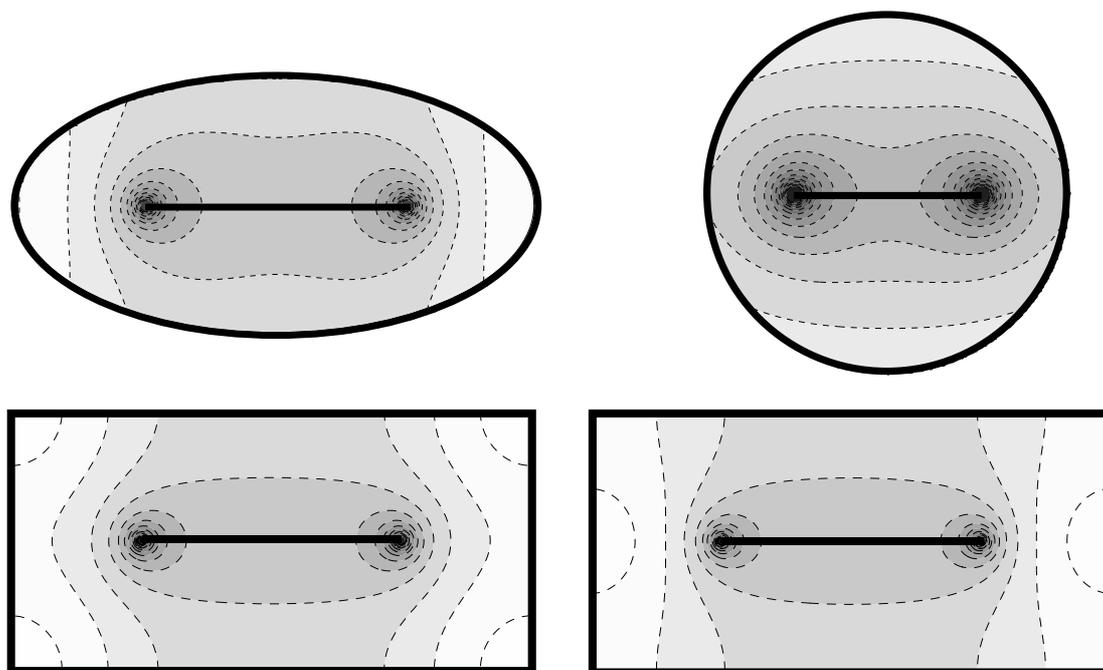


Рисунок 1

Кроме того, изучалось распределение скоростей фильтрации вдоль галереи. Пример распределения скоростей вдоль диаметра кругового пласта, содержащего галерею, представлен на рисунке 2.

Из рисунка хорошо видно, что скорость фильтрации максимальна (в пределе – бесконечно велика) в «концевых» точках галереи. Минимальная скорость фильтрации отмечается на контуре питания. Характерно, что скорость фильтрации при  $\ell < 0.5R_K$  на контуре пита-

ния и при  $\ell > 0.5R_K$  в центре пласта практически не зависит от длины галереи.

Минимальная скорость притока жидкости непосредственно вдоль галереи наблюдается в ее центре. При этом средняя интенсивность притока, например, на 10% длины галереи, вблизи ее оконечностей превышает аналогичный показатель в центральной части примерно в 3 раза.

Отметим, кроме этого, что при длинах галереи  $2\ell \geq R_K$  интенсивность притока жидкости на  $2/3$  всей длины галереи (по  $2\ell/3$  в обе стороны от центра) практически постоянная.

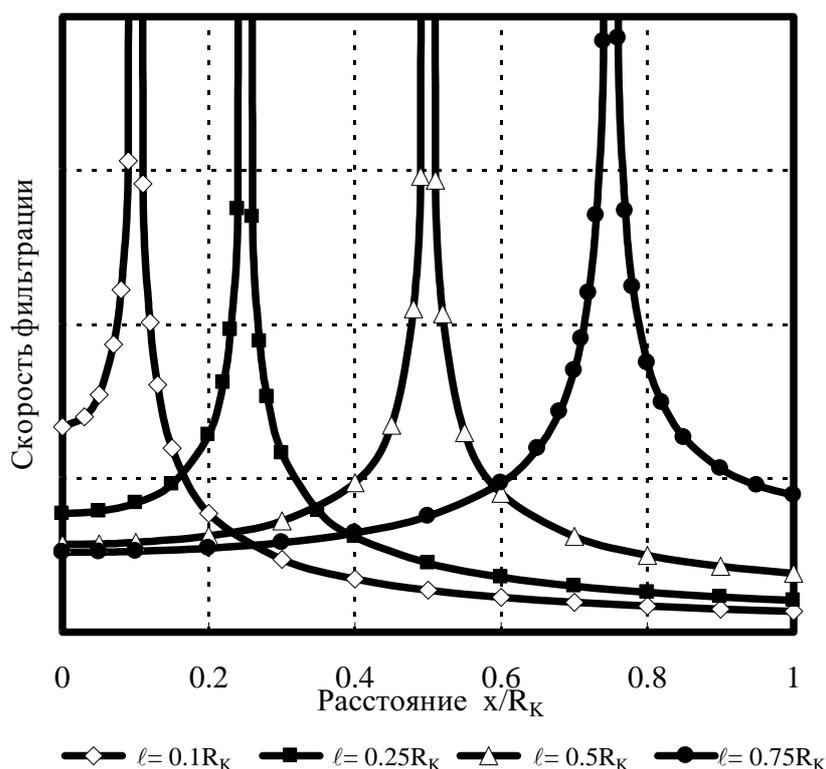


Рисунок 2

Интересно, что скорость фильтрации в центре галереи и ее длина связаны обратной зависимостью: с ростом длины галереи скорость снижается. Данное обстоятельство показывает безусловное преимущество по сравнению с обычными вертикальными скважинами горизонтальных скважин (прообразом которых является галерея) в залежах с подошвенной водой и/или газовой шапкой (опасность подтягивания конусов воды и/или газа), в слабосцементированных коллекторах (опасность разрушения пород в призабойной зоне и выноса песка в скважину) и в естественно-трещиноватых коллекторах (возрастание гидродинамического сопротивления при нелинейных законах фильтрации вследствие проявления сил инерции).

На практике реальный продуктивный пласт, как правило, схематизируют некоторой “правильной” геометрической фигурой, для которой в рамках подземной гидромеханики получено решение задачи о притоке жидкости к скважине. В связи с этим вопрос о влиянии на дебит горизонтальной скважины формы пласта, его геометрических размеров и условий на его границах представляет существенный практический интерес.

На основе полученных в работе решений для дебита ГС в пластах различной конфигурации выполнены расчеты и показано, что условия на границе пласта (доля непроницаемых участков), форма и размеры контура питания пласта существенно влияют на дебит горизонтальной скважины. Схематизацию продуктивного пласта необходимо осуществлять с соблюдением площади дренирования и периметра контура питания.

Ввиду такой важности данного вопроса была разработана методика схематизации реальной формы залежи, которая представлена на рисунке 3. В качестве входных данных здесь используются площадь залежи  $F$ , периметр контура питания  $P$ , «длина»  $2a$  и «ширина»  $2b$  залежи. Скважина располагается «вдоль» залежи, при этом возможно как  $a \geq b$ , так и  $a < b$ . Несмотря на то, что такая градация в параметрах пластов при их схематизации несет в себе некоторую долю условности, очевидным достоинством такого подхода является его формализованность – предложены конкретные количественные критерии, по которым пласт следует схематизировать тем или иным образом, и в результате, например, методику легко можно реализовать в виде подпрограммы для ЭВМ.

	УСЛОВИЕ	ПЛАСТ - МОДЕЛЬ
	$0.8a \leq b \leq 1.2a$ $F/ab \leq 3.5a$	Круговой пласт
	$b \leq 0.8a$ $F/ab \leq 3.5$	Эллиптический пласт
	$0.8a \leq b \leq 1.2a$ $F/ab > 3.5a$	Квадратный пласт с четырехсторонним КП
	$b < 0.8a$ или $b > 1.2a$ $F/ab > 3.5$	Прямоугольный пласт с четырехсторонним КП
	$0.8a \leq b \leq 1.2a$ $F/ab > 3.5a$ Контур «запечатан» более чем на 25%	Квадратный пласт с двухсторонним КП
	$b < 0.8a$ или $b > 1.2a$ $F/ab > 3.5$ Контур «запечатан» более чем на 20%	Полосообразный пласт с двухсторонним КП

Рисунок 3

Логичным продолжением темы настоящей работы является поиск методов оценки различных систем разработки с использованием ГС с точки зрения производительности и эффективности выработки. В то же время в случае одной из самых простейших систем разработки – цепочки горизонтальных скважин, дренирующих полосообразный пласт, – задача о дебите легко решается с использованием полученного в данной работе решения для единичной скважины.

С целью определения оптимальной длины горизонтальной скважины для такой системы разработки был выделен элемент разработки длиной  $2a$  и шириной  $2b$  и рассмотрено влияние длины горизонтальной скважины на ее продуктивность. Графическое изображение таких зависимостей при различном соотношении длины к ширине пласта показано на рисунке 4. За единицу принят дебит скважины длиной  $l_0 = 2a$ . Расчеты проведены для следующих условий:  $h = 10 \text{ м}$ ;  $b = 500 \text{ м}$ ;  $\delta = 0$ ;  $r_C = 0.1 \text{ м}$ ;  $\chi = 1$ .

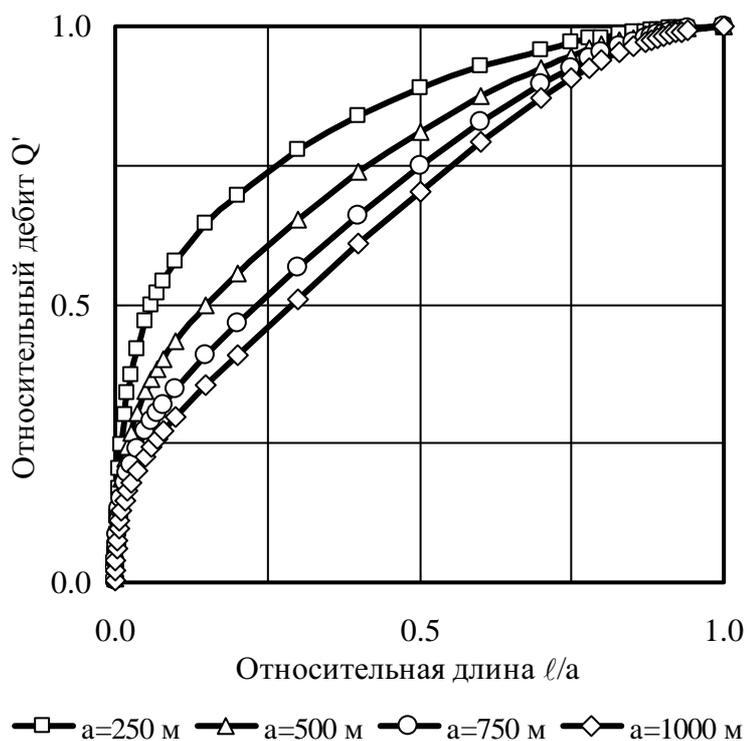


Рисунок 4

Из рисунка ясно видно, что наиболее интенсивный рост производительности наблюдается в области малых длин скважин. При длинах скважин, превышающих 50-70% длины элемента разработки с увеличением длины ГС ее продуктивность нарастает слабо; затраты на строительство ГС, напротив, с ростом длины возрастают нелинейно быстро.

Расчетные данные также свидетельствуют, что за счет некоторого снижения темпов отбора жидкости можно резко уменьшить длину горизонтальных участков скважин. Так, при

$a=500$  м уменьшение длины скважины в 4 раза вызывает снижение дебита на 25 %. Эта особенность представляется важной для нефтегазоносных районов со значительными стоимостями бурения горизонтальных скважин и может повлечь за собой вопрос о целесообразности разработки продуктивных пластов рядами горизонтальных скважин.

Ясно, что задача оптимизации длины ГС не может быть решена просто в терминах «длина» – «дебит», необходим еще один критерий эффективности. Таким вторым критерием является стоимость строительства ГС. С одной стороны, рост длины скважины увеличивает ее производительность и, следовательно, выручку от реализации продукции. С другой стороны, этому сопутствует нелинейный рост затрат на строительство ГС (иными словами, каждый следующий метр горизонтального участка ствола стоит дороже, чем предыдущий).

Для решения данной многокритериальной задачи в работе использован аппарат нечетких множеств: предложены функции принадлежности горизонтальной скважины с определенной длиной к множествам «высокий дебит» и «низкая стоимость строительства». Пересечение этих множеств определяет функцию желательности - функцию принадлежности скважины к множеству «оптимальная длина горизонтального ствола». Точка максимума этой функции соответствует оптимальной длине ГС.

Типичный вид зависимостей функции желательности от длины ГС показан на рисунке 5. Максимум функции желательности приходится на длины ГС, составляющие 50-70 % от длины элемента разработки и соответствует элементу разработки с максимальным среди всех рассмотренных соотношением  $a : b = 2 : 1$ . При этом кривая для  $a : b = 3 : 2$  весьма близка к кривой при  $a : b = 2 : 1$ . Иными словами, чрезмерно вытянутые ( $a / b > 2$ ) элементы разработки слабо отличаются по своей эффективности от элемента, в котором длина вдвое превышает ширину.

**Третья глава** посвящена анализу погрешности (применительно к ГС) известного в подземной гидромеханике приема решения трехмерных задач фильтрации, согласно которому решение такой пространственной задачи ищется как суперпозиция решений двух взаимно перпендикулярных плоских задач. С этой целью в работе решена трехмерная задача о стационарном притоке к единичной горизонтальной скважине, дренирующей прямоугольный пласт с четырехсторонним контуром питания, и проведено сопоставление полученного решения с приближенными решениями, полученными во второй главе. Такое сопоставление позволяет не только определить погрешность, строго говоря, приближенных решений, полученных во втором разделе настоящей работы, но и оценить погрешность такого гидродинамического приема вообще – ведь насколько известно автору, в настоящее время таких оценок не существует, и метод принимается как данность.

Для ответа на поставленный вопрос в работе с использованием метода интегральных преобразований Фурье с конечными пределами последовательно решены задачи о притоке к точечному стоку, вертикальному линейному стоку, плоской дрене, горизонтальной скважине в прямоугольном однородно-анизотропном пласте длиной  $2a$ , шириной  $2b$  и толщиной  $h$ . При решении задачи о притоке к горизонтальной скважине рассмотрены как случай постоянной интенсивности притока по длине (реализуемой, например, при перфорации различных участков горизонтального ствола с различной плотностью перфорационных отверстий), так и случай постоянного потенциала по длине ГС. Получены выражения, определяющие распределение потенциала в пласте, дебит и фильтрационное сопротивление.

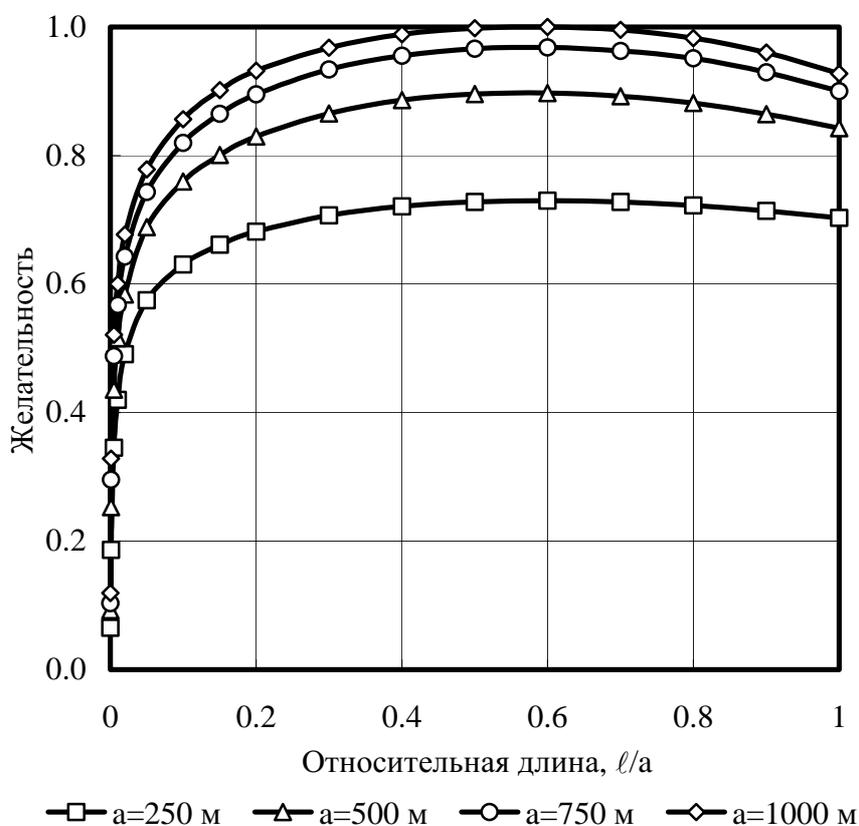


Рисунок 5

Применительно к горизонтальной скважине, дренирующей прямоугольный пласт, впервые сделана оценка погрешности широко применяемого в подземной гидромеханике метода замены пространственной задачи фильтрации двумя плоскими задачами. Показано, что погрешность может достигать 20%. В тонких ( $\chi h/2b \leq 0.3$ ) вытянутых ( $a > b$ ) пластах в диапазоне при  $\ell = (0.1 \div 0.8) a$  погрешность метода составляет менее 5%, а для наиболее оптимальных с точки зрения дебита (как это показано в главе 2) значений полудлины  $\ell = (0.5 \div 0.7) a$  не превышает 2-3%.

**В четвертой главе** на примере реального месторождения рассмотрены в комплексе методические вопросы проектирования и моделирования разработки крупных месторождений системой горизонтальных скважин.

Как показал комплексный анализ данных сейсморазведки, исследований керна, геофизических и гидродинамических исследований скважин, запасы углеводородов рифейской залежи на Юрубчено-Тохомском месторождении приурочены к отдельным вертикальным трещинам и связанным с ними кавернам, способным обеспечить дебиты от десятков до сотен и даже тысяч тонн нефти в сутки. Очевидно, что вертикальные скважины могут не пересекать зоны вертикальной трещиноватости, в то время как у горизонтальной скважины шанс пересечь одну или даже несколько макротрещин значительно выше. Далее, поскольку трещины преимущественно вертикально направленные, то характеристика вертикальной анизотропии здесь близка к единице. Наконец, как отмечалось выше, залежь осложнена наличием активных подошвенных вод и массивной газовой шапки. Все эти факторы делают горизонтальные скважины оптимальным инструментом для извлечения запасов углеводородов Юрубчено-Тохомского месторождения.

Пространственное распределение фильтрационно-емкостных свойств пород в трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторах, где вторичная пористость сформировалась в результате диагенетических процессов, прогнозировать практически невозможно. По этой причине для распространения свойств использовался метод стохастического моделирования.

При построении модели залежи была использована система сеток, состоящая из 2906280 ячеек. Поверхность рифейского несогласия  $R_0$  была принята как верхняя граница модели. Размеры каждой ячейки в горизонтальном сечении были 200x200 м. Модель включала тридцать слоев, каждый толщиной 3 м, чем была обеспечена дискретизация насыщенного углеводородами разреза. Эта модель использовалась только для оперативного подсчета геологических запасов углеводородов и не применялась для гидродинамического моделирования ввиду грубости расчетной сетки, а также вследствие необходимости привлечения суперкомпьютеров для проведения вычислений.

Извлечение запасов углеводородов Юрубчено-Тохомского месторождения предложено осуществлять горизонтальными скважинами на естественном режиме за счет совместной работы краевых и подошвенных вод, газовой шапки и упругих сил. Исходя из минимально допустимого объема запасов нефти, приходящихся на одну ГС и обеспечивающих рентабельность разработки, рассмотрено две типовые сетки размещения горизонтальных скважин с плотностями 128 и 256 га/скв.

С исследовательской целью предварительно были выполнены пять серий сравнитель-

ных расчетов с целью минимизировать в дальнейшем затраты времени и вычислительных ресурсов. В первых двух сериях расчетов была показана возможность сократить затраты вычислительного времени за счет симметричности каждого элемента разработки, доказана целесообразность использования регулярной расчетной сетки и обоснован ее шаг по вертикали и по горизонтали. Эти приемы позволили сократить затраты компьютерного времени на моделирование в 7.5 раза.

В третьей серии расчетов сравнивались результаты, полученные с использованием моделей однородного и неоднородного пластов. Было показано, что, несмотря на более высокую скорость расчетов на модели однородного пласта, коэффициент нефтеотдачи в неоднородной залежи с резкой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств может оказаться значительно ниже, чем в ее однородном аналоге.

В четвертой серии предварительных расчетов было обосновано оптимальное положение горизонтального ствола в пределах продуктивного интервала (по его толщине). Оптимальным с технологической точки зрения было принято соотношение 80% к 20% от толщины интервала нефтеносности, т.е. примерно на 38,5м ниже газонефтяного контакта (ГНК) и на 10,5м выше водонефтяного контакта (ВНК), обеспечивающее максимальный коэффициент нефтеотдачи.

В пятой серии расчетов оптимизировалась длина горизонтального участка ствола скважины. В результате проведенного моделирования было получено, что оптимальная длина горизонтальной скважины в условиях Юрубчено-Тохомского месторождения равна 1050м (около 60% от длины элемента разработки).

Для прогнозирования работы горизонтальных скважин в условиях данного месторождения было создано 13 секторных моделей - прототипов резервуара, представляющих симметричные элементы системы горизонтальных скважин и отражающих определенное сочетание фильтрационно-емкостных свойств пласта, граничных условий и наличие или отсутствие первоначальной газовой шапки над нефтенасыщенной толщей. Численное гидродинамическое моделирование в пределах каждой секторной модели проведено с использованием пакета «Eclipse-100» фирмы «Schlumberger».

На полное развитие месторождения было рассмотрено шесть альтернативных вариантов разработки, различающихся плотностью сетки скважин, объемами и темпами производства буровых работ. Каждый вариант подразумевал определенное количество прототипов резервуара различного типа. Динамика технологических показателей разработки по каждому варианту была получена путем суммирования динамик показателей разработки для всех прототипов, составляющих вариант с учетом сдвига во времени, обусловленного темпами про-

изводства буровых работ. Последующие технико-экономические расчеты выявили наиболее рациональный вариант разработки, который и был рекомендован к внедрению.

### **Выводы и рекомендации**

1 Все известные на сегодня аналитические решения задач о притоке жидкости (газа, газированной жидкости) носят частный характер и, как правило, являются решениями нестрогими. Упрощения касаются как формы контура нефтеносности, фильтрационных свойств пласта, положения ГС относительно внешних границ пласта, его кровли и подошвы, так и условий на границе пласта и на скважине. Несмотря на значительный объем публикаций, посвященных вопросам использования горизонтальных скважин, вопросы, связанные с проблемами моделирования и рационального применения горизонтальных скважин, являются, тем не менее, недостаточно изученными.

2 В работе поставлены и решены аналитически пространственные задачи о притоке жидкости (газа, газированной жидкости) к галерее (трещине ГРП бесконечной проводимости), горизонтальной скважине в эллиптическом, круговом, прямоугольном и полосообразном пластах. Получены выражения, определяющие дебит, фильтрационное сопротивление, поле скорости фильтрации. Построено распределение скорости фильтрации вдоль ствола горизонтальной скважины (трещины ГРП бесконечной проводимости) и в пласте в целом. Отмечено наличие концевого эффекта – значительное возрастание скорости фильтрации вблизи концов скважины (трещины ГРП). При помощи построенных карт скоростей фильтрации найдены наиболее вероятные застойные и слабо дренируемые зоны пласта. Расчетами установлена степень влияния различных геолого-технологических факторов на продуктивность горизонтальной скважины, показано, что смещение оси скважины от центра пласта по его толщине снижает продуктивность ГС на несколько процентов в изотропном пласте, смещение в пределах 20% от толщины пласта – также до 5%; в сильно анизотропных ( $\chi \geq 10$ ) пластах снижение может достигать 35%. Рост толщины пласта влечет практически линейное увеличение продуктивности, но только в изотропном пласте толщиной до 20 м. В сильно вертикально-анизотропных пластах толщиной более 30-40 м продуктивность ГС слабо зависит от толщины. Условия на границе пласта, форма и размеры контура питания пласта существенно влияют на дебит горизонтальной скважины. Схематизацию продуктивного пласта необходимо осуществлять с соблюдением площади дренирования и периметра контура питания. Разработанная методика схематизации реальной формы залежи легко может быть реализована в виде подпрограммы для ЭВМ.

3 Выигрыш в продуктивности горизонтальной скважины по сравнению с вертикальной растёт с увеличением длины ГС. Существенные приросты дебита наблюдаются в облас-

ти коротких (менее 50 м) и длинных скважин, приближающихся по протяженности к размерам пласта. Наиболее часто используемый в практике боковой горизонтальный ствол с длиной горизонтального участка 80-120 м может обеспечить выигрыш в дебите по сравнению с вертикальной совершенной скважиной в 3-3.5 раза в малых по размерам (400x400 м) однородных пластах. Типичная в нефтепромысловой практике ГС длиной 300-500 м в самом оптимистичном варианте будет иметь продуктивность, превышающую продуктивность вертикальной скважины в 4-5 раз. С увеличением размера и характеристики анизотропии пласта, а также при расположении скважины в кровельной или подошвенной части продуктивного пласта выигрыш в дебите существенно снижается. При разработке залежи системой горизонтальных скважин оптимальная длина ГС составляет 50-70% от длины элемента разработки. С точки зрения производительности более эффективны такие сетки размещения горизонтальных скважин, где длина элемента разработки как минимум вдвое превышает его ширину.

4 С использованием метода интегральных преобразований получены строгие аналитические решения задач о потенциале точечного источника, вертикального линейного стока постоянной мощности в прямоугольном пласте. Найдена удачная аппроксимация интенсивности притока по длине несовершенной дрены, обеспечивающая при интегрировании решения для вертикального линейного стока практически постоянный потенциал на поверхности дрены в большинстве возможных на практике случаев. Аналитическим путем решены приближенно задачи о стационарном притоке к галерее, несовершенной дрене, горизонтальной скважине в случае прямоугольного пласта с четырехсторонним контуром питания. Получены выражения, определяющие распределение потенциала в пласте, дебит и фильтрационное сопротивление. Применительно к горизонтальной скважине, дренирующей прямоугольный пласт, впервые сделана оценка погрешности известного в подземной гидромеханике метода замены пространственной задачи фильтрации суперпозицией двух плоских задач. Показано, что погрешность может достигать 20%. В тонких ( $\chi h / 2b \leq 0.3$ ) вытянутых ( $a > b$ ) пластах в диапазоне полудлин  $\ell = (0.1 \div 0.8)$  а погрешность метода составляет менее 5%, а для наиболее оптимальных значений полудлины ГС  $\ell = (0.5 \div 0.7)$  а не превышает 2-3%.

5 Результаты проведенных теоретических исследований реализованы на практике при составлении плана разработки Юрубчено-Тохомского нефтегазового месторождения. На примере разработки реального месторождения обоснована оптимальная система разработки (режим работы пласта, плотность сетки скважин, направление и длина горизонтального участка ствола скважин, оптимальное положение ГС относительно ВНК и ГНК). На основе проведенного анализа различных аспектов численного гидродинамического моделирования горизонтальных скважин предложены упрощения, позволившие сократить затраты вычисли-

тельных ресурсов при моделировании в 7.5 раза. На основе данных секторного моделирования скомпоновано 6 различных вариантов разработки Юрубчено-Тохомского месторождения. По результатам проведенных технико-экономических расчетов наиболее оптимальным признан вариант 4, предусматривающий бурение 203 горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола 1050 м при плотности сетки скважин 256 га/скв. Рекомендуемый вариант сопряжен с минимальными рисками, весьма гибок, а в случае подтверждения геологической модели месторождения данными эксплуатационного бурения и исследований скважин легко позволяет перейти к варианту 5, обеспечивающему максимальную технологическую и экономическую эффективность проекта.

6 Областью эффективного применения горизонтальных скважин следует считать тонкие пласты с низким значением характеристики вертикальной анизотропии ( $\chi h/b \leq 0.6$ ), а также залежи, характеризующиеся трещиновато-кавернозным типом коллектора, наличием активных подошвенных вод и (или) газовой шапки, аномально высоким пластовым давлением, повышенной вязкостью нефти.

**Основные положения диссертации изложены в следующих печатных работах:**

1 Мукминов И.Р., Салимгареев Т.Ф. Приток жидкости к горизонтальной скважине в эллиптическом пласте // Материалы 49-й науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – С. 56-57.

2 Мукминов И.Р., Мукминов Ил.Р. Исследование притока к горизонтальной скважине в прямоугольном пласте с четырехсторонним контуром питания // Материалы 49-й науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – С. 58.

3 Мукминов И.Р. Исследование стационарного притока жидкости к горизонтальной скважине в эллиптическом пласте // Тез. докл. V Междунар. конф. «Методы кибернетики химико-технологических процессов». - Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – С. 211-213.

4 Мукминов И.Р. Приток к горизонтальной скважине в прямоугольном пласте с четырехсторонним контуром питания // Научно-технические достижения и передовой опыт в нефтегазовой промышленности: Сб. науч. тр. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. - С. 136-140.

5 Мукминов И.Р. Исследование притока к прерывистой цепочке горизонтальных скважин в полосообразном пласте с двухсторонним контуром питания // Научно-технические достижения и передовой опыт в нефтегазовой промышленности: Сб. науч. тр. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. - С. 140-142.

6 Мукминов И.Р., Салимгареев Т.Ф. Проектирование и контроль за разработкой при помощи трехмерных геолого-математических моделей // Материалы 50-й науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – С. 44-45.

7 Мукминов И.Р., Салимгареев Т.Ф. Влияние формы контура питания на дебит горизонтальной скважины // Материалы 51-й науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – С. 18-19.

8 Мукминов И.Р., Салимгареев Т.Ф. К вопросу об области дренирования вертикальной трещины ГРП и горизонтальной скважины // Материалы второго Междунар. симп. «Наука и технология углеводородных дисперсных систем». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – С. 69-71.

9 Мукминов И.Р. Трехмерное моделирование притока к горизонтальным скважинам // Научно-технические достижения в газовой промышленности: Сб. науч. тр. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – С. 271-277.

10 Мукминов И.Р., Салимгареев Т.Ф. О поле скоростей горизонтальной скважины, дренирующей прямоугольный пласт с четырехсторонним контуром питания // Сб. тез. докл. науч.-практ. конф., посвященной 70-летию башкирской нефти. – Уфа: БашНИПИнефть, 2002. - С. 39–40.

11 Mukminov I.R. Filtration Velocity Field in the Elliptical Reservoir Drained by a Horizontal Well // Intellectual Service for Oil&Gas Industry. Analysis, Solution, Perspectives. – Miskolc University, 2002. - P.129-135.