

УДК 622.276.1.4:243.24

ББК 33.36

Б 35

Рецензент: д-р техн. наук *Ю.Н. Васильев*

**Книга выпущена при содействии ООО "Уренгойгазпром"**

**Бердин Т.Г.**

Б 35      Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. — М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. — 199 с.: ил.

ISBN 5-8365-0085-1

Приведен системный анализ разрабатываемого нефтегазового месторождения как сложной системы с неопределенностью. Рассмотрены методические материалы по математическому и информационному обеспечению проектирования и разработки нефтегазовых месторождений.

Определен широкий круг вопросов по выбору объектов для внедрения технологий разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин.

Приведены математические модели для расчета технологических показателей разработки нефтегазовых залежей системами горизонтальных скважин для различных геолого-физических условий. Помимо описаны реализованные проекты разработки опытных участков залежей углеводородов горизонтальными скважинами на шести месторождениях.

Для специалистов по разработке нефтяных и газовых месторождений.

**Berdin T.G.**

Design of Oil and Gas Field Development by Using Systems of Horizontal Wells.

The system analysis of an oil and gas field under development is given considering it as a complex system with some ambiguity. Methodical materials on mathematical and information provision for design and development of oil and gas fields are considered.

Also determined is a wide area of problems concerning selection of facilities to implement methods of oil and gas field development by using systems of horizontal wells.

Attention is given to mathematical models, which help to estimate technological factors for oil and gas field development by using systems of horizontal wells for various geological and physical conditions. The designs of development for test hydrocarbon fields by using horizontal wells, which have already been realized in six fields, are described in details.

Advisable for specialists engaged in development of oil and gas fields.

ISBN 5-8365-0085-1

© Т.Г. Бердин, 2001

© Оформление. ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001

# *СОДЕРЖАНИЕ*

---

---

Введение.....	5
<b>1. Проблемы проектирования разработки залежей углеводородов .....</b>	<b>9</b>
1.1. Концептуальная модель процесса управления разработкой залежей углеводородов.....	12
1.2. Общая структура процесса проектирования разработки залежей углеводородов .....	17
1.3. Основные этапы процесса проектирования разработки залежей углеводородов.....	18
1.4. Современные принципы проектирования разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.....	21
1.5. Выбор расчетной схемы для моделирования процесса разработки нефтегазовых месторождений и динамики выработки запасов углеводородов.....	33
1.6. Проблемы устойчивости разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.....	36
1.7. Математическое моделирование в процессе проектирования и анализа разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.....	47
1.8. Проблемы адаптации параметров математических моделей .....	56
1.9. Проблемы информационного обеспечения задач анализа, учета, прогнозирования при проектировании разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений .....	67
<b>2. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин .....</b>	<b>75</b>
2.1. Состояние исследований по проблемам разработки нефтегазовых месторождений горизонтальными скважинами.....	75
2.2. О эффективности применения технологий разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных и многозабойных скважин .....	81
2.3. Проблемы строительства горизонтальных скважин .....	90
2.4. К методике выбора объектов для эффективной разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин.....	94
2.5. Технологические модели разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин .....	97
2.6. Определение оптимальной конструкции горизонтального ствола скважин .....	101
2.7. Математические модели прогнозирования технологических показателей разработки нефтегазовых месторождений горизонтальными скважинами.....	103
2.7.1. Обзор исследований гидродинамики притока жидкости к горизонтальным и многозабойным скважинам .....	103
2.7.2. Постановка задачи математического моделирования притока к горизонтальным стволам скважин .....	104
2.7.3. Моделирование притока к горизонтальным и многозабойным скважинам на плоскости .....	105

2.7.4. Моделирование притока к одиночной горизонтальной скважине в пласте конечной толщины.....	113
2.7.5. Зависимости дебита скважины от протяженности горизонтального ствола.....	116
<b>2.8. Численное моделирование притока жидкости к горизонтальным скважинам .....</b>	<b>129</b>
2.8.1. Оценка процессов термического заводнения в пласте, раз-разрабатываемом системой горизонтальных скважин.....	133
2.8.2. Моделирование процесса фильтрации нефьютоновских жидкостей в пласте, разрабатываемом системой горизонталь-ных скважин.....	138
2.8.3. Моделирование разработки газоводонефтяной залежи си-стемой горизонтальных скважин .....	140
<b>2.9. Оценка коэффициентов извлечения нефти при разработке зале-жей системой горизонтальных скважин.....</b>	<b>143</b>
2.9.1. Оценка влияния длины горизонтального ствола на коэф-фициент извлечения нефти .....	144
2.9.2. Оценка влияния длины горизонтального ствола на охват сеткой скважин линзовидного пласта.....	148
<b>3. Проектирование разработки опытных участков залежей углевodo-родов горизонтальными скважинами .....</b>	<b>154</b>
3.1. Михайловское нефтяное месторождение.....	154
3.2. Усень-Ивановское нефтяное месторождение .....	159
3.3. Мишкинское нефтяное месторождение.....	160
3.4. Татышлинское нефтяное месторождение .....	162
3.5. Старцевское нефтяное месторождение .....	167
3.6. Арланское нефтяное месторождение .....	169
<b>Заключение.....</b>	<b>177</b>
<b>Список литературы .....</b>	<b>180</b>

*Светлой памяти профессора  
Саттарова Максума Муртазовича*

## *ВВЕДЕНИЕ*

---

---

---

Известные методы разработки залежей углеводородов, основанные на эксплуатации вертикальных и наклонно направленных скважин, позволяют извлечь из пластов 10–60 % запасов. Особенно низкий коэффициент извлечения в карбонатных коллекторах, в залежах, содержащих нефть с аномальными свойствами. Доля запасов углеводородов, относящихся к трудно извлекаемым (что обусловлено низкой проницаемостью коллекторов, высокой послойной и зональной неоднородностью, малой эффективной толщиной коллекторов, высокой вязкостью нефти, наличием газовых шапок и обширных водонефтяных зон), неуклонно возрастает и достигает по ведущим нефтегазодобывающим регионам страны 60–80 %. Поэтому актуальность проектирования и разработки технологии, позволяющих повысить коэффициент извлечения углеводородов, не вызывает сомнения.

Другая проблема, актуальная для нефтегазодобывающего комплекса страны – рациональная разработка уже частично выработанных и обводнённых месторождений, т.е. доразработка месторождений. Это обусловлено тем, что большинство крупных месторождений Западной Сибири, Урало-Поволжья вступили в третью и четвёртую стадии разработки. За последние 10 лет запасы нефти со степенью выработанности более 80 % возросли почти в 3 раза.

В свое время в нефтегазодобывающем комплексе страны были созданы специализированные НПО "Союзнефтепромхим", НПО "Союзтермнефть", НПО "Союзнефтеотдача", МНТК "Нефтеотдача", в задачу которых входило осуществление технологического прорыва – создания принципиально

новой высокоэффективной технологии разработки, которая могла бы быть таким же качественным скачком, каким в своё время явилась технология заводнения пластов по сравнению с естественным режимом истощения. Однако создать технологию, на базе которой возможно было бы значительно увеличить коэффициент нефтегазоизвлечения, не удалось. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов (закачка растворов ПАВ, ПАА, СО<sub>2</sub> и др.) в силу ряда причин, особенно вследствие неоднородности коллекторов, не привнесли ожидаемых результатов. Кроме того, следует отметить экологические и экономические аспекты применения физико-химических технологий. Поэтому наиболее перспективным, на наш взгляд, является совершенствование гидродинамических методов повышения коэффициента извлечения углеводородов из пласта.

На современном этапе развития нефтегазодобывающей отрасли страны гидродинамические методы повышения коэффициента извлечения углеводородов представляют собой прогрессивные и экономически рентабельные технологии воздействия на продуктивные пластины с целью обеспечения высокой эффективности разработки месторождений и наиболее полного извлечения углеводородов из недр [48, 185 и др.]. Применяемые гидродинамические методы повышения коэффициента извлечения углеводородов можно условно разделить на две группы по различию в технологии реализации и степени воздействия на продуктивные пластины. В действительности эффективность какого-либо одного метода взаимосвязана с объёмом применения других. К первой группе следует отнести методы, которые осуществляются через интенсификацию существующей системы разработки пластов и направлены на качественное изменение характеристики вытеснения активных запасов нефти. В практике эти методы получили название "геолого-технические мероприятия" и осуществляются, в основном, через изменения режимов работы скважин. Ко второй группе можно отнести методы, направленные на количественное и качественное изменение характеристики вытеснения активных запасов углеводородов, т. е. вовлечение в разработку недренируемых и слабодренируемых запасов. Эти технологии предопределяют изменение существующей системы разработки и отличаются по мето-

дам воздействия на пласты и степени влияния на динамику технико-экономических показателей разработки залежей углеводородов. Методы второй группы направлены на вовлечение в активную разработку недренируемых и слабодренируемых запасов углеводородов, и их влияние на повышение конечной нефтегазоотдачи не вызывает сомнения.

Гидродинамические методы технологически и экономически эффективны, применяются в широком диапазоне горно-геологических условий и экологически безопасны [41, 185 и др.]. К таким современным технологиям можно отнести глубокопроникающий гидроразрыв пласта и технологии разработки нефтегазовых залежей системами скважин с горизонтальным окончанием ствола – горизонтальных (ГС), разветвленно-горизонтальных (РГС) и многозабойных (МГС). Одним из основных достоинств технологий разработки залежей углеводородов системами ГС, РГС и МГС является то, что при этом достигается управляемое воздействие на залежь. Эти технологии можно отнести как в первую (особенно МГС и РГС), так и ко второй группе (создание систем разработки или строительство отдельных ГС, РГС, МГС) гидродинамических методов повышения нефтегазоотдачи пластов. Элементам технологии разработки залежей системами ГС, РГС и МГС – вопросам строительства ГС, РГС и МГС, притока нефти и газа к горизонтальному стволу скважины, производительности и эксплуатации горизонтальных скважин, разработке месторождений системами горизонтальных скважин, а также экономическим показателям использования горизонтальных скважин при освоении нефтяных и газовых месторождений посвящено большое количество публикаций. Несмотря на это уровень изученности особенностей использования горизонтальных скважин весьма далёк от того уровня, который достигнут по вертикальным скважинам.

Как любая новая технология, горизонтальное бурение довольно дорого, но повышение продуктивности скважин и другие положительные аспекты технологий разработки залежей углеводородов системами ГС, РГС и МГС могут быть столь существенными, что экономическая эффективность значительно превысит затраты на строительство скважин. В настоящее время накоплен определённый опыт строительства и эксплуатации ГС, РГС и МГС, который позволяет сделать

вывод, что дебиты таких скважин обычно кратно превышают дебиты соседних вертикальных. Разумеется, увеличение дебита зависит от множества факторов, поэтому говорить можно только о приближённых величинах. Есть информация о росте дебита в 2–6 раз, иногда больше – диапазон показателей очень широк. То же можно сказать и о стоимости строительства ГС. Если в Башкортостане и Татарстане стоимость строительства ГС превышает стоимость строительства вертикальных или наклонно направленных в 1,5–2 раза, то в северных регионах – в 2,5–3 раза. Всё это свидетельствует лишь о том, что горизонтальное бурение, как любая новая технология, требует очень взвешенного и грамотного подхода.

Проведенные нами комплексные исследования и накопленный опыт убедительно подтверждают высокую эффективность этих технологий как управляемого гидродинамического процесса, которые позволяют кратно повысить интенсивность добычи углеводородов при увеличении коэффициента извлечения углеводородов из пластов и снижении капитальных затрат.

# **1** ПРОБЛЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

---

---

---

Проект — это временное предприятие, предназначенное для создания уникальных продуктов или услуг. "Временность" означает, что у любого проекта есть начало и непременно наступает завершение, когда достигаются поставленные цели, либо возникает понимание, что эти цели не могут быть достигнуты полностью. "Уникальность" означает, что созданная продукция или услуги существенно отличаются от других аналогичных продуктов и услуг. Уникальность проекта обуславливает необходимость последовательного уточнения их характеристик по мере выполнения проекта. Поэтому главное при управлении проектом — это анализ его реализации и, если потребуется, перепроектирование. В мире уже давно признано, что управление проектами — особая область менеджмента, применение которой даёт ощутимые результаты во всех областях приложений. Для руководителей она представляет интерес и как технология, которую полезно внедрить на своих предприятиях, и как средство управления собственными проектами, к которым можно отнести и разведку залежей углеводородов, и разработку программного обеспечения, и внедрение тех или иных информационных систем, и прочие изменения, носящие уникальный характер и временные по своей природе. Именно к таким проектам следует отнести проекты на разработку нефтегазовых месторождений.

Управление проектами — это приложение знаний, опыта, методов и средств для удовлетворения требований, предъявляемых к проекту, и ожиданий участников проекта. Чтобы удовлетворить этим требованиям и ожиданиям, необходимо найти оптимальное сочетание между целями, сроками, затратами, качеством и другими характеристиками проекта. Управление проектами — интегрированный процесс и подчиня-

ется чёткой логике, которая связывает между собой различные области знаний и процессы управления проектами. Действия (или их отсутствие) в одном направлении обычно влияют и на остальные направления. Такая взаимосвязь заставляет балансировать между задачами проекта — часто улучшение в одной области может быть достигнуто лишь за счёт ухудшения в другой.

Проект состоит из процессов — совокупности действий, приносящих *результат*. Процессы управления проектами могут быть разбиты на шесть основных групп [123, 247], реализующих различные функции управления, которые накладываются друг на друга и осуществляются с разной интенсивностью на всех стадиях проекта (рис. 1.1) : *процесс инициации* — принятие решения о начале выполнения проекта (разработка и утверждение ТЗ, ТЭО); *процесс планирования* — определение целей и критериев успеха проекта и разработка рабочих схем их достижения (проектирование, пере-проектирование разработки залежей углеводородов); *процессы исполнения* — координация людей и других ресурсов для выполнения плана (функциональная деятельность нефтегазодобывающего предприятия); *процессы анализа* — определение соответствия плана и исполнения проекта поставленным целям и критериям успеха и принятие решений о необходимости применения корректирующих воздействий; *процессы управления* — определение необходимых корректирующих воздействий, их согласование, утверждение и применение (функциональная деятельность нефтегазодобывающего предприятия); *процессы завершения* — формализация выполнения проекта и подведение его к упорядоченному финалу (функциональная деятельность нефтегазодобывающего предприятия).

Процессы управления проектами накладываются друг на друга и происходят с разной интенсивностью на всех стадиях проекта. Кроме того, процессы управления проектами связаны своими результатами — результат выполнения одного становится исходной информацией для другого. И наконец, имеются взаимосвязи групп процессов различных фаз проекта, т.е. закрытие одной фазы может являться входом для инициации следующей фазы (например: завершение фазы проектирования требует одобрения заказчиком проектной документации, которая необходима для начала реализации).

Нефтегазодобывающее предприятие выступает как заказчик и исполнитель проекта разработки месторождения в изначальном смысле этого термина, т.е. это аппарат управления

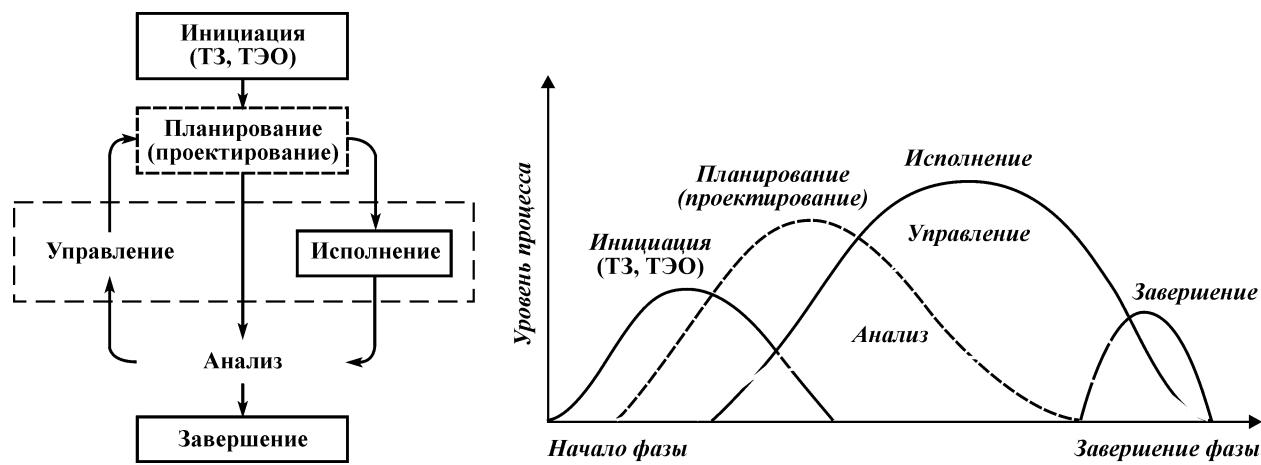


Рис. 1.1. Взаимосвязи и наложение групп процессов управления проектами

исполнением проекта, который служит для определения и применения необходимых управляющих воздействий с целью успешной реализации проекта. Видимо, не случайно в практике территориальных нефтегазодобывающих объединений созданы ведомственные научно-исследовательские и проектные институты, таким образом, цикл проектирования и перепроектирования проходит в довольно короткие сроки, с минимальными затратами, и, что имеет большое значение, на основе единой информационной базы.

### **1.1. КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Концептуальная модель процесса управления разработкой нефтегазовых месторождений представляет собой описание предметной области управления – системы разработки нефтегазового месторождения и её отличительных особенностей на основных этапах разработки, определения роли банка математических и оптимизационных моделей управления, состава проектной и нормативной документации и т.д. Рассмотрим особенности объекта управления.

Управляемый объект – система разработки нефтегазового месторождения, т.е. комплекс мероприятий и условий для их выполнения по вовлечению в разработку залежей нефти и газа, выполнению плановых показателей по добыче нефти и газа при условии наиболее полного извлечения углеводородов из недр с учетом технико-экономических возможностей текущего и проектируемого периодов. Это связано с особенностями объекта как системы с существенной "неполнотой" информации. Поэтому управление такой системой – сложная многоаспектная задача, не имеющая единственного решения.

Представление о месторождении, а также о принципах и методах его разработки зависит от этапа "жизненного цикла" месторождения и накопленных внутрисистемных знаний специалистов, их квалификации и опыта, сложившейся системы нефтегазодобычи и др. Такое представление формируется на основе анализа информации со скважин, пробуренных на данном месторождении и накопленного опыта разработки. Само месторождение – это набор залежей нефти и газа, контролируемых одним структурным элементом в пределах определенной площади на поверхности земли. Залежь – элементарное скопление углеводородов в недрах земной ко-

ры. Понятно, что структурные элементы выделяются также по анализу геолого-геофизической информации скважин и геофизических исследований регионального характера. Такое рекурсивное определение месторождения, в конечном итоге, через определенный на основе текущих представлений геологов набор пробуренных скважин и представляет собой *первую* характерную особенность объекта, которая неявно учитывается при традиционном управлении и которую нужно учесть явно при проектировании, прежде всего, информационного обеспечения организационно-технологических автоматизированных систем (ОТ АСУ) и систем автоматизированного проектирования (САПР).

*Вторая* отличительная особенность объекта – это структурированность. Очень редко под месторождением понимается одна залежь нефти и газа. Как правило, это набор залежей, приуроченных к осадочным отложениям разных возрастов и представленных коллекторами, разного типа. Сами залежи нефти и газа и коллекторы их вмещающие имеют разнообразные размеры как по толщине, так и по площади. Кроме того, залежи имеют разные условия образования и, следовательно, разный физико-химический состав коллекторов и флюидов. В специальной литературе имеется большое количество всевозможных классификаций месторождений по тем или иным признакам. Для проектирования разработки очень важен принцип выбора структурных элементов месторождения. В практике проектирования и разработки месторождения за основу принят объект разработки месторождения. Объекты разработки месторождения – это первая детализация моделей объекта (системы) разработки месторождения, которая определяет структуру управления. Объект разработки в последующем должен определять основную наблюдаемую и анализируемую линию поведения системы разработки этого месторождения. На крупных объектах разработки (прежде всего по линейным размерам) выделяют площади объекта разработки, участки или блоки объекта разработки, которые являются дополнительной или уточняющей наблюдаемой линией поведения системы разработки конкретного месторождения. Дальнейшая детализация линии поведения – ряды, очаги, элементы сетки скважин, скважина, пласти и пропластки в скважинах. Характерной особенностью объекта разработки нефтегазового месторождения является возможность изменения его во времени от проекта к проекту, так же, как изменяется понятие самого месторождения: месторождение может стать площадью или объектом

разработки другого месторождения или разделиться на более самостоятельные месторождения. Эти особенности также важны при проектировании информационного обеспечения ОТ АСУ и САПР.

Третьей особенностью объекта является сложность построения формализованной модели. Исследованиями установлено, что на современном этапе физико-химические процессы в пласте не описываются в полной мере существующими уравнениями подземной гидродинамики. Установлено также, что дебиты скважин существенно зависят не только от геолого-физических и фильтрационных параметров пласта, но и от технологии строительства скважин и применяемого оборудования, состояния скважин, качества их ремонта и обслуживания. Большое количество уравнений (формализованных моделей процессов) получены эмпирическим путем, т.е. в ограниченном интервале признаков. Распространение тех же зависимостей на другой интервал противоречит природе процессов. В чисто теоретическом плане формализованная модель системы разработки нефтегазового месторождения – это система уравнений со многими неизвестными. Среди них – значительное число уравнений с коэффициентами, подобранными эмпирическим путем. Решать такую многомерную систему уравнений либо крайне затруднительно, либо практически невозможно. Поэтому даже трехмерные детерминированные модели процесса разработки весьма приближенно описывают процесс разработки реального месторождения.

Четвертой особенностью объекта является тот факт, что проверка правомерности геолого-физических и гидродинамических моделей занимает большой отрезок времени. Это связано, во-первых, с третьей особенностью объекта, а во-вторых, с тем, что для решения дифференциальных уравнений, как правило, применяют численные методы решения. Алгоритмы численных методов имеют свойства давать хорошую сходимость на определённом множестве параметров. Поэтому задачи адаптации моделей, относящиеся к классу обратных задач, в которых применены дифференциальные уравнения, часто не имеют единственного решения. Сложность построения формализованной модели процесса разработки, а также сложность методов решения и проверки результатов определяют роль и место математической модели в процессе проектирования и разработки нефтегазовых месторождений. Поэтому на первый план выступают профессиональные качества специалиста, состав его базы данных и умение оперировать знаниями, а также проводить аналитиче-

скую работу с фактическим материалом по разработке конкретного месторождения (базой данных месторождения), выбору на этой основе альтернативных вариантов концептуальной модели системы разработки месторождения. Этот интеллектуально-логический этап управления трудно поддается формализации. Автоматизация этого этапа – перспективное научное направление, связанное с созданием интеллектуальных банков данных (без знаний) и методов работы с ними. С другой стороны, это автоматизация информационного обеспечения и сервис для анализа информации банка данных нефтегазовых месторождений.

При принятии решения управляющего воздействия имеется несколько критических точек, определяющих принятие решения:

- выбор альтернативных моделей процесса;
- выбор оптимальных вариантов расчетов процесса;
- выбор экономической модели и оптимальных вариантов экономических расчетов или возврат принятого решения.

В настоящее время ведётся дискуссия о выборе критериев оптимизации. Использование чисто экономических критериев при долгосрочном планировании, например в проектах разработки, проблематично ввиду нестабильности экономической конъюнктуры. Следует отметить, что критериями оптимизации любых процессов являются безразмерные параметры – КПД, производительность труда и т.д. При выборе оптимальных параметров проектов разработки следует, видимо, оперировать также безразмерными параметрами: коэффициентом извлечения углеводородов (аналог КПД) в долгосрочном плане и экономическими – приведёнными затратами на скважину или на единицу произведенной продукции (в динамике).

Принятию решения предшествует аналитическая работа и (или) подготовка информации для расчетов и сами расчеты. Как видно из схемы (рис. 1.2), этап принятия решения можно охарактеризовать как интерактивный процесс принятия решения на основе вычислительного эксперимента. Для успешного выполнения работ по управлению производственным процессом специалисту, кроме профессиональных качеств специалиста, требуются:

- интегрированный банк данных технологических и экономических показателей;
- наличие банка альтернативных математических моделей расчета технологических показателей разработки для прогноза показателей и оценки качества прогноза;

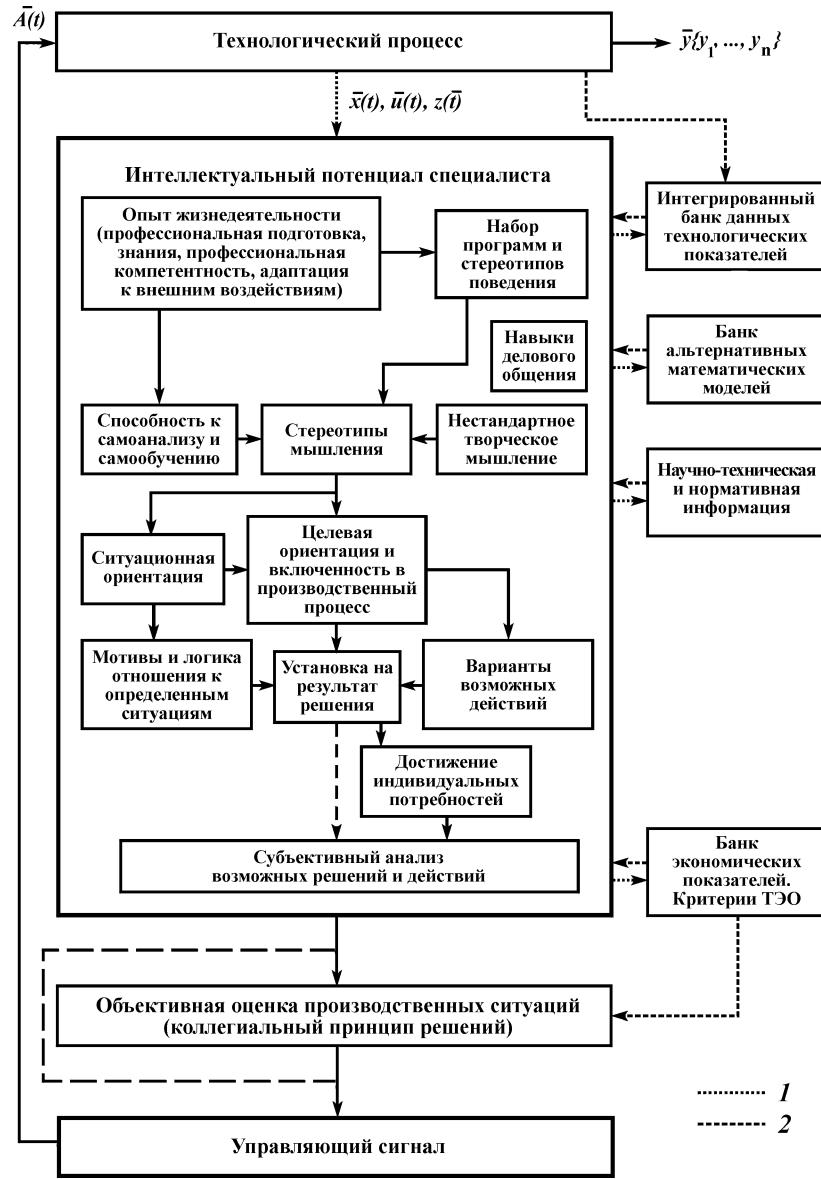


Рис. 1.2. Концептуальная схема выработки управляющего воздействия на технологический процесс.

Сигналы: 1 – управляющий, 2 – информационный

наличие банка экономико-математических моделей;  
наличие инструментальных средств, позволяющих ускорить и автоматизировать вычислительный эксперимент.

Проблемы формализации процессов, происходящих в пластиах и на производстве, сложность оценки надежности формализованной модели приводят к тому, что в процессе работ по проектированию разработки нефтегазовых месторождений математические модели в процессе принятия решения не могут играть решающей роли. Определяющим здесь является профессиональный опыт специалиста на основе которого, привлекая результаты анализа факта и расчетов по моделям (математического эксперимента), технолог корректирует свою концептуальную модель процесса и руководствуется ею при принятии решения.

Автоматизация этапа принятия решения имеет большое количество сложных проблем как с точки зрения методики, так и с точки зрения организации информационного, программного, технического обеспечения, а также с точки зрения принципов и методов развития автоматизации в среде проектных работ [32]. На уровне научных исследований находится проблема взаимодействия пользователей с ОТ АСУ. Нечетко сформулированы принципы управления системой разработки месторождения, поэтому в сфере автоматизации информационного обеспечения возникают сложности, обусловленные отсутствием единого информационного конвейера: пласт – скважина – месторождение – АСУ ТП – ОТ АСУ – САПР – ОТ АСУ – АСУ ТП – месторождение – скважина – пласт. Особенности проектируемого объекта диктуют особые требования к составу и принципу организации банков данных и банков моделей, используемых в процессе управления разработкой, каждой ступени развития инструментальных средств автоматизации.

## **1.2. ОБЩАЯ СТРУКТУРА ПРОЦЕССА ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Проектирование представляет собой один из наиболее сложных видов интеллектуальной работы, выполняемой человеком [128]. Сам по себе процесс проектирования представляет собой конгломерат творческой деятельности человека и процесса принятия им решения. Для принятия решений необходимы два условия: наличие творческих возможностей к формированию альтернативных вариантов и существование

интеллектуальных возможностей обоснованно оценивать их относительные преимущества и недостатки. Здесь, однако, важно проводить четкое различие между проектированием и анализом. Анализ всегда связан с задачей подбора теоретического описания для наблюдаемого поведения. Он определяется, с одной стороны, творческой работой в постановке эксперимента (в том числе и вычислительного), а с другой — процессом принятия решения при конкретном выборе среди множества возможных теорий, объясняющих наблюдаемое в эксперименте. Суть отличия анализа от проектирования состоит, во-первых, в том, что проектирование имеет "сверхзадачу" навязать предписанное поведение окружающей среде, которая в противном случае вела бы себя естественным образом, но иначе; и, во-вторых, в том, что процесс проектирования порождает новые наблюдаемые линии поведения, которые при успешной реализации проекта должны в итоге приводить к достижению требуемого поведения.

Однако анализ и проектирование характеризуются и общим аспектом: и в том, и в другом случае жизненно необходимо наличие некоторой модели. При проведении анализа такая модель используется как для формального описания наблюдаемого поведения, так и в качестве основы для планирования новых экспериментов, которые призваны уточнять и усовершенствовать соответствующую теорию. При этом конечная цель анализа заключается в отыскании наиболее согласующейся пары теория — модель в пределах диктуемых экспериментом ограничений. В случае проектирования модель играет решающую роль при обосновании альтернативных стратегий и интерпретации последствий различных проектных решений. Сама же модель может существовать во множестве форм и быть либо концептуальной, либо формализованной, т.е. математической. Конечная цель её создания — выработка стратегий процедуры или механизма навязывания требуемого поведения, которые сами по себе могут иметь иную форму, чем подчиняющаяся им модель.

### *1.3. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ*

Основные этапы процесса проектирования разработки нефтегазового месторождения определяются от момента получения технического задания на проектирование разработки месторождения до утверждения проекта. В связи с изложен-

ными особенностями проектируемого объекта весь процесс проектирования можно разложить на три этапа:

I – создание концептуальной схемы системы разработки проектируемого месторождения,

II – уточнение и обоснование концептуальной схемы – вычислительный эксперимент, основой которого является математическое моделирование процесса вытеснения и технологий разработки, экономико-математическое моделирование; выдача проектной документации,

III – защита и утверждение проекта.

Рассмотрим подробнее каждый этап.

Первый этап начинается с ознакомления с техническим заданием на проект, уточнения спецификаций на проект после анализа текущего состояния разработки, геологического строения месторождения и прогноза его нефтегазоносности, анализа физикохимии пласта и флюидов, исследования или уточнения коллекторских и фильтрационных характеристик пласта и др. С другой стороны, на первом этапе работы проводится анализ современного и перспективного положения дел в науке и практике, ее методического и технического оснащения, экономики и т.д. Результат анализа работ первого этапа – выбор объекта разработки месторождения и его структурных элементов, формулировка основных концепций возможных вариантов системы разработки данного месторождения, ожидаемые технико-экономические показатели. Параллельно оценивается объем работ и находится компромиссный вариант сетевого графика работ второго этапа. Исключительная важность первого этапа проектирования заключается в том, что проектировщик к его окончанию создает в своем сознании концептуальную схему проекта, которая включает возможные технические решения и основные предпосылки их обоснования. Чем выше квалификация проектировщика и богаче его опыт проектирования, тем быстрее и полнее он представит все альтернативные варианты проекта. Поскольку на втором этапе проектирования проектировщик проводит детальную работу по обоснованию и уточнению своих концепций, которая представляет собой математическое моделирование концептуальной схемы в разных ее сечениях и вариантах; на первый план на этом этапе проектирования выступают профессиональные качества проектировщика, состав его базы данных и умение оперировать знаниями, а также проводить аналитическую работу с фактическим материалом по разработке конкретного месторождения (базой данных месторождения), выбирать на этой основе альтерна-

тивные варианты концептуальной модели системы разработки месторождения. Этот интеллектуально-логический этап проектирования трудно поддается формализации. Автоматизация этого этапа – перспективное научное направление для автоматизированного проектирования, связанное с созданием интеллектуальных банков данных (без знаний) и методов работы с ними. С другой стороны, это автоматизация информационного обеспечения и сервис для анализа информации банка данных нефтегазовых месторождений.

Основной задачей второго этапа проектирования является обоснование и уточнение концептуальной схемы разработки, выработанной на первом этапе, и оформление проектной документации. Второй этап, в отличие от первого, имеет несколько критических точек определяющих принятие решения:

- выбор альтернативных моделей процесса вытеснения;
- выбор оптимальных вариантов расчетов процесса вытеснения;
- выбор экономической модели и оптимальных вариантов экономических расчетов или возврат принятого решения.

Принятию решения предшествует аналитическая работа и (или) подготовка информации для расчетов и сами расчеты. Как видно из схемы проектирования, второй этап можно охарактеризовать как интерактивный процесс принятия решения на основе вычислительного эксперимента. Для успешного выполнения работ второго этапа, кроме профессиональных качеств проектировщика, требуется наличие:

банка математических моделей вытеснения и расчета технологических показателей разработки для прогноза показателей и оценки качества прогноза;

банка данных проектируемого месторождения с набором и объемом информации, достаточной для корректной постановки задач для проектирования и их решения;

банка экономико-математических моделей;

инструментальных средств, позволяющих ускорить и автоматизировать вычислительный эксперимент.

Особенности проектируемого объекта диктуют особые требования к составу и принципу организации банков данных и банков моделей, используемых в процессе проектирования разработки, на каждой ступени развития инструментальных средств автоматизации проектирования.

Как отмечалось выше, автоматизация второго этапа связана с большим количеством сложных проблем как с точки зрения методики проектирования, так и с точки зрения ор-

ганизации информационного, программного, технического обеспечения, а также с точки зрения принципов и методов развития автоматизации в среде проектных работ. На уровне научных исследований находится проблема взаимодействия пользователей (проектировщиков) с САПР. Нечетко сформулированы принципы управления системой разработки месторождения, поэтому в сфере автоматизации информационного обеспечения САПР возникают сложности, обусловленные отсутствием единого информационного конвейера: пласт – скважина – месторождение – АСУ ТП – ОТАСУ – САПР – ОТАСУ – АСУ ТП – месторождение – скважина – пласт.

#### ***1.4. СОВРЕМЕННЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ***

Система разработки нефтегазовых месторождений – сложная производственная система, в которой задействованы как геологические объекты, объекты подземного и наземного обустройства, так и "человеческий фактор". Вся система находится в тесной взаимосвязи (многофакторной, с множеством прямых, обратных и перекрестных связей), которая должна поддерживаться в рабочем состоянии. Можно отметить следующие реальные свойства этой системы:

отсутствие достаточной статистической информации о системе разработки;

нестационарность процесса добычи углеводородов (фонд скважин, дебит и обводненность добываемой продукции и т.д.);

возникновение неоднозначной статистической совокупности фонда скважин вследствие того, что свойства неоднородного продуктивного пласта не полностью детерминированы;

сложность системы добычи углеводородов с большим числом элементов и связей (пласт, скважина, оборудование и т.д.) – в процессе разработки параметры изменяются, т.е. система в целом динамична.

Разработка нефтегазовых месторождений делится на четыре основные стадии [170], в соответствии с которыми меняется содержание проектных работ. В силу отмеченной выше специфики, обуславливающей тесную взаимосвязь и взаимодействие подземных и наземных технологических процессов, каждая стадия разработки имеет свои специфические

особенности и требует выполнения значительного объема научных исследований, проведения опытно-промышленных работ и обобщения результатов. В начальной стадии разработки месторождения большое внимание уделяется дозреведке залежей, определению их геологического строения, подсчету (пересчету) запасов. В дальнейшем – системе разбуривания залежей, технике и технологии добычи углеводородов, выбору режимов дренирования, обустройству месторождения. На поздней стадии разработки решаются вопросы о дополнительных мероприятиях, направленных на повышение коэффициента извлечения углеводородов из недр, реконструкции объектов обустройства.

При раздельном составлении проектных документов на разработку, бурение, обустройство нефтегазопромыслов необходимо увязывать проектные решения непосредственно на производстве. Возникшие трудности могут быть преодолены только при комплексном проектировании разработки и обустройства нефтегазовых месторождений [2]. Однако вопросы комплексного проектирования ещё не решены окончательно, поскольку вопросы увязки различных проектных положений, сконцентрированных в одном проектном документе, при отсутствии единой методики, учитывающей все виды и формы взаимосвязи наземных и подземных технологических процессов (особенно в динамике) остаются открытыми.

Рациональная разработка нефтегазовых месторождений основывается на соблюдении ряда принципиальных положений, базирующихся на научно-технических достижениях отрасли, анализе и обобщении отечественного и зарубежного опыта разработки, требований по охране недр и окружающей среды, учитывающих изменения в сырьевой базе страны и объективные тенденции ее развития.

Эффективность разработки месторождений и прогнозируемые по ним параметры определяются научно-техническим уровнем и обоснованностью проектных решений по проектируемым системам разработки. Поэтому проектные решения должны:

быть направлены на достижение максимального экономического эффекта от возможно полного и комплексного использования всех запасов углеводородов, содержащихся в них компонентов при ограничениях, накладываемых условиями развития отрасли или региона, технологическими возможностями, правилами проведения горных работ, требованиями по охране недр и окружающей среды;

обеспечивать возможно высокий стабильный уровень до-

бычи углеводородов при высоком, экономически обоснованном коэффициенте извлечения углеводородов и наилучшем использовании основных производственных фондов, материальных и трудовых ресурсов;

базироваться на применении освоенной промышленностью наиболее эффективной техники и технологии;

учитывать реальные производственные, экономико-географические и природно-климатические условия района, наличие инфраструктуры, существующие мощности буровых и строительных организаций, а также перспективы их развития.

Обоснование рекомендуемых к внедрению систем разработки производится по результатам сопоставления технико-экономических показателей расчетных вариантов разработки, различающихся выбором эксплуатационных объектов, способами воздействия на пласт, системой размещения и плотностью сетки скважин, темпом и порядком разбуривания месторождения, способами эксплуатации скважин и т.д. При этом рекомендуется один из расчетных вариантов, обеспечивающий максимальный эффект за экономически обоснованный срок разработки.

Расчетные варианты (концептуальные схемы разработки месторождения) для сопоставления выбирают с учетом особенностей геологического строения пластов, физико-химических свойств насыщающих его жидкостей, энергетического состояния пластов, необходимости создания условий максимально возможного охвата пластов вытеснением и эффективности их дренирования, опыта разработки залежей со сходными условиями, наличия серийного оборудования для реализации проектируемых систем разработки, экономико-географических особенностей района, требований охраны недр и окружающей среды. При этом следует придерживаться следующих основных положений.

### **Комплексность подхода**

Одним из ответственных моментов является комплексность подхода к проектированию разработки всего месторождения в целом. Такой подход связан с необходимостью принятия на одном этапе принципиальных решений по системе разработки всех выявленных на месторождении залежей углеводородов, требует учета задач доразведки и перспектив развития добычи нефти и газа, как на данном месторождении, так и в районе его размещения. Он включает в себя взаимоувязку не только систем разработки, но и всех

решений по принципиальным вопросам их реализации (порядок и темп разбуривания и обустройства месторождения, конструкции скважин, способы вскрытия и освоения пластов, рекомендации по системам поддержания пластового давления и сбора продукции скважин и т.д.).

Комплексный подход особенно необходим в условиях ввода в разработку нефтегазовых месторождений небольших и средних размеров, поскольку при этом учитываются возможность доразведки залежей в процессе эксплуатационного бурения, сложившиеся хозяйствственные связи в обустроенным районе и др.

В старых нефтегазодобывающих районах очень велика потребность в детальном проектировании, так как возможность увеличения добычи углеводородов или поддержания уровней отборов на прежнем уровне в подобных условиях ограничена. Действующая система экономического стимулирования позволяет наращивать уровень добычи углеводородов путем планомерного бурения дополнительных скважин; даже при невысоких начальных дебитах с учетом обустроенностии месторождения это может оказаться эффективным. Примером служит проект доразработки Серафимовского нефтяного месторождения [80], когда бурение уплотняющего фонда скважин с дебитом 2–2,5 т/сут оказалось эффективным. Детальное обоснование мероприятий в проекте направлено на поиск и реализацию резервов, поэтому по каждой новой скважине указываются её назначение, пласт, способ эксплуатации и оборудование. Подобная детализация требуется не только для более точного подсчёта уровней отборов углеводородов, но и для экономического обоснования разработки месторождений, затрат на обустройство и реконструкцию сооружений.

### **Выбор эксплуатационных объектов**

Объединение продуктивных пластов в один эксплуатационный объект производится на основе вариантов технико-экономических расчетов и рекомендуется при условии обеспечения достаточно высокого охвата их воздействием рассматриваемой системой разработки. Следовательно, такое объединение характеризуется наиболее высоким экономически обоснованным коэффициентом извлечения углеводородов по месторождению в целом.

Опыт разработки многопластовых месторождений показал низкую эффективность объединения разнородных пластов в один эксплуатационный объект. В этом случае процесс

разработки становится малоконтролируемым, охват пласта заводнением ограничен. При этом происходит первоочередная выработка более продуктивных пластов, менее продуктивные пласти вырабатываются слабо, либо вообще не вырабатываются. Рациональное разукрупнение объектов позволяет повысить эффективность процесса разработки, увеличить коэффициент извлечения углеводородов. При этом следует иметь в виду, что бурение скважин на действующих промыслах связано с серьезными технико-экономическими трудностями, поэтому разукрупнение объектов на поздних стадиях разработки месторождений менее экономично, чем на начальных.

Условия и ограничения выделения эксплуатационных объектов хорошо известны: нельзя объединять в один эксплуатационный объект залежи разных типов (например, нефтяные и газонефтяные), залежи с существенно не совпадающими в плане границами нефтеносности, пласти с резко различными литолого-физическими характеристиками и свойствами пластовых жидкостей и т.д. Запасы углеводородов и запроектированная система разработки должны обеспечивать экономически рентабельный уровень добычи.

### **Достижение утвержденного коэффициента извлечения углеводородов**

Проектирование разработки должно вестись на все запасы, утвержденные ГКЗ или ЦКЗ при обстоятельном рассмотрении вариантов разработки, обеспечивающих утвержденные величины коэффициентов извлечения углеводородов.

В соответствии с законом об охране недр и правилами разработки нефтяных и газонефтяных месторождений [179], необходимо соблюдать принцип равномерного вовлечения в разработку всех запасов месторождения, независимо от их продуктивности.

### **Выбор системы воздействия**

Систему воздействия на продуктивные пласти выбирают с учетом конкретных геолого-промышленных условий, геологофизических фильтрационных характеристик пластов, их неоднородности, составов и физико-химических свойств насыщающих пласти флюидов, размеров и типов залежей. Эти способы и системы должны обеспечивать возможно полный охват пластов воздействием.

В настоящее время преобладающим способом воздействия на продуктивные пластины является заводнение в различных его модификациях. Организация системы поддержания пластового давления в начальных стадиях разработки месторождений является определяющим условием рациональной разработки залежей углеводородов. По динамике технико-экономических показателей, извлекаемым запасам и коэффициентам извлечения углеводородов заводнение с начала разработки эффективнее заводнения после разгазирования нефти в пластах. Поддержание пластового давления на уровне, близком к начальному пластовому, сохраняет неизменными физические свойства нефти (вязкость, объемный коэффициент и др.), улучшает условия фильтрации (двухфазность потока), обеспечивает высокие темпы добычи нефти, устойчивость дебитов скважин, расширяет возможности регулирования процесса разработки, улучшает условия работы скважинного оборудования. Поэтому разгазирование нефти в пласте и в районе добывающих скважин за счет снижения пластового давления недопустимо. Однако давление нагнетания не должно превышать некоторой критической величины, зависящей от физико-гидродинамических свойств пласта.

На стадии ввода месторождений в разработку, в условиях отсутствия надежной геолого-физической модели пластов, применение интенсивных систем заводнения нецелесообразно. В этих условиях предпочтительно применение менее интенсивных систем, легко трансформируемых при необходимости в более интенсивные системы.

На естественных режимах допускается разрабатывать небольшие по запасам (до 10 млн. т) залежи нефти с активными водонапорными системами.

При небольшой вязкости нефти (до 5 мПа·с) для небольших (до 10 млн. т) залежей нефти (шириной не более 4 км) с высокопроницаемыми непрерывными (монолитными) пластами применимо приконтурное (законтурное) заводнение. В условиях малопроницаемых и неоднородных пластов для таких залежей приконтурное заводнение может сочетаться с очаговым.

Крупные месторождения и залежи нефти разрабатываются с применением различных модификаций внутриконтурного заводнения (иногда в сочетании с приконтурным заводнением). Более интенсивные системы воздействия применяются на объектах с ухудшенными фильтрационными свойствами. Высокая зональная неоднородность, прерывистость пластов, а также относительно высокая вязкость пластовой нефти (от

6 до 30 мПа·с) требуют применения площадных, очаговых и избирательных систем воздействия. Следует отметить, что эффективное использование этих систем требует больших знаний о строении и неоднородности продуктивных пластов, действенного контроля и регулирования процесса разработки. При применении этих систем выбор скважин под закачку агента должен обеспечивать вовлечение в активную разработку запасов углеводородов малопродуктивных и застойных зон. Объекты с относительно однородным строением пластов могут разрабатываться с применением менее активных систем заводнения.

### **Выбор системы размещения и плотности сетки скважин**

С выбором системы заводнения тесно связаны вопросы обоснования размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин. Многочисленными исследованиями установлено, что в неоднородных пластах плотность сетки скважин оказывает существенное влияние на технологические показатели разработки и коэффициент извлечения углеводородов. Это влияние тем больше, чем более неоднородны и прерывисты продуктивные пласти, хуже литолого-физические свойства коллекторов, выше вязкость нефти в пластовых условиях, больше нефти заключено в водонефтяных и подгазовых зонах.

Влияние плотности сетки скважин на коэффициент извлечения углеводородов неодинаково проявляется на разных стадиях разработки месторождения. На ранних стадиях оно невелико, в период же падения добычи проявляется его существенное влияние на текущие уровни добычи и коэффициент извлечения углеводородов. Это особенно заметно в случае объектов со сложным геологическим строением — сильно расщлененных, прерывистых пластов с низкими коллекторскими свойствами и др. Во многих случаях для таких объектов дополнительно пробуренные скважины становятся одним из решающих факторов, способствующих увеличению коэффициента извлечения углеводородов. В каждом конкретном случае выбор плотности сетки скважин должен определяться геолого-физическими характеристиками пластов, необходимостью максимально эффективного дренирования залежи, опытом разработки сходных по строению объектов, требованиями достижения высоких коэффициентов извлечения углеводородов и экономическими критериями.

## **Обоснование резервного фонда скважин**

Проблема обоснования плотности сетки скважин неразрывно связана с проблемой резервного фонда скважин. Резервный фонд скважин (их количество и размещение), который должен устанавливаться в зависимости от характера неоднородности и геолого-физической характеристики пласта, а также проектируемой системы разработки, может достигать 30 % основного фонда. Как показывает опыт, резервный фонд скважин должен быть тем больше, чем реже сетка основного фонда скважин и обеспечивать более полный охват пластов воздействием, вовлечение в разработку неработающих или слабо дренируемых участков и пластов, линз, тупиковых и застойных зон.

## **Выбор темпов разработки месторождений**

Темпы разработки (отбора нефти и газа из залежей) и продолжительность проектируемых периодов стабилизации добычи углеводородов определяют исходя из величины запасов, сложности геологического строения месторождения, требуемых уровней добычи нефти. Высокие темпы разработки месторождений приводят к улучшению технико-экономических показателей, особенно на первых стадиях разработки месторождения.

Влияние темпа отбора на процесс извлечения углеводородов следует рассматривать с двух позиций: с одной стороны, это вопрос о скоростях вытеснения (фильтрации) нефти или газа водой, с другой – о темпе разбуривания и обустройства месторождения, продолжительности периода стабильной добычи. Имеющиеся экспериментальные и теоретические исследования по влиянию скоростей вытеснения (темпов отбора) на коэффициент извлечения углеводородов противоречивы. Нет достоверных промысловых данных, нет фундаментальных научных исследований. В связи с этим в практике проектирования обычно принимается независимость коэффициентов извлечения углеводородов от темпов отбора.

Высокие темпы добычи углеводородов обусловливают определенные организационно-технологические трудности в осуществлении устойчивого процесса разработки, которые могут привести, в конечном итоге, к уменьшению коэффициента извлечения углеводородов. К ним можно отнести: запаздывание с организацией системы поддержания пластового

давления, мощностей по подготовке обводненной продукции, с переводом фонда скважин на механизированный способ эксплуатации, мощностей по его ремонту и обслуживанию, затруднения в обеспечении эффективного контроля и регулирования, что увеличивает трудности при управлении процессом разработки.

Вопрос об оптимальных темпах разработки нефтегазовых месторождений непосредственно связан с продолжительностью периода стабильной высокой добычи углеводородов.

Чрезмерно высокие темпы отбора приводят к "пикообразной" добыче углеводородов. Поэтому в условиях ограниченных сырьевых ресурсов более целесообразным представляется обеспечение стабильной добычи углеводородов в течение ряда лет, что способствует более рациональному использованию капитальных вложений на обустройство, созданию более благоприятных условий для ведения устойчивого процесса разработки. Это особенно важно для крупных месторождений, определяющих уровни добычи углеводородов района и отрасли в целом.

Известно, что темп и порядок ввода месторождения (объекта) в разработку в большой степени влияют на технико-экономические показатели: динамику обводненности продукции, динамику отбора жидкости и т.д. Так, например, проведенные нами исследования [29] показали, что на динамику обводнения продукции, кроме геолого-физических (соотношение водонефтяной и чисто нефтяной площадей, характер распределения проницаемостей, соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента) и технологических (оборудование и режимы работы скважин) условий, большое влияние оказывают порядок и темп разбуривания месторождения (объекта) [30]. Анализ динамики темпа отбора  $\tau$  и темпа разбуривания  $n$ , по ряду объектов Башкирии (рис. 1.3): терригенному девону ( $\Delta_{IV}$ ) Шкаповского месторождения (1), терригенному девону ( $\Delta_I$ ) Александровской (2) и Туймазинской (3) площадей, терригенного девона ( $\Delta_{II}$ ) Туймазинского месторождения (4) и терригенного девона ( $\Delta_I$ ) Шкаповского месторождения (5) показывает, что несмотря на различия в геологическом строении, физико-химических свойств нефти и вытесняющего агента, фонда добывающих скважин и удельных извлекаемых запасов, существуют определенные зависимости между темпом разбуривания, темпом отбора извлекаемых запасов и сроком разбуривания объектов. Срок разбуривания определяет амплитуду, а темп разбуривания — характер кривой темпа отбора извлекаемых запасов.

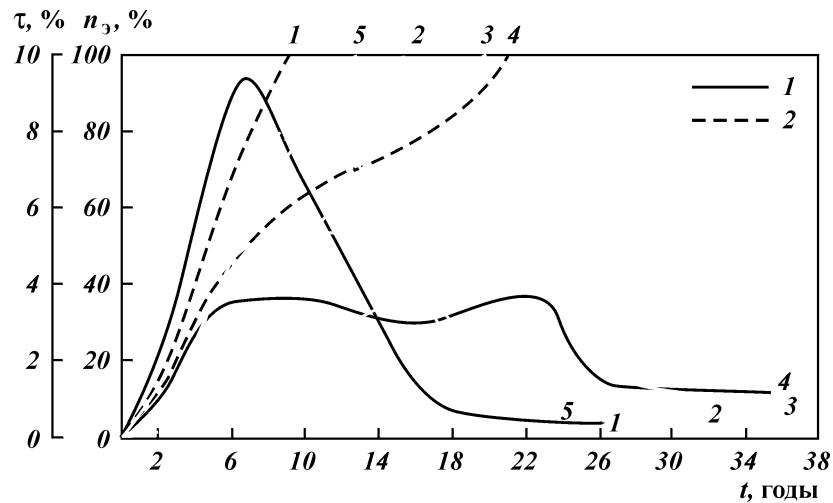
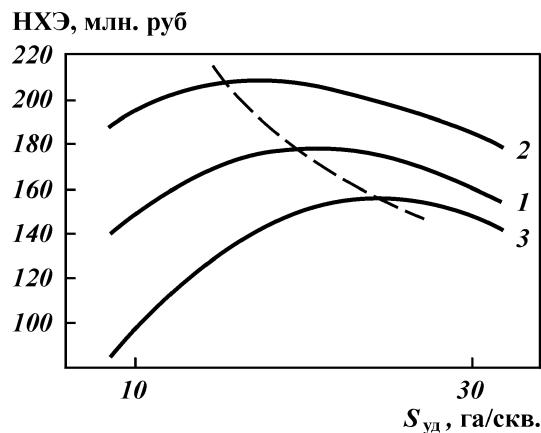


Рис. 1.3. Динамика темпа разбуривания и темпа отбора по месторождениям Башкирии:  
1 – темп отбора  $\tau$ , 2 – темп разбуривания  $n_s$  (отношение пробуренного фонда скважин ко всему фонду)

Для решения задачи оценки влияния порядка ввода месторождения в разработку на прогнозируемые технологические показатели проведены расчеты по предлагаемой ниже методике [206] для гипотетического месторождения с параметрами, близкими к параметрам небольших залежей юго-запада Башкирии (Сpartаковской площади Белебеевского нефтяного месторождения). Месторождение разбуривается по равномерной сетке скважин, темп ввода – 18 скв./год, продолжительность разбуривания – 10 лет, предельная обводненность – 98,5 %. Таким образом, исключено влияние темпа ввода месторождения в разработку, плотности сетки скважин и экономических показателей эксплуатации скважин. Расчеты показали, что порядок ввода месторождения в разработку существенно влияет на технологические и, следовательно, технико-экономические показатели разработки до достижения 60–70 % отбора нефти от извлекаемых запасов. Погрешности определения обводненности добываемой продукции и уровня отбора нефти могут достигать 10–15 %, продолжительности разработки месторождения (залежи) – 13 лет. Несомненно, при оптимизационных расчетах по каждой зоне с учетом порядка и темпа ввода и рентабельности эксплуатации скважин погрешности определения суммарных технико-экономических показателей будут еще выше.



**Рис. 1.4 Оптимизация плотности сетки скважин Кузбасского месторождения.**

Разбуривание: 1 – равномерное по площади, 2 – от центра к периферии, 3 – от периферии к центру.  $S_{уд}$  – плотность сетки скважин (пунктирная линия показывает, что оптимальная плотность сетки имеет тенденцию к уменьшению при более редких сетках скважин при разбуривании скважин)

Аналогичные расчеты с целью оптимизации плотности сетки скважин проведены при проектировании вариантов разработки центрального купола нижнего карбона Кузбасского нефтяного месторождения [31]. На объекте выделены зоны, различающиеся геологическими и технологическими параметрами (нефтенасыщенной толщиной, продуктивностью и т.д.). Технико-экономические параметры рассчитаны для трех вариантов, различающихся плотностью сетки скважин и величиной конечной нефтеотдачи. Результаты расчетов приведены на рис. 1.4. Видно, как изменяется эффективность ввода объекта при равномерном разбуривании (кривая 1), при разбуривании от центра к периферии (кривая 2), при разбуривании от периферии к центру (кривая 3). Приведенная работа позволяет сделать следующие выводы:

оптимизацию и прогнозирование показателей разработки нефтяной залежи целесообразно осуществлять для отдельных участков по "типовым" элементам;

общие показатели по месторождению при этом должны определяться суммированием частных показателей по времени таким образом, чтобы учитывались порядок и динамика ввода месторождения в разработку.

## **Выбор технологии разработки водонефтяных зон**

Значительная часть запасов углеводородов (от 20 до 50 %) крупных месторождений сосредоточена в водонефтяных зонах (ВНЗ). Отличительная особенность разработки ВНЗ заключается в добыче обводненной продукции практически с начала эксплуатации скважин. Разработка ВНЗ имеет также ряд, технологических трудностей (условия вскрытия пласта, определение оптимальных депрессий на пласт и т.д.).

Эффективность разработки ВНЗ значительно ниже, для них характерны большие объемы попутно-добываемой воды, более низкие коэффициенты извлечения. Промысловым опытом доказано, что показатели разработки обширных ВНЗ самостоятельной сеткой скважин с автономным внутренним контурным заводнением значительно лучше аналогичных показателей, достигнутых при законтурном заводнении.

Эффективность разработки обширных ВНЗ может быть повышена за счет разбуривания их самостоятельной системой добывающих и нагнетательных скважин, применения разлитых методов регулирования, в частности, рассмотренных в работе [54], и т.д. При этом вопросы выбора системы воздействия и плотности сетки скважин, обоснования количества резервных скважин, условий отключения обводнившихся скважин, технического обеспечения подъема больших объемов жидкости должны решаться с учетом опыта разработки нефтяных залежей заводнением на поздней стадии.

## **Проблемы разработки залежей с низкопроницаемыми коллекторами и с высокой вязкостью нефти**

Одной из сложных и важных проблем при современном состоянии нефтяной и газовой промышленности является разработка залежей углеводородов в низкопроницаемых коллекторах (менее  $50 \text{ мкм}^2$ ). Актуальность решения этой проблемы возрастает в связи с увеличением в общем балансе доли запасов углеводородов в низкопроницаемых коллекторах. Основная проблема разработки таких залежей связана с трудностью обеспечения выработки их запасов в приемлемые, экономически оправданные сроки.

Разработка пластов с низкопроницаемыми коллекторами на естественных режимах (истощения, упруго-водонапорный и т.д.) не эффективна, характеризуется низкими коэффициентами извлечения и малыми темпами отбора углеводородов. В то же время практически отсутствует опыт разработки таких

залежей заводнением. Имеющийся опыт их заводнения свидетельствует о низких значениях коэффициентов охвата воздействием, низких темпах отбора и длительных сроках разработки.

При проектировании разработки залежей углеводородов с низкопроницаемыми коллекторами особое внимание следует уделять вопросам обоснования качественных способов вскрытия и освоения пластов, применения дифференцированных давлений нагнетания, эффективных депрессий на пласт, методов регулирования и других мероприятий, повышающих охват пластов воздействием, их приемистость и продуктивность (создание очагов заводнения, системных обработок призабойных зон, "массированный гидроразрыв" и т.д.).

#### **1.5. ВЫБОР РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДИНАМИКИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Анализ, проведенный в ряде работ, например [19, 194], показывает, что используемые в настоящее время методики расчета технологических и экономических показателей при проектировании разработки нефтегазовых месторождений дают разные результаты при наличии одной и той же исходной геолого-промышленной информации. Расчеты технологических показателей, приведенные в работе [19], которые проводились по методикам [41, 100, 126, 188] по одному и тому же закону распределения проницаемости при одинаковых свойствах жидкости, показывают, что различия в исходных предпосылках той или иной методики расчета технологических показателей не влияют заметно на выбор рациональной системы разработки. Однако для одной системы разработки, вследствие различий в динамике добычи нефти и жидкости во времени, не безразлично, по какой методике выполнены расчеты технологических показателей и определен характер их изменения во времени. Это особенно важно при планировании добычи нефти, газа и жидкости на перспективу. В зависимости от применяемой методики, например методики расчета обводнения добываемой продукции, может быть получена погрешность в оценке добычи нефти по годам до 80–96 %.

Поскольку установлено, что наибольшее влияние на достоверность гидродинамических расчетов оказывает литологофациальная изменчивость продуктивных коллекторов, в раз-

личных методиках стремятся учесть, прежде всего, влияние этого фактора [139]. На основании анализа динамики обводнения более 300 высокообводненных скважин по залежам, различающимся фильтрационными характеристиками (на Таймурзинском месторождении  $\mu_0 = 12,6$ , Манчаровском —  $\mu_0 = 9 \div 13,5$ , для пласта  $\Delta_4$  Шкаповского месторождения  $\mu_0 = 0,73$ ) [29], нами сделан вывод, что прогнозировать разработку нефтяного пласта целесообразно для отдельных характерных участков по элементам с учетом динамики способов эксплуатации и оборудования для добычи нефти [30].

Многообразие законов, предложенных для описания неоднородности продуктивных пластов, несомненно, отражает сложность и пространственную изменчивость литолого-фациальной обстановки. Следовательно, на формирование представления о неоднородности изучаемого геологического объекта сильно влияет масштабный эффект — относительный размер участка, по которому производится определение параметров в отдельном замере. Это, в свою очередь, значительно влияет на результаты расчётов технологических показателей разработки. Таким образом, для усовершенствования методики технологических расчетов при разработке нефтяных и газовых месторождений можно предложить следующее: привести данные по неоднородности пластов к одному масштабу; учитывать влияние зональной неоднородности путём выделения на площади залежей небольших по размеру зон, в пределах которых продуктивный пласт можно считать с достаточной степенью точности однородным или геологофизическая и гидродинамическая модель которых хорошо согласуется с фактическими показателями разработки.

Поэтому в настоящее время появилось новое направление, сочетающее в себе, в определенной мере, методы расчета по стохастическим и детерминированным моделям. Месторождение (залежь) делится на участки (зоны), в пределах которых продуктивный пласт можно считать однородным с достаточной степенью точности или гидродинамическая модель которых хорошо согласуется с фактическими показателями разработки [29, 206, 207]. Такой подход использует вероятностную модель, поскольку выделяются участки (зоны), различающиеся по основным параметрам продуктивных пластов, и детерминированную модель, так как известно местонахождение каждого выделенного участка (зоны), т.е. позволяет плавно осуществлять переход от стохастических к детерминированным моделям. В отличие от чисто детерминированных моделей, расчеты по которым технологически сложны и зачастую

тую информационно не обеспечены, такой подход позволяет учитывать зональную неоднородность, добиться более точной идентификации расчетной модели с фактическими показателями разработки месторождения (залежи) и, следовательно, точнее их прогнозировать. Кроме того, дифференцированное распределение запасов углеводородов в пределах месторождения, требует дифференцированных затрат и влечет за собой различную степень рентабельности добычи углеводородов на лучших и худших участках [85, 231]. Поэтому, рассматривая модель, представляющую месторождение как набор "типовых" объемных элементов, можно оперативно оценить состояние выработки запасов углеводородов месторождения (залежи), обосновать экономическую целесообразность вовлечения открытых запасов углеводородов в разработку и обеспечить специалистов по проектированию технологии разработки и обустройства месторождения такой исходной информацией, которая позволила бы выбрать систему разработки, гарантирующую максимальную величину коэффициента извлечения углеводородов при минимальных или оптимальных затратах на добычу. Поскольку в ходе выполнения всех видов работ в системе проектирования декомпозиция сопровождается последующей интеграцией, одной из основных задач моделирования "объекта проектирования" является обеспечение комбинаторного суммирования результатов, полученных по "элементарным" объектам проектирования. Иными словами, система должна обеспечивать расчёты по некоторой части и суммирование частей для каждого типа моделей.

Такая методика (комбинаторная и адаптивная модель) [196] позволяет рассчитать технико-экономические показатели разработки месторождений (залежей) с учетом разновременности ввода "типовых" элементов в разработку и с большой степенью точности определить момент "выключения" скважин из разработки по заданному пределу обводненности продукции. Методика реализована программно на ЭВМ [207]. Гидродинамические расчеты для "типовых" элементов могут быть проведены по любой формализованной гидродинамической модели, в частности по моделям, описанным в работах [30, 208]. Модель процесса разработки позволяет:

1. Повышать надежность прогнозирования технологических показателей разработки за счет:

дифференциированного анализа выработки определенных зон месторождения (объекта);

эффективного решения задачи адаптации математических моделей процесса фильтрации.

2. Решать многовариантные задачи по оптимизации порядка и темпа ввода месторождения (объекта) в разработку, дифференцированной оптимизации плотности сетки скважин.

3. Прогнозировать технологические показатели разработки месторождения (объекта) с применением новых гидродинамических и физико-химических методов воздействия на пласт. При этом:

учитывается геометрия фильтрационных потоков при переменной во времени линий токов до и после прорыва воды в систему скважин, а не в галерею (для вертикальных скважин);

расчеты могут быть выполнены для произвольной схемы размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин;

определен возможность учета момента отключения скважин из-за обводненности;

ускоряются многовариантные расчеты на ЭВМ, которые ведутся в мультипрограммном режиме и производится, при необходимости, вывод промежуточных результатов на графопостроитель, монитор или принтер для принятия решения о проведении дополнительных вариантов расчетов.

#### *1.6. ПРОБЛЕМЫ УСТОЙЧИВОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАНТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ*

Существующие методы проектирования и разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений (в дальнейшем месторождений) не учитывают в достаточной мере всего комплекса динамичных стохастических явлений в проектируемой системе. Поэтому ряд исследователей [23, 27] вводят новые понятия в теории надежности применительно к теории разработки месторождений, которые позволили бы определить несоответствие проектных и фактических технологических показателей в добывче углеводородов в динамике.

Проводимая в настоящее время техническая политика по осуществлению одновременного проектирования разработки и обустройства с технико-экономической оценкой вариантов и оптимизацией проектных показателей направлена не только на то, чтобы ускорить время составления проектов, но и на то, чтобы существенно повысить их качество [193]. Эта цель, по-видимому, не может быть достигнута простым соединением двух проектов в один. Необходимо совместно

решать задачи подземных и наземных технологических процессов с привлечением новых развивающихся наук и, в частности, системного анализа и теории надежности [31, 192].

Под "надежностью" принято понимать свойство системы сохранять свои выходные параметры в определенных пределах при заданных условиях эксплуатации [71, 72]. Подземные и наземные технологические процессы в добыче углеводородов и средства, обеспечивающие их проведение, в совокупности образуют сложную систему. Для рассмотрения такой системы как единого целого требуется, в первую очередь, ее математическое описание, позволяющее осуществить квалифицированную постановку задач и найти пути решения.

Месторождение можно рассматривать как совокупность определенных вполне различаемых объектов, образующих единое целое. Поэтому на месторождение закономерно распространить понятие конечного множества [103], состоящего из целого ряда подмножеств (продуктивный пласт, геологическое строение пород, физико-химические свойства насыщающих пласт флюидов, расположение добывающих и нагнетательных скважин, рельеф местности, различные сооружения и т.д.). В виде конечных множеств можно представить исходные данные для составления проектов разработки или схемы генеральных планов этих проектов на какой-то момент времени, т.е. те фактические и проектные данные, которые носят статический характер.

Математическое описание нефтегазового месторождения и динамики процессов по его разработке, образующих сложную систему, может быть сделано через полное множество [198]. Пересечение подмножеств, входящих в полное множество, образует многомерные области возможных исходов, свои для каждого варианта разработки и обустройства. В пределах совокупности этих областей возможных исходов находятся все возможные события реальных показателей по вариантам разработки и обустройства. Вне указанной совокупности будет многомерная область невозможных событий, входящих в полное множество.

Нахождение областей возможных исходов требует достаточно полных знаний о физических процессах и функциональных зависимостях для прогнозирования физических процессов. В связи с недостаточностью необходимых знаний, отсутствия требуемого объема исходной информации и для сокращения времени расчетов в некоторых случаях могут применяться упрощенные методы. Так, например, область возможных забойных давлений в эксплуатационных скважи-

нах с учетом динамики устьевого давления, обводненности добываемой продукции и способов эксплуатации при применении конкретного оборудования можно сделать по методу, изложенному в работе [59].

В связи с недостатком информации о месторождении с неоднородным строением продуктивных пластов в настоящее время при решении общих задач разработки нефтегазовых месторождений широко применяются стохастические методы с использованием статистического материала. При этом многие существенные области возможных событий и, в частности, динамики забойных давлений в эксплуатационных скважинах и динамики фильтрационных сопротивлений в пласте остаются вне поля зрения математической модели. Поэтому такие математические модели не исключают операций с областью невозможных событий полного множества, а полученные в результате расчетов показатели нуждаются в поправках с целью приведения их в соответствие с фактическими показателями. Указанное является также одной из причин того неоспоримого факта, что показатели технологических схем и проектов разработки систематически корректируются [150].

С изложенной точки зрения показателем надежности проектов разработки и обустройства следует считать достоверность и полноту конкретных показателей в динамике, гарантируемую исключением области невозможных событий полного множества всей системы из математической модели расчетов. Если же последнее по каким-либо причинам не сделано, то должна быть оценена погрешность в динамике. В противном случае проекты существенно обесцениваются. Именно это косвенным образом признается в работе Ю.Е. Батурина [27], где применительно к проектам разработки предложены новые понятия надежности: расчетный запас прочности системы, системная надежность, директивная устойчивость.

Расчетным запасом прочности названа возможность превышения фактического дебита залежи над расчетным, зависящая от достоверности коэффициента продуктивности скважин, принимаемого в математической модели, по которой определяется дебит залежи. Системная надежность — это устойчивость системы разработки против запаздывания ввода в эксплуатацию скважин, установок по подготовке продукции, объектов поддержания пластовых давлений, задержек с переоборудованием фонтанных скважин под механизированную добычу нефти. Подобного рода запаздывания

против проектных сроков названы технологическими помехами. По-видимому, это помехи для математической модели. Директивной устойчивостью Ю.Е. Батурина назвал возможность реализации указаний руководящих органов о повышении или поддержании на постоянном уровне в течение длительного срока фактической добычи продукции в сравнении с проектом за счет геолого-технических мероприятий.

Все три понятия можно заменить одним общепринятым термином теории надежности – резервирование. Большой вклад в развитие теории резервирования применительно к нефтедобывающей промышленности внес М.М. Саттаров. Конкретные пути резервирования и способы планомерного использования резервов могут не совпадать с [27], а их количественная оценка должна содержаться в проектах разработки и обустройства. Для того чтобы более полно учесть области возможных событий, необходимые для обеспечения достоверности и необходимой полноты динамики конкретных проектных показателей разработки, по нашему мнению, будет полезным воспользоваться схемой эксплуатации месторождения, составленной М.М. Саттаровым [193]. Изложенное выше относится к стадии составления проектов разработки и обустройства. Кроме того, проектные и конструкторские работы выполняются при разработке проектов конкретных промысловых объектов, сооружений и оборудования. В этих проектах должны обосновываться общепринятые критерии и показатели, рассматриваемые теорией надежности, применяемой к механическим и электрическим системам [81].

В период проектирования, строительства и оснащения промысловой техникой создаются необходимые предпосылки для надежной разработки месторождений. Встает вопрос о том, как оценить надежность всей системы добычи углеводородов на месторождении в период его эксплуатации. Показателями общепринятой теории надежности можно охарактеризовать работу отдельной скважины или оборудования, работу замерных установок, кустовых насосных станций, системы сбора и подготовки нефти, электроснабжения и т.д. В этих элементах системы могут быть зависимые и независимые, прогнозируемые и внезапные отказы, интенсивность которых определяется целым рядом факторов, в том числе временем эксплуатации, внешними условиями эксплуатации, нагрузками и т.д.

В общей постановке работу элемента системы можно определить как сумму векторов (рис. 1.5), где  $\bar{X}\{x_1, \dots, x_n\}(t)$  –

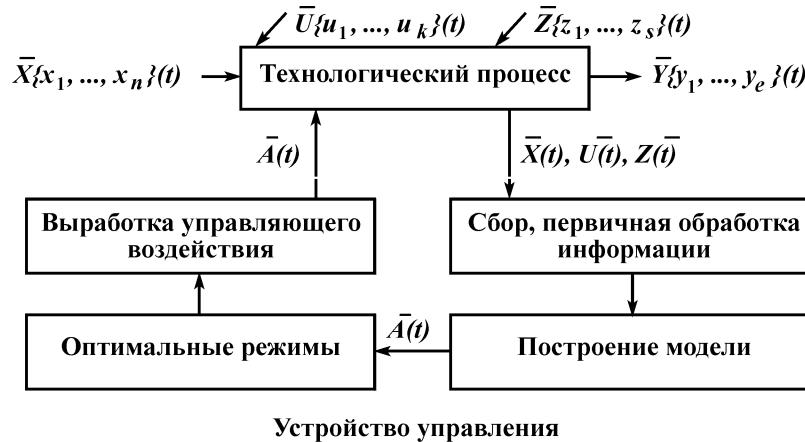


Рис. 1.5. Схема работы элемента системы добычи углеводородов на месторождении

вектор входных контролируемых параметров;  $\bar{U}\{u_1, \dots, u_k\}(t)$  – вектор управляемых контролируемых параметров;  $\bar{Y}\{y_1, \dots, y_e\}(t)$  – вектор выходных контролируемых параметров;  $\bar{Z}\{z_1, \dots, z_s\}(t)$  – вектор неконтролируемых возмущений;  $\bar{A}(t)$  – вектор управляемых параметров.

Как следует из схемы, вектор выходных параметров в общем виде можно описать как

$$\bar{Y}_1(t) = \bar{A}(t) \cdot f(\bar{X}, \bar{U}) + \varphi(\bar{Z}).$$

Тогда "системную надежность" можно определить следующим образом:

$$\bar{Y}_3(t) = f[\bar{X}, \bar{U}, \bar{A}](t), \quad (1.2)$$

а "директивную устойчивость" представить в виде

$$\bar{Y}_3(t) = f[\bar{X}, \bar{U}, \bar{A}](t). \quad (1.3)$$

Таким образом, надежность устойчивой работы системы прежде всего определяется векторами  $\bar{X}(t)$  и  $\bar{A}(t)$  (плановыми показателями, которые корректируются во времени), т.е. она динамична во времени.

Общепринятая теория надежности применима к процессу нефтегазодобычи лишь в той части, что последняя обусловли-

вается работой сложной системы. Как известно, систему образует совокупность совместно действующих объектов, предназначенных для самостоятельного выполнения заданных функций. Под объектом подразумеваются сооружения, среда, обслуживающий персонал. Единичными рабочими частями системы являются элементы. Что понимать под системой, объектом или элементом, как разбить систему на элементы зависит от того, какой объект в каждом конкретном случае рассматривается с точки зрения надежности. Но при этом каждый элемент должен обладать способностью выполнять заданные требуемые функции в системе. Требуемые функции системы (элемента) устанавливаются как в отношении основных параметров, характеризующих выполнение плановых заданий, так и в отношении второстепенных параметров, характеризующих удобства эксплуатации и т.д.

В нашем случае системой является вся совокупность действующих объектов, рассматриваемая при проектировании и анализе разработки нефтегазовых месторождений. Показателями надежности можно охарактеризовать, например, отдельно взятую глубинно-насосную установку и ее элементы, но нельзя распространить ее на эксплуатационную скважину в целом и тем более на все множество скважин. Причиной этого является тот несомненный факт, что показатели работы даже отдельной скважины, даже небольшого участка месторождения носят динамичный, стохастический характер, не только обусловленный человеческим фактором, но и зависящий в значительной степени от природного фактора. Поскольку природный фактор нельзя оценивать показателями надежности, являющимися результатами деятельности человека, то в понятие надежности разработки нефтегазовых месторождений должны быть включены другие показатели. При этом будем считать, что применяемые на нефтегазопромыслах машины, сооружения обеспечивают гарантитные показатели.

Основной объект разработки – продуктивный пласт может характеризоваться устойчивостью показателей технологических процессов в их взаимной связи. Таким образом, весь процесс разработки как в данный промежуток времени, так и в динамике может иметь гамму технологических показателей как в данный промежуток времени, так и в динамике технологического процесса нефтегазодобычи с определенной устойчивостью их взаимосвязей. Поэтому надежность разработки нефтегазовых месторождений было бы более правильно назвать технологической надежностью нефтегазодобычи.

В существующих методических руководствах по проектированию и анализу разработки месторождения вопросы технологической надежности нефтегазодобычи по ряду причин не нашли необходимого отражения. Имеющиеся публикации на эту тему не полностью раскрывают объективную сторону вопроса. Дело в том, что проблема технологической надежности начинается с достоверности результатов исследовательских работ и с наиболее, казалось бы, простой работы по определению дебитов скважин. Общеизвестно, что добыча углеводородов, определенная по замерам дебитов скважин и по замерам в парках, не совпадает. И дело не столько в точности применяемых дебитомеров, сколько в устойчивости технологического режима добычи нефти и газа. Любой устойчивый поток в нефтегазосборном коллекторе характеризуется макро- и микропульсацией. Решить поставленную задачу в этих условиях можно путем признания объективно существующих явлений, т. е. устанавливать значения добычи углеводородов и воды в центральном пункте по замерам товарной продукции и пластовой воды и вводя поправки к показателям дебитомеров с учетом разнодебитности скважин. Таким образом, задача учета дебита скважин должна иметь обратную связь. Не менее важен точный учет времени работы и остановок скважин.

В системе нефтегазосбора так же, как и во всем комплексе нефтегазодобычи, имеют место явления динамичного, вероятностного характера. Неодновременность бурения и вывода скважин в тираж, простой скважин при подземном и капитальном ремонтах вызывают неравномерную загрузку нефтегазосборных трубопроводов. Свойства нефтегазодобывающих смесей меняются в широком диапазоне с изменением водосодержания, температуры и т.д. В этих случаях не представляется возможным определять строго фиксированные технологические показатели. Речь может идти о динамике показателей и мероприятиях, соответствующих этой динамике. Надежность работы нефтегазосборной системы в комплексе процессов добычи нефти и газа характеризуется не только безотказной работой труб, задвижек, насосов и т.д., но и мероприятиями по регулированию технологического процесса течения флюидов и их свойств. Для надежной работы нефтегазосборной системы каждому соотношению объема флюидов при ожидаемой обводненности продукции скважин необходимо соблюсти следующие условия:

$$P_k(t) < \left[ P_h(t) - P_r(t) - \Delta P_0(t) - \Delta P_n(t) - \Delta P_c(t) + \Delta P_t(t) \right], \quad (1.4)$$

где  $P_k(t)$ ,  $P_n(t)$  – давления в конце и начале нефтегазосборочной системы;  $P_r(t)$  – гидравлические сопротивления при добыче безводной нефти;  $\Delta P_0(t)$  – дополнительные гидравлические сопротивления при добыче безводной нефти;

$\Delta P_n(t)$  – дополнительные гидравлические сопротивления от изменения сечения трубопроводов;

$\Delta P_c(t)$  – необходимый напор для скребка при очистке труб отложений парафина;  $\Delta P_t(t)$  – сокращение гидравлического сопротивления за счет установки подогревателей, добавки ПАВ и других технических мероприятий.

В сборных газопроводах каждому соотношению количества газа к его функциональному составу в соответствии с динамикой разработки условие технологической надежности также можно представить в виде соотношения давлений

$$P_k(t) < \left[ P_h(t) - P_r(t) - \Delta P_k(t) + \Delta P_t(t) \right], \quad (1.5)$$

где  $P_k(t)$  – дополнительные сопротивления вызываемые выделением газового конденсата;  $P_r(t)$  – дополнительные сопротивления от газогидратных пробок;  $P_t(t)$  – дополнительные сопротивления от сокращения сечения трубопровода твердыми частицами, грязью и нефтью.

При подготовке продукции происходит физико-химический процесс, поэтому для непрерывного и надежного ведения этого процесса необходимо, чтобы эмульсия поступала на установки достаточно однородного состава при постоянном расходе.

Обеспечение этого условия одновременно решает задачу надежного ведения технологического процесса очистки сточных вод. Постоянства состава и расхода эмульсии технически наиболее просто добиться, когда на пути ее движения от скважины до установки подготовки продукции нет промежуточных и сырьевых резервуаров. Этому условию отвечают прямоточные системы.

При разработке месторождений с поддержанием пластового давления в продуктивную залежь должно быть подано непрерывно или периодически (циклическая закачка) определенное количество агента. При этом предъявляются требования не только к общему количеству закачанного в пласт агента, но и к количеству агента, закачанному через определенную группу скважин, через отдельные скважины (очаговое заводнение), и даже к количеству агента, закачиваемого в различные интервалы пласта через одну и ту же скважину.

Приемистость нагнетательных скважин не одинакова, распределение количества нагнетательных скважин определенно-го месторождения по приемистости должно совпадать с закономерностью распределения проницаемости по нему. Однако полного совпадения не может быть по следующим причинам: стремление к обеспечению равномерной приемистости приводит к ограничению закачки в скважине, расположенные на высокопроницаемых участках, и к увеличению давления закачки и проведению комплекса других мероприятий по скважинам, расположенным на низкопроницаемых участках месторождения. Кроме того, гидравлические сопротивления в нагнетательных водоводах и особенно в колоннах насосно-компрессорных труб достигает значительных величин. Эти сопротивления растут с увеличением приемистости скважин. Нельзя забывать о тенденции снижения приемистости скважин во времени и необходимости, в связи с этим, увеличения давления нагнетания и проведения других мероприятий для обеспечения необходимого уровня закачки агента.

Из отмеченного выше следует, что основными параметрами при решении вопроса о технологической надежности при применении технологии разработки месторождений с поддержанием пластового давления при заданных давлениях в эксплуатационных скважинах и сопротивлениях движению агента в пласте, соответствующих динамике разработки, являются качество агента и давление на выкиде насосов кустовых насосных станций (КНС). Для каждой отдельно взятой скважины и определенных показателей разработки в их динамике эти давления должны отвечать условию:

$$P_i(t) = P_{bi}(t) + \Delta P_{bi}(t) + P_{ki}(t) + \Delta P_{ki}(t) - \gamma h_i + \\ + P_{zi}(t) + \Delta P_{zi}(t) P_{pl.zn}(t) + P_t(t), \quad (1.6)$$

где  $P_i(t)$  – давление на выкиде КНС для скважины;  $P_{bi}(t)$ ,  $P_{ki}(t)$ ,  $P_{zi}(t)$  – потери на гидравлические сопротивления в нагнетательном водоводе, колонне труб от устья до забоя, при забойной зоне нагнетательной скважины;  $\Delta P_{bi}(t)$ ,  $\Delta P_{ki}(t)$ ,  $\Delta P_{zi}(t)$  – увеличение гидравлических сопротивлений из-за отложений в нагнетательном водоводе, колонне труб в скважине и призабойной зоне;  $\gamma$  – удельная плотность воды;  $h_i$  – разница в абсолютных отметках КНС и забоя нагнетательной скважины;  $P_{pl.zn}(t)$  – пластовое давление в зоне нагнетания, соответствующее динамике параметров разработки;  $\Delta P_t(t)$  – сокращение гидравлических сопротивлений на пути КНС – пласт за счет проведения различных мероприятий.

В связи с изменением гидравлических сопротивлений на пути от КНС до пласта, и особенно величины требуемого пластового давления в зоне нагнетания, давление на КНС изменяется во времени. Поэтому от возможности динамики показателей работы КНС наряду с мероприятиями по сокращению гидравлических сопротивлений в значительной степени зависит надежность проведения подземных технологических процессов нефтегазодобычи. Имея в виду большое энергопотребление на цели поддержания пластового давления, вопросу осуществления динамики давлений на КНС необходимо уделять большое внимание как при проектировании, так и при анализе разработки и обустройстве нефтегазовых месторождений.

В настоящее время уровень организации добычи углеводородов и надежность применяемых средств такова, что трудно представить внезапный отказ всей системы эксплуатации месторождения. Остановка не только отдельных, но и групп скважин не приводит к остановке (отказу) всей системы. Следовательно, наличие отказов в отдельных элементах системы не нарушает ее работоспособности. Система эксплуатации месторождения полностью ремонтопригодна. О том, насколько эффективно осуществляются ремонты отдельных элементов в системе, можно судить по выработанным многолетней практикой нефтегазодобывающей промышленности специфическим показателям. К ним относятся коэффициент использования фонда скважин и коэффициент эксплуатации скважин с учетом дебитов по простаивающим добывающим и приемистости по простаивающим нагнетательным скважинам. К этим же показателям относятся межремонтный период работы скважин и продолжительность ремонтов.

При анализе производственной деятельности и планировании объемов добычи продукции на предприятиях нефтегазодобывающей промышленности широко используются показатели по добыче нефти, газа и жидкости на скважино-месяц, отработанный по коэффициенту (проценту) изменения добычи нефти (газа) из переходящего фонда скважин. Этими показателями, по нашему мнению, можно оценивать степень надежности эксплуатации отдельных месторождений и залежей углеводородов. Естественно, что нужно сравнивать добычу на "скважино-месяц отработанный" и изменение добычи из переходящего фонда не только с такими же показателями по другим месторождениям и залежам, но и с проектными. Комплексный анализ этих показателей дает возможность

учитывать перепады давлений между забоями нагнетательных и эксплуатационных скважин и выработку запасов углеводородов при анализе и особенно при текущем и перспективном планировании.

Следовательно, в настоящее время возникла необходимость в специальной разработке проблемы надежности применительно к условиям нефтегазодобывающей промышленности и, в первую очередь, в отношении повышения достоверности динамики показателей проектов разработки и обустройства. Предлагаемые и имеющиеся понятия и термины теории надежности, разработанные применительно к механическим и электрическим системам, а также специфические технико-экономические показатели нефтегазодобывающей промышленности не дают возможность достаточно полно оценивать надежность систем эксплуатации нефтегазовых месторождений. Для надежного осуществления технологического процесса нефтегазодобычи необходимо рассматривать динамику технологических процессов и их взаимосвязей не только при проектировании, но постоянно осуществлять комплексный анализ реализации проектов. В этих условиях *проектирование капитальных вложений при добывче углево-*



Рис. 1.6. Компоненты, определяющие надежность прогнозирования показателей разработки нефтегазовых месторождений

*городов есть работа непрерывная и капитальные затраты должны быть непрерывными.*

Показатели надежности разработки нефтегазовых месторождений динамичны во времени и, следовательно, зависят, прежде всего, от стадии разработки месторождения. Следуя критериям, предложенным в работе Ю.Е. Батурина, можно отметить, что расчетный запас прочности системы определяется в технологических схемах и проектах разработки месторождения. Следовательно, надежность разработки месторождения зависит, прежде всего, от надежности прогнозирования технологических показателей в технологических схемах и проектах разработки месторождений.

Надежность определения динамики технологических показателей в технологических схемах и проектах разработки нефтегазовых месторождений зависит от ряда факторов: надежности, точности определения и интерпретации геолого-физических и физико-химических параметров объектов, надежности идентификации геолого-физической модели объекта и, следовательно, определения запасов нефти и газа по объекту, надежности идентификации моделей процесса разработки и т.д. Схематично состав и взаимосвязь компонентов, определяющих надежность определения проектных показателей, представлены на рис. 1.6.

Таким образом, показатели устойчивости разработки месторождений – величины векторные, динамичные во времени и определяются, прежде всего, надежностью прогнозирования проектных технико-экономических показателей разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

### **1.7. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В ПРОЦЕССЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Система разработки нефтегазовых месторождений – сложная производственная система, в которой задействованы как геологические объекты, так и объекты наземного обустройства. Вся система находится в тесной взаимосвязи (многофакторной с множеством прямых, обратных и перекрестных связей), которая должна поддерживаться в рабочем состоянии. Технологические процессы, происходящие в этой производственной системе, делятся на две группы: подземные и наземные. Характер этих процессов определяется прежде всего геологическим строением залежей, типом кол-

**Таблица 1.1**  
**Перечень факторов, определяющих процесс разработки месторождений**

Характеристика коллекторов и условий залегания нефти		Режим работы				
		С поддержанием				
		Внутриконтурное заводнение с различной схемой размещения скважин				Закон-турное завод-нение
Вода	Вода с ПАВ	Вода с полимерами	Вода с $\text{CO}_2$	Прочие		
Песчаники	Чисто нефтяные Водоплавающие Водоплавающие с газовой шапкой С газовой шапкой					
Карбонаты	пористые	Чисто нефтяные Водоплавающие Водоплавающие с газовой шапкой С газовой шапкой				
	пористо-трещиноватые	Чисто нефтяные Водоплавающие Водоплавающие с газовой шапкой С газовой шапкой				
	трещиноватые	Чисто нефтяные Водоплавающие Водоплавающие с газовой шапкой С газовой шапкой				

лекторов, физико-химическими свойствами нефти, воды и газа, способом воздействия на пласт, вытесняющими агентами, существующими технологиями подготовки углеводородов и т.д. [33, 133]. В природе существует свыше 200 разновидностей только подземных технологических процессов (табл. 1.1),

пластов		пластового давления						Без поддержания пластового давления			
Закачка обогащенно-го газа		Закач-ка газа высо-кого давле-ния	Тепло-вые-мето-ды	Режим раст-ворен-ного газа	Цик-личес-кая закач-ка	Про-чие мето-ды воз-дейст-вия	Во-дона-пор-ный	Упру-гово-дона-пор-ный	Режим раст-ворен-ного газа	Грави-таци-онный	
С ото-роч-кой	Без ото-рочки										

для которых созданы (или создаются) математические модели расчёта технико-экономических показателей. С учётом модификаций процессов и наземного обустройства месторождений количество требуемых математических моделей возрастает на порядок.

Математическое моделирование в процессе автоматизированного проектирования может быть определено ГОСТ 14.416–83 "Организация автоматизированного технологического проектирования": "...в качестве типового метода автоматизированного технологического проектирования принять метод проектирования на основе математического моделирования". ГОСТ 14.416–83 не отражает в терминологии особенностей производящих и добывающих продукцию отраслей и пользуется обобщенной терминологией для отраслей, производящих продукцию. Согласно ГОСТ, "математическая модель есть формализованное описание изделия или производственной системы". В развитии этих положений ГОСТ 23501.602–83 "Системы автоматизированного проектирования. Правила разработки и применения типовых математических моделей при проектировании технологических процессов" указывает, что объектами моделирования при автоматизированном проектировании технологических процессов являются: изделия, подлежащие изготовлению; производственная система, в которой планируется изготовление изделия.

Объектами моделирования в производственной системе при проектировании технологических процессов являются: производственные подразделения; технологические процессы изготовления изделия (в том числе технико-экономические показатели); средства технического оснащения. Поскольку проект разработки есть проект на часть производственной системы по добыче углеводородов, то модели производственных подразделений он не включает. Объектами моделирования в такой производственной системе являются технологические процессы и средства технического оснащения.

Термин "изделие" для условий нефтегазодобычи следовало бы заменить термином "добываемый агент". Поскольку подземные процессы фильтрации происходят в нефтегазоносных пластах, то объектом моделирования должно быть и геологическое строение залежей нефти и газа, т.е. среда, в которой происходят процессы.

Таким образом, при проектировании разработки нефтегазовых месторождений объектами моделирования являются:

добываемые агенты;  
геолого-физическое строение залежей нефти и газа;  
технологические процессы (в том числе технико-экономические показатели);  
начальные и граничные условия, налагаемые на процессы существующими средствами технического оснащения.

Математическое моделирование при проектировании разработки нефтегазовых месторождений базируется на уравнениях подземной гидрогазодинамики, математической физики (описывающих движение многофазной смеси в пористой среде), уравнениях теории вероятностей и математической статистики.

Гидродинамическая модель процесса вытеснения должна максимально учитывать геологическую модель объекта, в которой происходит процесс. При этом используются три основных подхода. Первый – когда все параметры пласта (пористость, проницаемость, толщина и т.д.) принимаются как случайные величины. На таком подходе основаны так называемые стохастические, или вероятностные, модели. Второй подход, когда исходят из предположения, что параметры пласта в каждой точке известны, – детерминированные модели. Указанные модели являются крайними случаями, отсюда вытекает область их применения. Стохастические модели имеют большую устойчивость в начальный период разработки месторождения, когда нет достаточной информации о пластах. Детерминированные модели дают устойчивые результаты на поздних стадиях разработки месторождения, поскольку "чувствительны" к объему и качеству требуемой исходной информации [124]. По мере разбуривания месторождений, в самый ответственный, с точки зрения разработки, момент эта информация появляется, но в достаточной мере не используется, так как для вероятностных моделей она уже не нужна, а для детерминированных крайне не достаточна. Поэтому в настоящее время развивается новое направление, позволяющее сочетать в себе оба отмеченных выше случая и осуществлять плавный переход от стохастических к детерминированным моделям – адаптивные модели. При таком подходе месторождение (объект) делится на зоны по тем или иным (геологическим или технологическим) признакам (критериям), параметры которых можно с достаточной степенью точности принять равными или гидродинамическая модель которых дает хорошую сходимость с фактическими показателями.

Модели геологического строения пластов принимают содержательную основу при обработке данных о свойствах пластов. Если принимается стохастический подход, то определяют функции распределения параметров пластов и применяют их за основу при моделировании технологических процессов. Если выбирают принцип детерминированности, то в основу модели закладывают данные, получаемые с карт рас-

пределения параметров. Если принимают сочетательный принцип, то данные получают с карт зон.

Подземные технологические процессы организуются для обеспечения движения нефти и газа к забоям добывающих скважин. Процесс движения жидкости в пласте описывается так называемыми гидродинамическими моделями, которые чаще решаются упрощенными математическими методами. Значения параметров, характеризующих свойства пластов, в этих уравнениях задаются функциями распределения, конкретными значениями в точках или средними значениями в зонах, в зависимости от того, какая выбрана модель геологического строения пласта: стохастическая, детерминированная или сочетательная. Параметры жидкостей выбирают в соответствии с моделями, описывающими свойства добываемого агента. Очевидно, что сказанное относится к общей постановке. Конкретная реализация моделей геологического строения пласта и моделей жидкостей в гидродинамических моделях возможна при ряде упрощений. Согласно принципу целостности, сложные пластовые системы нельзя исследовать точно, в связи с чем динамику разработки месторождения можно прогнозировать лишь в некотором вероятностном смысле. Поэтому к задачам, которые могут быть решены методами подземной гидродинамики с учетом соответствующего информационного массива, следует отнести в первую очередь прогнозирование, т.е. оценку возможных состояний исследуемой системы в будущем. Задачи планирования решаются другими методами (например, описанными в работе [197]).

Наиболее ответственными являются начало и первый период реализации технологического процесса, когда по мере получения информации о его ходе следует корректировать принимаемые решения при имеющемся объеме данных. Поэтому построение детерминированных моделей оказывается недостаточным для принятия обоснованных решений, и их следует применять в совокупности с вероятностно-статистическими и адаптационными моделями.

Кроме гидродинамических, в практике проектирования разработки в качестве моделей технологических процессов используются экстраполяционные (статистические модели). Они основаны на использовании ретроспективной информации о показателях разработки и экстраполяции полученных зависимостей на перспективу. Прогноз ведется по "дифференциальным" показателям – зависимости доли нефти, фонда и дебита скважин от времени или нефтеотдачи или по

"интегральным" – изменение с течением времени соотношения накопленных показателей добычи нефти, жидкости и воды. К рассматриваемой группе относится экспресс-метод, в основу которого положено предположение о подобии кривых "дебит – накопленная добыча", построенных в безразмерной форме, и кривых относительных фазовых проницаемостей, построенных также в безразмерной форме. Расчеты по статистическим моделям дают хорошую сходимость с фактическими показателями разработки активных запасов, поскольку учитывают (косвенно) все неопределенности распределения свойств пластов, однако не позволяют учитывать при прогнозировании изменения в системе разработки месторождения. Поэтому начинают применяться методики, в которых сочетаются приемы (модели) гидродинамических и статистических расчетов.

Методы подземной гидродинамики эффективны при изучении эмерgentных свойств фильтрационной системы, которые характерны для большой системы. Примером такой системы является нефтяной или газовый пласт, рассматриваемый совместно со скважинами. В ней в результате взаимодействия ее элементов возникают новые интегративные свойства. Поэтому нельзя при исследовании большой системы ограничиться лишь изучением ее элементов и связей между ними, необходим ее цельный анализ. Интегративные свойства большой системы обычно не вполне доступны непосредственному наблюдению, в связи с чем анализ ее поведения, прогнозирования тенденции и последствий различных воздействий необходимо проводить с использованием совокупности детерминированных и недетерминированных методов на основе всего информационного массива данных как, например, в работе [242].

Моделями технологического обеспечения являются уравнения, описывающие работу скважинного оборудования, процессы движения многокомпонентной смеси в лифтовых трубах добывающих и нагнетательных скважин, условия работы оборудования и т.д. Модели технического обеспечения дают начальные и граничные условия по величине давлений, обеспечивающих процесс движения жидкости в пласте ( $\Delta P$ ). Очевидно, что начальные и граничные условия по  $\Delta P$  на модели технологического обеспечения подземных технологических процессов накладывают процессы, происходящие в системе наземного обустройства: сбора и подготовки продукции, системы ГПД и т.д., что в действующем РД 39-0147035-207–86 не учитывается.

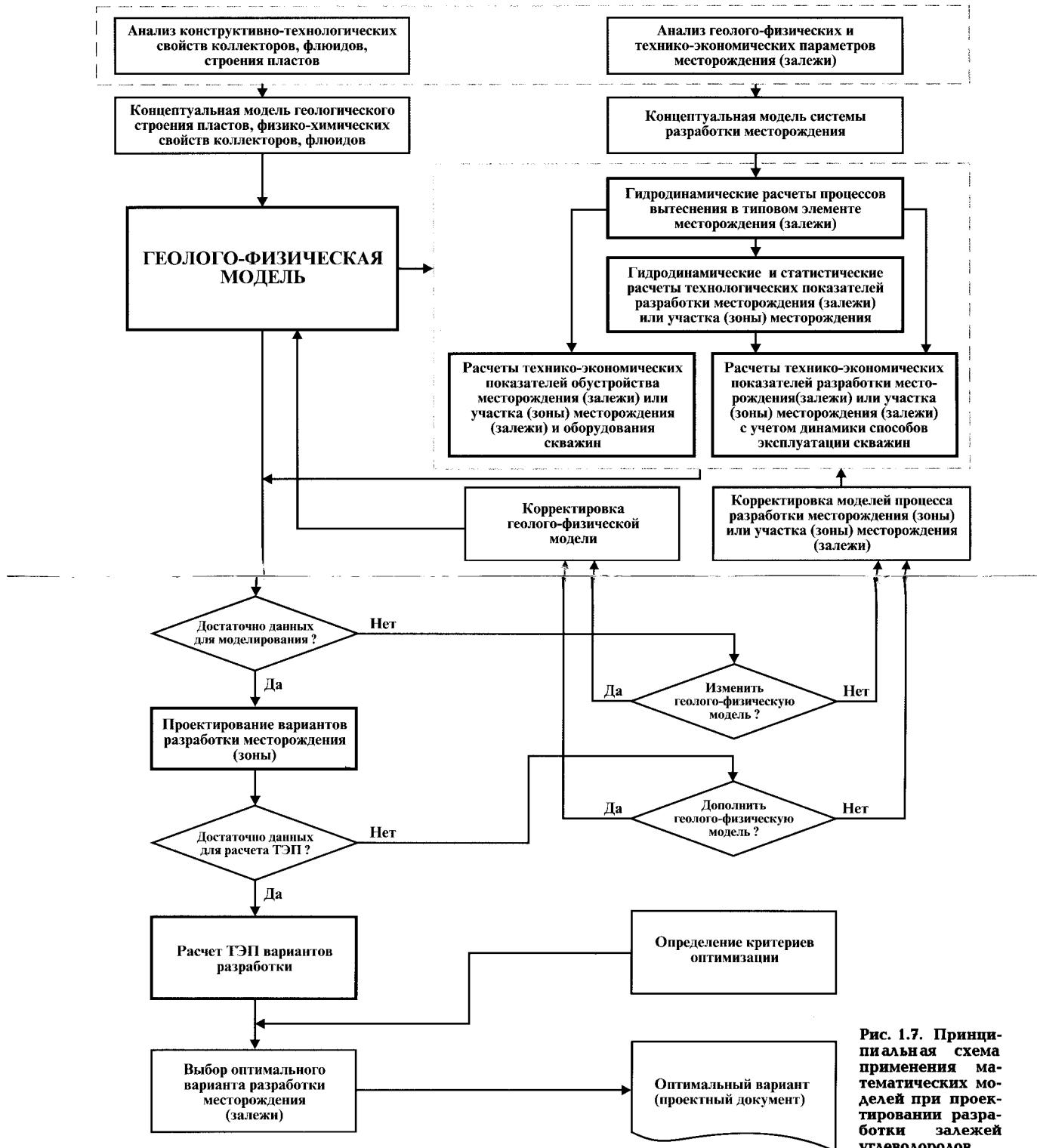


Рис. 1.7. Принципиальная схема применения математических моделей при проектировании разработки залежей углеводородов

Проблемы формализации процессов, происходящих в пластах и в производстве в целом, сложность оценки надежности formalизованной модели приводят к тому, что в процессе работ по проектированию разработки нефтегазовых месторождений математические модели в процессе принятия решения не могут играть решающей роли. Определяющим здесь является профессиональный опыт технолога по проектированию, на основе которого, привлекая результаты анализа факта и расчетов по моделям (вычислительного эксперимента), технолог корректирует свою концептуальную модель процесса и руководствуется ею при принятии решения. Роль математической модели возрастает при проведении авторского надзора и перепроектировании, так как модель постоянно корректируется на основе анализа поведения системы разработки.

Принципиальная схема применения математических моделей при проектировании и анализе разработки залежей углеводородов более подробно изложена нами в работе [133] и представлена на рис. 1.7.

#### 1.8. èêéÀäÖà õ ÄÑÄèí Äñàà èÄêÄà Öí êéҪ à Äí Öà Äí àóÖëäàï à éÑÖäÖâ

Выбор того или иного метода расчета технологических показателей процесса разработки нефтегазовых месторождений определяется целями и задачами прогнозирования. С другой стороны, надежность прогнозирования показателей процесса разработки во многом определяется множеством факторов: идентификацией геологической модели объекта (концептуальной геолого-физической схемой объекта), надежностью и объемом исходной геолого-физической и технологической информации, выбором математического аппарата описания как процесса вытеснения, так и всего процесса разработки объекта (концептуальной схемой процесса разработки), параметрической чувствительностью выбранной модели и т.д. В применяемых расчетах необходимо стремиться полнее учесть сложное строение и свойства залежи. Однако представления о пласте к началу проектирования, количество и качество имеющихся исходных данных обуславливают необходимость упрощения, т.е. допускается известная схематизация условий. Кроме того, чем больше число различных факторов, удельное влияние которых на точность результатов учитывается не одинаково, тем сложнее оказываются аналитические решения. Расчетные трудности возрастают на-

столько существенно, что практически невозможно использовать эти решения для расчетов, проводимых в больших масштабах. Оценочные расчеты возможных состояний исследуемой системы нужно проводить при планировании применения методов повышения нефтеотдачи, внедрении новых технологических процессов и систем и др. Каждый рассчитываемый вариант соответствует некоторому возможному решению, из совокупности которых выбирают наиболее приемлемый. Однако каждое решение следует признать неудачным, поскольку из-за упоминавшихся причин оно является ненадежным. Таким образом, возникает игровая ситуация, где, согласно Саати [161], можно рассчитывать лишь на то, что выбранное решение является лучшим среди худших. В такой ситуации необходимо оперативно принять новое решение для того, чтобы повысить эффективность процесса. Так как решение принимают в неопределенной ситуации, то процедура поэтапного его принятия должна обеспечить последовательное снижение риска получения потерь. Следовательно, при получении новых данных необходимо пересматривать во времени принимаемые решения. Этот процесс не обратим во времени. Последствия технологических мероприятий, проводящихся на основании принимаемых ненадежных решений, невозможно компенсировать, как невозможно и повторить процесс разработки по новой схеме. Таким образом, нельзя директивно отдавать предпочтение той или иной методике расчета, а нужно, исходя из конкретных условий, использовать наиболее приемлемые модели. Поэтому для увеличения надежности прогнозирования показателей процессов вытеснения следует стремиться к комбинированным решениям так, чтобы результаты расчетов были достаточно точными для практических целей, а методы их реализации простыми.

Основной объект изучения – пластовую систему можно охарактеризовать как сложную, которую согласно принципу целостности нельзя исследовать точно. В то же время результаты, получаемые с помощью моделей подземной гидрогазодинамики, должны быть использованы в процессе принятия конкретных технологических решений. Подземная гидрогазодинамика как любая физико-математическая дисциплина оперирует не с реальными объектами, а с их моделями. При создании таких моделей стремятся, с одной стороны, получить наиболее полное описание объекта, с другой – простоту и разрешимость уравнений, описывающих эти процессы. Гидродинамические методы расчета (иначе их называют методами расчета по физически содержательным моделям) тех-

нологических показателей можно разделить на две большие группы по схеме реализации геолого-физической модели пласта [169]: на стохастические [41, 100, 127, 187 и др.] и детерминированные [52, 63, 119, 138, 234, 246 и др.]. При построении этих моделей исходят из противоположных принципов. Построение стохастических моделей основано на предположении, что параметры продуктивного пласта (проницаемость, пористость, толщины и др.) меняются в пространстве хаотично, т.е. они могут рассматриваться как случайные величины. Вторая группа моделей строится из предположения, что параметры пласта в каждой точке известны (детерминированы).

Детерминированные математические модели процесса разработки пласта представляют собой систему дифференциальных уравнений, отражающих фундаментальные законы сохранения массы, импульса энергии, описывающие изучаемый процесс. Система уравнений дополняется начальными и граничными условиями, включающими управляющие воздействия на скважинах. Следует отметить, что система уравнений с дополнительными условиями описывает фильтрационные процессы в области, которая, в свою очередь, является моделью реального геологического объекта, отличающегося сложным строением геолого-математической модели объекта. При применении детерминированных моделей моделируется только наблюдаемый объект и отсутствие детерминированного знания об изменениях интерпретируется как отсутствие самих изменений. Так, например, незнание зональной неоднородности продуктивного пласта в конкретных точках этого пласта интерпретируют как отсутствие там зональной неоднородности и наличие там зональной однородности. Детерминированные модели в чистом виде не допускают использования обобщенного и вероятностного знания пластов. Так как в этих моделях нет детерминированных данных по всему пласту, они не допускают использования вероятного обобщенного знания, полученного по ограниченной совокупности исследованных пробуренных скважин, что является принципиальным недостатком этого типа моделей. Опыт показывает, что на практике часто приходится использовать вероятное знание и интуицию, иначе были бы невозможны прогнозирование и оптимизация процессов. Эффективное решение проблемы создания геолого-математических моделей объекта разработки позволит расширить область применения детерминированных моделей процесса разработки.

Детерминированные модели подземной гидрогазодинамики можно условно разделить на четыре класса, различающихся по масштабу и поставленным перед ними задачам [140].

**Микромодели.** В них пористая среда моделируется упрощенной геометрической схемой (например, [205]). На таких моделях детально исследуется механизм фильтрации, решаются задачи массопереноса, определяется физический смысл феноменологических коэффициентов и функций, входящих в уравнения фильтрации на более высоких масштабных уровнях. Метод исследования фильтрационных потоков — математический эксперимент. Однако прямой перенос результатов микромоделирования на натурные объекты не корректен, поскольку не определено соответствие характеристик модели и реальной сложной структуры порового пространства.

**Модели мезоуровня.** Их цель — качественное и частично количественное изучение новых физических процессов при фильтрации (роли физико-химических процессов в методах повышения нефтегазоотдачи и т.д.). Результаты математического моделирования на этом уровне сопоставимы с результатами лабораторных экспериментов на физических моделях пласта — данными исследования керна. Модели этого уровня полнее всего информационно обеспечены.

**Модели макроуровня.** Используются для описания течения жидкости вблизи одной скважины или небольшой группы скважин с учетом распределения проницаемости и пористости по толщине пласта. Цель этих моделей — анализ течения в призабойной зоне скважин или элементе системы скважин, оценка влияния геолого-физических факторов: неоднородного строения реальных пластов, реологии нефти и газа, капиллярных и гравитационных сил на нефтегазоотдачу, распределение остаточной нефти и газа, устойчивость процессов вытеснения. Этот уровень моделей, с одной стороны, может быть обеспечен относительно большим объёмом информации — результатами геофизических и гидродинамических исследований скважин, данными анализа керна, физико-химическими исследованиями насыщающих флюидов. С другой стороны, именно на указанном уровне может быть наиболее эффективно использована вся мощность современных вычислительных методов и вычислительной техники и, по-видимому, именно здесь возможны наибольшие ошибки в результате неадекватного выбора геолого-физической модели.

**Модели мегауровня** — гидродинамические схемы разработки крупных месторождений. На их применение, по на-

шему мнению, возлагается большинство нереализованных надежд на точное проектирование и планирование разработки, поскольку невозможно достигнуть баланса между простотой модели и требуемой информативностью объекта. Последнее особенно характерно для сложных моделей реальных объектов, с большим числом входных параметров. Поэтому подобные модели не вполне корректно использовать для расчета технологических показателей разработки. Так, например, если предположить, что все параметры, входящие в формулу Дюпюи, известны с относительной погрешностью 0,1, то и это приведет к погрешности определения дебита 50 %. Фактически большинство входящих в расчет величин известно с гораздо меньшей исходной точностью вследствие погрешности измерений и изменчивости геолого-физических свойств пласта.

В сложных моделях приходится использовать параметры, определенные еще с меньшей точностью, например относительные фазовые проницаемости. При применении таких моделей возникает задача адаптации, т.е. задача о воспроизведении истории разработки. Эта задача в настоящее время не имеет достаточно эффективного решения. Более того, вопрос о единственности решения задачи воспроизведения разработки в такой постановке, принадлежащей к классу обратных задач, остается открытым. Это означает, что при использовании гидродинамических моделей прогноз технологических показателей, даже при хорошо построенной истории разработки, может оказаться неудовлетворительным. Приведенные соображения свидетельствуют о том, что возможность использования детерминированных моделей для расчета технологических показателей разработки ограничена, поскольку даже полное внедрение и усовершенствование существующих методов исследований не дадут возможности построения полностью адекватных геолого-физических моделей, позволяющих рассчитывать процесс разработки и получать технологические показатели с требуемой точностью.

Особенно плохо обстоит дело с исходной информацией для расчета процессов повышения нефтеотдачи, когда предварительный расчет нужнее всего, а "цена" ошибки может оказаться особенно большой. Даже поверхностный анализ показывает, что получаемые данные по лабораторным и натурным исследованиям неудовлетворительны как с качественной, так и с количественной стороны.

Информационный массив можно расширять за счет результатов гидродинамических исследований скважин и плас-

тов, однако их проводят очень мало. Таким образом, имеющаяся информация о пласте не позволяет даже приблизиться к построению так называемых "полных" гидродинамических моделей нефтегазоносных пластов. Это связано не только с тем, что не используются целиком возможности современных методов лабораторных, геофизических и гидродинамических исследований, хотя их совершенствование, широкое внедрение представляют собой важнейшую задачу в области подготовки геологических и физических данных для проектирования разработки. Даже полное внедрение и усовершенствование существующих методов исследования не дадут возможности построения полностью адекватных моделей пластов, позволяющих рассчитывать процесс разработки и получать технологические показатели с требуемой точностью.

Некоторые задачи подземной гидродинамики относятся к классу некорректных, и решение их без применения соответствующих методов регуляризации приводит к дополнительным погрешностям. Приведенные соображения также свидетельствуют о том, что возможности использования детерминированных моделей и методов для расчёта конкретных технологических ситуаций и процессов нефтегазодобычи ограничены, поскольку адекватное описание различных аспектов эксплуатации сложной пластовой системы требует оперативного изменения параметров соответствующих расчетных моделей и их определения.

При наличии "истории" объекта разработки со значительным числом скважин адаптация математической модели при огромном числе расчетных элементов становится довольно трудоемкой, длительной и очень затратной операцией при относительно невысокой точности прогноза технологических показателей разработки объекта. Кроме того, определенные трудности при моделировании возникают при переносе важной характеристики процесса — относительных фазовых проницаемостей, определенных в лабораторных условиях на ограниченных по размерам и параметрам керновых материалах, на расчетные элементы, имеющие обычно в миллионы раз больший объем и более широкий спектр фильтрационно-емкостных параметров, чем при исследованиях керна. Правильность такого переноса необходимо проверять по критериям подобия. Остановимся на этом вопросе подробнее.

Скрытая от непосредственного наблюдения исследователей сложная система фильтрации различных флюидов и газов в продуктивных пластах вынуждает исследователей судить о

механизме нефтегазоотдачи по лабораторным исследованиям на небольших образцах породы. Результаты таких исследований характеризуют отдельные точки массы тела месторождения, имеющего различные по размеру и форме поровые каналы с сильно развитой поверхностью и различную физико-химическую обстановку. В этих условиях нашли широкое применение средние величины, определяемые с помощью теории вероятностей, теории подобия и оперирующие безразмерными величинами для аналитического и численного отображения всего многообразия конкретных процессов разработки месторождений. Средние величины и зависимости, установленные с использованием указанных теорий, являются основополагающими для теории фильтрации, определяющей точные методы прогнозирования добычи углеводородов.

Недостаток информации является не единственной причиной отклонения реальных процессов от их математического описания. Так, в работе [181] указывается, что в области малых скоростей фильтрации в глинах и песчаниках как для воды, так и для нефти нарушается закон Дарси. Для пород проницаемостью  $(20 - 25) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  ( $20 - 25 \text{ мД}$ ) при соотношениях вязкостей нефти и воды больше 25 коэффициент фазовой проницаемости больше 1, а при соотношении 145 достигает значения 4,25. Коэффициенты фазовых проницаемостей зависят от периода разработки и различны для смачивающей и смачиваемой фаз, а также для вытесняющей фазы. Поскольку флюиды продуктивного пласта постоянно контактируют с породой, по-видимому, небезразлично поведение самой породы, которая неизбежно должна влиять на всю систему.

В некоторой степени влияние породы на систему отражено в работе [70], в которой рассматриваются поверхностные явления на границе проводников и электролитов, но имеются указания на то, что выводы применимы и для других твердых тел, находящихся длительное время в статических условиях. Основные выводы, имеющие отношение к рассматриваемому вопросу, сводятся к следующему:

пленки, разделяющие фазы, подобны конденсатору и способны выдерживать напряженность до  $10^7 \text{ В/см}$ ;

при упругих деформациях твердого тела изменяется толщина пленки жидкости на его поверхности. Особенно велико влияние упругой деформации в области нулевого потенциала. Положение нулевого потенциала в свою очередь зависит от деформации твердого тела, особенно, имеющего кристаллическое строение;

поверхностное натяжение кристаллов зависит от положения граней, поэтому не исключается возможность различной смачиваемости одного и того же зерна породы в различных точках поверхности;

угол смачивания жидкостью твердого тела зависит как от состава соприкасающихся тел, так и скачка потенциала между ними;

адсорбция поверхностного активного вещества является медленным процессом; в большинстве случаев поверхностно-активное вещество доставляется из жидкой среды на поверхность электрода путем диффузии.

Пленки жидкостей, покрывающих твердое тело, обладают структурно-механическими свойствами [15]. В граничном слое наибольшее значение модуля сдвиговой упругости установлено на контакте жидкость – твердое тело. По мере удаления от поверхности контакта в объем жидкости модуль сдвиговой упругости сначала быстро, а затем все медленнее сокращается. Толщина аномального слоя по разным источникам оценивается величиной порядка  $1,5 \cdot 10^{-4} \div 10^{-2}$  мм. Если принять, что при исследовании кернов в процессе определения остаточной нефтенасыщенности порода гидрофобна и нефть покрывает поверхность твердых частиц в виде пленки, а в процессе определения остаточной водонасыщенности поверхность порового пространства гидрофильтра, то толщина этих аномальных пленок оценивается величиной  $2,5 \cdot 10^{-4} \div 7,0 \cdot 10^{-4}$  мм (для условий Арланского и Туймазинского месторождений). Когда радиусы пор продуктивных пород колеблются от  $10^{-3}$  до  $10^{-2}$  мм, а толщина аномальной пленки жидкости на поверхности пор составляет  $5 \cdot 10^{-4}$  мм, то эффективное сечение порового пространства для фильтрации будет отличаться от сечения без учета пленки в первом случае на 75 %, а во втором – на 10 %. Это говорит о том, что безразмерный параметр – пористость и диаметры пор, а следовательно, и диаметры зерен, слагающих пористую среду, не могут быть однозначно приняты в качестве параметров подобия, как это утверждается в работе [166]. Причина этого заключается в том, что физико-химические процессы образования аномальных плёнок на границе раздела фаз проявляются на стыке макро- и микромира на молекулярном уровне. Переход от подобия в макромире к подобию на стыке макромира и микромира не правомочен. Как, например, установить подобие  $[L^2/K]_{\text{натура}} = [L^2/K]_{\text{модели}}$  принятное в работе [248], когда коэффициент фильтрации ( $K$ ) не является величиной постоянной [105]?

Поскольку в поровых каналах продуктивных разрезов имеются аномальные слои, толщина и прочность которых определяются не только размерами и формой каналов, но и физико-химическими условиями и особенностями возникновения, то вышеотмеченные критерии подобия нельзя признать правильными. Не может моделироваться по критериям подобия и коэффициент относительной проницаемости, являющийся величиной безразмерной. На эту величину влияют суммарная скорость фильтрации, поверхностное натяжение, краевой угол смачивания, локальные параметры потока, особенности возникновения насыщенностей, фобность или фильтрность порового пространства, соотношение вязкостей, толщина и прочность плёнок, температура и т.д. [11]. Однако аналитические зависимости коэффициента фазовой проницаемости от указанных факторов, выступающих в форме физического и физико-химического закона, еще не установлены. Поэтому недостаточно доказана степень достоверности дифференциального уравнения Баклея – Леверетта, так как входящий в уравнение параметр времени ( $t$ ) отражает только неразрывность потока и скорость перемещения заданной насыщенности и не связан со временем образования и существования насыщенности в зависимости от физико-химических условий и темпа вытеснения. Вследствие этого при использовании уравнений гидрогазодинамики необходимо иметь в виду, что полученные при лабораторных исследованиях кривые фазовых проницаемостей в зависимости от насыщенностей отражают процессы в отдельных точках продуктивного пласта с теми параметрами, которые были в опытах, но не дают взаимосвязей между точками, расположенными на значительных расстояниях друг от друга. Поэтому представление о механизме нефтеотдачи остаётся неполным.

Результаты микрофотографических исследований вытеснения нефти и различных масел при вытеснении их водой в поровом пространстве гидрофобного грунта детально описаны в работе [10]. В работе [240] высказана мысль, что в гидрофильтрной пористой среде вода, попавшая в канал большого диаметра, отсасывается в боковые каналы малого диаметра.

Гидрофильные нефтенасыщенные песчаники (если такие существуют в чистом виде) представляются системой различных капилляров, стенки которых смочены водой, а полость заполнена нефтью или газом. При бесконечных размерах такой системы не может быть капиллярного давления вдоль каналов, а силы поверхностного натяжения воспринимаются

неподвижными твердыми стенками капилляров. В статических условиях в зоне нефтенасыщенности молекулярные силы проявляются при образовании аномальных слоев на границах раздела и при установлении толщины слоя воды. При этом аномальные слои имеют механическую прочность, убывающую по мере удаления от границы раздела, и могут быть своеобразным конденсатором. Однако последнее мало существенно, так как между нефтью, водой и породой установился нулевой потенциал из-за отсутствия источника электрического напряжения.

В динамических условиях при вытеснении нефти водой в каждом капилляре устанавливается капиллярное давление, измеряемое, например, для условий Арланского и Туймазинского месторождений несколькими десятыми доли атмосферы. Скачок давлений, обусловленный капиллярными силами, воспринимается не непосредственно породой, а аномальным слоем воды и в первую очередь в месте разрыва сплошной нефтенасыщенности. Наличие гидравлических сопротивлений при движении флюидов и специфическое проявление поверхностного натяжения при взаимодействии двух жидкостей и твёрдого тела, а не твердого тела и одной жидкости, придают капиллярному давлению своеобразный характер. Капиллярные силы создают внутри нефти давление в направлении сплошной нефтенасыщенности, которое деформирует аномальный слой воды. Эти же силы стремятся вытолкнуть аномальный слой воды в промытую часть пористой среды. При малой механической прочности аномального слоя воды и большом капиллярном давлении пленка воды может не только сократить толщину, но и разорваться. Нефть после этого будет соприкасаться с породой и, в силу изменчивости смачиваемости твердых тел в области нулевого потенциала, порода приобретет гидрофобность (во всяком случае часть поверхности, имеющая подходящие грани кристаллов).

Из-за неоднородного строения пористой среды водонефтяной контакт на фронте вытеснения имеет весьма сложную конфигурацию. В этих условиях могут быть зоны, в которых градиент капиллярного давления между низкопроницаемыми и высокопроницаемыми песчаниками будет преобладать над гидродинамическим градиентом. Например, в продуктивных пластах Арланского и Туймазинского месторождений преобладание градиента капиллярного давления может быть на расстоянии 0,2–0,8 м. Даже при идеальном ходе процесса капиллярной пропитки неизбежно останутся целики песчаника с нефтью. В этих целиках различных размеров продолжают

действовать капиллярные силы, вытесняющие нефть из каналов малого сечения в большие. Поскольку такие целики омываются вытесняющей водой, неизбежно образование диспергированной нефти в воде в каналах большого сечения. Это способствует снижению фазовых проницаемостей в высоко-проницаемых каналах и увеличению действия гидродинамического фактора при вытеснении нефти из малопроницаемых участков пласта. Расход воды из высокопроницаемых пластков на капиллярную пропитку малопроницаемых должен вести к обезвоживанию водонефтяной смеси и соединению диспергированной нефти с телом сплошной нефтенасыщенности. Это обстоятельство может объяснить также возможность подачи реагентов по пропласткам высокой проницаемости к фронту водонефтяного контакта в условиях, когда часть этих реагентов расходуется для адсорбции на поверхности пористой среды.

Объяснение общеизвестных фактов отклонения теоретической и фактической продуктивности скважин и градиентов давлений, по нашему мнению, следует искать в характере поведения аномальных слоев, покрывающих поверхность пористой среды и имеющих различную механическую прочность, которая обуславливает неодинаковую степень сокращения эффективного для течения флюидов сечения порового пространства, зависящего от градиента давления и скорости течения. Однако численная характеристика такого объяснения может быть дана только на базе физико-химических представлений о гидродинамике процессов, подтверждённых непосредственным изучением реальных месторождений.

Таким образом, из изложенного выше можно сделать вывод о том, что применяющиеся в науке о фильтрации критерии подобия неудовлетворительно описывают реальные процессы вытеснения нефти и газа водой при разработке нефтегазовых месторождений. Имеется настоятельная необходимость расширения объемов фундаментальных исследований в области физико-химии нефтегазоотдачи в увязке с гидродинамикой потоков и проверкой этих исследований путем бурения специальных оценочных скважин на разрабатываемых месторождениях.

Адаптация моделей основывается на недостаточном объёме информации и происходит во времени одновременно с процессом разработки месторождения с использованием получаемых эксплуатационных данных. При этом по мере извлечения запасов прагматическая ценность месторождения снижается, что, в свою очередь, понижает актуальность получаемых

результатов. В настоящее время адаптация моделей происходит путём пересмотра проектов на различных стадиях разработки, что связано с обнаружением серьёзных отклонений от первоначальных проектов в ходе разработки и приводит к экономическим потерям. Теории построения адаптационных моделей пока не создано, хотя необходимость в ней велика.

Таким образом, задача адаптации гидродинамических моделей в настоящее время не имеет достаточно эффективного решения. Имеющиеся теоретические результаты касаются простых случаев и в большинстве ограничены одномерной моделью течения. Предпринятые в последнее время попытки воспроизведения истории для двухмерных и трехмерных моделей не позволяют сделать окончательных выводов. Более того, вопрос о единственности решения задачи воспроизведения истории разработки в такой постановке, принадлежащей к классу обратных задач, остается открытым. Это означает, что при использовании гидродинамических моделей, прогноз технологических показателей, даже при хорошо "настроенной истории", может оказаться неудовлетворительным. Пути решения этой проблемы для реализации гидродинамических моделей процесса вытеснения при проектировании нефтегазовых месторождений нами предлагаются в работах [102, 171].

1.9. èéêÅäÖä ò àçî ééâ Äñà éç ç éÉé èÅÖëèÖöÖç àü  
áÄÑÄó Äç ÄääàáÄ, ì öÖí Å, èééÈç éáàééÇÄç àü  
èéà èééÖäí àééÇÄç àà à èÄääÄÅéí äö çöí í üç öi ,  
ÈÄääéÇö i à ÈÄääéäéç NÖç eÄí çö i à Öëí éééÜNÖç àâ

Как известно, нефтегазодобыча представляет собой сложную, многофункциональную специализированную область человеческой деятельности. Создание системы сбора и обработки информации для такой отрасли с организацией информационного обмена функциональных подсистем является сложной и многоаспектной проблемой [160]. Традиционно нефтедобыча делится на подсистемы, соответствующие областям знаний (геология, геофизика, бурение, разработка, добыча и подготовка продукции) и на подсистемы, соответствующие уровням деятельности (управление, производство, подготовка производства, наука) [195]. Информация, порождаемая в подсистемах нефтегазодобычи, делится на внутреннюю информацию подсистем и информацию, передаваемую в другие подсистемы. Последняя в итоге становится информа-

цией коллективного пользования и представляет собой конкретные и обобщенные знания в системе.

Процесс автоматизации в нефтегазодобыче привел к созданию автоматизированных систем различного назначения, отражающих сложившееся разделение труда, которые в дальнейшем будут именоваться функциональными подсистемами (АСУ ОТ и ТП предприятий, САПРы и пр.).

Каждая функциональная подсистема имеет одну или несколько баз данных, в которых накоплен фактический материал о большинстве объектов нефтегазодобычи. В настоящее время заканчивается этап интенсивного количественного наращивания баз данных и файлов для автоматизированного получения различного рода документов. Следующим этапом явится увязка функциональных подсистем в единую систему на основе интегрированного банка данных. Такой банк должен предоставлять каждому пользователю в системе нефтегазодобычи непротиворечивую и актуальную информацию в любой момент времени. В нашем понимании "интегрированность" банка определяется не выбором единой СУБД и типового программного обеспечения для различных подсистем или организацией централизованной супербазы с доступом удаленных пользователей, а взаимосогласованностью представления данных разными пользователями и адекватностью отображения данных из одной подсистемы в другую, с тем, чтобы каждый специалист-пользователь мог работать с данными, структура которых соответствует системе его семантических абстракций [128].

Пока речь шла об изолированных функциональных подсистемах, несогласованность представлений данных не препятствовала развитию подсистем [228]. Ситуация принципиально меняется при создании системы на основе интегрированного банка данных, когда необходимо обеспечение коллективной непротиворечивости подсистем и данных. Дело осложняется еще и тем, что объекты системы нефтегазодобычи и связанные с ними предприятия территориально разбросаны, а, согласно современным представлениям [130], первичную обработку информации следует вести там, где эта информация рождается. Поэтому интегрированный банк должен функционировать в условиях вычислительной сети производственного (научно-производственного) объединения и быть распределенным как территориально, так и по сферам деятельности.

Таким образом, автоматизированная система сбора и обработки геолого-промышленной информации в нефтегазодо-

быче на основе интегрированного распределенного банка данных должна связывать в единый информационный конвейер функциональные подсистемы и их базы данных от низших (АСУ ОТ и ТП предприятий) до высших уровней управления в объединении, министерстве, включая отраслевую науку и проектирование.

Для понимания природы противоречий, возникающих на пути создания этого информационного конвейера, и выбора путей их разрешения следует внимательно рассмотреть природу данных вообще и конкретно в нефтегазодобыче.

Особенность человеческого восприятия такова [24], что данные рассматриваются в некотором контексте, т.е. в связи с образом объекта, существующим в сознании человека и являющимся отображением реального объекта вне его. В машинном представлении информации этот контекст формализуется через отнесение данных к идентификаторам информационных объектов, которыми оперирует специалист в своих абстрактных построениях. Информационная модель предметной области [131] отражает систему абстракций специалиста – пользователя автоматизированной системы и придает семантическое содержание данным.

Данные (инструментальный замер или результат его обработки) не несут никакой семантической нагрузки пока они не соотнесены с некоторым объектом в системе абстракций пользователя. Этот факт лежит в основе технологии баз данных, хотя при проектировании локальных оперативных баз данных на нем обычно не заостряют внимание, представляя информацию в них как нечто целое, так как в практической работе нужна только интерпретированная информация.

Особенности данных в нефтегазодобыче определяются динамичностью информационной модели системы и наличием в системе объектов, которые с точки зрения кибернетики являются "черным ящиком". Представления о структуре и свойствах таких объектов (пласт, залежь, месторождение, структура и т.д.) формируются в ходе накопления данных с датчиков (в нефтегазодобыче – со скважин). Образы этих объектов меняются с течением времени, так как анализ данных о них и сопоставление их с накопленными внутрисистемными знаниями приводит зачастую к переосмысливанию прежних представлений. Это влечет за собой не только изменение их характеристик, но и их сущности. Например, при пересчете запасов нефти и газа на месторождении новые объекты подсчета запасов могут являться объединением и разъединением прежних. По накопленным знаниям уточняются стратиграфи-

ческая привязка пластов, месторождений, состав и коллекторские свойства последних, строение и тип залежей и т.д. Как следствие – возникают новые объединения пластов, в области разработки применяются новые системы разработки, способы воздействия, вытесняющие агенты, оборудование и т.д. Последнее приводит к появлению новых типов структур данных. Все это и составляет понятие динамичности информационной модели системы, другая сторона которой – изменение идентификаторов информационных объектов в течение жизненного цикла системы.

Еще одной особенностью данных в нефтегазодобывче является многоаспектность их представления в разных подсистемах. Каждая подсистема требует определенной информации об определенной части предметной области – проблемной среде. Проблемные среды подсистем могут находиться в различном соотношении: быть независящими, пересекающимися и включающими одна другую. При этом, однако, видение одних и тех же совокупностей реальных объектов в различных подсистемах, определяемое спецификой решаемых задач, может быть различным. В таких случаях говорят, что данные о подобной совокупности объектов имеют различные представления (различные формы совокупного выражения знаний о предметной области).

Различные представления данных включают в себя рассмотрение их в разных временных масштабах. Оперативное управление требует представления информации в масштабе суток, месяца, квартала. Планирование и связанная с ним отчетность – от суток до пятилетки. Проектирование требует анализа всей истории предыдущей деятельности.

При таком подходе к проблеме построения интегриированного банка данных ограничение его состава только оперативными базами данных влечет за собой функциональную неполноту банка. Наличие в системе пользователей, информационные потребности которых характеризуются разными временными масштабами, требует введения в состав банка дополнительного компонента – архива. Архив в интегрированном банке играет двоякую роль – интегрированного накопителя информации разных оперативных подсистем и активной компоненты, обеспечивающей информацией пользователей, работающих с большими временными интервалами: (подсчет и пересчет запасов, проектирование разработки месторождений нефти и газа, разработка рекомендаций по совершенствованию техники и технологии нефтегазодобычи и бурения и пр.). Эти задачи требуют информационной ретро-

спективы, которая понимается как систематическая возможность осуществления перехода от старых информационных объектов к новым (переопределенным), и наоборот, с адекватной переинтерпретацией данных. В нефтегазодобыче информационная ретроспектива затруднена ввиду изменения во времени информационных объектов (как сущности, так и идентификаторов).

Исходя из общей природы данных, такой архив можно представить как двухслойный. Первый слой – семантический, отражающий текущее представление пользователей об информационных объектах и содержащий идентификаторы объектов. Второй слой – физический – данные с такой привязкой, которая не зависит от представлений пользователей и времени. Оба слоя должны взаимодействовать посредством установления эквивалента между идентификаторами объектов в разных слоях. Если сущность информационных объектов и их идентификаторы в разных функциональных подсистемах и первом слое архива будут согласованы, то тогда будет реализована двоякая роль архива в системе.

Для достижения этого было бы достаточно привязать результаты измерений к некоторому минимальному (элементарному) информационному объекту, не меняющему своей сути за все время существования системы нефтегазодобычи, а все остальные информационные объекты строить из того или иного набора элементарных, в соответствии с существующими представлениями.

Системный анализ информационных объектов [199] показывает, что все элементы, порождающие образы геолого-промышленных информационных объектов (элементарные информационные объекты), в конечном счете, соотносятся со скважиной, точнее, с некоторыми выделенными множествами точек инклиниограммы, соответствующими слоями разреза. Привязка результатов измерений к этим множествам и есть естественная идентификация данных, связанных с измерением, удовлетворяющая условию постоянства. Инклиниограмма практически не меняется со временем, а смена системы координат, регистрирующих положение скважины, не меняет сущности информационного объекта, выбранного для привязки.

Разделение геолого-промышленной информации на данные, не меняющие своей сути, и семантическую часть, которая определяется интерпретацией данных в той или иной системе абстракции, а также возможность построения абстракций всех пользователей из минимальных информационных объектов, увязанных между собой через интервалы инклино-

грамм, позволит реализовать интеграцию данных в системе нефтегазодобычи. Информационная перенастройка системы при изменении абстракций пользователей сведется тогда к переопределению семантического эквивалента элементарных информационных объектов. Однако размеры элементарных информационных объектов, выделяемых в разрезе скважины, определяются не столько представлениями пользователей, сколько возможностью осуществления инstrumentального замера на выделенном объекте. Например, геофизические исследования позволяют выделять каждый слой пород в разрезе скважины. Отсюда складывается представление пользователя о разрезе скважины и, в частности, о продуктивной части разреза. В то же время замер расхода газожидкостной смеси, добываемой из скважины, производится на поверхности через групповую замерную установку по скважине в целом или даже по группе скважин. Необходимость контроля выработки запасов требует распределения этого расхода на каждый продуктивный пласт. Использование косвенных методов (по коэффициентам) ведет к искаложению образов информационных объектов из-за недостаточной достоверности и к проигрышу в оценке информативности того или иного показателя. Аналогичные примеры можно привести и из других подсистем.

Таким образом, в нефтегазодобыче имеется очевидное противоречие между требованиями пользователя и возможностями инструментальных замеров. Поэтому для поддержания интегрированности данных в системе необходимо постоянно иметь согласованную схему вложенности элементарных информационных объектов разных подсистем, подобно изложенной в [199], продолжая работать над совершенствованием измерительных приборов и рассматривая скважину как основной объект автоматизации. При совершенствовании техники измерений эти схемы должны пересматриваться, но без нарушения начальной вложенности элементарных информационных объектов, представленных как интервалы инклинометрии.

Реализация изложенного требует решения следующих вопросов:

унифицированной идентификации результатов обработки инструментальных замеров;

системной увязки абстракции специалистов разных подсистем;

создания технологии динамического отображения знаний и представлений специалистов в структуре данных;

создания и ведения информационного архива с разделением его на два взаимоувязанных слоя: слоя данных и слоя ключей.

Ниже, в качестве примера, рассмотрен вопрос об унифицированной идентификации результатов обработки замеров, производимых в разное время, в разных подсистемах, как центральный при интеграции геолого-промышленной информации.

Искомый идентификатор, не зависящий от времени и удобный для пользования в автоматизированных системах, можно получить отображением трехмерных координат выбранных точек инклинометрии в целочисленный идентификатор приемлемой значности. Наглядный образ скважины описывается функцией  $f(x, \dot{U}, z, t)$ , где  $x, y, z$  – координаты,  $t$  – время. Начальное или конечное значение функции, описывающей инклинометрию (координаты устья или забоя скважины), однозначно идентифицирует скважину и положение ее ствола в пространстве. Более того, привязывая к начальной точке инклинометрии функцию вычисления координат отбивок через удлинение, азимут и отклонение, можно получить однозначную идентификацию любого интервала инклинометрии (разреза земной коры по стволу скважины). Непосредственное использование координат не всегда допустимо, но если преобразовать их путем хеширования [131] или по методу локализации точки на поверхности сферы [161], то можно получить одноадресный целочисленный идентификатор скважины как объекта и как множества всех точек инклинометрии. Использование метода [161] или сходного с ним предпочтительнее, так как позволяет реализовать автоматическую семантическую привязку скважин (и объектов на них) к контурам информационных объектов через старшие разряды идентификатора, а также списки вложений эти объектов в системе.

Подводя итог, следует отметить, что развитие автоматизации в сфере сбора и обработки геолого-промышленной информации в нефтегазодобыче сдерживают как недостаток технических средств, так и наличие в системе объективных противоречий, особенностей, описанных выше. "...Распределенная сеть ЭВМ и потоки информации в объединении [нефтегазодобыча] могут быть запроектированы при наличии типовых проектных решений по ОТ АСУ" [22, 167], если эти противоречия и особенности будут в них учтены.

Безусловным дополнением к типовым решениям является развитие и совершенствование АСУ ТП предприятий бурения

и нефтегазодобычи и геофизических трестов как источников данных, подлежащих интерпретации, а также САПРов и систем научных исследований как источников перспективных данных, абстракций и обобщений, согласно которым должна производиться интерпретация данных АСУ ТП.

Первым шагом на пути интеграции данных в нефтедобыче явится введение в действующие и проектируемые подсистемы дополнительного элемента – унифицированной адресной привязки скважины и объектов на ней.

В заключение можно отметить, что САПР разработки нефтяных и газовых месторождений как подсистема ОТ АСУ с ее мощным техническим оснащением и наличием интегрированного банка математических моделей и информационных технологий – это современный инструмент оптимизации и часть инфраструктуры организации научно-исследовательских и проектных работ при долговременном управлении разработкой месторождений углеводородов. При этом решаются следующие комплексы задач.

1. Планирование и прогнозирование добычи углеводородов как долговременный технологический и экономический мониторинг месторождений и добывающих предприятий.

2. Составление проектной технологической документации (ТЭО, ТЭО КИН, проекты разработки и доразработки, ООС и др.).

3. Авторский надзор за реализацией проектов.

4. Анализ и обобщение опыта разработки. Создание принципиально новых и совершенствование существующих технологий.

Решение этих задач достигается за счет:

повышения качества проектной документации и обоснованности проектных решений;

снижения риска неоправданных решений;

сокращения сроков выполнения научно-исследовательских и проектных работ и сокращения трудозатрат.

## **2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СИСТЕМАМИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

---

---

---

Существует большое количество методик и расчётных схем, позволяющих прогнозировать эффективность применения горизонтальных скважин (ГС) на месторождениях нефти и газа. Однако совершенно не разработан концептуальный подход, общие принципы, на основании которых можно было бы проектировать не только отдельные скважины, но и системы разработки месторождений ГС, обладающие некоторыми наперед заданными свойствами. Такой подход позволил бы при проектировании решать оптимизационные задачи по определению объектов разработки, системы разработки, плотности сетки скважин и т.д. Таким образом, при проектировании разработки залежей углеводородов системами ГС необходимо сформулировать геологотехнологические, технико-технологические, технико-экономические и экологические принципы. Такие принципы и критерии позволяют осуществлять первый тестовый отбор, который в дальнейшем должен сопровождаться конкретными гидродинамическими расчетами и технико-экономическим обоснованием. Каждая из этих проблем является сложной и многоаспектной задачей, поэтому в работе рассмотрены только некоторые принципы, приближающие нас к решению этих задач.

### **2.1. ëéëí éüç àÖ àëëäÖñéÇÄç àâ èé èëéÅäöä Ää êÄáêÄéí äà çÖí í ÖÉÄáéÇö í àÖëí éëéÜñöç àâ Ééëàáéçí Ääúçö àà ëäÇÄÜàç Äà à**

История возникновения идеи применения ГС для повышения нефтеотдачи пластов и темпов разработки месторождений, насчитывающая более 50 лет, а также дальнейшая эволюция этой технологии детально рассмотрены в работах [43,

67, 73]. Ранее к этому методу прибегали тогда, когда другие методы (вторичные, третичные) не достигали цели. При бурении же ГС и РГС, как правило, получали положительные результаты. По существу, имелся опыт бурения и эксплуатации отдельных скважин, но не системы скважин.

Начиная с конца 70-х годов технологии разработки нефтегазовых месторождений с помощью ГС стали бурно развиваться как за рубежом [275], так и в России. За рубежом в настоящее время насчитывается более 60 различных фирм, осваивающих эту технологию. Одной из первых активизировала исследования фирма ELJ Agutranе в содружестве с французским институтом нефти JFP AGJP. По инициативе JFP в г. Уфе в 1980 г. был проведён советско-французский симпозиум по наклонно направленному и горизонтальному бурению. Начался второй этап применения технологий разработки нефтегазовых месторождений горизонтальными скважинами. Уже в 1991–1992 годах в России пробурено 48 ГС, из введенных в эксплуатацию добыто 180 тыс. тонн нефти.

Новые технологии, основанные на применении ГС, по мнению Н.К. Байбакова [18], коренным образом изменили практику и теорию мировой добычи углеводородов. Дебиты скважин, имеющих горизонтальные окончания большой протяжённости, значительно возросли. В результате есть возможность эксплуатировать месторождения раздельными сетками скважин, снизить депрессии, увеличить продолжительность безводного периода эксплуатации скважин. На некоторых месторождениях запасы нефти, которые ранее считались неизвлекаемыми, в настоящее время могут вырабатываться в промышленных масштабах, повысилась эффективность многих "старых" методов воздействия на пласт, значительно улучшилось большинство показателей разработки. Анализу состояния эксплуатации ГС в нефтегазодобыче посвящён ряд работ, в частности [64, 65].

Действительно, за последнее десятилетие технология разработки месторождений с применением ГС опробована во многих нефтегазодобывающих регионах. 1988 год является началом нового этапа активных работ в области бурения и разработки месторождений ГС в Башкортостане (АНК "Башнефть"). По утвержденным в ЦКР проектным документам пробурено более 50 ГС на Михайловском, Татышлинском, Лемезинском, Усень-Ивановском, Югомаш-Максимовском, Старцевском, Балкановском месторождениях и на опытных участках Арланского месторождения [148]. Опыт разработки залежей нефти с применением ГС показал их эффектив-

ность. Стоимость ГС превышала стоимость вертикальных в 1,4–2,5 раза, а продуктивность в 1,5–6 раз. Применяемые в Башкортостане технологии бурения позволяют успешно проектировать горизонтальные стволы в продуктивных пластах толщиной 3–4 метра [6, 60].

Освоение горизонтальных технологий в Республике Татарстан было начато в 1976–1978 годах бурением ГС на турнейские отложения Сиреневского и Тавельского месторождений [151]. В 1991–1995 годах институтом ТатНИПИнефть составлено более 20 проектных документов на разработку месторождений с применением ГС, согласно которым предстояло пробурить 1200 скважин, или 40 % от общего числа скважин. Глубины залегания продуктивных пластов, вскрытых ГС, составили 829–1728 м, вскрываемые толщины равны 4–40 м. Бурение дает хороший экономический эффект и из категории сложных перешло в стандартную [250].

В ОАО "Удмуртнефть" разработка месторождений с применением ГС ведется с 1992 г. Первая ГС пробурена на Мишкинском месторождении по разработанной нами технологической схеме. Плановое опытно-промышленное бурение ГС начато в 1994 г. В настоящее время пробурено 47 ГС. Наибольшая эффективность достигнута на Мишкинском месторождении. Выполненными технико-экономическими расчётами подтверждена высокая технологическая и экономическая эффективность ГС на Мишкинском месторождении. Дополнительная добыча нефти оценивается в 1,5 млн. тонн, увеличение КИН – на 2,9 %. Неплохие результаты получены при бурении ГС на Гремихинском месторождении, залежи которого характеризуются вязкими и высоковязкими нефтями. Продуктивность ГС в 2–4 раза выше продуктивности соседних вертикальных скважин. Примерно такие же результаты получены на Чутырско-Киенгопском, Ончугинском, Кезском месторождениях. В значительно худших геологических условиях бурились ГС на Южно-Киенгопском месторождении. Верейский горизонт представлен чередованием терригенных и карбонатных коллекторов с небольшими эффективными толщинами (в среднем 2,9 м). Средний дебит по ГС составил 15 т/сут, что на 10–12 т выше, чем дебит вертикальных скважин. В условиях этого месторождения была доказана возможность получения достаточно больших технико-экономических эффектов в бурении ГС на продуктивные пласти малой толщины (2–3 м) [111].

В ПО "Саратовнефтегаз" в результате бурения 22 ГС накоплен богатый опыт, который показывает, что месторож-

дения этого региона можно успешно разрабатывать системами ГС; при этом средний дебит по сравнению с вертикальными скважинами увеличивается в 6–8 раз [116].

В ПО "Краснодарнефтегаз" рассмотрены вопросы повышения объёмов добычи нефти за счёт увеличения производительности малодебитных скважин бурением дополнительных стволов. В объединении накоплен богатый опыт бурения РГС из стволов старых скважин [117].

В работе [62] дается обоснование применения ГС на месторождениях Республики Саха (Якутия). По результатам научных и технико-экономических проработок доказывается, что ГС могут использоваться как на стадии разведки, так и на стадии разработки месторождений.

Технологии разработки нефтяных месторождений ГС нашли применение и на месторождениях Западной Сибири. Составлены и реализуются проекты разработки Ем-Егоровского и Мало-Балыкского месторождений [148], приводятся результаты бурения 1995–1996 годов на Федоровском месторождении [84]. Анализ строительства и эксплуатации ГС на опытном участке Самотлорского месторождения [55] показал целесообразность разработки пласта (1+2/1) – дебиты превысили в 3–11 раз дебиты вертикальных и наклонно направленных скважин при значительно низкой обводнённости продукции.

Успешно ведется освоение технологии разработки залежей углеводородов и на нефтегазоконденсатных месторождениях страны. Так, например, на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении [61] первая ГС пробурена в 1990 г. с целью разработки одного объекта. После успешного строительства первой скважины (получено 2,5-кратное увеличение продуктивности по сравнению с вертикальными) пробурено еще 17 ГС на газовые и газонефтяные горизонты; в бурении находятся еще четыре газовые скважины. Кроме того, с 1995 г. ведется работа по зарезке горизонтальных стволов из пристаивающегося, обводненного и низкодебитного фонда скважин. Результаты позволяют говорить о перспективности метода, учитывая тот факт, что на 1998 г. на Оренбургском месторождении 35 скважин пристаивают по причине обводнения и 120 скважин работают с дебитом до 10 тыс. м<sup>3</sup>/сут. На Восточно-Таркосалинском нефтегазоконденсатном месторождении (Ямало-Ненецкий автономный округ) введены в эксплуатацию три ГС – скв. 16 на пласт ПК<sub>1</sub> и скв. 2030, 2031 на пласт БП<sub>16</sub>. Продуктивность ГС выше продуктивности ВС в 5 раз [122].

В последние десятилетия разработка нефтяных месторождений с помощью ГС стала бурно развиваться за рубежом. Резкое повышение активности в области горизонтального бурения и многообещающие прогнозы на будущее вызвали быструю реакцию подрядных и сервисных фирм, которые провели реорганизацию своих структур с целью создания отдельных подразделений для работы в этой области. Большинство крупных нефтяных компаний организовали специальные группы (их насчитывается более 60) по изучению новых технологий, связанных с бурением и эксплуатацией ГС.

За 1979–1983 годы в Европе пробурен ряд ГС: Лак 90, Кастера Лау 110, Распаро Маре 6 и другие, в общей сложности несколько десятков, давших необходимую информацию для дальнейшего развития работ как в технологии бурения, так и для выработки режима эксплуатации [275].

На месторождении Лак Сьюпериер (юг Франции), залегающем на глубине 610 м, пробурены две ГС. Продуктивный пласт залежи здесь достигает 100 м, пористость – 20 %, проницаемость – 100 мкм<sup>2</sup>, вязкость нефти – 17 мПа·с. Месторождение эксплуатируется 25 лет. Обводненность продукции составляет в среднем 98 %. Пласт состоит из двух частей: сильно трещиноватых доломитов и известковых линз. Суточная добыча из ГС № 90 оказалась почти в 3 раза выше, чем в вертикальных, расположенных рядом.

Месторождение Кастера Лау расположено на юго-западе Франции. Коллектор здесь представлен трещиноватым доломитом, залегающим на глубине 2896 м. Толщина пласта 70 м, пористость – 10 %, проницаемость – 500 мкм<sup>2</sup>. Горизонтальная скважина Кастера Лау 110 длиной 335 м в продуктивном пласте обеспечила увеличение добычи в 5 раз по сравнению с типичной соседней скважиной.

Большой интерес представляет разработка месторождения Распаро Маре (Италия), где, по существу, создана первая в мире система нефтедобычи ГС [258]. Месторождение находится в Адриатическом море на глубине 60–90 м. Нефть на месторождении тяжелая – 0,99 г/см<sup>3</sup>, и вязкость ее – 300 мПа·с в пластовых условиях. Коллектор, залегающий на глубине 1290 м, из-за своей геологической природы карстового характера имеет низкую вторичную пористость – 1,8 %, хотя проницаемость его весьма значительна – от 2 до 1500 мкм<sup>2</sup>. Продуктивный пласт состоит из двух наложенных один на другой слоев. Верхний слой толщиной до 60 м характеризуется наличием расширенных вверху в результате эрозии вертикальных трещин, расположенных через 90 м и смыка-

ющихся внизу. Нижний слой толщиной до 50 м характеризуется наличием пустот – карстовых образований, заполненных нефтью. Здесь находится ВНК с активным водоносным горизонтом больших размеров. Разведка месторождения была начата в 1975 г. и до 1980 г. были закончены и испытаны три одиночные скважины (вертикальная, наклонная, горизонтальная). Продуктивность ГС составила  $11,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ , наклонной –  $4,77 \text{ м}^3/\text{сут}$ , а вертикальной –  $2,067 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Эффективность вытеснения нефти внутри опытного участка можно вычислить по суммарной добыче: она в среднем в 4,6 раза больше на ГС, чем на других скважинах [255].

Промышленное развитие горизонтального бурения в Германии началось со второй половины 80-х годов. В 1994 г. основана Ассоциация горизонтального бурения (DCA), занимающаяся координацией исследований и публикацией работ по проблемам горизонтального бурения [277], что приводит к существенному удешевлению горизонтального бурения. Следует отметить, что в Германии ГС используются также для прокладки нефте- и газопроводов, электротелекоммуникаций и т.д.

Большое развитие технология бурения ГС получила в США. ГС использовались как для разведки и доразведки месторождений, например в бас. Уиллсон Северной Дакоты [267], так и с целью интенсификации добычи нефти. В 1990 г. в штатах Техас, Северная Дакота, Юта и других пробурено всего 850 скважин. За пределами США в том же году пробурено 200 ГС, половина из которых находятся в Канаде [14]. Средняя стоимость бурения ГС составила 1 млн. дол., а стоимость заканчивания скважины – 140 тыс. дол. В 1993 г. пробурено 3000 ГС, а в 2000 г. планировалось извлекать 40 % углеводородного сырья. Об эффективности применения ГС имеется много публикаций [227, 265, 272, 273, 283 и др.]. Как и у нас, диапазон показателей эффективности применения этой технологии очень широк. Так, например, повторное заканчивание 30-летней скважины в Зап. Техасе, при котором на глубине 2360 м был пробурен горизонтальный ствол длиной 60 м, увеличило дебит от  $1,27 \text{ м}^3/\text{сут}$  до  $31,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Затраты на все работы окупились уже через 45 дней. С другой стороны, в том же Зап. Техасе многие скважины оказались нерентабельными. Это объясняется просчетами как при проектировании скважины, так и при подготовке экономического обоснования [244].

Большую эффективность технологии разработки нефтяных месторождений ГС показали на уникальных по величине и продуктивности месторождениях Ближневосточного регио-

на. Пробуренные в Саудовской Аравии, Омане и Египте ГС дают дебиты в 2–10 раз выше, чем вертикальные стволы. Кроме того, уменьшается вероятность прорыва водяных и газовых конусов, что способствует более высокой нефтеотдаче. По мере совершенствования технологии стоимость ГС вплотную приблизилась к стоимости вертикальной. Руководство фирмы Aramco считает, что применение и усовершенствование технологий горизонтальной проводки стволов может увеличить нефтеотдачу на 5–10 %, что приведёт к увеличению запасов нефти на 1,7–3,5 млрд. т. В настоящее время доказано, что запасы нефти в Саудовской Аравии исчисляются 35 млрд. т, что составляет 1/4 мировых. Экономическая эффективность использования горизонтальной проходки в Саудовской Аравии достигается за счет увеличения производительности скважин на 150–400%; снижения общего числа скважин на 30 %; сокращения расходов на бурение, прокладку промыслового оборудования на 20–25 %; сокращение расходов на обработку воды и газа на 50 %; увеличения извлекаемых геологических запасов нефти на 5–10 %; отсрочки установки газлифтных систем и компрессорного оборудования.

## 2.2. Экономическая эффективность горизонтальных скважин

В России в качестве показателя эффективности применения технологий разработки месторождений ГС [68, 153] используется показатель эффективности  $Z$ , характеризующий относительный темп роста дебита нефти ГС к дебиту вертикальной скважины к соответствующему нарастанию капитальных вложений:

$$Z = \bar{q}_h / \bar{K}, \quad (2.1)$$

$$\bar{q}_h = q_h^{\text{гор}} / q_h^{\text{верт}}, \quad (2.2)$$

$$\bar{K} = K_{\text{гор}} / K_{\text{верт}}, \quad (2.3)$$

где  $\bar{q}_h$  – относительный дебит скважин по нефти;  $\bar{K}$  – относительные капитальные вложения;  $q_h^{\text{гор}}$ ,  $q_h^{\text{верт}}$  – дебиты соответственно горизонтальной и вертикальной скважин;  $K_{\text{гор}}$ ,  $K_{\text{верт}}$  – капитальные вложения в строительство соответственно горизонтальной и вертикальной скважины.

Если  $Z > 1$ , то капитальные вложения в строительство ГС эффективны, если  $Z < 1$  – то не эффективны. Следует отметить, что показатель  $Z$  не достаточно корректен, поскольку не учитывает ряд существенных факторов: накопленный отбор продукции по скважинам; снижение общего числа скважин и, следовательно, рост удельных запасов на скважину; интерференцию скважин; сокращение расходов на прокладку нефтепромыслового оборудования; сокращение расходов на обезвоживание и обессоливание продукции; прирост геологических извлекаемых запасов за счет увеличения КИН, расходы на проведение геолого-технических мероприятий и т.д. Таким образом, для увеличения эффективности применения технологий разработки с ГС, требуется сокращать стоимость строительства ГС и увеличивать продуктивность ГС. Доведение величин относительных капитальных вложений до уровня стран, в которых эти технологии широко применяются (США, Канада, Франция и др.), т.е. до 1,7–2,0, позволит почти в 2,5 раза повысить успешность использования капитальных вложений при строительстве ГС. Этим объясняются успехи в применении технологий разработки залежей нефти ГС в Башкортостане и Татарстане.

Как отмечалось выше, стоимость строительства ГС в Башкортостане превышала стоимость вертикальных в 1,4–2,5 раза, а продуктивность – в 1,5–6 раз. Применяемые в Башкортостане технологии бурения позволяют успешно прокладывать горизонтальные стволы в продуктивных пластах толщиной 3–4 м [6, 60]. Освоение горизонтальных технологий в Республике Татарстан при глубинах залегания продуктивных пластов, вскрытых ГС, 829–1728 м и вскрываемых толщинах 4–40 м даёт хороший экономический эффект и из категории сложных перешло в стандартную [250]. В ОАО "Удмуртнефть" разработка месторождений с применением ГС ведётся с 1992 г. Подтверждена высокая технологическая и экономическая эффективность ГС на Мишкинском месторождении. Дополнительная добыча нефти оценивается в 1,5 млн. т, увеличение КИН – на 2,9 %. Средний дебит по ГС составил 15 т/сут, что на 10–12 т выше, чем дебит вертикальных скважин. Доказана возможность получения достаточно больших технико-экономических эффектов в бурении ГС на продуктивные пласти малой толщины (2–3 м) [111].

Низкие показатели эффективности использования капитальных вложений при строительстве и эксплуатации ГС в Западной Сибири, отраженные в работе [125] (хотя есть и

положительный опыт [122 и др.]), несомненно, отражают тот неоспоримый факт, что при освоении технологий разработки залежей углеводородов системами ГС остаются не решёнными комплексами проблем, связанных как с проектированием, так и строительством скважин.

Второй важной задачей повышения эффективности ГС является почти 10-кратное увеличение начальных и 3–4-кратное увеличение накопленных отборов нефти из ГС по сравнению с окружающими ВС. Необходимость достижения значительного увеличения накопленных отборов нефти по ГС диктует наличие почти такого же различия в удельных запасах на одну скважину. Однако при применении ГС среди вертикальных скважин запасы нефти, приходящиеся на одну скважину (как ГС, так и ВС), по чисто геометрическим причинам близки между собой. Это исключает возможность выполнения условия многократного увеличения накопленных отборов на одну ГС, поскольку ожидать многократного увеличения коэффициента нефтеизвлечения нет оснований. В смешанных системах (ГС среди ВС) нельзя реализовать в полном объеме преимущества ГС, поскольку ранее пробуренные ВС существенно ограничивают возможности ГС. Для получения потенциального эффекта от применения ГС необходимо создавать отдельные технологические ячейки ГС при многократном увеличении удельных запасов, т.е. при относительно редких сетках скважин. В связи с отмеченным выше следует, что эффективность капитальных вложений в разработку месторождений ГС не может рассматриваться вне комплекса капиталовложений в рассматриваемый вариант разработки месторождения.

Необходимость ограничения капитальных вложений, сроков окупаемости эксплуатационных затрат, техногенного воздействия на природу особенно актуальна для современных условий экономики России, и альтернативы применению интенсивных и гибких технологий нет. Экономическая эффективность применения технологии ГС должна закладываться уже в технологических схемах и проектах разработки нефтегазовых месторождений [87]. Так, например, в работе [249] приводится методика расчета экономического эффекта от строительства и эксплуатации одной МС в зависимости от числа ответвлений, где критериями оценки предлагается принимать максимум экономии на одну МС по сравнению с базовым вариантом – системой с ВС.

Процесс добычи углеводородов на месторождении рассматривается в динамике и зависит от природных факторов

(геолого-физические особенности строения, объёмы запасов и т.д.), а также от средств разработки запасов – необходимо учитывать реальные производственные, экономико-географические и природно-климатические условия района, наличие инфраструктуры, существующие мощности буровых и строительных организаций, а также перспективы их развития. Как отмечалось выше, при планировании динамики технико-экономических показателей выделяют четыре периода разработки месторождений [170]. В первый период добыча малообводненной продукции непрерывно увеличивается за счёт бурения и освоения фонда скважин. В течение второго периода разработки поддерживается максимально достигнутый в первый период уровень добычи и завершается бурение основного фонда скважин. Третья стадия охватывает наиболее сложный период разработки месторождения, особенностью которого является снижение добычи из-за обводнения продукции скважин, снижения пластового давления и, следовательно, сокращения дебитов и фонда эксплуатационных скважин. В четвёртый период длительное время добывается высокообводнённая продукция и темпы добычи снижаются медленно. Указанные закономерности существенно влияют на эффективность капитальных вложений. При этом можно говорить лишь о динамике эффективности, так как практика показывает, что капитальные вложения осуществляются в течении всего срока разработки, но с разной интенсивностью и эффективностью. Сначала (в первый и второй периоды) они направлены на строительство новых продуктивных и специальных скважин, строительство необходимых коммуникаций и сооружений для их эксплуатации. В последующий период капитальные затраты требуются для регулирования процессов разработки. Часто эти направления капитальных вложений осуществляются одновременно и их трудно разделить по статистическому материалу. В связи с этим при проектировании разработки и обустройства месторождений возникают задачи прогнозирования эффективности капитальных вложений на весь период разработки и принятия специальных мер для повышения эффективности в третьем и четвёртом периодах.

В связи с этим при проектировании разработки и обустройства месторождений возникают задачи прогнозирования эффективности капитальных вложений на весь период разработки и принятия специальных мер для повышения эффективности в третьем и четвёртом периодах. Действующие в настоящее время методические указания предусматривают

определение показателей эффективности в год максимальной добычи и средней добычи углеводородов за рассматриваемый период. При этом полученные результаты характеризуют месторождения в общем виде без учета характерных особенностей объектов разработки, составляющих месторождение.

Различают общую (абсолютную) и относительную эффективность капитальных вложений. Абсолютная эффективность  $\dot{U}_{k,a}$  определяется отношением прироста прибыли к капитальным вложениям, вызвавшим этот прирост:

$$\dot{U}_{k,a} = \Delta \dot{e} / \ddot{a}, \quad (2.4)$$

где  $\Delta \dot{e}$  – прирост годовой прибыли за планируемый период;  $\ddot{a}$  – капитальные вложения в строительство объектов производственного назначения за соответствующий период.

При сопоставлении двух вариантов, один из которых требует больших капитальных вложений, но при этом обеспечивает более низкие уровни себестоимости, необходима оценка их сравнительной эффективности. Для этого определяют срок окупаемости дополнительных капитальных вложений  $T_o$ , указывающий, за сколько лет дополнительные средства, необходимые для осуществления более дорогостоящего варианта, окуются за счёт снижения себестоимости:

$$T_o = \frac{\ddot{a}_2 - \ddot{a}_1}{C_1 - C_2}; \quad E = \frac{C_1 - C_2}{\ddot{a}_2 - \ddot{a}_1} = \frac{1}{T_o}, \quad (2.5)$$

где  $\ddot{a}_1$  и  $\ddot{a}_2$  – капитальные вложения по сравниваемым вариантам;  $\ddot{e}_1$  и  $\ddot{e}_2$  – себестоимость годового выпуска продукции по тем же вариантам;  $O$  – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений.

При решении сложных задач с большим числом вариантов эффективность капитальных вложений оценивается по минимуму приведенных затрат:

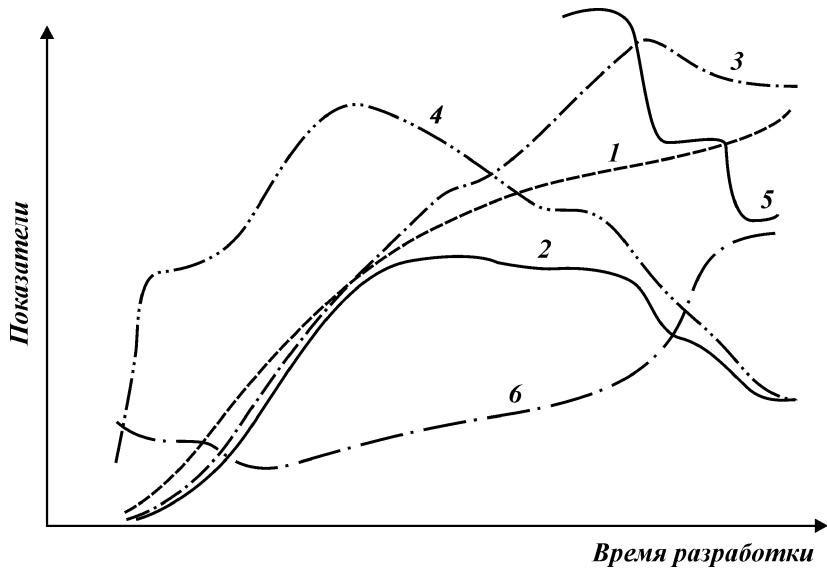
$$\ddot{a}_i + T_o C_i = \min; \quad C_i + E \ddot{a}_i = \min, \quad (2.6)$$

где  $\ddot{a}_i$  – капитальные вложения по  $i$ -му варианту;  $\ddot{e}_i$  – себестоимость годового объема продукции по  $i$ -му варианту;  $T_o$  – отраслевой нормативный срок окупаемости дополнительных капитальных вложений;  $O$  – отраслевой нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

Соотношения (2.4) – (2.6) дают возможность не только оценить эффективность намечаемых капитальных затрат на расчётный период, но и определить, при неизменном или увеличивающемся выпуске продукции экономический эффект

будет существовать и в будущем. Однако они не могут оценить результаты дополнительных капитальных вложений за пределами расчётного периода, если выпуск продукции закономерно снизится и для обеспечения его потребуются капитальные затраты. Для примера на рис. 2.1 приведена динамика показателей по НГДУ "Аксаковнефть" (в целом), основные объекты которого разрабатываются с поддержанием пластового давления и находятся на четвёртой стадии разработки.

Как видно из рисунка, капитальные вложения на бурение скважин и строительство промышленных объектов в первый период были пропорциональны приросту добычи нефти. Во втором периоде разработки добыча нефти стабилизировалась, но продолжалось бурение скважин и строительство промысловых объектов. При этом капитальные вложения потребовались на обустройство новых скважин, перевод скважин с одного способа эксплуатации на другой и обеспечение добычи, сбора и подготовки непрерывно возрастающего объема попутно добываемой пластовой воды. В третьем



**Рис. 2.1. Динамика основных технико-экономических показателей НГДУ "Аксаковнефть":**

1 – динамика основных фондов, 2 – добыча нефти, 3 – добыча жидкости, 4 – динамика фондоотдачи от первоначальной стоимости, 5 – остаточная стоимость фондов, 6 – себестоимость 1 т нефти

периоде разработки, когда добыча нефти из-за обводненности пластов начала резко сокращаться, капиталовложения необходимы на указанные цели во избежание полного прекращения добычи нефти. Прирост основных фондов в третьем периоде разработки меньше, чем во втором.

На рис. 2.1 приведена также динамика показателей фондоотдачи от первоначальной (кривая 4) и остаточной (кривая 5) стоимости основных производственных фондов, а также динамика себестоимости добычи 1 т нефти (кривая 6). Показатель фондоотдачи определён как отношение стоимости добытой нефти к соответствующей величине основных фондов. При этом стоимость добытой нефти была принята в течение всего времени равной постоянной отпускной цене, действующей в настоящее время. Как видно из рисунка, фондоотдача непрерывно изменяется — увеличивается в первом периоде разработки, снижается во втором и особенно в третьем, когда фондоотдача уменьшается не только от первоначальной стоимости основных средств, но и от остаточной их стоимости. В первом и втором периодах разработки промысловая себестоимость добычи нефти примерно одинакова, но с наступлением третьего периода разработки резко увеличивается, что связано с падением добычи нефти, ростом добычи пластовой воды и необходимостью амортизации увеличивающихся основных фондов. Так, например, за пять лет увеличились следующие расходы на добычу 1 т нефти: энергетические затраты — в 2,6; подземный ремонт скважин — в 3,2; поддержание пластового давления — в 2,2; подготовка, транспорт и хранение нефти — в 2,8; общепромысловые расходы — в 3 раза. При этом доля амортизационных отчислений в себестоимости добычи 1 т нефти составила 30 % и увеличилась в 2,3 раза. Таким образом, основные фонды, созданные в первом и втором периодах разработки, существенно влияют на себестоимость добычи нефти в третьем периоде разработки.

В работе [226] даются рекомендации по методам увеличения показателя использования основных фондов за счет повышения коэффициента эксплуатации скважин и осуществления разного рода геолого-технических мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти (гидравлический разрыв пласта, обработка призабойной зоны и т.д.). Однако эти мероприятия не оказывают решающего влияния. В работе [232] показано, что эффективность тех или иных мероприятий зависит от остаточных запасов нефти. Следовательно, сроки осуществления мероприятий, требующих ка-

питальных затрат, необходимо обосновывать при освоении новых месторождений, в частности в схемах генерального плана обустройства.

Схемы являются составной частью комплексных проектов разработки и обустройства, отражающей взаимосвязь подземных и наземных технологических процессов через капитальные вложения и эффективность их использования. Так как создаваемые на промыслах мощности дают конечный продукт – нефть и газ, а добыча их переменна, эффективность капитальных вложений следует рассматривать в динамике. Для оценки эффективности капитальных вложений в третьем и четвёртом периодах необходимо иметь прогнозные показатели по добыче нефти, газа, жидкости, фонду эксплуатационных скважин. Исходя из работы [28] можно получить формулу годовой добычи нефти:

$$Q = \frac{T}{2} \left[ \frac{2Q_h - q_h(n_h - n_k)}{f_h} + \frac{Q_3}{f_k} \right] \cdot \left( \frac{f_h + f_k}{2} \right), \quad (2.7)$$

где  $T$  – число суток в году;  $Q_h$  – входная добыча нефти (суточная добыча на начало года);  $q_h$  – средний дебит нефти на начало года;  $n_h, n_k$  – число продуктивных скважин, соответственно на начало и конец года;  $Q_3$  – увеличение суточной добычи нефти на конец года в результате проведения геолого-технических мероприятий;  $f_h, f_k$  – нефтесодержание в добываемой жидкости (в долях единицы), соответственно на начало и конец года.

При этом суточная добыча нефти на конец года (входная на следующий год) определяется следующим образом:

$$Q_k = Q_h + Q_3 - \frac{q_h(n_h - n_k)(f_h + f_k)}{2f_h}. \quad (2.8)$$

В формулах (2.7) и (2.8) предполагается, что  $Q_3$  включает в себя результат изменения пластовых давлений, способов эксплуатации и технологического режима скважин, проведения мероприятий по увеличению проницаемости призабойной зоны и т.д. При неизменных пластовых давлениях и режиме эксплуатации скважин и без проведения работ по увеличению проницаемости в пласте и призабойной зоне  $Q_3 = 0$ . При этом капитальные вложения требуются на мероприятия, связанные с изменением обводнённости в добываемой продукции, т.е. для обеспечения естественного хода разработки. Руководствуясь методикой [191] и [197], получаем следующие формулы для определения динамики нефтесодержания и фонда эксплуатационных скважин:

$$n_i = n_{oi} A [1 - (1 - \Theta^2)], \quad (2.9)$$

где  $n_i$  — число эксплуатационных скважин действующего фонда, соответствующее остаточным запасам  $\Theta$ ;  $n_{oi}$  — число эксплуатационных скважин, бывших в эксплуатации на данном объекте при достижении остаточных запасов  $\Theta$ ;  $\Theta$  — остаточные промышленные запасы нефти, в долях единицы;  $A$  — коэффициент, учитывающий соотношение вязкостей нефти и воды в пластовых условиях, систему размещения нефтяных и нагнетательных скважин, закономерности распределения параметров в пласте, неодновременность ввода скважин в эксплуатацию и т.д.

Нефтесодержащие в добываемой продукции, соответствующее остаточным запасам  $\theta$ ,

$$f_i = 0,05 + 1,05\Theta - 0,05\sqrt{\frac{\mu_n}{\mu_w}} \sin(\pi\theta), \quad (2.10)$$

где  $\mu_n$ ,  $\mu_w$  — вязкость нефти и воды в пластовых условиях.

При расчётах по формуле (2.10) необходимо вносить корректизы, так как она не учитывает темпы ввода скважин в эксплуатацию и дает заниженные результаты. Формулы (2.4) – (2.10) дают возможность прогнозировать добычу нефти как с учетом эффективности мероприятий, так и без их проведения.

Для оценки эффективности мероприятий и связанных с этим капитальных вложений требуется не только определить срок окупаемости капитальных вложений по отмеченным методическим указаниям, но и проверить результат этих капитальных вложений за пределами срока окупаемости до конца разработки. Такой подход к решению задачи объясняется несовпадением по срокам получаемого эффекта и амортизационных отчислений, а также снижением добычи нефти по мере выработки промышленных запасов.

При оценке эффективности капитальных вложений по приведенным затратам можно с определенным допущением считать, что затраты на добычу 1 т жидкости (нефть + вода, газ + вода) остаются примерно одинаковыми в течение всего периода разработки (рис. 2.2). Анализ, проведенный по всем НГДУ АНК "Башнефть", аналогичный показанному на рис. 2.2, дает основание при прогнозных расчётах принимать сумму указанных затрат на добычу 1 т жидкости постоянной (энергетические затраты, затраты на заработную плату производственному персоналу и отчисления, затраты на текущий ремонт скважин, наземного оборудования и сооружений, на

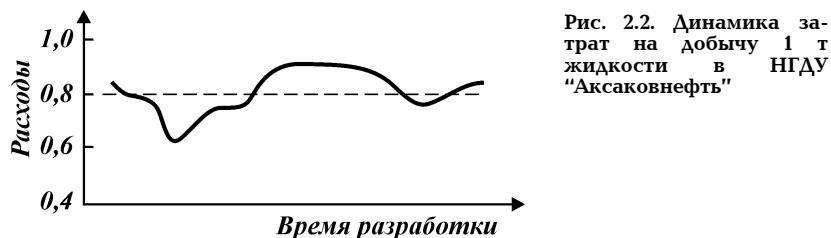


Рис. 2.2. Динамика затрат на добычу 1 т жидкости в НГДУ "Аксаковнефть"

поддержание пластового давления, сбор, подготовку, транспорт и хранение продукции). В эти затраты не включены амортизационные отчисления и другие статьи себестоимости, которые необходимо определять расчетами. Таким образом, при оценке эффективности капитальных вложений в процессе составления схемы генерального плана обустройства месторождения и проектов разработки необходимо производить анализ результатов проектируемых вложений в динамике до конца разработки с целью установления размеров амортизационных отчислений на 1 т добываемой продукции. Следует отметить, что приведенные выше подходы можно применить, с определенными корректировками, при составлении проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений с применением систем ГС.

### 2.3. Өмөттүлөгдөл ётойындең өмөттүлөгдөл өтөштөрүлүгү

Для коренного повышения эффективности строительства скважин в нефтегазодобывающей отрасли необходимо приоритетное развитие пяти наиболее актуальных научно-технических направлений [18]. Это:

проводка стволов ГС и РГС с целью резкого повышения нефтеотдачи пластов;

забуривание и проводка новых стволов (горизонтальных) из бездействующих скважин к объектам с повышенной концентрацией остаточных запасов нефти для ввода в эксплуатацию простаивающих скважин с повышенным дебитом;

извлечение из недр остаточных запасов нефти (>60 % добывших) с целью реанимации месторождений, находящихся на поздней стадии разработки;

проводка ГС и РГС с применением электробуров с целью повышения качества их строительства и эффективности проведения буровых работ;

разобщение пластов при креплении ГС и РГС для повышения нефтегазоотдачи пластов.

Важным направлением повышения эффективности применения ГС является максимальное снижение капитальных вложений при их проводке. Доведение величин относительных капитальных вложений до уровня стран, в которых эти технологии широко применяются (США, Канада, Франция и др.), т.е. до 1,7 – 2,0, позволит почти в 2,5 раза повысить успешность использования капитальных вложений при строительстве ГС.

К настоящему времени вырисовываются области возможного применения ГС, которые в соответствии со способом бурения и в зависимости от используемых технических средств можно разделить на три группы:

с большим радиусом искривления горизонтальной части ствола относительно вертикального участка – для бурения таких скважин используется серийное оборудование;

со средним радиусом искривления – такие скважины требуют применения специального оборудования (отклонители, УБТ и т.д.), размер и конструкция которых позволяют получать радиусы 40 – 80 м;

с малым радиусом – наряду со специальным оборудованием эти скважины предъявляют дополнительные требования к технологии бурения и ориентированию инструмента; основная цель их строительства – восстановление бездействующего фонда, доразработка месторождений.

В области проводки скважин основным направлением работ стало создание технических средств и отработка технологий бурения стволов ГС с минимальным отклонением от расчётной траектории. Наибольшим сдерживающим фактором в этой области является отсутствие ряда приборов непрерывного контроля траектории проводки, осуществления каротажных работ в процессе входа в пласт и проходки горизонтальной части ствола (ГК, НГК).

Практика показала, что больше всего влияют на эффективность применения технологии разработки залежей углеводородов ГС технологии первичного и вторичного вскрытия, освоения продуктивных пластов – особенно в условиях низкого пластового давления. Качественное вскрытие продуктивных пластов является одной из ключевых проблем продуктивности скважин и эффективности извлечения углеводородов. Кроме геологических причин это в большой степени зависит от существующих технологий вскрытия пластов, которые не обеспечивают сохранения коллекторских

свойств нефтегазового пласта в области, прилегающей к стволу скважины. Анализ фактических данных об ухудшении продуктивности скважин [97, 141] показывает существенное ее снижение в процессе вскрытия. Производительность 50 % всех исследуемых пластов более чем в 2 раза меньше их природных возможностей, 25 % – более чем в 4 раза и 10 % – более чем в 10 раз.

Горизонтальные стволы скважин, пробуренные на десятки и сотни метров по простиранию пластов, вскрывают в неоднородных эксплуатационных объектах несколько участков с различной проницаемостью, что существенно повышает дебит скважин и извлечение запасов нефти и газа. В то же время накопленный промысловый опыт свидетельствует о более низкой, по сравнению с расчетной, эффективности применения ГС. Анализ показывает [17], что по основным нефтегазодобывающим районам России только по 71,5 % имеющегося фонда ГС отмечено увеличение среднегодовых дебитов нефти по сравнению с вертикальными.

Исходя из богатого опыта изучения проблемы для вертикальных скважин можно утверждать, что одной из основных причин снижения фактической продуктивности ГС по сравнению с их потенциальными возможностями являются техногенные изменения природного состояния нефтегазового пласта в околоскважинных зонах. Однако использование результатов исследований влияния качества вскрытия пластов на продуктивность скважин, проведённых для вертикальных скважин, малоперспективно для горизонтальных, так как оно не учитывает существенных различий в формировании околоскважинных зон:

в отличие от вертикальных скважин воздействие буровых агентов на продуктивный пласт для ГС осуществляется в течение гораздо более длительного периода;

ствол ГС испытывает более сложные и интенсивные деформационные процессы по сравнению со стволом вертикальной скважины;

ГС вскрывают геологические неоднородности разного масштабного уровня – от отдельных неоднородных включений до неоднородности, связанной с геологическим строением залежи;

технология бурения, заканчивания и испытания ГС несколько иная, чем для вертикальных, что обуславливает специфику околоскважинных зон.

Проведенные исследования [93, 132, 134, 162, 254] показывают, что в околоскважинной зоне ГС концентрируется поле давлений и возникают значительные градиенты. Эти факто-

ры изменяют проницаемость пласта, в результате чего продуктивность ГС снижается на 30 – 35 %.

Таким образом, при строительстве ГС возникает ряд проблем [65], решение которых требует дальнейших проработок при внедрении технологии разработки нефтегазовых месторождений ГС:

геологическая неоднородность по простиранию пласта существенно влияет на формирование околоскважинных зон ГС;

горизонтальное расположение обуславливает асимметрию изменения свойств пласта в околоскважинных зонах;

относительная вязкость и ограниченная толщина пласта изменяют характер проникновения фильтрата в пласт;

вдоль ствола ГС происходит перераспределение удельного дебита, в области забоя и устья формируются аномальные концевые эффекты по удельному притоку;

неоднородность проницаемости вдоль ствола ГС увеличивает дифференциацию по удельному притоку;

локальное нарушение целостности пласта при вскрытии влияет на продуктивность ГС.

Отсутствие надёжных, апробированных технологий вскрытия, освоения, оценки интервалов притока, интенсификации интервалов притока, проведения геолого-технических мероприятий и ремонтно-изоляционных работ в стволе ГС негативно отражается на технико-экономических показателях применения технологий разработки залежей углеводородов ГС.

При эксплуатации ГС возникают проблемы проведения геолого-технических мероприятий по горизонтальному стволу. Следовательно, конструкция хвостовика обсадной колонны должна соответствовать требованиям надежной изоляции заколонного пространства в продуктивной части по простиранию пласта во избежании заколонных перетоков, "задавливания" одной области пласта другой. Таким образом, появляется возможность для проведения поинтервальных работ по интенсификации притока, проведения ремонтно-изоляционных работ и т.д. Кроме того, конструкция скважины должна соответствовать требованиям, предъявляемым для организации ГТМ и вторичных методов разработки залежей углеводородов [48, 114, 180, 239]. В настоящее время технологии бурения при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины, позволяющие сократить длину необсаженного участка ствола в продуктивном пласте без заметной потери продуктивности, появляются как у нас, так и за рубежом [45, 53, 264].

## 2.4. а à Öí éÑàäÖ Çõ ÅéêÄ éÅöÖäí éÇ Ñäü ùî î Öäí àÇç éâ êÄáêÄÅéí äà ç Öí í ÖÉÄáéÇõ í à Öéí ééé ÜÑÖç àâ èàëí Öä Äà à Eéêàáéçí Ääúçöí ëäÇÄÜàç

При проектировании разработки залежей углеводородов ГС одним из определяющих условий является учет особенностей геологического строения продуктивных пластов, т.е. гео-лого-физической модели объекта. Геолого-физическая модель продуктивного пласта является той базовой компонентой, которая позволит минимизировать ошибки при прогнозировании возможных отрицательных эффектов, соизмерять их с положительными и принимать всесторонне обоснованное решение.

Практика и теоретические исследования показывают, что ГС эффективно могут быть использованы для целей доразведки, разработки и доразработки на большинстве нефтяных, газовых и нефтегазовых месторождений, имеющих благоприятные геолого-физические и гидродинамические условия. ГС могут применяться при разработке подгазовых нефтяных залежей, водонефтяных зон, морских месторождений нефти и газа; для добычи высоковязких нефтей и битумов; для третичной добычи остаточной нефти с увеличением нефтеотдачи истощенных пластов. Кроме того, ГС могут применяться при разработке залежей, недоступных для разбуривания в силу различных, в большей части экологических причин (находящихся под водоемами, горами, заповедниками, населенными пунктами и т.д.). При этом следует учитывать, что строительство ГС возможно при соблюдении следующих геолого-физических и гидродинамических условий.

### **Геолого-физические условия**

На данном этапе развития отечественной техники и технологии бурения ГС могут быть пробурены в зонах, где нефтенасыщенная толщина коллекторов не менее 6 м. При меньших значениях толщины ствол ГС может уйти за пределы пласта. Однако это ограничение в дальнейшем может быть существенно уменьшено по мере создания новой техники и технологии. В зарубежной печати есть сведения об уменьшении допустимой толщины до 5 м.

ГС могут использоваться для добычи нефти и газа практически из любого типа коллектора, возможно за исключением рыхлых, сильно трещиноватых и обваливающихся по-

род, в которых затруднено также бурение вертикальных скважин.

Амплитуда колебаний кровли и подошвы пласта в направлении оси ствола бурящейся скважины не должна превышать 0,5 толщины пласта. В противном случае ствол ГС выходит за пределы продуктивного пласта, что отрицательно сказывается на ее дебите и приводит к ряду нежелательных последствий. Следует отметить, что это общее положение должно учитываться лишь на стадии доразработки месторождения, когда ГС бурятся как уплотняющие скважины. На этапах доразведки и эксплуатационного разбуривания такое положение практически не может быть выполнено, так как местоположение небольших и средних по размерам структурных элементов — прогибов, выступов, сбросов, микрограбенов и т.д., как правило, неизвестно. Они выявляются при разбуривании.

Нам представляется, что выявление различных структурных элементов при доразведке и эксплуатационном разбуривании месторождений с помощью ГС является необходимым условием. Это позволит получить достаточно полное представление о геологическом строении месторождения, о контурах залежей и предложить более обоснованную систему выработки запасов. В этом случае ГС играют роль разведочных и оценочных скважин, способных дать более полную и более надежную информацию, чем вертикальные.

Углы наклона нефтеносных пластов, вплоть до вертикального их положения, не являются препятствием к применению ГС для целей доразведки и разработки месторождений. В зависимости от особенностей залегания нефтеносных пластов и линз ГС могут быть пробурены как по простиранию, так и в крест простирания пластов.

В залежах массивного или массивно-слоистого типа, подстилаемых подошвенной водой, в водонефтяных зонах пластовых залежей и залежах с газовой шапкой ГС проводятся на максимально возможном удалении от ВНК и ГНК. Здесь учитывается возможность самопроизвольного отклонения ствола ГС в водоносную или газоносную область.

Эффективность разработки ГС возрастает для пластов с высокой неоднородностью распределения емкостно-фильтрационных свойств и при низких их значениях. Особенно эффективны ГС при разработке месторождений, в которых нефть содержится в трещинах и карстовых полостях, образующих узкие протяженные зоны среди основного поля плотных пород — матрицы. Вертикальными скважинами по-

пасть в эти зоны весьма трудно. А ГС, пробуренные в крест направления таких зон, успешно вскрывают их и являются высокопродуктивными. Разбуривание нефтяных и газовых слабопроницаемых пластов ГС показало, что продуктивность их в несколько раз выше, чем у вертикальных скважин. Объясняется это тем, что в ГС поверхность вскрытия продуктивного пласта на один или два порядка выше, чем вертикальных.

Эффективным может быть использование ГС для выработки запасов нефти из тупиковых зон, образующихся у тектонических экранов тектонически-экранированных залежей, например грабены и горсты.

Разрабатываемые пласты малой толщины не должны содержать линзы, твердость пород которых на порядок и более выше твердости основных нефтенасыщенных пород. Наличие подобных включений может обуславливать выход ствола скважины за пределы нефтеносного пласта.

Опыт показывает, что ГС могут применяться для добывчи как тяжелых высоковязких, так и легких маловязких нефтей.

### **Гидродинамические условия**

Горное давление в пластичных пластах, слагающих разрез месторождения в интервале бурения, не должно превышать критического значения, определяемого специальными расчетами, экспериментальными исследованиями и анализом результатов бурения в данном районе. При больших давлениях пластичные породы выпучиваются, что приводит к нарушению целостности обсадной колонны или исчезновению ствола в необсаженных скважинах. Подобные явления наблюдаются в пластах солей, серы, глин и др.

В нефтенасыщенных пластах не должно быть аномально высоких давлений. При высоких пластовых давлениях из-за неоднородности пласта появляется опасность выброса жидкости из ствола большой длины.

Высокое содержание газа в нефти является нежелательным фактором при разработке нефтяных месторождений ГС. В ГС попутный газ в некоторой степени препятствует фильтрации жидкости в скважине. Допустимый предел газового фактора определяется расчетами и гидродинамическими исследованиями.

Нефтегазоносные породы должны иметь достаточную вертикальную проницаемость. Расчеты показывают, что приме-

нение ГС эффективно до соотношения горизонтальной ( $\ddot{a}_r$ ) и вертикальной ( $\ddot{a}_v$ ) проницаемостей  $\ddot{a}_r/\ddot{a}_v = 3$ . Это требует уточнения путем проведения специальных исследований.

## 2.5. 1 Öï ç é âé Ëà óÖëäà Ö à éÑÖäà êÄáêÄÅéí äà ç Öî 1 ÖÉÄáé Çö í à Öéí ééé ÜÑÖç àâ ëà ëí Öä Ää à Ééêà áéç í Ääúç ö í ëäÇÄÜ àç

Второй этап освоения технологий разработки залежей углеводородов ГС в России характеризуется широким применением систем ГС при проектировании разработки как на новых сложнопостроенных небольших месторождениях, так и на старых освоенных площадях. Гидродинамические расчеты и практика показали, что для эффективного применения технологий строительства ГС и увеличения конечного коэффициента нефтеизвлечения ГС следует проектировать преимущественно в составе систем разработки, но не в качестве одиночных скважин [7, 35, 69].

Несомненно, на выбор системы размещения ГС (технологическую модель системы разработки) в первую очередь влияет геолого-физическая модель объекта разработки – геологические запасы, толщины пластов, режим вытеснения (энергетическая компонента), характер неоднородности пластов, коллекторские свойства пластов, физико-химические свойства нефти (газа) и вытесняющего агента и др. Второй важной компонентой являются цели и задачи проектирования – доразведка залежи, доразработка залежи, разработка залежи с трудноизвлекаемыми запасами, создание подземного хранилища газа и т.д.

Известно достаточно большое количество скважинных систем разработки нефтегазовых месторождений, характеризующихся размещением вертикальных и наклонных скважин. Исследований, посвящённых системам разработки месторождений ГС, пока еще недостаточно. В одной из первых работ в этой области [43] рассматривается размещение ГС и МГС. При этом используются основные принципы размещения и расчета систем разработки вертикальными скважинами. В работах [158, 219] предложены нетрадиционные схемы разработки, учитывающие особенности характера фильтрационных потоков к системам ГС. В результате исследований нами рекомендованы следующие системы (технологические модели) разработки нефтегазовых месторождений ГС (рис. 2.3):

линейные (однорядные и многорядные), когда ряды добы-

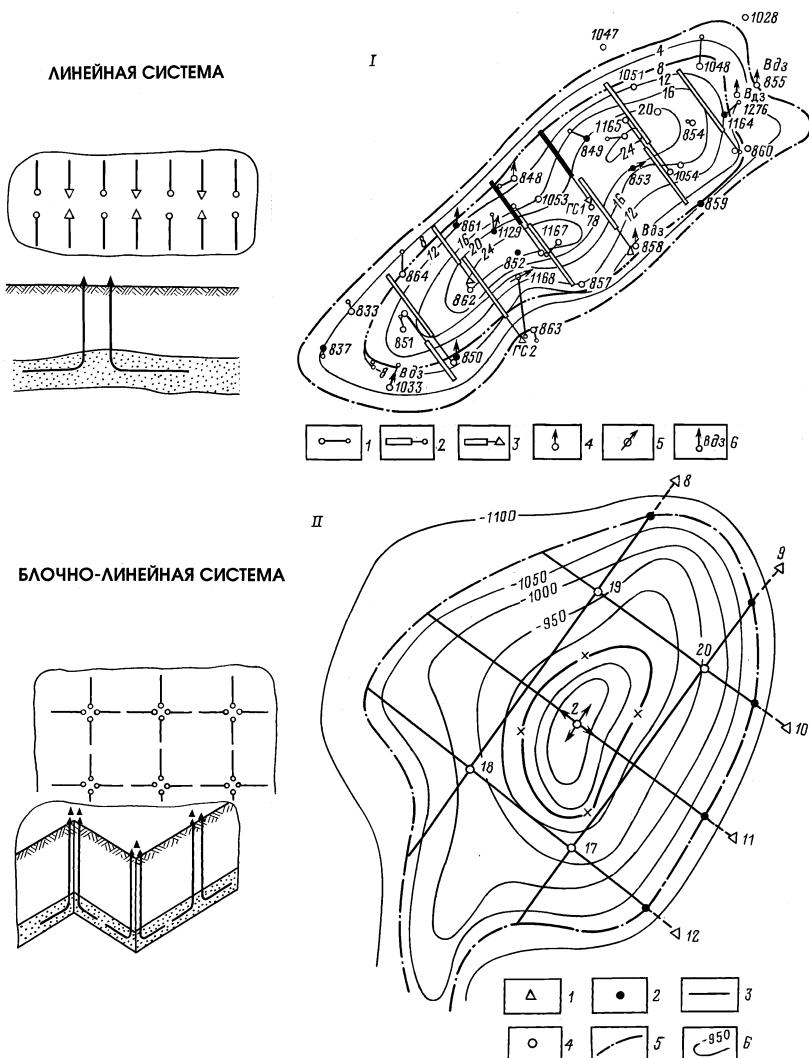
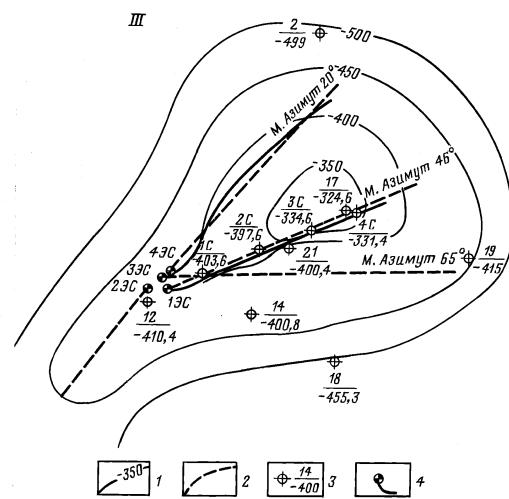
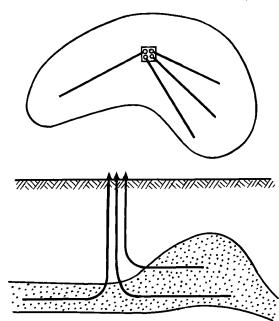


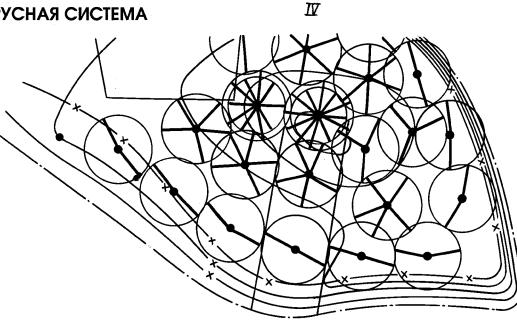
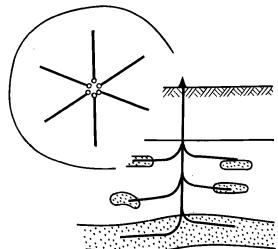
Рис. 2.3. Принципиальная схема систем разработки залежей горизонтальными скважинами: слева – технологические модели, справа – схема размещения скважин:

I – Михайловское месторождение (Узыбашевское, Старцевское, Татышлинское): скважины: 1 – вертикальные добывающие, 2 – горизонтальные добывающие, 3 – нагнетательные горизонтальные, 4 – переводимые на выше лежащий горизонт, 5 – переводимые в пьезометрические, 6 – переводимые в водозаборные;

ЛУЧЕВАЯ СИСТЕМА



РАДИАЛЬНО-ЛУЧЕВАЯ МНОГОЯРУСНАЯ СИСТЕМА



II — Южно-Введеновское месторождение: 1, 4 — устье горизонтальных скважин, 2 — место вскрытия кровли пласта горизонтальными скважинами, 3 — горизонтальный ствол скважины, 5 — водонефтяной контакт, 6 — изогипсы;

III — Лемезинское месторождение: 1 — изогипсы по кровле продуктивного пласта, 2 — проектный азимут горизонтальных скважин, 3 — действующие вертикальные скважины, 4 — пробуренные горизонтальные скважины;

IV — Лавояжское месторождение

вающих и нагнетательных скважин располагаются параллельно, между рядами выдерживается определенное расстояние; эта модель рекомендуется как для создания больших систем разработки, так и для небольших залежей, например линзо-видных, рукавообразных и т.д.;

блочно-линейные используют принцип параллельно-линейной системы с образованием блоков разработки; она может сочетать преимущество вертикальных и горизонтальных скважин; рекомендуется для месторождений массивного типа или пластовых залежей достаточно большой толщины;

лучевые ("веерная", "радиальная") эффективны для массивных залежей; они выгодно сочетают преимущества ГС с кустовым методом и в связи с этим экологически более предпочтительны; дают возможность более гибко управлять динамикой разработки, сочетая ГС с вертикальными и наклонными; комбинированные.

В зависимости от геолого-физических условий эти системы могут быть одноярусными или многоярусными.

Обычно не вызывает сомнения эффективность бурения ГС в "тонких" малопродуктивных пластах при обеспечении соответствующего "круга попадания". Так, например, для пласта ЮС(2) Тевлинского месторождения (Западная Сибирь) наиболее эффективна однорядная система с расстоянием между рядами 400 м [149].

Четырехканально-пятиточечная система (блочная с вертикальной нагнетательной скважиной в центре) размещения ГС обеспечивает наиболее высокие технологические показатели во всем диапазоне плотности сетки скважин [74]. Хотя для практического применения более технологична семиточечная ("сотовая") комбинированная модель, которая позволяет с одного куста проводить три-четыре ствола скважин и максимально повысить коэффициент охвата пласта по площади.

В проектах разработки месторождений Татарстана наиболее распространены системы с линейным и радиально-лучевым ("веерным") размещением ГС совместно с вертикальными, а также сочетание небольших групп ГС с вертикальными добывающими и нагнетательными [155].

Иногда полагают, что при больших толщинах пластов или для массивных залежей эффективность разработки ГС со-размерна с эффективностью разработки вертикальными скважинами. Гидродинамические расчёты показали, что с увеличением толщины пласта дебит ГС возрастает, однако при толщине 20–50 м и коэффициенте анизотропии более 10 дебит скважины уже практически не зависит от толщины

пласта. При этом смещение скважины относительно кровли (или подошвы) также слабо влияет на величину дебита, и на практике этим влиянием можно пренебречь. Отсюда напрашивается вывод, что ГС целесообразно применять при толщинах до 50 м и коэффициентах анизотропии до 2–5. Однако это не так, поскольку применение ГС позволяет перейти к двух- и многоярусной системе разработки. Такие системы позволяют применять вторичные методы повышения нефтеотдачи пластов — вытеснение снизу вверх утяжелённой водой, сверху вниз газом или ШФЛУ, применять пароциклические методы и т.д. В 1989 г. нами составлен и принят концерном "Газпром" очень сложный проект разработки Лаявожского газоконденсатного месторождения (Архангельская область), в котором применены многоярусные системы. В этом проекте решалась задача обеспечения разработки залежей в условиях водонапорного режима снизу и газонапорного режима газовой шапки сверху.

## *2.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА СКВАЖИН*

В настоящее время для разработки низкопродуктивных пластов фактически единственным эффективным методом являются различные системы разработки с ГС, способные обеспечить рентабельную добычу углеводородов за счет высоких темпов разработки. Поэтому при определении размещения и конструкции ГС в процессе проектирования разработки конкретных объектов требуется хотя бы экспертная оценка производительности этих скважин. В работе [152] проведена попытка определения статистической связи дебитов ГС и геологических характеристик объектов, а также технологических факторов. Выявлено наличие связи между начальным дебитом ГС и такими параметрами, как длина горизонтального ствола в пласте, толщина вскрытого интервала, расстояние от нижней точки горизонтального ствола до водонефтяного контакта. Текущий дебит ГС кроме этих параметров зависит от доли вскрытого интервала, числа пересечений продуктивных пропластков горизонтальным стволом.

Одним из факторов, существенно влияющих на обоснование оптимальной конструкции горизонтального ствола, является продолжительность стабилизации дебита после пуска скважины в работу. Она зависит от проницаемости пласта, наличия и степени гидродинамической связи между пропласт-

ками, толщины и последовательности залегания этих пропластков, количества вскрытых пропластков горизонтальным стволов, расположением горизонтального ствола, создаваемой депрессией на пласт и т.д. В работе [46] на основании проведённых математических экспериментов на элементе пласта показано, что при обосновании оптимальной длины горизонтального ствола необходимо предусмотреть снижение дебита во времени. Это связано с особенностью притока нефти к горизонтальному стволу, обусловленной изменением геометрической формы и размерами зоны, дренируемой скважиной. Интенсивность снижения дебита будет весьма существенна при низких параметрах анизотропии, малой толщине пласта, низкой проницаемости пласта и высокой вязкости нефти. Поэтому при обосновании оптимальной длины горизонтального ствола расчеты должны базироваться только на стабилизированной величине дебита нефти.

Остановимся на временном факторе — времени работы скважины. Значительное изменение дебита во времени связано с размерами зоны дренирования [251]. Математические эксперименты показали, что по достижении зоны дренирования горизонтального ствола в пределах толщины пласта происходит увеличение фильтрационного сопротивления за счет роста радиуса контура питания  $R_k$ . Величина  $R_k$  тесно связана с продолжительностью работы скважины. Принимая определенное  $R_k$ , не зная его истинного значения, а исходя только из геометрии расположения горизонтального ствола и измеренных величин дебита и депрессии, можно весьма существенно ошибаться при определении параметров пласта по данным гидродинамических исследований. Детально этот факт отражен в работах [12, 46].

Таким образом, при определении оптимальной конструкции горизонтального ствола следует учитывать следующие положения:

с увеличением длины горизонтального ствола снижается интенсивность роста дебита, а при длине 600–800 м (в зависимости от конструкции ствола и геолого-физических параметров пласта) наблюдается отрицательная интенсивность роста дебита и потери давления в горизонтальном стволе увеличиваются пропорционально росту длины ствола;

с увеличением  $K_{abc}$  дебит нефти первоначально увеличивается, а затем темп его падения возрастает; соответственно потери давления в горизонтальном стволе сначала возрастают, а затем снижаются;

с увеличением параметра анизотропии дебит нефти увели-

чивается и, как следствие, увеличиваются потери давления в горизонтальном стволе;

с увеличением депрессии на пласт дебит нефти возрастает, а потери в горизонтальном стволе увеличиваются в 1,5 раза по сравнению с ростом дебита.

Ниже приведены полученные нами аналитические зависимости и расчёты по определению оптимальной длины горизонтального ствола скважин. Следует отметить, что эти зависимости дебита от длины горизонтального ствола являются предварительными и не охватывают всего диапазона параметров, влияющих на оптимальную конструкцию.

## *2.7. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ*

### *2.7.1. ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ ГИДРОДИНАМИКИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ И МНОГОЗАБОЙНЫМ СКВАЖИНАМ*

Теоретические исследования И.А. Чарного и А.М. Пирвердяна [177, 233] посвящены задачам притока жидкости к ГС бесконечной длины в пластах конечной толщины. Применение полученных решений для задач притока к ГС конечной длины приводит к заниженным результатам, причем ошибка при разной длине скважин и толщине пласта не поддается строгому определению. Работы П.А. Полубариновой-Кочиной [178] применимы, когда толщина пласта превосходит длину ГС. В случае, когда толщина пласта соизмерима с длиной ГС, решения имеют значительные погрешности. В.П. Меркуловым [135, 137] получены полуэмпирические формулы расчета дебитов скважин, которые имеют определенные пределы применимости. Результаты теоретических исследований М.Л. Сургучева и В.П. Меркулова [136] справедливы для наклонных скважин в слоистом пласте и имеют хорошее совпадение с данными экспериментов на электролитической модели. В 60-х годах во ВНИИ были проведены работы по созданию теоретических основ разработки нефтяных месторождений ГС и МГС. В.П. Пилатовский [175] предложил общую гидродинамическую теорию притока к ГС ограниченной протяжённости. В.П. Табаков рассмотрел установившийся приток жидкости к одиночным наклонным многозабойным скважинам и скважинам сложного профиля [211–216]. Расчёт взаимодействия

ствия МГС предложен Ю.П. Борисовым и В.П. Табаковым. Расчёт дебитов скважин был проведён в предположении постоянного расхода жидкости по всей длине ствола скважины, что является не вполне правомерным. Большой интерес представляет работа В.И. Шурова [245], выполненная на электролитической модели. Результаты этих экспериментов сведены в таблицы, на основе которых построены графические зависимости. Задачи притока к ГС рассматривались в работах многих российских и американских исследователей [145, 146, 165, 235, 237, 255, 275 и др.]. Следует отметить, что в точной постановке задачи притока к ГС (задачи Гильберта – Римана) аналитического решения не получено. Оценка эффективности горизонтальных скважин в сравнении с вертикальными в представленных работах не достаточно достоверна, так как сравнивались дебиты скважин при несопоставимости областей дренирования.

#### 2.7.2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СТВОЛАМ СКВАЖИН

Впервые такая постановка задачи приведена в работах Н.В. Ювченко [159 и др.]. Результаты этих работ и полученные на их основе выводы, приведенные в п. 2.7.3 – 2.7.5, 2.9, были использованы нами при выборе опытных участков и определении конструкции при строительстве ГС. Технологические показатели разработки опытных участков обосновывались, исходя из результатов численного моделирования по методике, приведенной в п. 2.8.

Рассмотрим на плоскости некоторую область  $Y$ ;  $\Gamma$  – граница этой области; точки  $\zeta, \zeta' \in V$ . Пусть  $\epsilon(\zeta, \zeta')$  является фундаментальным решением уравнения Лапласа

$$\Delta_\zeta \epsilon(\zeta, \zeta') = \delta(\zeta, \zeta') \quad (2.11)$$

где  $\Delta_\zeta$  – оператор Лапласа,  $\delta(\zeta, \zeta')$  – функция Дирака.

Добавим к уравнению (2.11) условие  $\Delta \epsilon|_{\zeta \in \Gamma} = 0$ , где  $\Delta$  – некоторый линейный оператор. Если на некоторой кривой  $C \subset V$  расположены источники с линейной плотностью  $\rho(\zeta')$ ,  $\zeta' \in C$ , то потенциал простого слоя

$$\varphi(\zeta) = \int_C \rho(\zeta') \epsilon(\zeta, \zeta') d\zeta'. \quad (2.12)$$

В случае, когда  $\varphi^C(\zeta)$ ,  $\delta(\zeta, \zeta')$  известны и требуется найти  $\rho(\zeta)$ , уравнение (2.12) – сингулярное интегральное уравнение.

Методы решения этих уравнений подробно рассмотрены в работе [156].

Далее будем рассматривать интегральное уравнение следующего вида

$$\int_a^b \rho(\xi) \ln|f(\xi) - f(y)| d\xi = C, \quad y \in ]a, b[, \quad (2.13)$$

где  $C$  — некоторая константа.

Замечания к уравнению (2.11): если  $f(x)$  — строго монотонная и дифференцируемая функция на отрезке  $[a, b]$ , то решение уравнения (2.13) существует единствено и имеет вид:

$$\rho(\xi) = \frac{C_1 f'(\xi)}{\sqrt{f(b) - f(\xi)(f(\xi) - f(a))}}, \quad (2.14)$$

где  $C_1$  — некоторая константа.

Справедливость замечания к (2.11) следует из данных работы [156].

### 2.7.3. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИТОКА К ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ И МНОГОЗАБОЙНЫМ СКВАЖИНАМ НА ПЛОСКОСТИ

Рассмотрим задачи притока к ГС и МГС на плоскости. Ценность данных задач состоит в том, что они имеют точные аналитические решения. Для некоторых из них решения найдены впервые.

А. Рассмотрим случай, когда ГС определяется множеством  $-l \leq x \leq l, y = 0$  на плоскости  $O_{xy}$ .

Фундаментальное решение уравнения Лапласа для него имеет вид

$$\varepsilon(x, y, \eta, \zeta) = \ln((x - \zeta)^2 + (y - \eta)^2), \quad (2.15)$$

а соответствующее интегральное уравнение запишем следующим образом:

$$\varphi_0 = \int_{-l}^l \rho(\xi) \ln|x - \xi| d\xi, \quad \xi \in ]-l, l[. \quad (2.16)$$

В газовой динамике это уравнение теории крыла самолёта, решением которого является функция [156]

$$\rho(\xi) = C(l^2 - \xi^2)^{-1/2}, \quad \xi \in ]-l, l[. \quad (2.17)$$

Поле потенциалов скоростей фильтрации ГС определяется функцией

$$\varphi(x, y) = A \ln(\sqrt{S} + \sqrt{S + l^2}) + B, \quad (2.18)$$

где  $A, B$  — const, а  $S$  является положительным корнем уравнения

$$\frac{x^2}{l^2 + S} + \frac{y^2}{S} = 1. \quad (2.19)$$

Отметим, что (2.19) описывает изобарические линии притока ГС,  $S$  — параметр изобары.

Линии тока данного течения определяются следующим уравнением:

$$x + \left( \frac{x^2 - y^2 - l^2}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{(x^2 - y^2 - l^2)^2 + 4x^2y^2} \right)^{\frac{1}{2}} = C(y + \left( \frac{x^2 - y^2 - l^2}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{(x^2 - y^2 - l^2)^2 + 4x^2y^2} \right)^{\frac{1}{2}}). \quad (2.20)$$

Схема притока к ГС поясняется на рис. 2.4. На рис. 2.5 показано, как зависит дебит от длины несовершенной ГС.

Вычислим дебит ГС при условии, что потенциал скорости фильтрации на скважине равен  $\varphi_c$ , контуром питания является изобарическая линия  $S = R^2$ , потенциал на контуре питания равен  $\varphi_1$ . В этом случае потенциал, создаваемый ГС, примет вид

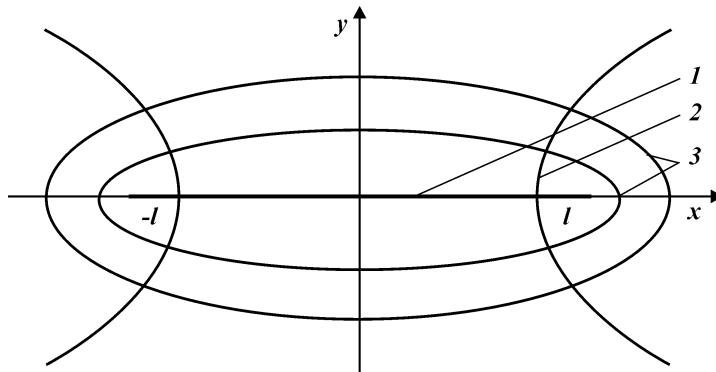


Рис. 2.4. Схема притока к горизонтальной скважине:  
1 — горизонтальная скважина, 2 — линии тока, 3 — изобарические линии

$$\varphi(x, y) = (\varphi_1 - \varphi_0) \frac{\ln \frac{\sqrt{S} + \sqrt{S + I^2}}{I}}{\ln \frac{\sqrt{R} + \sqrt{R + I^2}}{I}} + \varphi_0, \quad (2.21)$$

где  $S$  — положительный корень уравнения (2.21).

Тогда дебит ГС равен

$$q = \frac{k}{\mu} \oint \frac{\partial \varphi}{\partial n} dl, \quad (2.22)$$

где  $C$  — любая изобарическая линия, определяемая уравнением (2.21);  $\frac{\partial \varphi}{\partial n}$  — нормальная производная,  $n$  — вектор нормали к кривой  $C$ .

Вычисляя последний интеграл, имеем

$$q = \frac{2\pi k(P_1 - P_0)}{\mu \left( \ln \frac{R + \sqrt{R^2 - I^2}}{I} \right)}. \quad (2.23)$$

Б. Пусть на плоскости  $O_{xy}$  между прямыми  $y = \delta$ ,  $y = -\delta$  расположена ГС с координатами концов  $(0, l)$  и  $(0, -l)$ . В работе [218] показано, что потенциал точечного источника, расположенного в точке  $(0, \eta)$  имеет вид

$$\epsilon(x, y, 0, \eta) = \frac{1}{2} \ln \left( \operatorname{ch} \frac{\pi x}{2\delta} - \cos \frac{\pi(y - \eta)}{2\delta} \right) \left( \operatorname{ch} \frac{\pi x}{2\delta} + \cos \frac{\pi(y - \eta)}{2\delta} \right). \quad (2.24)$$

Интегральное уравнение в данном случае выглядит как

$$\int_{-l}^l k(y, \eta) \rho(\eta) d\eta = \varphi_0, \quad y \in ]-l, l[. \quad (2.25)$$

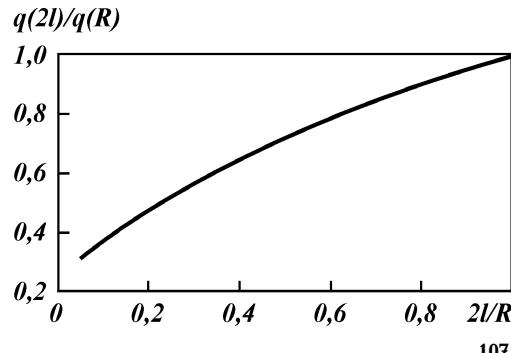


Рис. 2.5. График зависимости безразмерного дебита от длины несовершенной горизонтальной скважины

где

$$k(y, n) = \ln \left| \sin \frac{\pi y}{2\delta} - \sin \frac{\pi n}{2\delta} \right|; \quad (2.26)$$

$\rho(\eta)$  — известная функция,  $\varphi_0$  — потенциал ГС.

Решая интегральное уравнение, найдем

$$\rho(\eta) = \frac{C \cos \frac{\pi}{2\delta} \eta}{\sqrt{\sin^2 \frac{\pi l}{2\delta} - \sin^2 \frac{\pi \eta}{2\delta}}}, \quad \eta \in ]-l, l[. \quad (2.27)$$

Потенциал, создаваемый ГС, определяется следующим образом:

$$\varphi(x, y) = \int_{-l}^l \rho(\eta) \ln \left( \operatorname{ch} \frac{\pi x}{2\delta} - \cos \frac{\pi(y-\eta)}{2\delta} \right) \left( \operatorname{ch} \frac{\pi x}{2\delta} + \cos \frac{\pi(y+\eta)}{2\delta} \right) d\eta, \quad (2.28)$$

где  $\rho(\eta)$  определяется из (2.27).

Интегрируя (2.28), имеем

$$\varphi(x, y) = A \ln \left( \sqrt{S} + \sqrt{S + \sin^2 \frac{\pi l}{2\delta}} \right) + B, \quad (2.29)$$

где  $A, B = \text{const}$ ,  $S$  — дополнительный корень уравнения

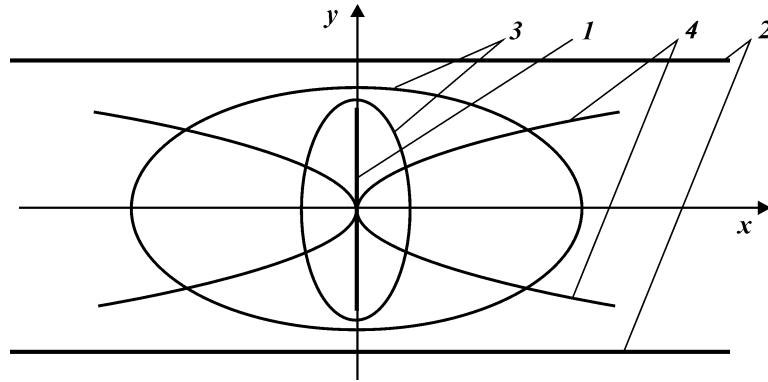
$$\frac{\operatorname{ch}^2 \frac{\pi x}{2\delta} \cos^2 \frac{\pi y}{2\delta}}{S} + \frac{\operatorname{ch}^2 \frac{\pi x}{2\delta} \sin^2 \frac{\pi y}{2\delta}}{S + \sin^2 \frac{\pi l}{2\delta}} = 1. \quad (2.30)$$

Отметим, что (2.30) — уравнение изобарических линий данного течения,  $S$  — параметр изобары. Схема притока к ГС приведена на рис. 2.6.

Пусть на скважине задан потенциал скоростей фильтрации  $\varphi_0$ , а на контуре питания  $x = R$  — потенциал  $\varphi_1$ . В этом случае

$$\varphi(x, y) = \frac{(\varphi_1 - \varphi_0) \ln \frac{\sqrt{S} + \sqrt{S + \sin^2 \frac{\pi l}{2\delta}}}{2 \operatorname{ch} \frac{\pi R}{2\delta}}}{\ln \frac{\sin \frac{\pi l}{2\delta}}{2 \operatorname{ch} \frac{\pi R}{2\delta}}}. \quad (2.31)$$

Тогда дебит ГС равен



**Рис. 2.6. Схема притока к горизонтальной скважине:**  
1 — горизонтальная скважина, 2 — непроницаемые границы, 3 — изобарические линии, 4 — линии тока

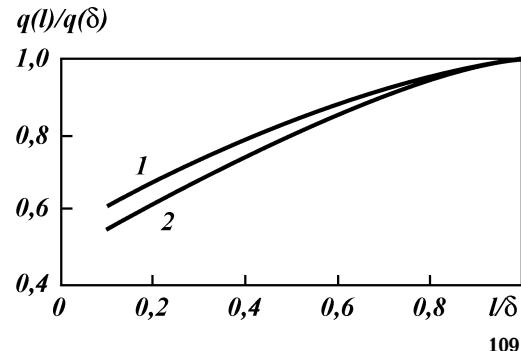
$$q = \frac{2\pi k(P_1 - P_0)}{\mu \left( \frac{\pi R}{2\delta} - \ln \sin \frac{\pi l}{2\delta} \right)}. \quad (2.32)$$

Зависимость безразмерного дебита от величины  $l/\delta$  приведена на рис. 2.7.

В. Рассмотрим задачу с распределением расхода жидкости по длине ГС, расположенной между двумя непроводящими прямыми  $y = \delta$  и  $y = -\delta$ ; скважина определена координатами концов  $(-l, 0)$  и  $(0, l)$ . В этом случае задача о распределении расхода жидкости по длине ГС сводится к решению интегрального уравнения

$$\int_{-l}^l k(x, \eta) \rho(\eta) d\eta = \varphi_0, \quad x \in [-l, l], \quad (2.33)$$

**Рис. 2.7. Графики зависимости безразмерного дебита от длины несовершенной горизонтальной скважины:**  
1 —  $R = 500$ , 2 —  $R = 400$



ядро которого имеет вид:

$$k(x, \eta) = \ln \left| \operatorname{ch} \frac{\pi x}{2\delta} - \operatorname{ch} \frac{\pi \eta}{2\delta} \right|. \quad (2.34)$$

Решая интегральное уравнение, получим:

$$\rho(\eta) = \frac{C \operatorname{ch} \frac{\pi \eta}{2\delta}}{\sqrt{\operatorname{ch}^2 \frac{\pi l}{2\delta} - \operatorname{ch}^2 \frac{\pi \eta}{2\delta}}}, \quad \eta \in [-l, l]. \quad (2.35)$$

Потенциал, создаваемый горизонтальной скважиной с плотностью  $\rho(\eta)$ , равен

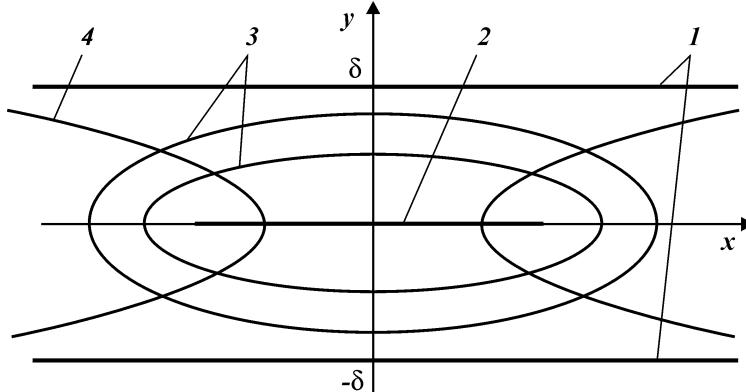
$$\varphi(x, y) = A \ln \left( \sqrt{S + \sqrt{S + \operatorname{ch}^2 \frac{\pi l}{2\delta}}} \right) + B, \quad (2.36)$$

где  $S$  — положительный корень уравнения

$$\frac{\operatorname{ch}^2 \frac{\pi x}{2\delta} \cos^2 \frac{\pi y}{2\delta}}{S + \operatorname{ch}^2 \frac{\pi l}{2\delta}} + \frac{\operatorname{ch}^2 \frac{\pi x}{2\delta} \sin^2 \frac{\pi y}{2\delta}}{S} = 1. \quad (2.37)$$

Уравнение (2.37) описывает изобарические линии данного течения,  $S$  — параметр изобары.

Схема притока к ГС приведена на рис. 2.8.



**Рис. 2.8. Схема притока жидкости к горизонтальной скважине:**  
1 — непроницаемые границы, 2 — горизонтальная скважина, 3 — изобарические линии, 4 — линии тока

Пусть на скважине задано давление  $P_0$ , на контуре питания  $x = R$  — давление  $P_1$ , тогда дебит ГС равен

$$q = \frac{2\pi k(P_1 - P_0)}{\mu \ln \frac{\text{ch} \frac{\pi R}{2\delta} + \sqrt{\text{ch}^2 \frac{\pi R}{2\delta} - \text{ch}^2 \frac{\pi l}{2\delta}}}{\text{ch} \frac{\pi l}{2\delta}}}. \quad (2.38)$$

Г. Пусть на плоскости  $O_{xy}$  между прямыми  $y = \delta$ ,  $y = -\delta$  расположена ГС с координатами  $(0, l_1)$  и  $(0, -l_2)$ . Соответствующее интегральное уравнение имеет вид

$$\int_{-l_2}^{l_1} \ln \left| \sin \frac{\pi y}{2\delta} - \sin \frac{\pi \eta}{2\delta} \right| \rho(\eta) d\eta = \varphi_0, \quad y \in [-l_2, l_1]. \quad (2.39)$$

Решая уравнение (2.39), найдем

$$\rho(\eta) = \frac{C \cos \frac{\pi l}{2\delta}}{\sqrt{\left( \sin \frac{\pi l_1}{2\delta} - \sin \frac{\pi \eta}{2\delta} \right) \left( \sin \frac{\pi l_2}{2\delta} + \sin \frac{\pi \eta}{2\delta} \right)}}, \quad \eta \in [-l_2, l_1]. \quad (2.40)$$

Д. Рассмотрим приток к многозабойной горизонтальной скважине (МГС) на плоскости  $O_{xy}$ . Скважину, имеющую  $n \geq 2$  горизонтальных стволов, опишем в полярных координатах  $(\rho, \varphi)$  следующим образом:

$$0 \leq \rho \leq l, \quad (2.41)$$

$$\sin \frac{n\varphi}{2} = 0,$$

где  $l$  — длина ствола.

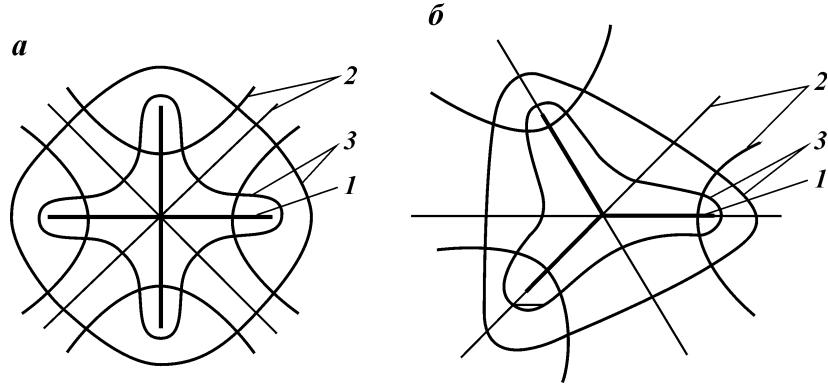
Нетрудно догадаться, что потенциал, создаваемый многозабойной скважиной, равен

$$\varphi = A \ln \left( \sqrt{S} + \sqrt{S + l^2} \right) + B, \quad (2.42)$$

где  $S$  — положительный корень уравнения

$$\frac{\rho^n (1 + \cos n\varphi)}{l^n + S} + \frac{\rho^n (1 - \cos n\varphi)}{S} = 2. \quad (2.43)$$

Заметим, что (2.43) — уравнение изобарических линий,  $S$  — параметр изобары. На рис. 2.9 приведена схема притока к многозабойным скважинам при  $n=3, 4$ .



**Рис. 2.9. Схема притока к многозабойным горизонтальным скважинам.**  
Скважины: а – четырехзабойная, б – трехзабойная; 1 – многозабойная горизонтальная скважина, 2 – линии тока, 3 – изобарические линии

Пусть на стволах МГС задан потенциал скоростей фильтрации  $\varphi_0$ , на контуре питания (некоторая изобарическая линия  $R_n = S$ ) – потенциал  $\varphi_1$ , тогда потенциал, создаваемый МГС, равен

$$\varphi = (\varphi_1 - \varphi_0) \frac{\ln \frac{\sqrt{S} + \sqrt{S + I^n}}{I^{n/2}}}{\ln \frac{R^{n/2} + \sqrt{R^n + I^n}}{I^{n/2}}} + \varphi_0, \quad (2.44)$$

где  $S$  – положительный корень уравнения (2.43).

Дебит многозабойной горизонтальной скважины

$$q = \frac{k\pi(P_1 - P_0)n}{\mu \ln \frac{R^{n/2} + \sqrt{R^n + I^n}}{I^{n/2}}}. \quad (2.45)$$

Следует отметить, что в работе [43] приводится приближенная формула дебита МГС:

$$q = \frac{k\pi(P_1 - P_0)n}{\ln \frac{CR}{l}}, \quad (2.46)$$

где коэффициент  $C$  зависит от числа стволов  $n$ . Но как видно из формулы (2.45), коэффициент  $C$  зависит от  $I$ ,  $R$  и  $n$ . Поэтому нетрудно привести пример, когда формула (2.39) будет иметь значительную погрешность.

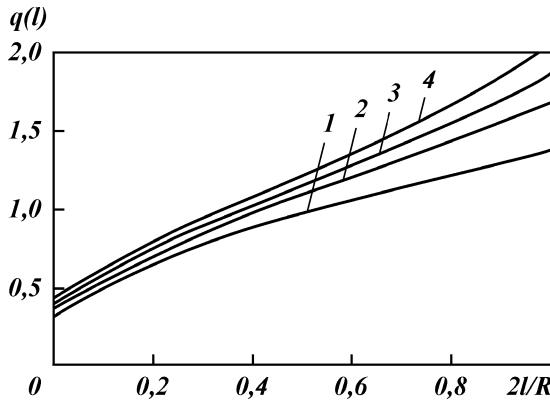


Рис. 2.10. Графики зависимости безразмерного дебита многозабойной скважины от длины несовершенного горизонтального ствола.  
Число стволов  $n$ : 1 – 2, 2 – 3, 3 – 4, 4 – 5

Зависимость безразмерного дебита МГС от величины  $2l/R$  приведена на рис. 2.10.

Расчеты показывают, что при увеличении числа стволов, начиная с  $n = 3$ , увеличение дебита незначительно. Отметим, что формула (2.38) при  $n = 2$  совпадает с формулой дебита горизонтальной скважины с длиной ствола  $2l$ .

#### 2.7.4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИТОКА К ОДИНОЧНОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ В ПЛАСТЕ КОНЕЧНОЙ ТОЛЩИНЫ

До настоящего времени в литературе не приводится точных аналитических решений задач о притоке жидкости к горизонтальным и многозабойным скважинам в пласте конечной толщины. Имеются лишь приближенные формулы для расчета дебита ГС и МГС.

А. Для расчета дебита ГС в работе [43] используется метод фильтрационных сопротивлений Ю.П. Борисова [39]. Формула дебита ГС имеет следующий вид:

$$q = \frac{2k\pi\Delta P}{\mu \left( \ln \frac{2R_k}{l} + \frac{h}{2l} \ln \frac{h}{2\pi r} \right)}, \quad (2.47)$$

где  $2l$  – длина ГС,  $R_k$  – радиус контура питания,  $r$  – радиус ГС.

Для оценки точности данной формулы были приведены результаты электростатического моделирования [245], которые показали приемлемую точность (2.47).

Более точная формула получена в [212]:

$$q = \frac{2k\pi\Delta P}{\mu \left( \ln \frac{R + \sqrt{R^2 + l^2}}{l} + \frac{h}{2l} \ln \frac{h}{2\pi r} \right)}. \quad (2.48)$$

Б. Рассмотрим задачу о притоке к многозабойной горизонтальной скважине в пласте конечной толщины. В [43] приведена приближенная формула дебита МГС, которая выведена на основании формулы (2.46):

$$q = \frac{2k\pi h(P_k - P_c)}{\mu \left( \ln \frac{\chi(n)R}{l} + \frac{h}{2l} \ln \frac{h}{2\pi r} \right)}, \quad (2.49)$$

где величина  $\chi(n)$  определяется по табуляграмме и зависит только от числа символов. Ранее указывалось, что в общем случае, величина  $\chi$  зависит от  $n$ ,  $l$ ,  $R$ , поэтому эта формула может допускать значительные погрешности.

Для вычисления дебита многозабойной горизонтальной скважины воспользуемся формулой дебита МГС на плоскости (2.45) и методом фильтрационных сопротивлений. В этом случае выражение дебита многозабойной горизонтальной скважины в пласте конечной толщины примет вид

$$q = \frac{2k\pi h(P_k - P_c)}{\mu \left( \frac{2}{n} \ln \frac{R^{n/2} + \sqrt{R^n + l^n}}{l^{n/2}} + \frac{h}{hl} \ln \frac{h}{2\pi r} \right)}, \quad (2.50)$$

где  $n$  — число стволов,  $l$  — длина ствола.

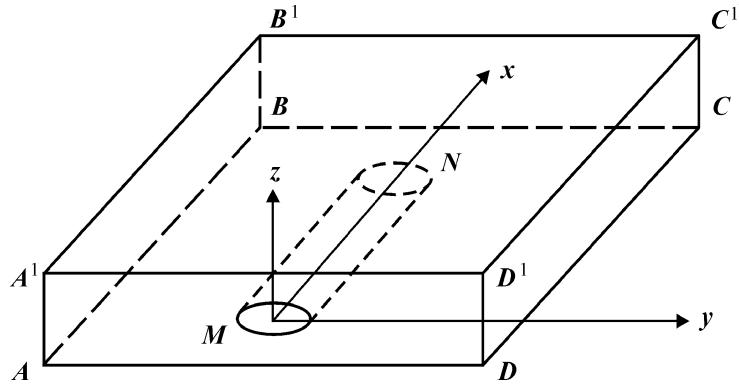
Заметим, что при  $n = 2$  имеем формулу для дебита ГС в пласте конечной толщины.

В. Пусть горизонтальная скважина расположена в рукавообразной залежи. Модель данного течения представлена на рис. 2.11.

Горизонтальная скважина, ось которой направлена вдоль потока, равнодалена от непроницаемых граней. Применяя теорию фильтрационных сопротивлений и используя соотношение (2.37), получим

$$q = \frac{k\pi(P_k - P_c)}{\mu \left( \frac{1}{h} \ln \left[ I^{\frac{\pi}{2\delta}(R-2l)} \sqrt{l^{\frac{\pi}{\delta}(R-2l)}} \right] + \frac{1}{2l} \ln \frac{h}{2\pi r} \right)}, \quad (2.50)$$

где  $\delta$  — ширина потока,  $l$  — длина ГС.



**Рис. 2.11. Схема притока к рукавообразной залежи:**  
ABCD – подошва пласта; A<sup>1</sup>B<sup>1</sup>C<sup>1</sup>D<sup>1</sup> – кровля пласта; AA<sup>1</sup>B<sup>1</sup>B, DD<sup>1</sup>C<sup>1</sup>C – непроницаемые грани; MN – горизонтальная скважина

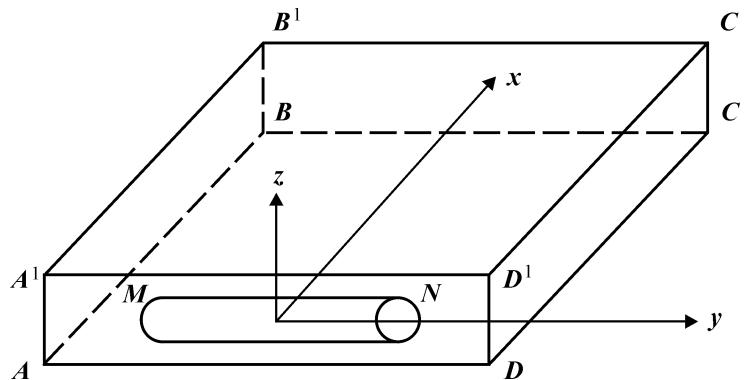
Г. Рассмотрим модель течения к горизонтальной скважине, схематично изображенной на рис. 2.12.

Скважина расположена в центре пласта и равноудалена от непроницаемых граней.

Дебит такой скважины

$$Q = \frac{k\pi\Delta P}{\mu \left( \frac{R}{\delta} - \frac{2}{\pi} \ln \sin + \frac{\pi l_1}{2\delta} - \frac{h}{\pi l_1} \ln \sin \frac{2\pi r}{n} \right)}, \quad (2.52)$$

где  $2l$  – длина ствола ГС;  $r$  – радиус ГС,  $2\delta$  – ширина по-



**Рис. 2.12. Схема притока к горизонтальной скважине:**  
ABCD – подошва пласта; A<sup>1</sup>B<sup>1</sup>C<sup>1</sup>D<sup>1</sup> – кровля пласта; AA<sup>1</sup>B<sup>1</sup>B, DD<sup>1</sup>C<sup>1</sup>C – непроницаемые грани; MN – горизонтальная скважина

тока. Отметим, что формула (2.37) выведена в предположении неравномерного расхода жидкости по длине ствола ГС. Расход жидкости по длине ствола определяется формулой

$$\rho(\xi) = \frac{C \cos \frac{\eta}{2\delta} \xi}{\sqrt{\sin^2 \frac{\pi}{2\delta} l_1 - \sin^2 \frac{\pi}{2\delta} \xi}}, \quad \xi \in [-l_1, l_1]. \quad (2.53)$$

Таким образом, в данном разделе приведены точные аналитические решения задач притока к ГС и МГС на плоскости. Найдено распределение расхода жидкости по длине горизонтальной скважины. Заметим, что до настоящего времени при решении задач притока к ГС и МГС принималось предположение о равномерности расхода по длине скважины.

Результаты исследования используются при моделировании горизонтальной скважины в моделях многофазной фильтрации. Известно, что на расстоянии, равном двум толщинам однородного пласта, от горизонтальной скважины нормаль к фронту вытеснения направлена вдоль простирания пласта. В связи с этим для настройки моделей многофазной фильтрации в режиме поддержания пластового давления могут быть использованы уравнения изобарических линий рассмотренных здесь течений. Уточнены формулы дебитов ГС и МГС в пласте конечной толщины и получена формула для расчета ГС в рукавообразной залежи.

#### *2.7.5. ЗАВИСИМОСТИ ДЕБИТА СКВАЖИНЫ ОТ ПРОТЯЖЕННОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА*

При выборе систем разработки залежей нефти с применением ГС, одним из ключевых вопросов является обоснование оптимальной протяженности горизонтального ствола. Ниже рассмотрим влияние длины ГС на дебит скважин при однорядной и трехрядной схемах размещения, влияние протяженности горизонтального ствола на коэффициент извлечения нефти и другие вопросы выбора оптимальной длины ГС.

#### **Линейная однорядная система размещения горизонтальных скважин**

Для упрощения расчетов по определению показателей разработки при данной системе заводнения предполагается одновременный ввод всех скважин в эксплуатацию. Равномер-

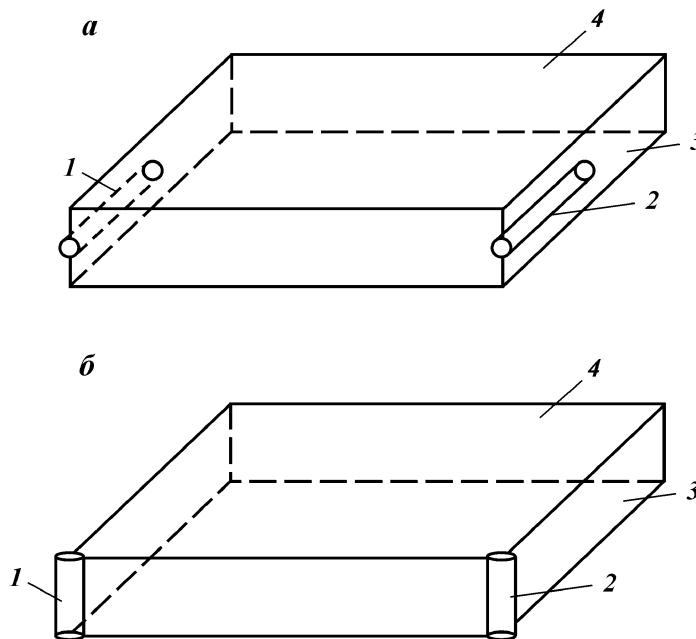
ная сетка скважин по площади предопределяет равнодебитность элементов системы.

#### Однородный пласт

Для этого случая элемент системы заводнения представлен на рис. 2.13, а. Все грани параллелепипеда непроницаемы, скважины проходят по середине пласта. Дебит скважины, как отмечалось выше, для этого элемента определится формулой

$$Q_r = \frac{\pi k h \Delta p}{2\mu \left( \frac{\pi L}{2\delta} - \ln b_1 b_2 - 4e^{-\pi L/\delta} (1 - b_1^2)(1 - b_2^2) - \frac{l_1 + l_2}{2l_1 l_2} h \ln \frac{2\pi r_f}{h} \right)}, \quad (2.54)$$

где  $L$  — расстояние между скважинами;  $\delta$  — ширина потока;  $h$  — толщина пласта;  $\Delta p$  — депрессия;  $k/\mu$  — подвижность;  $l_i$  — длина  $i$ -й скважины;  $r_f$  — радиус горизонтальной скважины;  $b_i = \sin \frac{\pi l_i}{2\sigma}$ ;  $i = 1, 2$ .



**Рис. 2.13. Элемент заводнения горизонтальными (‡) и вертикальными (·) скважинами.**  
Скважины: 1 — нагнетательная; 2 — добывающая; 3 — подошва пласта; 4 — кровля пласта

В случае, когда горизонтальные скважины полностью вскрывают элемент заводнения, т.е.  $l = \delta$ , формула (2.54) примет вид:

$$Q_r = \frac{\pi k h \Delta p}{2\mu \left( \frac{\pi L}{2\delta} - \frac{h}{\delta} \ln \frac{2\pi r_f}{h} \right)}. \quad (2.55)$$

Для оценки эффективности данной системы размещения сравним ее с линейной системой заводнения вертикальными скважинами, элемент которой представлен на рис. 2.13, б.

Дебит вертикальной скважины

$$Q_b = \frac{\pi k h \Delta p}{2\mu \left( \frac{\pi L}{2\delta} - 4e^{-\pi L/\delta} - 2\ln \frac{\pi r_b}{\delta} \right)}. \quad (2.56)$$

Введем соотношение производительности горизонтальной и вертикальной скважин:

$$\gamma = Q_r / Q_b. \quad (2.57)$$

В качестве базового варианта разработки выберем линейную систему размещения вертикальных скважин:

I – в рядах число горизонтальных скважин равно числу вертикальных скважин ( $N_r = N_b$ , расстояние между серединами ГС равно  $2\delta$ ).

II – в рядах число горизонтальных скважин в два раза меньше числа вертикальных скважин ( $N_r = 1/2 N_b$ , расстояние между серединами ГС равно  $4\delta$ ).

В обоих случаях расстояние между рядами скважин равно  $2\delta$ , длины стволов нагнетательных и добывающих скважин ГС равны.

На рис. 2.14 представлено отношение производительности ГС при  $l$ -м варианте размещения скважин к производительности ВС базисного варианта при  $\delta = 150$  и  $300$  м и  $h = 10$  и  $20$  м в зависимости от величины  $l/\delta$ .

Рассмотрим случай, когда элемент заводнения полностью вскрывается ГС ( $l = \delta$ ),  $h = 10$  м; тогда увеличение дебита составит:  $\gamma = 4,6$  при  $\delta = 150$  м;  $\gamma = 5,1$  при  $\delta = 300$  м.

На рис. 2.15 показана зависимость отношение производительности ГС второго варианта размещения ( $N_r = 1/2 N_b$ ) к производительности ВС базового варианта.

Положим  $h = 10$  м и представим увеличение дебитов ГС и общей добычи по сравнению с базовым вариантом при

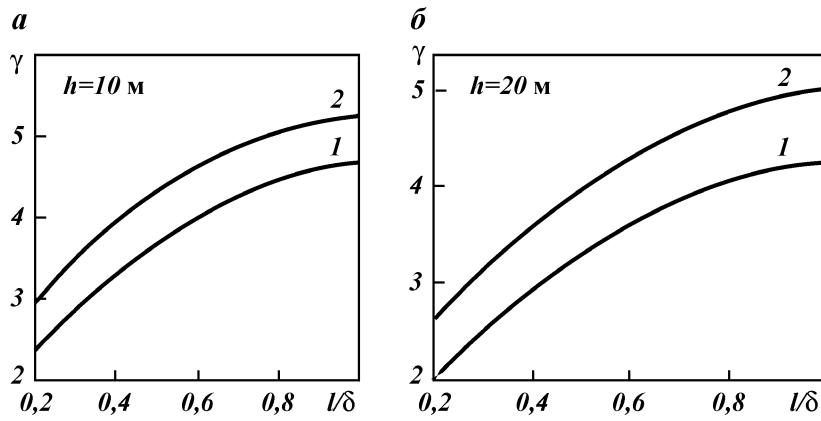


Рис. 2.14. Графики зависимости производительности скважин от степени несовершенства охвата элемента пласта горизонтальной скважиной:  
1 —  $\delta = 150$  м, 2 —  $\delta = 300$  м  
( $N_r = N_b$ )

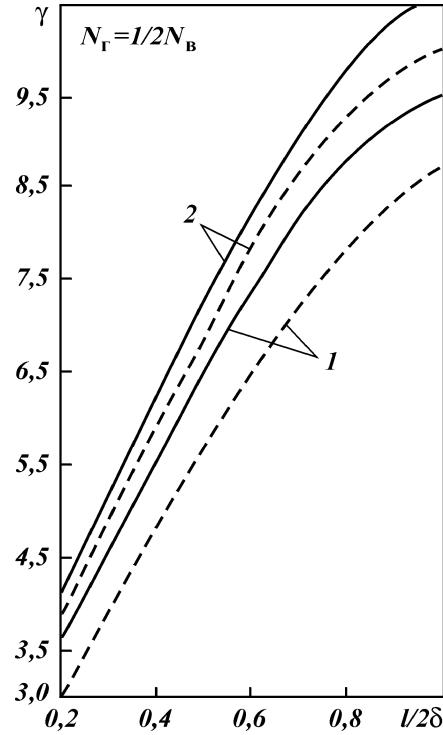


Рис. 2.15. Графики зависимости производительности скважин от степени несовершенства охвата пласта горизонтальной скважиной:  
1 —  $\delta = 150$  м, 2 —  $\delta = 300$  м;  
сплошные линии —  $h = 10$  м,  
пунктир —  $h = 20$  м

Таблица 2.1

Соотношение дебитов горизонтальной и вертикальной скважин  
в зависимости от длины горизонтальной скважины по вариантам разработки

Половина расстояния между скважина- ми $\delta$ , м	Длина ГС, м	$N_r = N_b$		$N_r = \frac{1}{2}N_b$	
		Увеличение дебита	Увеличение добычи	Увеличение дебита	Увеличение добычи
150	200	4,1	4,1	5	2,5
	300	4,52	4,52	6,5	3,25
	600	—	—	9,04	4,52
300	200	3,5	3,5	3,9	1,8
	300	4,25	4,25	4,7	2,35
	600	5,1	5,1	7,2	3,6

$\delta = 150$  и  $300$  м (таблица 2.1) в зависимости от ствола ГС. Из табл. 2.1 следует:

сокращение числа ГС в рядах в 2 раза приводит к увеличению производительности ГС и уменьшению добычи в сравнении с вариантом  $N_r = N_b$ ;

эффективность ГС возрастает на более плотных сетках;

влияние длины ствола ГС на производительность более существенна в случае  $N_r = \frac{1}{2}N_b$ , чем при  $N_r = N_b$ .

На рис. 2.13, 2.14 видно, что с уменьшением толщины пласта  $h$  эффективность ГС возрастает.

#### Слоистый пласт

Предположим, что пласт толщиной  $h$  состоит из  $n$  про-  
пластков равной толщины  $h/n$  и вскрывается горизонтальной  
скважиной, как показано на рис. 2.16, а, в.

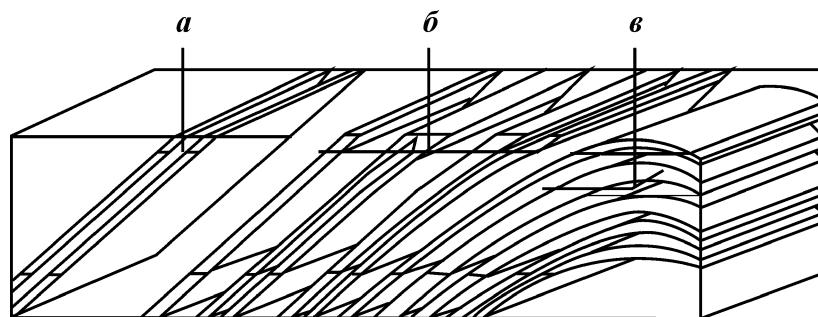


Рис. 2.16. Вскрытие горизонтальной скважиной слоистого пласта

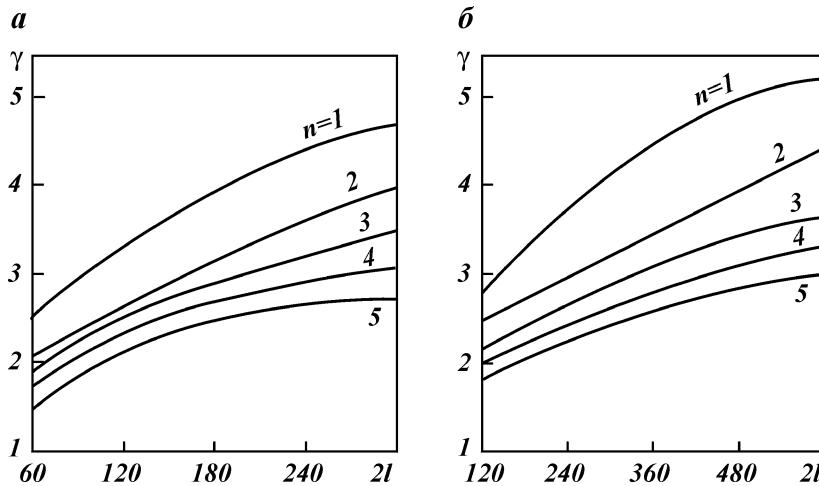


Рис. 2.17. Графики зависимости производительности скважин от длины горизонтального ствола для пласта, состоящего из  $n$  пропластков (случай  $N_r = N_b$ ):  
 а —  $h = 10$  м,  $\delta = 150$  м;  
 б —  $h = 10$  м,  $\delta = 300$  м.  
 Шифр кривых — число пропластков

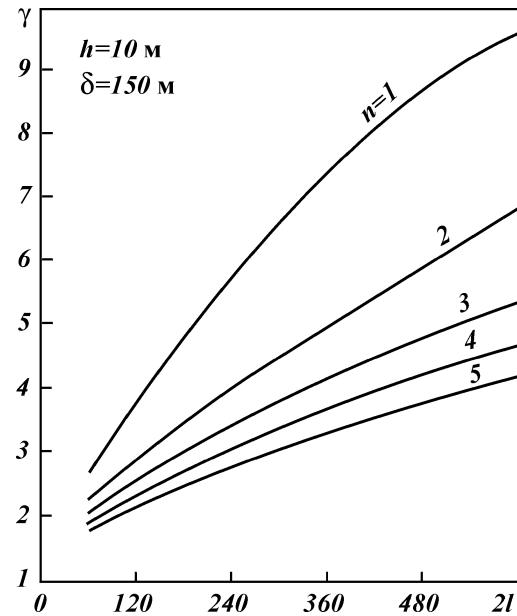


Рис. 2.18. Графики зависимости производительности скважин от длины горизонтального ствола для пласта, состоящего из  $0$  пропластков ( $N_r = 1/2 N_b$ ).  
 Шифр кривых — число пропластков

В этом случае в каждом пропластке получаются одинаковые сетки горизонтальных скважин длиной  $2l/n$ , где  $2l$  — длина ГС,  $n$  — число пропластков.

Как и в случае однородного пласта, выберем базисный вариант разработки — линейную систему размещения верти-

кальных скважин ( $2\delta \times 2\delta$ ) и два варианта размещения ГС: первый с  $N_r = N_v$  и второй с  $N_r = \frac{1}{2}N_v$ .

На рис. 2.17 и 2.18 представлено отношение производительности ГС к производительности ВС для слоистого пласта при  $h = 10$  м;  $\delta = 150$  м,  $l = 150$  и  $300$  м;  $n = 1, 2, 3, 4, 5$ .

С увеличением числа пропластков эффективность ГС уменьшается. Так при  $h = 10$  м,  $\delta = 150$  м,  $l = 150$  м дебиты горизонтальных скважин при первом варианте размещения больше дебитов вертикальных скважин в 4,5 раза ( $n=1$ ); для  $h = 10$  м,  $\delta = 300$  м,  $l = 150$  м – в 3 раза ( $n = 3$ ).

#### Однорядная система размещения горизонтальных скважин

Элемент заводнения однорядной площадной системы размещения горизонтальных скважин представлен на рис. 2.19, а. Для оценки эффективности данной системы размещения скважин сравним ее с площадной системой заводнения вертикальными скважинами, элемент которой представлен на рис. 2.19, б.

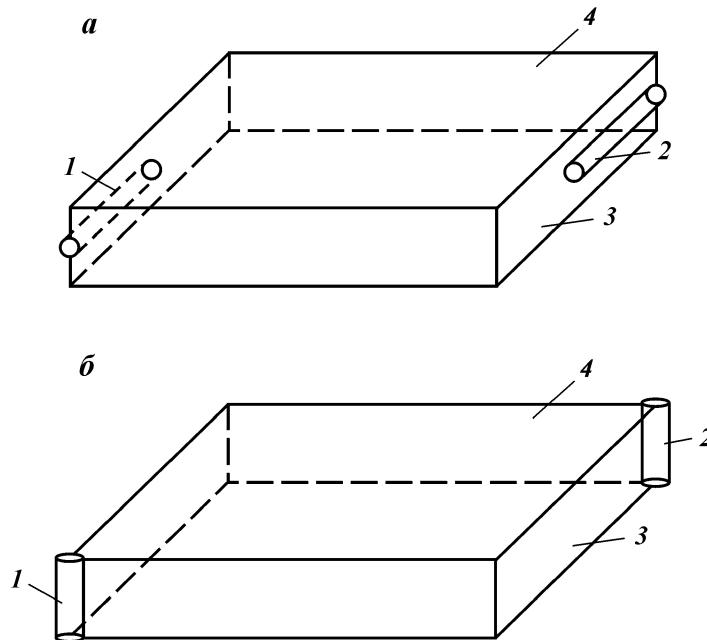
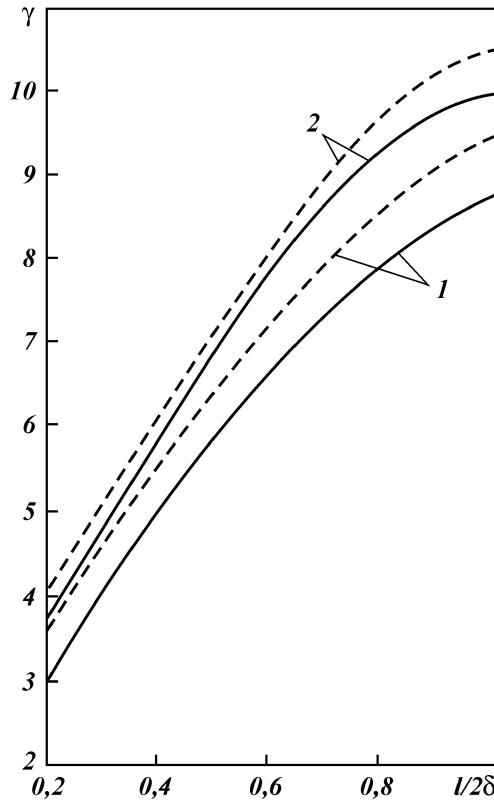


Рис. 2.19. Элемент заводнения однорядной площадной системы горизонтальных (а) и вертикальных (б) скважин.  
Скважины: 1 – нагнетательная, 2 – добывающая, 3 – подошва пласта, 4 – кровля пласта

Рис. 2.20. Графики зависимости производительности горизонтальных скважин от степени несовершенства охвата элемента пласта при однорядной площадной системе размещения ( $N_r = 1/2N_b$ ):  
 1 —  $\delta = 150$  м; 2 —  $\delta = 300$  м; сплошные линии —  $h = 20$  м, пунктир —  $h = 10$  м



В случае однородного пласта толщиной  $h$  дебит горизонтальной скважины, как отмечено выше, определяется формулой

$$Q_r = \frac{\pi k h \Delta p}{2\mu \left( \frac{\pi L}{2\delta} - \ln b_1 b_2 + 4l^{-\pi L/\delta} (1 - b_1^2)(1 - b_2^2) - \frac{l_1 + l_2}{2l_1 l_2} h \ln \frac{2\pi r_r}{h} \right)}, \quad (2.58)$$

а дебит вертикальной скважины [159]:

$$Q_b = \frac{\pi k h \Delta p}{2\mu \left( \frac{\pi L}{2\delta} - 2 \ln \frac{\pi r_b}{\delta} - 4e^{-\pi L/\delta} \right)}. \quad (2.59)$$

Здесь обозначения такие же, как и в предыдущем разделе.

Введем величину  $\gamma$ , определяющую отношение дебитов горизонтальных и вертикальных скважин. В качестве базового

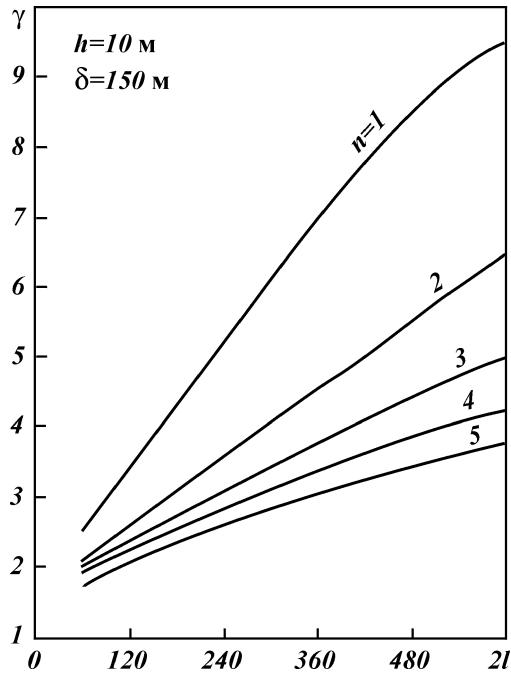


Рис. 2.21. Графики зависимости относительного дебита от длины горизонтального ствола для пласта, состоящего из  $n$  пропластков ( $N_r = 1/2N_b$ ). Шифр кривых — число пропластков

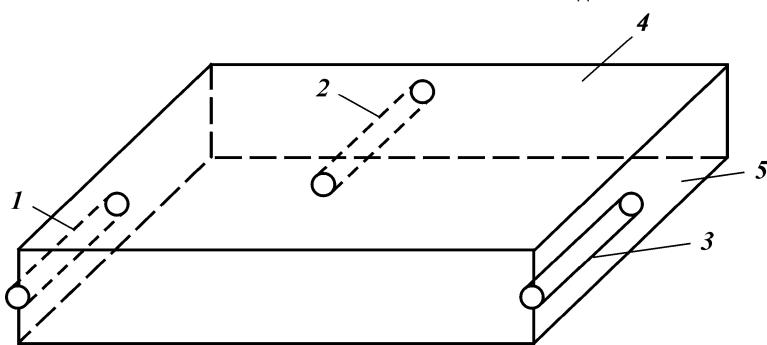


Рис. 2.22. Схема размещения скважин по трехрядной системе.  
Скважины: 1 — нагнетательная, 2, 3 — добывающие, 4 — кровля пласта, 5 — подошва пласта

варианта разработки выберем площадную пятиточечную систему размещения вертикальных скважин. Рассмотрим, как и в предыдущем разделе, два варианта размещения горизонтальных скважин:

I — в рядах число горизонтальных скважин равно числу вертикальных скважин ( $N_r = N_b$ ).

II — в рядах число горизонтальных скважин в 2 раза меньше числа вертикальных скважин ( $N_r = 1/2N_b$ ).

На рис. 2.20 представлена зависимость величины  $\gamma$  от  $l/\delta$  для второго варианта размещения ГС.

Для первого варианта размещения ГС зависимость практически такая же, как и в случае линейной системы размещения (см. рис. 2.15). На рис. 2.21 представлена зависимость  $\gamma$  от  $l$  для слоистого пласта.

Таким образом, выводы предыдущего раздела справедливы и в данном случае, т.е.:

сокращение числа ГС в рядах в 2 раза приводит к увеличению производительности ГС и уменьшению добычи в сравнении с вариантом  $N_r = N_b$ ;

эффективность ГС возрастает при более плотных сетках скважин;

влияние длины ствола ГС на производительность более существенна в случае  $N_r = 1/2N_b$ ;

для слоистого пласта с увеличением числа пропластков, эффективность ГС уменьшается.

### Трехрядная система размещения скважин

Рассмотрим трехрядную систему размещения горизонтальных скважин. Предполагаем, что в каждом ряду скважины находятся на одинаковом расстоянии друг от друга, забойные давления во всех скважинах одного ряда одинаковы, длина и радиусы горизонтальных скважин одинаковы, горизонтальные скважины проведены на одинаковом расстоянии от подошвы и кровли пласта. Элемент, удовлетворяющий поставленным условиям, представлен на рис. 2.22.

Тогда, исходя из данных работы [159], можно записать:

$$\frac{k}{\mu} (P_h - P_{A1}) = \frac{Q_{A1}}{h} \left[ \begin{aligned} & \frac{L_1}{\delta} - \frac{1}{\pi} \ln b_1^2 b_2^2 - \frac{2(1-b_2^2)^2}{\pi} \left( \Delta_2 b_1^4 - \Delta_6 b_3^4 \frac{1}{2} \Delta_4 \right) + \\ & + \frac{4\Delta_1}{\pi} (1-b_1^2)(1-b_2^2) - \frac{2\Delta_2}{\pi} S_1 S_2 - \frac{4}{\pi} \Delta_2 b_2^4 (1-b_1^2)^2 - \\ & - \frac{h}{2\pi l_1 l_2} (2l_2 + l_1) \ln \frac{2\pi r_r}{h} \end{aligned} \right] + \\ + \frac{Q_{A2}}{h} \left[ \begin{aligned} & \frac{L_1}{\delta} - \frac{2}{\pi} \ln b_1 - \frac{\Delta_2}{\pi} (S_1 S_2 + 4b_2^4 (1-b_1^2)^2) - \frac{h}{\pi l} \ln \frac{2\pi r_r}{h} - \\ & - \frac{4}{\pi} \Delta_3 (1-b_3^2)(1-b_1^2)(1-b_2^2) + \frac{2\Delta_1}{\pi} (1-b_1^2)(1-b_2^2) + \\ & + \frac{\Delta_6}{\pi} S_2 S_3 - \frac{2\Delta_5}{\pi} (1-b_3^2)(1-b_2^2) \end{aligned} \right]; \quad (2.60)$$

$$\frac{k}{\mu} (P_h - P_{A2}) = \frac{Q_{A1}}{h} \left[ \begin{array}{l} \frac{L_1}{\delta} - \frac{2}{\pi} \ln b_1 - \frac{h}{\pi l_1} \ln \frac{2\pi r_r}{h} + \frac{2\Delta_1}{\pi} (1 - b_1^2)(1 - b_2^2) - \\ - \frac{\Delta_2}{\pi} (4b_2^4(1 - b_1^2 + S_1 S_2)) - \\ - \frac{4}{\pi} \Delta_3 (1 - b_1^2)(1 - b_3^2)(1 - b_2^4) + \\ + \frac{\Delta_6}{\pi} S_2 S_3 - \frac{2\Delta_5}{\pi} (1 - b_3^2)(1 - b_2^2) \end{array} \right] +$$

$$+ \frac{Q_{A2}}{h} \left[ \begin{array}{l} \frac{L}{\delta} - \frac{2}{\pi} \ln b_1 b_3 - \frac{4}{\pi} \Delta_2 b_2^4 (1 - b_1^2)^2 - \\ - \frac{h}{\pi l_1 l_2} (l_1 + l_3) \ln \frac{2\pi r_r}{h} - \frac{4}{\pi} \Delta_6 b_2^4 (1 - b_3^2)^2 - \\ - \frac{8}{\pi} \Delta_3 (1 - b_3^2)(1 - b_1^2)(1 - b_2^4) \end{array} \right], \quad (2.61)$$

где  $P_h$ ,  $P_{A1}$ ,  $P_{A2}$  — давление на нагнетательной и добывающих скважинах соответственно;  $Q_{A1}$ ,  $Q_{A2}$  — дебиты добывающих скважин;  $l_1$  — расстояние между рядом нагнетательных и первым рядом добывающих скважин;  $l_i$  — длина  $i$ -й скважины;  $2\delta$  — расстояние между скважинами в ряду;

$$b_i = \sin \frac{\pi l_i}{2\delta}, \quad i = 1, 2, 3;$$

$$S_i = 1 - 4b_i^2 + 3b_i^4, \quad i = 1, 2, 3;$$

$$\Delta_1 = e^{-\pi L_1 / \delta} + e^{-\pi(2L - L_1) / \delta};$$

$$\Delta_2 = e^{-2\pi L_1 / \delta}; \quad \Delta_3 = e^{-\pi L / \delta};$$

$$\Delta_4 = e^{-2\pi L_1 / \delta} + e^{-2\pi(L - L_1) / \delta};$$

$$\Delta_5 = e^{-\pi(L - L_1) \delta}; \quad \Delta_6 = e^{-2\pi(L - L_1) \delta}.$$

Как и в предыдущих разделах, для оценки эффективности данной системы размещения сравним ее с трехрядной системой размещения вертикальных скважин.

Введем отношение производительности нагнетательных скважин ГС к производительности нагнетательных ВС.

$$\gamma_h = Q_h^r / Q_h^b. \quad (2.62)$$

В качестве базового варианта выберем трехрядную систему размещения ГС (расстояние между рядами  $2\delta$ , между

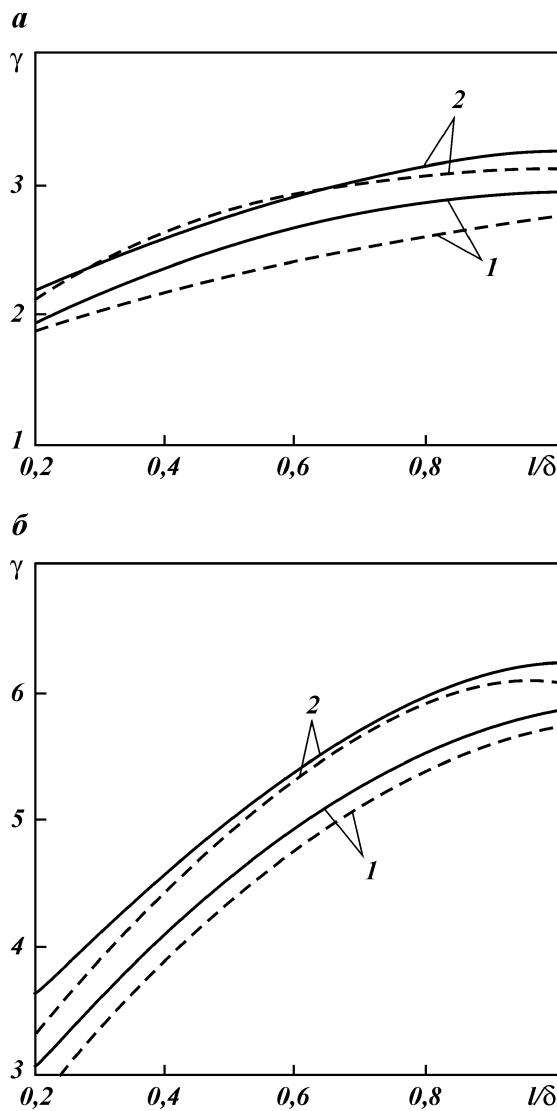


Рис. 2.23. Графики зависимости относительного дебита от относительной длины горизонтальной скважины при трехрядной системе размещения.  
Варианты размещения: а –  $N_r = N_b$ ; б –  $N_r = \frac{1}{2}N_b$ ; 1 –  $\delta = 150$  м, 2 –  $\delta = 300$  м, сплошные линии –  $h = 10$  м; пунктир –  $h = 20$  м

скважинами в рядах  $2\delta$ ). Рассматриваем два варианта размещения горизонтальных скважин:

I — в рядах число горизонтальных скважин равно числу вертикальных скважин ( $N_r = N_b$ ).

II — в рядах число горизонтальных скважин в два раза меньше числа вертикальных скважин ( $N_r = \frac{1}{2}N_b$ ).

Длины стволов нагнетательных и добывающих скважин равны, расстояние между ГС составляет  $2\delta$ .

Дополнительные условия: дебиты ГС первого и второго ряда равны  $Q_{A1} = Q_{A2}$  в уравнениях (2.60), (2.61); депрессия между нагнетательной скважиной и добывающей скважиной 2-го ряда одинакова во всех случаях.

Результаты расчетов приведены на рис. 2.23, а, где представлено отношение производительности ГС для первого варианта размещения к производительности ВС при  $\delta = 150$  и  $300$  м,  $h = 10$  и  $20$  м в зависимости от величины  $l/\delta$ . Рассмотрим случай, когда элемент полностью вскрывается ГС,  $h = 10$  м; тогда увеличение дебитов ГС составит  $\gamma = 3,0$  при  $\delta = 150$  м;  $\gamma = 3,5$  при  $\delta = 300$  м.

Результаты расчетов отношения производительности ГС для второго варианта размещения ( $N_r = \frac{1}{2}N_b$ ) к производительности ВС базисного варианта представлены на рис. 2.23, б. Далее положим  $h = 10$  м и представим результаты расчетов увеличения дебитов ГС и общей добычи по сравнению с базисным вариантом при  $\delta = 150$  и  $300$  м в зависимости от длины ствола ГС (табл. 2.2).

Результаты расчетов увеличения дебитов горизонтальных скважин в зависимости от длины горизонтального ствола для пласта, состоящего из  $n$  пропластков, приведены на рис. 2.24.

Таблица 2.2

Результаты расчетов увеличения производительности горизонтальных скважин по сравнению с производительностью вертикальных скважин

Половина расстояния между сква- жинами $\delta$ , м	Длина ГС, м	$N_r = N_b$		$N_r = \frac{1}{2}N_b$	
		Увеличение дебита	Увеличение добычи	Увеличение дебита	Увеличение добычи
150	200	2,7	2,7	3,8	1,9
	300	2,9	2,9	4,6	2,3
	600	—	—	5,8	2,9
300	200	2,4	2,4	3,3	1,65
	300	2,7	2,6	3,9	1,85
	600	3,2	3,2	5	2,5

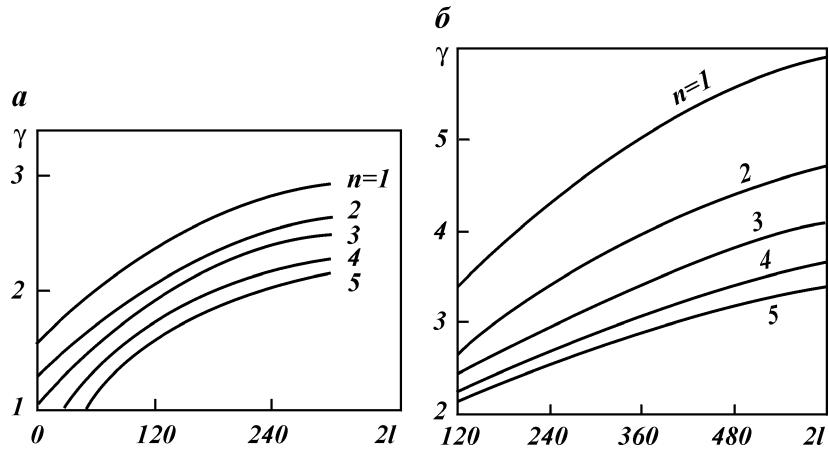


Рис. 2.24. Графики зависимости относительного дебита от длины горизонтального ствола для пласта, состоящего из  $n$  пропластков.  
Варианты размещения: а –  $N_r = N_b$ ; б –  $N_r = \frac{1}{2}N_b$ .  
Шифр кривых – число пропластков

Анализ результатов расчетов показывает:  
эффективность ГС возрастает на более плотных сетках;  
эффективность ГС при трехрядной системе размещения  
ниже эффективности ГС при однорядной, площадной и линейной системах размещения;

влияние длины ствола ГС на производительность более  
существенна в случае  $N_r = \frac{1}{2}N_b$ , чем при  $N_r = N_b$ ;

сокращение числа ГС в рядах в 2 раза приводит к увеличению производительности ГС и уменьшению добычи в сравнении с вариантом  $N_r = N_b$ ;

с уменьшением толщины пласта эффективность ГС возрастает;

с увеличением числа пропластков слоистого пласта эффективность ГС уменьшается.

## 2.8. ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СКВАЖИНАМ

Задача о притоке нефти и газа к ГС, вскрывшей неоднородные многослойные пласти, с учетом гидродинамических, капиллярных и гравитационных сил, сложного геологического строения пластов, системы размещения скважин, процессов, протекающих в стволе скважин и т.д. изучена, в основ-

ном, только численными методами [9, 90, 94, 180, 186, 196, 236, 243, 263 и др.]. Особо следует отметить работу [242], в которой для воспроизведения реальной неоднородности межскважинного пространства применена усовершенствованная стохастическая модель, с помощью которой генерируется толщина пласта (скалярная функция двух переменных), пористость (скалярная функция трех переменных) и абсолютная проницаемость (тензорная функция трех переменных).

В настоящее время отсутствуют точные аналитические решения, позволяющие однозначно интерпретировать результаты исследований продуктивности ГС, вскрывших многослойно-неоднородные пласты. Как отмечалось выше, рядом ученых [5, 21, 47, 75, 95, 96, 109, 143, 144, 164, 200, 269 и др.] создается научная основа для проведения расчетов работы горизонтальных, многозабойных и многоярусных скважин. Однако эти работы ограничиваются одиночными скважинами и касаются в основном стационарных режимов фильтрации. Точного аналитического решения задачи притока к ГС в многослойно-неоднородном пласте и, тем более, к системе ГС не получено. Это свидетельствует о том, что проблемы гидродинамической теории ГС оказались намного сложнее соответствующих проблем вертикальных скважин. Это касается как постановки задач, так и методов их решения.

В некоторых работах [3, 4, 5, 43, 238, 243, 251, 252, 256, 259, 260, 266, 271, 274, 276 и др.] приводятся достаточно простые решения, которые в определенном диапазоне изменения геометрических размеров зоны дренирования пригодны для вычисления продуктивности ГС и параметров пласта. Имеющиеся решения задачи фильтрации нефти и газа к ГС получены для однородных изотропных и анизотропных пластов круговой, эллиптической и полосообразных форм с симметрично и асимметрично расположенным в центре этих фигур стволом скважины. Для определения возможности их интерпретации в работах [163, 201] изучена пригодность некоторых из предложенных формул [43, 243, 262, 271, 276]. Возможную область применения приближенных формул проверяли точным численным решением уравнений фильтрации нефти и газа к ГС, путем создания геолого-математических моделей фрагментов однородных и послойно-неоднородных фрагментов залежей. Эти исследования позволили установить достоверность приближенных методов определения производительности ГС, область применения этих формул и показать тот неоспоримый факт, что она существенно зависит от соотношения размеров принятых геометрических моделей

зоны дренирования [273]. Аналогичные выводы приведены в работе [86], в которой также отмечено, что производительность ГС связана с объемом пород, охваченных глубокой депрессионной воронкой, и предлагается модельный вариант оценки производительности ГС на базе сравнения объемов нефтесодержащих пород в зоне распространения депрессионной воронки вокруг стволов вертикальной и горизонтальных скважин в продуктивном пласте.

При проведении вычислительных экспериментов для оценки эффективности разработки залежей углеводородов системой ГС и при конкретном проектировании реальных объектов нами за основу принята трехмерная модель двухфазной фильтрации в неоднородных пластах [196]. В качестве объекта моделирования принимается прямоугольный элемент пласта, разрабатываемый системой добывающих и нагнетательных скважин (рис. 2.25). Для оценки размеров элемента нами использовались уравнения, приведенные У. Хёрстом [282], для определения предела дренирования скважины. При моделировании процесса фильтрации взята модель фильтрации несмешивающихся жидкостей, включающая обобщенный закон Дарси, соотношение для капиллярного давления и учитывающая гравитационные силы. Для численного решения системы нелинейных уравнений с частными производными использован метод конечных разностей, связанный с раздельным определением поля давлений и поля насыщенности на каждом временном слое [119, 225]. Область течения разбита на прямоугольные параллелепипеды со сторонами  $\Delta x_i$ ,  $\Delta y_j$ ,  $\Delta z_k$ . Для

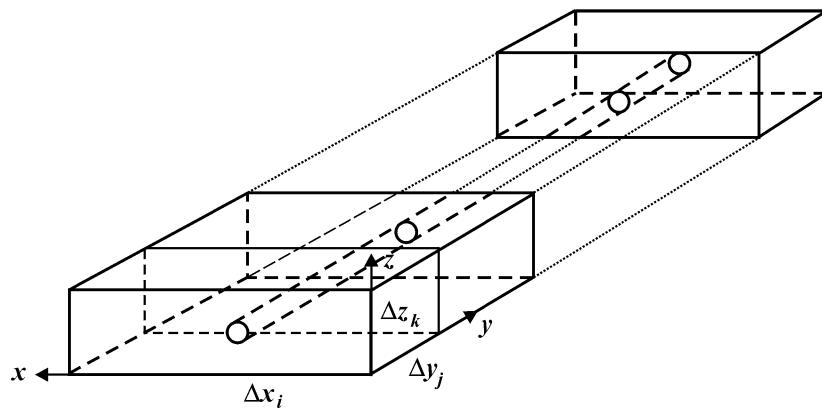


Рис. 2.25. Схема притока к ГС (трехмерное течение)

учета работы горизонтального ствола скважины используем результаты работ Н.В. Ющенко [159].

Пусть горизонтальная скважина длиной  $l$  расположена в ячейках  $(i, l, k), \dots, (i, j_0, k)$  со сторонами  $\Delta x_i, \Delta z_k, j = 1, 2, \dots, j_0$ . В этом случае дискретизация члена, учитывающего работу скважины, имеет следующий вид:

$$(\delta_0)_{i, j, k} = \frac{4k_{i, j, k}(P_3 - P_{i, j, k})\Delta y_i}{\ln\left(\sqrt{\frac{\Delta x_i \Delta z_i}{\pi}} / r_c\right)} \cdot \gamma_j, \quad (2.62)$$

$$\gamma_j = \arcsin \frac{\sin \frac{\pi y_j}{2\delta}}{\sin \frac{\pi l}{2\delta}} - \arcsin \frac{\sin \frac{\pi y_{j-1}}{2\delta}}{\sin \frac{\pi l}{2\delta}}, \quad (2.63)$$

$$y_0 = 0, \quad y_j = \sum_{s=1}^j \Delta y_s, \quad j = 1, 2, \dots, j_0, \quad (2.64)$$

где  $r_c$  – радиус горизонтальной скважины;  $P_3$  – забойное давление;  $P_{i, j, k}$  – среднее по ячейке давление;  $k_{i, j, k}$  – проницаемость;  $\delta$  – размеры элемента заводнения.

Для моделирования процесса фильтрации в плоскости  $O_{zx}$  принята модель слоисто-неоднородного пласта. Для описания соответствующей краевой задачи использованы уравнения двухмерного течения в системе скважин. Теоретическая модель фильтрации несмешивающихся жидкостей, включающая обобщенный закон Дарси и соотношение для капиллярного давления, является общепринятой:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} = \operatorname{div}(\bar{V}_n) - \delta_0(1 - f), \quad (2.65)$$

$$-m \frac{\partial s}{\partial t} = \operatorname{div}(\bar{V}_b) - \delta_0 f, \quad (2.66)$$

$$\bar{V}_n = -\frac{kk_n}{\mu_n} (\operatorname{grad} P_n + \rho_n g \cdot \operatorname{grad} z), \quad (2.67)$$

$$\bar{V}_b = -\frac{kk_b}{\mu_b} (\operatorname{grad} P_b + \rho_b g \cdot \operatorname{grad} z), \quad (2.68)$$

$$P_n - P_b = \delta \cdot \cos \theta \sqrt{\frac{m}{k} \cdot f(S)} \quad (2.69)$$

где  $V_n, V_b$  – скорости фильтрации нефти и воды соответст-

венно;  $k_h$ ,  $k_b$  — относительные фазовые проницаемости воды и нефти,  $\mu_h$ ,  $\mu_b$  — вязкости фаз;  $\rho_h$ ,  $\rho_b$  — плотность нефти и воды;  $m$  — пористость;  $S$  — нефтенасыщенность;  $f(S)$  — функция Леверетта;  $P_h$ ,  $P_b$  — давление в фазах;  $x$ ,  $z$  — пространственные координаты;  $t$  — время,  $g$  — ускорение свободного падения;  $\delta_0$  — член, учитывающий работу скважин;  $\delta$  — межфазное натяжение;  $\theta$  — краевой угол смачивания.

Уравнения 2.65–2.69 описывают течение в плоскости вертикального сечения неоднородного пласта с учетом гравитационных и капиллярных сил. Для численного решения системы уравнений 2.65–2.69 используется метод конечных разностей, связанный с раздельным определением поля давлений и поля насыщенности на каждом временном слое [118, 208].

Разобъем область течения на прямоугольные ячейки ( $j$ ,  $k$ ) со сторонами  $\Delta x_j$ ,  $\Delta z_k$ . Дискретизацию уравнений проведем согласно [118]. Для учета работы скважины используем результаты [115]. Пусть скважина расположена в ячейке ( $j$ ,  $k$ ) со сторонами  $\Delta x_j$ ,  $\Delta z_k$ . В этом случае дискретизация члена, учитывающего работу скважины, имеет вид:

$$(\delta_0)_{j,k} = \frac{2\pi(k_x k_z)^{1/2} \left( \frac{k_h}{\mu_h} + \frac{k_b}{\mu_b} \right)_{j,k} \alpha_{j,k}}{\Delta x_j \Delta z_k \operatorname{Re} \ln \frac{\delta(2\zeta + r)\delta(r + 2i\eta)}{\delta(2\zeta + r + 2i\eta)\delta(r)}} (P_3 - P_{j,k}), \quad (2.70)$$

где  $\delta(z)$  — сигма-функция Вейерштрасса с основными периодами  $2\Delta x_j$ ,  $2\Delta z_k$ ;  $\zeta$ ,  $\eta$  — координаты скважины в ячейке;  $P_{j,k}$  — среднее по ячейке давление;  $P_3$  — забойное давление;  $r$  — радиус скважины;  $\operatorname{Re} Z$  — реальная часть  $Z$ ;  $i$  — мнимая единица;  $k_x$ ,  $k_z$  — проницаемость по осям  $x$  и  $z$  соответственно;  $\alpha_{j,k}$  — доля работы скважины.

Табличные значения  $\delta$ -функции Вейерштрасса приводятся в работе [1]. Система разностных уравнений решалась методом, описанным в [182]. Результаты математических экспериментов для аномальных залежей углеводородов, разрабатываемых системой ГС, и при конкретном проектировании с использованием разработанной модели приведены ниже.

#### 2.8.1. ОЦЕНКА ПРОЦЕССОВ ТЕРМИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ В ПЛАСТЕ, РАЗРАБАТЫВАЕМОМ СИСТЕМОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

В последние десятилетия возрастают масштабы исследований геологических закономерностей размещения и условий образования битумов и высоковязких нефтей, разрабатываются способы их добычи, транспорта и переработки, решаются

ются вопросы использования в соответствии с современными требованиями охраны окружающей среды.

Существенный недостаток технологии извлечения углеводородов при разработке залежей углеводородов вертикальными скважинами связан с ограниченными поверхностями дренирующих каналов. Перспективным направлением в использовании систем ГС является разработка залежей тяжелых (высоковязких) нефтей. Теплофизические основы термического воздействия на нефтеносные пластины следующие [49]:

рост температуры нефти в пласте приводит к снижению ее вязкости, а следовательно, к повышению подвижности;

чем больше исходная вязкость нефти, тем результативнее ее нагрев;

в двухфазной системе "нефть – вода"  $Q_n/Q_b \approx \mu_b/\mu_n$ , поэтому с увеличением исходной вязкости нефти увеличивается эффект дебита  $Q_n$ . Следовательно, термические методы повышения нефтеотдачи теплофизически обоснованы, особенно для высоковязких (тяжёлых) её разновидностей. Следует отметить, что расчёты, приведённые в работе [106], показали, что термическое воздействие на нефтяные пластины энергетически целесообразно только для залежей с высокопроницаемыми коллекторами.

В настоящее время разрабатываются инженерные основы реализации как в целом этой новой технологии, так и отдельных ее этапов. Причем в качестве вытесняющего агента могут применяться продукты горения нефти [106, 270], пар [280], пар с растворителями [278] и др.

Отметим преимущества ГС, непосредственно связанные с задачей данного исследования. Это увеличение прямого контакта ствола скважины с продуктивной зоной пласта, в то время как перфорированный интервал вертикальной скважины ограничен величиной нефтенасыщенной толщины пласта. Другое преимущество – возможность с минимальными затратами максимально увеличить площадь дренирования и организовать линейный фронт вытеснения нефти рабочим агентом.

Большой интерес представляет исследование процессов заливания залежей высоковязкой нефти при тепловом воздействии в системе ГС [110 и др.]. Нагнетание теплоносителей в пластины тяжелой нефти увеличивает нефтеотдачу, но застойные зоны, содержащие значительное количество не извлеченной нефти, обычно остаются. Для добычи этой нефти применяется уплотняющая сетка скважин. Использование системы ГС позволяет более эффективно решать эту проблему.

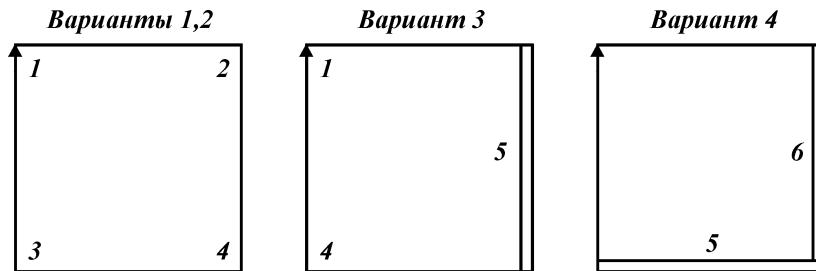
Другой проблемой при термическом заводнении является образование паровой шапки. Низкая плотность пара по сравнению с другими фазами заставляет его подниматься в верхнюю часть пласта. В этой зоне нефть хорошо вытесняется паром, тогда как нижняя часть пласта может остаться неохваченной вытеснением, за исключением небольшого участка около нагнетательной скважины. ГС позволяют успешно решать и эту проблему.

Для решения поставленной задачи проведены расчеты на разработанной и реализованной на ПЭВМ модели неизотермической фильтрации в системе горизонтальных и вертикальных скважин. Теория неизотермической фильтрации упругих жидкостей базируется на предположении, что тепловое взаимодействие между прилегающими элементарными макрообъемами подчиняется законам теплопроводного и конвективного теплопереноса [183]. В рассматриваемом процессе допускается существенное упрощение – принятие условия равенства значений температуры в локальном объеме в фильтрующихся фазах, а также в скелете коллектора. Данное положение достаточно обосновано вследствие развитой поверхности контакта между фазами и коллектором. Это приводит к активному теплообмену между фазами и коллекторами и к сравнительно быстрому выравниванию температуры в локальном макрообъеме.

Исследовались четыре варианта разработки: системой вертикальных скважин без теплового воздействия на пласт, вертикальными скважинами с нагнетанием горячей воды, горизонтальными и вертикальными скважинами, системой ГС. При моделировании пласта использованы параметры, близкие для пластов Арланского месторождения.

#### **Исходные данные для расчетов**

Пористость, доли ед.....	0,2
Проницаемость, мкм.....	0,51
Начальная нефтенасыщенность, доли ед.....	0,8
Пластовая температура, °С .....	24
Теплоемкость, ккал/т:	
воды .....	1000
нефти.....	700
коллектора.....	600
Теплопроводность, ккал/т сут.....	40,08
Плотность при пластовой температуре, т/м <sup>3</sup>	
воды .....	1
нефти.....	0,89
Вязкость при пластовой температуре, мПа·с	
воды .....	0,97
нефти.....	19,1
Температура закачиваемой воды, °С.....	150
Депрессия, МПа.....	3



**Рис. 2.26. Расчетные элементы.**  
Скважины: 1–4 – вертикальные; 5, 6 – горизонтальные

Относительные фазовые проницаемости и вязкости фаз температурно зависимы [120].

При разработке месторождений высоковязкой нефти вертикальными скважинами предпочтительна площадная система заводнения. В качестве базового варианта разработки выбрана 9-точечная сетка скважин. Расстояние между скважинами 300 м. Элемент такой системы приведен на рис. 2.26. Сначала изучается процесс изотермической фильтрации в моделируемом пласте. Температура нагнетаемой воды равна пластовой температуре: нефтеотдача в этом варианте разработки достигла 23,5 % при сроке разработки 69,8 года. Показатели разработки низкие, и для увеличения нефтеотдачи целесообразно применить термическое заводнение.

В втором варианте разработки добыча производится вертикальными скважинами 9-точечной сетки, как и в базовом варианте. Температура нагнетаемой воды предполагается равной 150 °C. Нефтеотдача пласта возросла до 33 %, срок разработки сократился до 52,7 года. Таким образом, нефтеотдача увеличилась на 9,5 % по сравнению с базовым вариантом.

В третьем варианте разработки добыча производится двумя вертикальными скважинами (по 9-точечной сетке) и двумя ГС. Температура нагнетаемой воды предполагается равной

**Таблица 2.3**

**Результаты расчетов**

Вариант	Нефтеотдача, %	Срок разработки, годы	Водонефтяной фактор
1	23,51	69,84	9,61
2	33,01	52,66	9,54
3	35,67	22,23	9,46
4	38,01	15,25	9,35

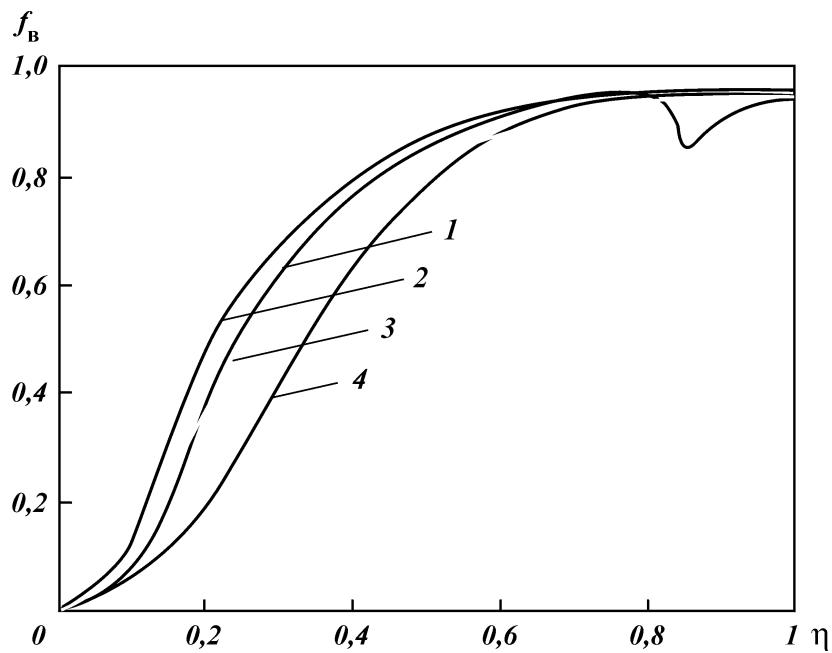


Рис. 2.27. Динамика обводненности продукции.

Варианты разработки месторождений: 1 – базовый, 2 – второй, 3 – третий, 4 – четвертый

150 °С. Нефтеотдача пласта возросла до 35,7 %, срок разработки сократился до 22,3 года.

Четвертый вариант – разработка системой ГС. Горизонтальные скважины одинаковой длины (300 м) проведены между боковыми и угловыми скважинами 9-точечной сетки (см. рис. 2.25). Этот вариант отличается более высокими показателями разработки. Нефтеотдача пласта 38 % при сроке разработки 15,3 года.

Из сравнительной табл. 2.3 результатов расчетов видно, что нефтеотдача при разработке системой ГС увеличилась на 5 % по отношению ко второму варианту разработки, а срок разработки при этом уменьшился на 37,4 года.

Следует отметить, что разработка моделируемого пласта во всех вариантах ведется при высоком водонефтяном факторе. Динамика обводненности для всех вариантов приведена на рис. 2.27. Динамика обводненности продукции ГС ниже, чем вертикальных скважин. Разработка моделируемого пла-

та во всех вариантах ведется при высоком водонефтяном факторе.

Таким образом, проведенный эксперимент показал, что технология разработки залежей высоковязких нефтей системой ГС с применением термического заводнения позволит значительно повысить технологические показатели разработки.

#### 2.8.2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ФИЛЬТРАЦИИ НЕНЬЮТОНОВСКИХ ЖИДКОСТЕЙ В ПЛАСТЕ, РАЗРАБАТЫВАЕМОМ СИСТЕМОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Предполагается, что нефть обладает структурно-механическими свойствами (начальным градиентом давления сдвига) [99]. Особенность, принципиально отличающая фильтрацию в этом случае, заключается в отсутствии движения нефти при непостоянстве распределения давления по пласту, если только градиент давления не превосходит по модулю начальный градиент давления [77]. Аналогичные работы проводились Ю.А. Волковым [56], Венгом (КНР) [281].

В качестве объекта моделирования принимается прямоугольный элемент пласта, разрабатываемый системой добывающих и нагнетательных скважин. Уравнения нелинейного закона фильтрации несжимаемых жидкостей описывают обобщенный закон Дарси с учетом начального градиента давления [20]:

$$\frac{\partial S_h}{\partial t} = -\operatorname{div}(\vec{v}_h) + q_h, \quad (2.71)$$

$$\frac{\partial S_b}{\partial t} = -\operatorname{div}(\vec{v}_b) + q_b, \quad (2.72)$$

$$\vec{v}_h = -\frac{k \cdot F_h}{\mu_h} \cdot \left( 1 - \frac{G_h(k, m)}{|\nabla P|} \right) \cdot \nabla P, \text{ если } |\nabla P| > G_h(k, m), \quad (2.73)$$

$$\vec{v}_h = 0, \text{ если } |\nabla P| \leq G_h(k, m),$$

$$\vec{v}_b = -\frac{k \cdot F_b}{\mu_b} \cdot \nabla P, \quad (2.74)$$

где  $k$ ,  $m$  — проницаемость и пористость пласта,  $P$  — давление;  $S_h$ ,  $S_b$  — насыщенности нефти и воды,  $\mu_h$ ,  $\mu_b$  — вязкости нефти и воды;  $v_h$ ,  $v_b$  — скорости фильтрации нефти и воды;  $q_h$ ,  $q_b$  — члены, учитывающие работу скважин;  $G_h(k, m)$  — начальный градиент давления сдвига.

Границные условия описывают непроницаемость границ моделируемого участка пласта или расход жидкости через них. Для численного решения системы нелинейных уравнений (2.71 – 2.74) применяется метод конечных разностей, связанный с раздельным определением поля давлений и поля нефтенасыщенности на каждом временном шаге.

Горизонтальные скважины моделируются с учетом дополнительного сопротивления, создаваемого начальным градиентом давления сдвига. Скважина, проходящая через ячейку ( $i, j, k$ ), описывается следующим образом:

$$\sigma_{i, j, k} = (\sigma_0)_{i, j, k} (P_z - P_{i, j, k} \pm G_h(k, m)_{i, j, k} (r_k - r_c)), \quad (2.75)$$

где  $P_z$  – забойное давление;  $r_k, r_c$  – радиусы контура питания и скважины;  $(\sigma_0)_{i, j, k}$  – коэффициент, моделирующий горизонтальную скважину.

Задача расчета полей давления и нефтенасыщенности связана с большими трудностями вычислительного характера. Вследствие отсутствия движения нефти в той части рассматриваемой области, в которой градиент давления не превосходит начальный градиент давления, уравнение для расчета давления оказывается определенным в области с заранее неизвестной границей. Система уравнений (2.71 – 2.75) с соответствующими граничными условиями описывает некорректную задачу, для решения которой применяется метод регуляризации.

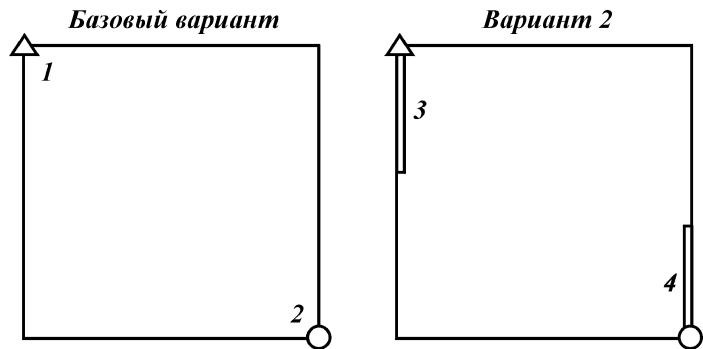
Описанная выше модель реализована на ПЭВМ, по ней выполнены расчеты вариантов разработки залежи вязкой нефти. Параметры моделируемого пласта и флюидов приведены ниже.

#### Исходные данные для расчетов

Пористость, доли ед.....	0,2
Проницаемость, мкм <sup>2</sup> .....	0,51
Вязкость, мПа·с	
нефти.....	20
воды.....	1
Депрессия, МПа.....	30

В качестве базового варианта выбрана пятиточечная сетка вертикальных скважин с расстоянием между скважинами 300 м. Второй вариант – разработка системой ГС. Предполагается, что ГС проведены параллельно друг другу и имеют одинаковую длину 300 м (рис. 2.28).

В базовом варианте разработки нефтеотдача достигла 26 % при сроке разработки 92,8 года. При разработке системой ГС технологические показатели значительно лучше. Нефтеот-



**Рис. 2.28. Расчетные элементы.**

Скважины: 1, 2 – вертикальные, 3, 4 – горизонтальные, 1, 3 – нагнетательные, 2, 4 – добывающие

дача пласта составила 36 % за 12,7 года. Таким образом, нефтеотдача возросла на 10 %, а срок разработки уменьшился на 80 лет.

Проведенные расчеты показывают, что разработка залежей нефти, обладающей неньютоновскими свойствами, системой ГС значительно эффективнее по сравнению с разработкой вертикальными скважинами.

#### 2.8.3. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОДОНЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ СИСТЕМОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Большой интерес представляют публикации, посвященные разработке водоплавающих залежей системами ГС. Следует отметить работы А.П. Телкова [217], С.Н. Закирова [88, 89], Э.С. Закирова [91], Эдрал Озкин [260] и др. Интерес к этой проблеме основан на том факте, что большие запасы углеводородов на месторождениях относятся к залежам, имеющим подошвенную или активную законтурную воду.

Совершенствование технологии бурения в последние годы позволило осуществлять проводку горизонтального ствола скважин в пластах с небольшой толщиной при наличии подошвенной воды. Были пробурены ГС и в пластах, обладающих активной законтурной водой, способной прорываться к забоям добывающих скважин [261]. Важным обстоятельством в этих случаях является то, что ГС снижают обводнение за счет замедления образования конуса подошвенной воды и увеличивают эффективность вытеснения нефти водой [253]. Дальнейшее развитие бурения ГС сделало возможным разра-

ботку системой ГС газо-водонефтяных залежей, имеющих и подошвенную или активную законтурную воду и газовую "шапку" [98]. Для оценки работы скважин в этих условиях разработана и реализована на ПЭВМ гидродинамическая модель трехмерной трехфазной фильтрации в пласте, эксплуатируемом системой ГС, и создана методика определения технологических показателей при проектировании разработки залежей углеводородов ГС.

Для расчета технологических показателей "типовых элементов" используется математическая модель трехмерной трехфазной фильтрации в элементе нефтяного пласта. Полная модель многофазной фильтрации учитывает многокомпонентный состав газообразной и жидких фаз. Частным случаем ее является "трехкомпонентная" модель Маскета – Мереса, которая предполагает, что в пористой среде существуют три отдельные фазы: нефтяная, водная и газовая. Нефтяная фаза состоит из двух "компонентов": нефти и растворенного в ней газа. Водная фаза тоже может состоять из двух "компонентов": воды и растворенного в ней газа. Нефть и вода, по предположению, не переходят из жидких фаз в свободную газовую фазу, газ же может переходить из свободной газовой фазы в жидкие фазы и обратно, в зависимости от пластовых условий.

Рассмотрим совместную фильтрацию трех фаз в неоднородном по проницаемости и пористости пласте с учетом растворимости газа в нефтяной и водной фазах, сжимаемости фаз и пористой среды, а также силы тяжести.

Система уравнений Маскета – Мереса, выраждающих закон сохранения масс нефтяного, водного и газового "компонентов" и закон Дарси для нефтяной, водной и газовой фаз, запишем в следующем виде:

$$\frac{\partial C_{\text{B}}}{\partial t} + \operatorname{div} \vec{v}_{\text{B}} = q_{\text{B}}, \quad (2.76)$$

$$\frac{\partial C_{\text{H}}}{\partial t} + \operatorname{div} \vec{v}_{\text{H}} = q_{\text{H}}, \quad (2.77)$$

$$\frac{\partial C_{\text{G}}}{\partial t} + \operatorname{div} \vec{v}_{\text{G}} = q_{\text{G}}, \quad (2.78)$$

$$S_{\text{H}} + S_{\text{B}} + S_{\text{G}} = 1, \quad (2.79)$$

где  $C_{\text{H}} = \frac{mS_{\text{H}}}{B_{\text{H}}}$ ;  $C_{\text{B}} = \frac{mS_{\text{B}}}{B_{\text{B}}}$ ;  $C_{\text{G}} = \frac{mS_{\text{G}}}{B_{\text{G}}} + R_{\text{H}}C_{\text{H}} + R_{\text{B}}C_{\text{B}}$ ;

$S_h, S_b, S_r$  — насыщенности фаз;  $v_h, v_b, v_r$  — скорости фильтрации фаз;  $m$  — пористость;  $B_h, B_b, B_r$  — объемные коэффициенты фаз;  $R_h, R_b$  — коэффициенты растворимости газа в фазах;  $q_h, q_b, q_r$  — источники и стоки, моделирующие скважину.

Границные условия описывают непроницаемость или нагнетание фаз на соответствующей границе. Предполагается, что начальное пластовое давление распределено по гидростатике. Начальные положения газонефтяного и водонефтяного контактов определяются заданием соответствующих насыщенностей фаз в газовой, нефтяной и водной зонах пласта.

Обычно считают, что относительные проницаемости для воды (смачивающая фаза) и газа (несмачивающая фаза) зависят только от "своей" насыщенности, а для нефти (промежуточная смачиваемость) — от насыщенности смачивающей и несмачивающей фазами:

$$K_b = K_b(S_b), K_r = K_r(S_r), K_h = K_h(S_b, S_r), \quad (2.80)$$

где  $K_b, K_r, K_h$  — относительные проницаемости фаз.

Относительные проницаемости трехфазной системы "газ — нефть — вода" строятся по модели Стоуна из относительных проницаемостей для двухфазных систем "газ — нефть" и "нефть — вода".

Для численного решения системы уравнений (2.76—2.79) применяется метод конечных разностей, связанный с раздельным определением поля давлений и полей насыщенности фаз на каждом временном слое. Для учета работы ГС используются результаты [196].

Область течения разбита на прямоугольные параллелепипеды со сторонами  $\Delta x_i, \Delta y_j, \Delta z_k$ , и горизонтальная скважина длиной  $l$  расположена в ячейках  $(i, l, k), \dots, (i, j_0, k)$ . Аппроксимация скважины имеет вид:

$$\delta_{i, j, k} = \frac{4 \cdot K_{i, j, k} \cdot (P_3 + P_{i, j, k}) \Delta y_j \cdot \gamma_j}{\ln \left( \left( \frac{\Delta x_i \cdot \Delta z_i}{\pi} \right)^{1/2} / r_c \right)}, \quad (2.81)$$

$$\gamma_j = \arcsin \frac{\sin(\pi y_j / 2\delta)}{\sin(\pi l / 2\delta)} - \arcsin \frac{\sin(\pi y_{j-1} / 2\delta)}{\sin(\pi l / 2\delta)}, \quad (2.82)$$

$$y_0 = 0, \quad y_i = \sum_{s=1}^j \Delta y_s, \quad j = (1, 2, \dots, j_0),$$

где  $r_c$  — радиус скважины;  $P_3$  — забойное давление;  $P_{i, j, k}$  —

Таблица 2.4

**Технико-экономические показатели вариантов разработки  
опытного участка Уренгойского газоконденсатного месторождения**

Показатели разработки	Варианты разработки	
	вертикальная скважина	горизонтальная скважина
Начальный дебит нефти, т/сут.	77,5	169,5
Темп отбора при проектном уровне (от начальных извлекаемых запасов), %	23,3	40,4
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,27	0,33
Фонд добывающих скважин, шт.	9	7
Себестоимость за экономически предельный срок разработки, руб/т	188	141
Приведенные затраты за экономически предельный срок разработки, руб/т	280,5	186,3

П р и м е ч а н и е. Экономические показатели рассчитаны при условной оптовой цене на нефть 350 руб/т (1991 г.)

среднее по ячейке давление;  $K_{i, j, k}$  — проницаемость;  $\delta$  — размеры элемента заводнения.

По описанной выше модели проведены исследования разработки пластов БУ<sub>10–11</sub> Уренгойского газоконденсатного месторождения системой горизонтальных и вертикальных скважин, выполнены расчеты технологических показателей при составлении технологической схемы разработки указанных пластов опытного участка Уренгойского ГКМ [224] (табл. 2.4).

Технико-экономические показатели разработки опытного участка убедительно показывают технологическую и экономическую целесообразность разработки газонефтеводоносных зон ГС.

### **2.9. ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ СИСТЕМОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

Многолетний опыт эксплуатации нефтяных месторождений показывает, что на поздней стадии разработки значительно ухудшается структура начальных запасов за счет увеличения доли трудноизвлекаемых [129, 154]. В связи с неравномерностью выработки запасов нефти и газа по сложнопостроенным объектам большая их часть остается в зонах распространения малопродуктивных коллекторов, в заводняемых зонах, а также в ограниченных линзах коллекторов. Этую категорию запасов не удается вовлечь в активную разработку традиционными, широко используемыми методами.

Поэтому возникает необходимость применения более эффективных технологий повышения коэффициента нефтеизвлечения. Одним из таких методов, который до последнего времени применялся на месторождениях со сложными геолого-физическими условиями на начальной стадии разработки, является бурение ГС. В то же время этот метод может быть достаточно эффективным и на поздней стадии разработки. Несомненно, на коэффициент нефтеотдачи влияет множество факторов: длина горизонтального ствола, интенсивность притока, степень анизотропии пласта, размеры зоны дренирования, характер вскрытия пласта горизонтальным стволом и т.д. Кроме того, в ряде работ [78, 257 и др.] оценивается, какое влияние на коэффициент нефтеизвлечения оказывает направление расположения горизонтального ствола скважины вдоль оси X (в крест простирания) или оси Y (вдоль простирания) пласта, а также характер вскрытия пропластков снизу вверх или сверху вниз (считая от вертикального ствола скважин). Установлено, что нефтеотдача в наклонном неоднородно-анизотропном пласте увеличивается с увеличением горизонтальной части ствола скважин, плотности сетки скважин, начальной интенсивности отбора нефти, с увеличением анизотропии пласта; нефтеотдача выше в пласте с более высокой абсолютной проницаемостью, однако это увеличение не очень большое; нефтеотдача выше при вскрытии нескольких пропластков снизу вверх; нефтеотдача выше при проводке ствола вдоль пласта и т.д. [202, 203, 230, 268, 279 и др.].

При проектировании разработки залежей углеводородов ГС коэффициенты нефтеизвлечения определяются по результатам гидродинамического моделирования и технико-экономического обоснования. Однако идея создания метода расчёта коэффициентов извлечения нефти при вовлечении в разработку застойных объемов ("целиков") остаточной нефти в зонально-неоднородных залежах "уплотнением" сетки скважин, т.е. пространственным направлением их стволов в продуктивном объеме пласта, реализована нами методически. На основании теории геометрических вероятностей записано математическое ожидание длины пересечения ГС с "целиками" нефти по площади [34, 225].

#### 2.9.1. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ДЛИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА НА КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

Для изучения влияния протяжённости ГС на коэффициент извлечения нефти (КИН) в различных геолого-физических

условиях представим КИН в виде следующего произведения [191]:

$$\eta = k_b \beta k_c, \quad (2.83)$$

где  $k_b$  – коэффициент вытеснения;  $\beta$  – коэффициент охвата заводнением;  $k_c$  – коэффициент охвата пласта сеткой скважин.

Рассмотрим зависимость коэффициента охвата от предельного дебита скважин. При проектировании разработки нефтегазовых месторождений срок разработки определяется технологическим критерием – предельной обводнённостью продукции и экономическим критерием – эксплуатационными затратами без амортизационных отчислений на реконструкцию [58]. Последний критерий во многом определяется предельным рентабельным дебитом нефти  $Q_{\text{пр}}$ , при этом может оказаться, что предельная обводнённость продукции не достигается.

Применение ГС при разработке нефтегазовых месторождений даёт увеличение добычи нефти. В связи с этим увеличивается срок разработки и возможность достижения предельной обводнённости. Следует отметить, что предельный дебит по нефти для ГС несколько выше предельного дебита для вертикальных скважин.

Рассмотрим площадную пятиточечную систему размещения вертикальных скважин с расстоянием между рядами скважин  $2\sigma$  и расстоянием между скважинами в ряду  $2\tau$ . Расчет коэффициента охвата осуществляется по методике [191].

ГС с длиной ствола  $l$  размещены по однорядной площадной системе. Число вертикальных и горизонтальных скважин одинаково. Предположим, что охват ГС  $\beta_r$  ( $\Gamma_1$ ) равен охвату вертикальными скважинами при  $\tau_1 = \tau_2$ ,  $\tau$  – определено в [57].

Далее положим:

$Q_{\text{пр},v}$  – предельный дебит по нефти вертикальной скважины,

$Q_{\text{пр},r}$  – предельный дебит по нефти ГС,

$Q_0$  – начальный дебит вертикальной скважины,

$f_n$  – предельная доля нефти в продукции скважины,

$\gamma$  – отношение производительности ГС к производительности вертикальных скважин.

Пусть

$$f_0 = Q_{\text{пр},v} / Q_0. \quad (2.84)$$

Тогда  $f_0$  будет соответствовать коэффициент охвата  $\beta_0$ .

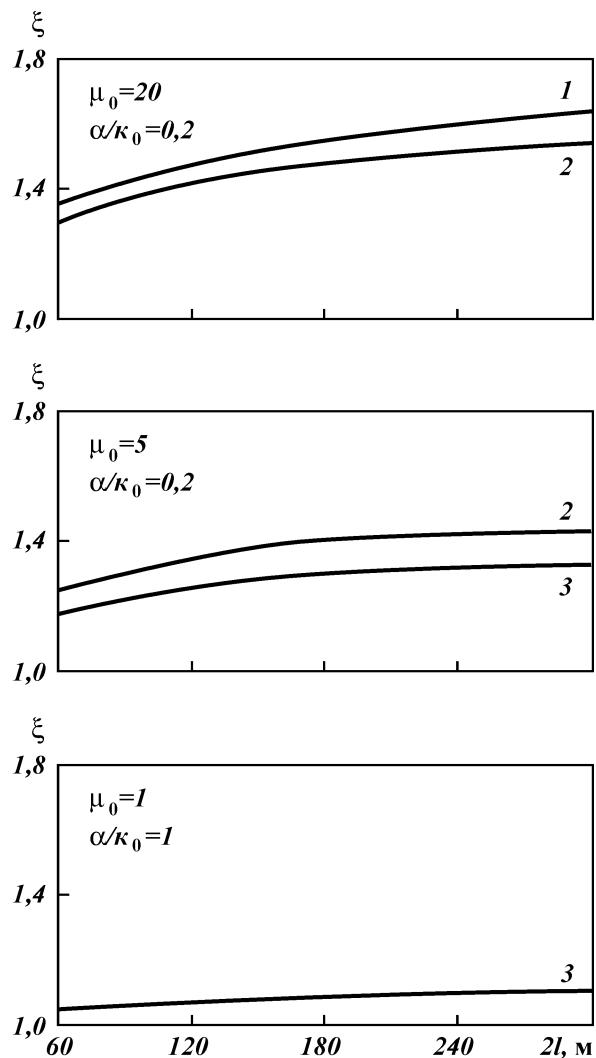


Рис. 2.29. Графики зависимости  $\xi$  от длины ствола горизонтальной скважины при  $\sigma = 150$  м:  
 1 —  $f_n = 0,4$ ; 2 —  $f_n = 0,2$ ; 3 —  $f_n = 0,1$ ;  $l$  — половина длины горизонтального ствола скважины

Если  $f_0 > f_n$ , то замена вертикальной скважины на ГС с дебитом  $\gamma Q_0$  позволит увеличить срок разработки до  $f_* = \max\{f_n, Q_{\text{пр},\Gamma}/\gamma Q_b\}$ . Обводненности  $f_*$  соответствует коэффициент охвата  $\beta_*$ . Вводя коэффициент

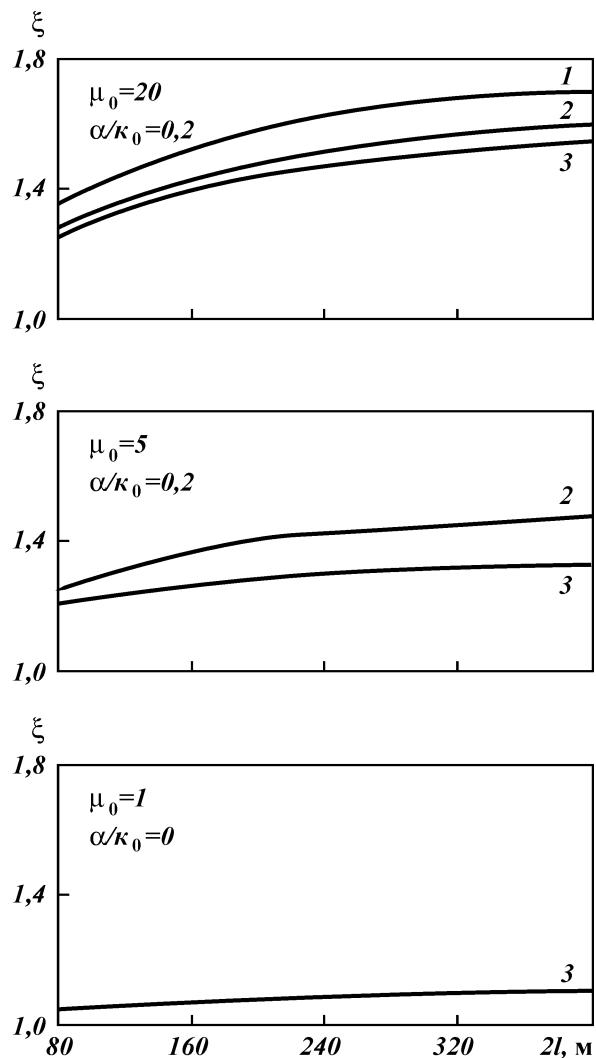


Рис. 2.30. Графики зависимости  $\xi$  от длины ствола горизонтальной скважины при  $\sigma = 200$  м:  
 $1 - f_n = 0,4; 2 - f_n = 0,2; 3 - f_n = 0,1; l$  — половина длины горизонтального ствола скважины

$$\xi = \beta_*/\beta_0, \quad (2.85)$$

найдем, во сколько раз увеличивается охват заводнением при замене вертикальных скважин горизонтальными.

Оценим величину

$$\alpha_1 = Q_{\text{пр.г}}/Q_{\text{пр.в}} \quad (2.86)$$

для месторождений Башкирии, используя результаты работы [57]. Если при глубине скважин  $h = 1000$  м предельный дебит по нефти составляет  $Q_{\text{пр}}^*$ , то при  $h = 1500$  м  $Q_{\text{пр.н}} = 1,04$ ; при  $h = 2000$  м  $Q_{\text{пр.н}} = 1,19$ ; при  $h = 2500$  м  $Q_{\text{пр.н}} = 1,41$ .

Далее рассмотрим три месторождения с параметрами:

- 1) с  $\mu_n/\mu_b = 20$ , параметр неоднородности  $a/k_0 = 0,2$ ;
- 2) с  $\mu_n/\mu_b = 5$ , параметр неоднородности  $a/k_0 = 0,2$ ;
- 3) с  $\mu_n/\mu_b = 1$ , параметр неоднородности  $a/k_0 = 0$ .

Примем  $Q_{\text{пр.г}}/Q_{\text{пр.в}} = 1,2$  и построим зависимость  $\zeta = \beta_*/\beta_0$ , как функцию длины ствола ГС.  $\beta_0$  соответствует охвату при обводненности

$$f_0 = Q_{\text{пр.в}}/Q_0; \quad (2.87)$$

$\beta_*$  – соответствует охвату при обводненности  $f_* = \max\{f_n, 1,2f_0/\gamma\}$ ;  $\gamma$  – отношение производительности ГС и вертикальных скважин.

На рис. 2.29, 2.30 представлены зависимости отношения коэффициента охвата ГС к коэффициенту охвата вертикальными скважинами при  $\delta = 150, 200$  м и  $f_0 = 0,1; 0,2; 0,4$ .

Расчеты показывают, что применение ГС приводит к увеличению коэффициента охвата; применение ГС на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами более эффективно, чем на месторождениях с высокими коэффициентами извлечения нефти.

#### 2.9.2. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ДЛИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА ОХВАТ СЕТКОЙ СКВАЖИН ЛИНЗОВИДНОГО ПЛАСТА

Рассмотрим однородную площадную систему размещения ГС, на продуктивных пластах имеющих линзовидное строение. Пусть  $f(R)$  – плотность распределения линз по размерам. Пласт разбурен линейной площадной сеткой ГС с расстоянием между рядами  $2l$ , расстоянием между ближайшими концами скважин в ряду  $2l$  и длиной горизонтального ствола  $2l$ .

Расчет коэффициента извлечения нефти при разработке ГС залежей небольшой нефтенасыщенной толщины производился двумя способами – по результатам гидродинамичес-

кого моделирования и путем оценки потерь за счет неоднородности параметров пласта по следующей формуле:

$$\eta = k_b K(l), \quad (2.88)$$

где  $k_b$  - коэффициент вытеснения;  $K(l)$  - коэффициент охвата залежей сеткой ГС.

Рассмотрим продуктивный пласт, имеющий линзовидное строение. Предположим, что линзы имеют круглую форму. Пусть  $f(R)$  - плотность распространения линз по размерам ( $R$  - радиус линзы). Пласт охвачен линейной сеткой ГС с расстоянием между скважинами  $2l$ .

Примем следующую гипотезу:

а) если линза вскрыта одной скважиной, то потери нефти определены формулой

$$\varphi_1 = (1 - \sigma), \quad (2.89)$$

б) если линза вскрыта двумя и более скважинами, то потери нефти определяются следующим образом:

$$\varphi_1 = S_1(1 - \sigma)/S, \quad (2.90)$$

где  $S$  - площадь линзы;  $S_1$  - площадь линзы, не охваченная заводнением.

Величина  $\sigma$  зависит от соотношения вязкостей нефти и воды, газосодержания и т.д. В случае  $\sigma = 0$ , часть линзы, не охваченная заводнением, нерабатывается. Определим функцию потерь:

$$\lambda\left(\frac{R}{l}\right) = \sum P_n\left(\frac{R}{l}\right)\varphi_n\left(\frac{R}{l}\right), \quad (2.91)$$

где  $P_n$  - вероятность вскрытия линзы радиуса  $R$   $n$  скважинами;  $\varphi_n\left(\frac{R}{l}\right)$  - потери нефти в линзе радиуса  $R$ , если линза вскрыта  $n$  скважинами;  $l$  - половина расстояния между скважинами.

Коэффициент охвата залежи сеткой ГС определен формулой:

$$K(l) = 1 - \int f(R)\lambda\left(\frac{R}{l}\right)dR. \quad (2.92)$$

Вычислим величину  $P_n$ . Вероятность вскрытия линзы радиуса  $R$  при линейном заводнении с расстоянием между рядами  $2l$  следующая:

$$\begin{aligned}
P_1(\omega) &= \begin{cases} \omega, & 0 \leq \omega \leq 1 \\ 2 - \omega, & 1 < \omega < 2 \\ 0, & \omega > 2 \end{cases} \\
P_2(\omega) &= \begin{cases} 0, & \omega < 1 \\ \omega - 1, & 1 \leq \omega \leq 2 \\ 3 - \omega, & 2 < \omega < 3 \\ 0, & \omega > 3 \end{cases} \\
P_n(\omega) &= \begin{cases} 0, & \omega < n - 1 \\ \omega - n + 1, & n - 1 \leq \omega \leq n \\ n + 1 - \omega, & n < \omega \leq n + 1 \\ 0, & \omega > n + 1, \end{cases}
\end{aligned} \tag{2.93}$$

где  $P_1(\omega)$  — вероятность вскрытия линзы одной скважиной;  
 $P_2(\omega)$  — вероятность вскрытия линзы двумя скважинами;  
 $P_n(\omega)$  — вероятность вскрытия линзы  $n$  скважинами;  $\omega = R/l$ .

В предположениях принятой гипотезы определим потери нефти в случае, когда линза вскрыта двумя скважинами. При фиксированном значении  $\omega = R/l$  линза может быть вскрыта различными способами. Причем в каждом из этих случаев величина  $S_1$  различна. Учитывая, что каждый случай равновероятен, математическое ожидание величины  $S_1$ :

$$\bar{S}_1 = R^2 \sum_{i=1}^2 (\arccos X_1 - X_2 \sqrt{1 - X_1^2}), \tag{2.94}$$

где

$$X_1 = \begin{cases} 0, & \omega < 1 \\ \frac{\omega + 1}{2\omega}, & 1 \leq \omega \leq 1 \\ \frac{5 - \omega}{2\omega}, & 2 \leq \omega \leq 3; \end{cases} \quad X_2 = \begin{cases} 0, & \omega < 1 \\ \frac{3 - \omega}{2\omega}, & 1 \leq \omega \leq 1 \\ \frac{\omega - 1}{2\omega}, & 2 \leq \omega \leq 3 \\ 0, & \omega > 3; \end{cases}$$

$$\omega = R/l.$$

В случае, когда линза вскрыта  $n$  скважинами, математическое ожидание величины  $S_1(n, \omega)$  площади линзы, не охваченной заводнением, равна

$$\bar{S}_1(n, \omega) = R^2 \sum_{i=1}^n (\arccos X_i(n, \omega) - X_1(n, \omega) \sqrt{1 - X_i^2(n, \omega)}), \tag{2.95}$$

где

$$X_1 = \begin{cases} 0, & \omega < n - 1, \\ \frac{\omega + (n + 1)}{2\omega}, & n \leq \omega \leq n, \\ \frac{(3n - 1) - \omega}{2\omega}, & n \leq \omega \leq n + 1. \end{cases} \quad X_2 = \begin{cases} 0, & \omega < n - 1, \\ \frac{(3n - 1)}{2\omega}, & n - 1 \leq \omega \leq n, \\ \frac{\omega + (n + 3)}{2\omega}, & n < \omega \leq n + 1, \\ 0, & \omega > n + 1. \end{cases}$$

Таким образом, функция потерь для принятой гипотезы (с учетом формул (2.82) – (2.89)) будет равна

$$\lambda(\omega) = (1 - \sigma) \left[ P_1(\omega) + \frac{1}{\pi} \sum P_n(\omega) S_1(n, \omega) \right]. \quad (2.96)$$

Графическое изображение функции теперь представлено на рис. 2.31.

В случае, когда мы имеем дискретное распределение по размерам, относительные частоты  $v_i$  признака линзы  $R_i$  ( $R_i$  – радиус  $i$ -й линзы), коэффициент охвата залежи сеткой ГС

$$K(l) = 1 - v_i \lambda(\omega_i), \quad (2.97)$$

$$\omega = R/l,$$

а функция  $\lambda(\omega)$  определена по формуле (2.96).

В качестве примера рассмотрим расчет величины  $k(\delta)$  для пласта Д1<sub>a</sub> Туймазинского месторождения. На рис. 2.32 приведён полигон относительных частот распределения линз исходного объекта по размерам.

Расчеты проводились для различных значений  $\varphi$  ( $\varphi = 0$ ,

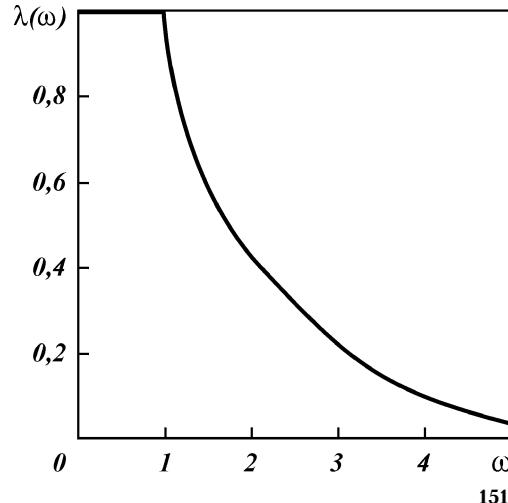


Рис. 2.31. Функция потерь

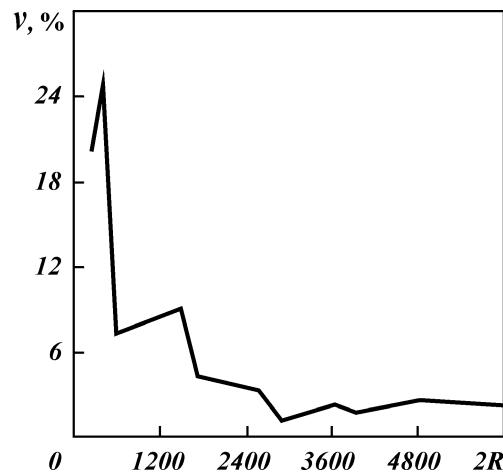


Рис. 2.32. Полигон относительных частот

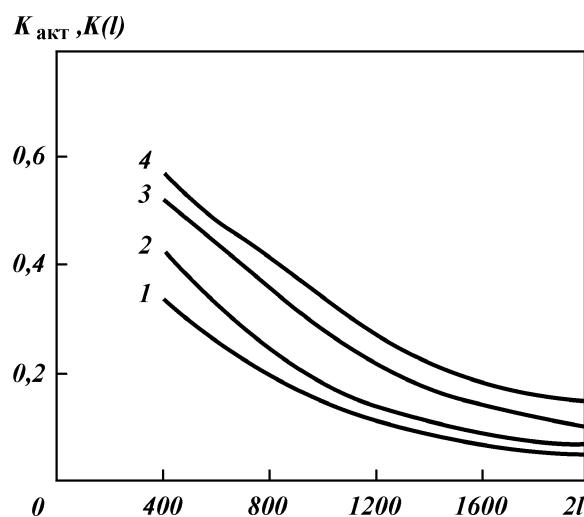


Рис. 2.33. Влияние плотности горизонтальных и вертикальных скважин на коэффициент извлечения нефти.

При разработке вертикальными скважинами: 1 –  $K_{\text{акт}}$  с учетом размещения нагнетательных скважин, 2 –  $K_{\text{акт}}$  без учета размещения нагнетательных скважин; 3, 4 –  $K(l)$  при разработке горизонтальными скважинами: 3 –  $\sigma = 0$ , 4 –  $\sigma = 0,05$

$\varphi = 0,05$ ). В [57] приведен расчет активных запасов пласта  $\Delta 1_a$  Туймазинского месторождения при разработке вертикальными скважинами для различных плотностей сетки. Результаты этих расчетов и расчёт величин  $k(l)$  приведены на рис. 2.33.

Таким образом, в принятой модели строения пласта дано обоснование влияния плотности размещения сетки ГС на КИН и на примере пласта  $\Delta 1_a$  Туймазинского месторождения показано существенное преимущество систем ГС против традиционных методов разработки.

# **3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ОПЫТНЫХ УЧАСТКОВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ СИСТЕМАМИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

---

---

---

При создании новой технологии приходится решать комплексы проблем. В нашем случае к таким проблемам относятся теория фильтрации к горизонтальной части ствола скважины и системы скважин, создание методики расчета технологических показателей разработки месторождений углеводородов, проблемы строительства и эксплуатации скважин и т.д.

Приведенные в работе подходы, методики и модели использованы нами при проектировании разработки залежей углеводородов на ряде месторождений Российской Федерации. Для отработки технологий разработки залежей углеводородов системами ГС мы пошли по пути создания опытных участков как на разрабатываемых, так и на новых месторождениях.

## *3.1. МИХАЙЛОВСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (БАШКИРИЯ)*

Михайловское нефтяное месторождение введено в разработку в 1969 г. Эксплуатационными объектами являются песчаники бобриковского горизонта, карбонатные коллекторы кизиловского горизонта, заволжского горизонта, верхнефаменского подъяруса и терригенные коллекторы кыновского горизонта. Для проведения опытно-промышленных работ по разработке залежей нефти ГС выбрана залежь верхнефаменского подъяруса на Южно-Михайловском участке месторождения. Залежь относится к типу пластово-массивных. В наиболее приподнятой части залежь подстилается плотными породами, по периферии подпирается подошвенной водой.

По данным литолого-петрографических исследований в продуктивной пачке выделяются карбонатные коллекторы трещинно-порово-кавернозного типа. Среди них местами в различных частях залегают пласты плотных непроницаемых известняков. Геолого-физическая характеристика залежи приведена ниже.

**Исходные геолого-физические характеристики опытного участка  $\Delta_2^3$   
Михайловского нефтяного месторождения**

Параметры	Значения
Средняя глубина залегания, м.....	1385
Тип залежи .....	Пластово-массивная
Тип коллектора.....	Карбонаты трещинно-порово-кавернозные
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup> .....	4140
Средняя толщина, общая, м .....	18,0
Средняя толщина, нефтенасыщенная, м .....	11,0
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.....	0,817
Проницаемость, мкм <sup>2</sup> .....	0,239
Пластовая температура, °С .....	23
Пластовое давление, МПа.....	13,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с.....	16,7
Объемный коэффициент нефти, доли ед.....	1,039
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup> .....	0,874
Содержание серы в нефти, % .....	3,2
Содержание парафина в нефти, %.....	3,2
Давление насыщения нефти газом, МПа.....	5,7
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т.....	16,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с.....	1,35
Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup> .....	1,175
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.....	0,282

Всего на залежь пробурено 14 скважин. Три скважины переведены на вышележащие горизонты, одна ликвидирована после эксплуатации. Действующий фонд составляет 10 скважин, из которых 4 работают совместно с  $C_1^{zv1}$  (скв. 848, 853, 859, 1164).

Залежь эксплуатируется с 1972 г., добыто 114 тыс. т нефти, что составляет 14,4 % от начальных балансовых, или 45,4 % от извлекаемых, запасов. Годовой темп отбора от НИЗ – 2,6 %, обводненность продукции достигла 21,5 %. Средний начальный дебит по нефти – 10,1 т/сут невысокий, что обусловлено низкими коллекторскими свойствами пласта, начальная обводненность продукции – 3 %, газовый фактор – 14 м<sup>3</sup>/т.

Анализ динамики дебитов показал, что дебиты скважин имеют тенденцию к снижению после 2–4 мес. пуска скважин в эксплуатацию, что говорит о слабой гидродинамической связи с законтурной областью. Режим эксплуатации упруго-

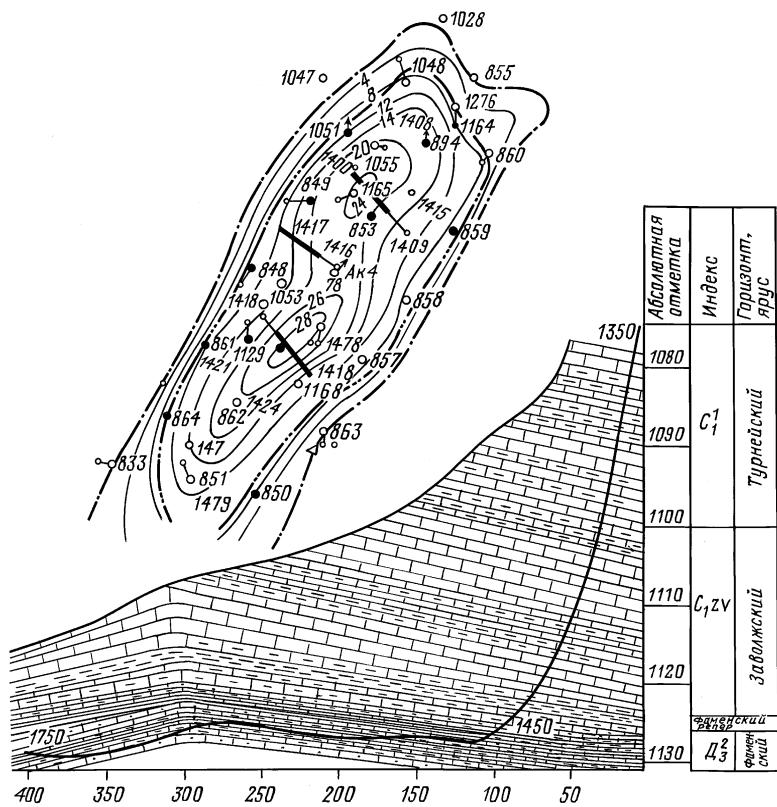


Рис. 3.1. Горизонтальная скважина № 1409 Михайловского нефтяного месторождения

водонапорный, с преобладанием упругой энергии, который может перейти в режим растворенного газа.

По данным исследований продуктивность скважин, расположенных в краевых зонах вдоль главной оси залежи, выше, чем в скважинах, расположенных в купольной части. Это можно объяснить развитой продольной трещиноватостью в северо-западной зоне залежи. Положительного опыта закачки воды в залежи фаменского яруса крайне мало.

При составлении технологической схемы [220] преследовались две цели:

осуществление опытно-промышленных работ по созданию систем разработки для залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти;

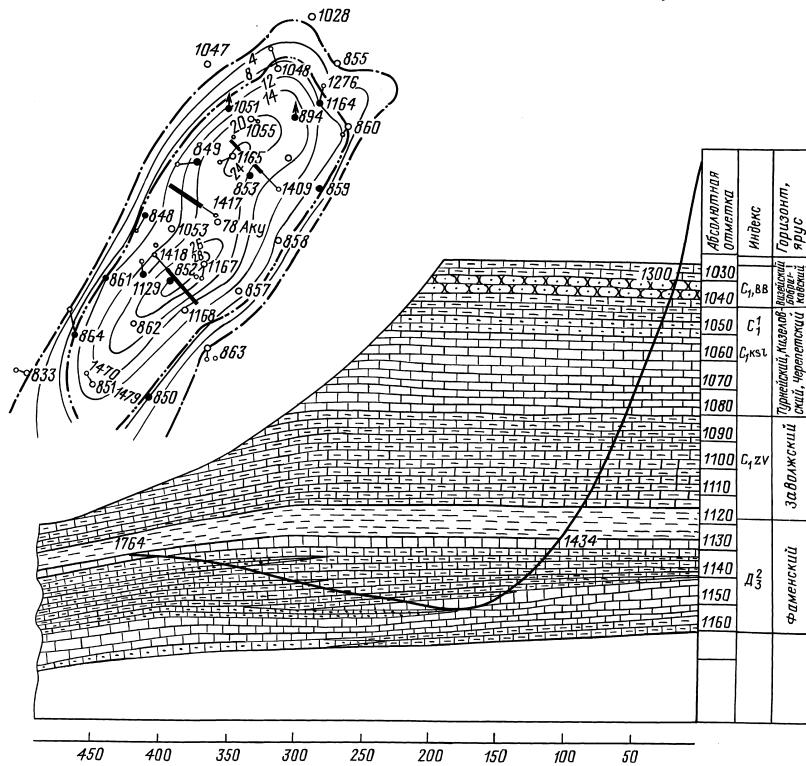


Рис. 3.2. Горизонтальная скважина № 1417 Михайловского нефтяного месторождения

осуществление опытно-промышленных работ по отработке техники и технологии проводки горизонтальных скважин.

ЦКР Миннефтепрома утвердил (протокол № 1350 от 22.06.1989 г.) технологическую схему опытно-промышленной разработки залежи нефти фаменского яруса Михайловского нефтяного месторождения с применением системы ГС и с учетом следующих принципиальных положений:

рядная система размещения ГС с расстоянием между скважинами 400 м с длиной горизонтальной части ствола 400 м;

общий проектный фонд скважин (для бурения) 11, в том числе добывающих – 7, нагнетательных – 4;

давление на устье нагнетательных скважин – 12 МПа;

механизированный способ эксплуатации скважин (ЭЦН, ШГН);

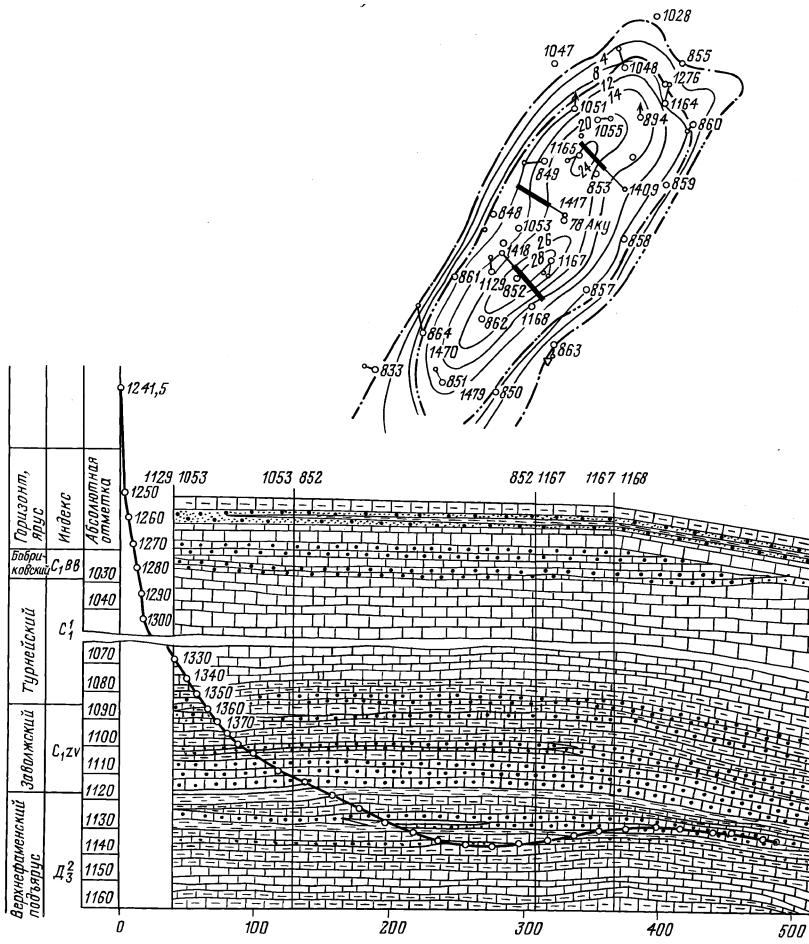


Рис. 3.3. Горизонтальная скважина № 1418 Михайловского нефтяного месторождения

проектный уровень добычи нефти – 31,3 тыс. т/год (вертикальными скважинами – 6,3 тыс. т/год);

коэффициент извлечения нефти (доли ед.) – 0,450 (вертикальными скважинами – 0,282).

Горизонтальная скв. 1417 после отработки на нефть пущена под закачку пластовой воды.

Таким образом, на опытном участке Михайловского месторождения впервые в мире запроектирована и реализована технология вторичных методов разработки залежи нефти

Таблица 3.1

Технико-технологические характеристики	Номер скважины		
	1409	1417	1418
Конструкция скважины:			
направление, 0426 мм	50 м	48 м	50 м
кондуктор, 0324 мм	254 м	246 м	250 м
техническая колонна, 0245 мм	1347 м	1392 м	1297 м
эксплуатационная колонна, 0146 мм	1764 м	1764 м	1801 м
Характеристика скважины:			
глубина, м	1764	1764	1801
отход, м	505	462	480
длина ствола в продуктивном пласте, м	300	330	360
минимальный радиус, м	134	133	92
соотношение дебитов (гор/верт)	5,0	5,4	2,0

системой ГС. Первоочередной элемент системы разработки и технико-технологические характеристики ГС приведены на рис. 3.1, 3.2, 3.3 и в табл. 3.1, 3.6.

### 3.2. УСЕНЬ-ИВАНОВСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (БАШКИРИЯ)

Промышленно-нефтеносным является песчаный линзовидный пласт  $\Delta_{\text{кн}}^1$ , залегающий в верхней части кыновского горизонта верхнего девона. В западной части пласта выделен опытно-промышленный участок, размеры которого  $2,1 \times 1$  км. Геолого-физическая характеристика залежи приводится ниже.

#### Геолого-физическaя характеристика залежи Усень-Ивановского месторождения

Параметры	Объект
Средняя глубина залегания, м .....	2006
Тип залежи .....	Линзовидный
Тип коллектора.....	Песчаники
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup> .....	2024
Средняя нефтенасыщенная толщина, м .....	5,2
Пористость, доли ед.....	0,17
Средняя насыщенность нефтью, м .....	5,2
Проницаемость, мкм <sup>2</sup> .....	0,187
Пластовая температура, °С .....	35
Пластовое давление, мПа .....	19,14
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с.....	9,0
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup> .....	0,881
Переводной коэффициент.....	1,211
Содержание серы в нефти, % .....	2,41
Содержание парафина в нефти, %.....	3,53
Давление насыщения нефти газом, мГа.....	8,1
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т .....	33,8
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с .....	1,5
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup> .....	1,186
Коэффициент извлечения, доли ед.....	0,2

Данная технологическая схема составлена для ввода в активную разработку системой ГС только одной — западной части залежи.

В настоящее время на этом участке работают две добывающие скважины с помощью которых добыто 20 тыс. т нефти при устойчивом дебите 4,3–4,5 т/сут по нефти и 4,6 т/сут по жидкости. Режим залежи — режим истощения пластовой энергии.

ЦКР Миннефтепрома утвердила (протокол № 1351 от 22.06.1989 г.) технологическую схему [223] разработки Усень-Ивановского нефтяного месторождения с применением системы ГС со следующими принципиальными положениями:

система размещения ГС — рядная с расстоянием между скважинами 400 м;

фонд скважин, рекомендуемых для бурения, — 10, в том числе 8 добывающих (из них 4 горизонтальных) и 2 нагнетательных (горизонтальных) при общем проектном фонде 12 скважин;

давление на устье нагнетательных скважин 15 МПа;

механизированный способ эксплуатации скважин (ЭЦН, ШГН);

расчетные технико-экономические показатели разработки являются ориентировочными и подлежат уточнению в процессе опытно-промышленных работ.

Предполагается, что в первую очередь бурится и осваивается система из ГС. Добывающие скважины бурят попарно с одного куста таким образом, чтобы вырезка ствола приходилась на центральную, наиболее мощную часть залежи. Длина горизонтального участка ствола — 400 м, радиус искривления — 250 м. Нагнетательные скважины бурят от краев структуры к центру, чтобы в пласте создать единую нагнетательную галерею.

### 3.3. МИШКИНСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (УДМУРТИЯ)

На Мишкинском нефтяном месторождении разрабатываются четыре объекта с обширными водонефтяными зонами. Разработка таких залежей характеризуется высокими темпами обводнения добываемой продукции, высоким коэффициентом водонефтяным фактором. На месторождении обводненность продукции на дату проектирования составила 61 %, большой фонд скважин работал с обводненностью 60–90 % и выше.

Сложные геолого-физические условия – обширные водонефтяные зоны, низкие параметры коллекторов (следовательно и низкая продуктивность), высокая степень неоднородности коллекторов способствуют быстрому прорыву воды и неравномерности выработки запасов. Следовательно, конечный коэффициент нефтеизвлечения будет довольно низким. Для решения этой проблемы требуется технология, которая позволяет интенсифицировать отборы при предельно низкой (оптимальной) депрессии на пласт. Технологии разработки ГС, на наш взгляд, отвечают этим требованиям.

Горизонтальное бурение на Мишкинском месторождении реализуется с 1992 г. на основе составленной нами технологической схемы разработки [221]. Коллекторами являются карбонатные породы, характеризующиеся высокой послойной и зональной неоднородностью и сравнительно невысокими характеристиками: пористость в среднем составляет около 16 %, проницаемость – 0,213 мкм<sup>2</sup>. Средняя нефтенасыщенная толщина равна 7,5 м, по площади изменяется от 1 до 24 м. Нефть высоковязкая (78,3 мПа·с в пластовых условиях), высокосмолистая, высокопарафинистая.

Всего предусмотрено бурение 25 горизонтальных стволов с их ориентацией по направлению от забоя к забою проектных ГС для наиболее благоприятного стягивания контура нефтеносности в условиях площадного термополимерного воздействия. Длина горизонтального ствола ограничена 150 м с учетом высокой плотности пробуренных скважин. Для предупреждения обводнения скважин подошвенной водой горизонтальные стволы размещены на участках залежи с наличием уплотненной пачки между нефте- и водонасыщенными породами, выполняющей роль экрана в предупреждении обводнения подошвенной водой.

Выполненные расчеты и практика показали высокую технологическую и экономическую эффективность применения технологии разработки залежи системой ГС. Так, например, первая пробуренная ГС № 442 с горизонтальным стволов длиной 160 м пущена с начальным дебитом 28,5 т/сут практически безводной нефти. Текущий дебит скважины составляет 22 т/сут при обводненности 10 %. При этом средний дебит ближайших соседних вертикальных скважин – 2,8 т/сут при средней обводненности 75,6 %. Вторая ГС № 427 пущена с начальным дебитом 80 т/сут практически безводной нефти. Текущий дебит составляет 20,7 т/сут, обводненность – 24,1 %. Средний дебит соседних вертикальных скважин – 2,8 т/сут,

обводненность 75,6 %. Дополнительная добыча нефти оценивается в 1,5 млн. т, увеличение КИН – на 2,9 %. Анализ работы пробуренных скважин показал устойчивость дебита и отсутствие их прогрессирующего обводнения. Начальный дебит по ГС оказался более чем в 7 раз выше по сравнению с вертикальными.

### **3.4. ТАТЫШЛИНСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (БАШКИРИЯ)**

Залежь нефти турнейского яруса на проектируемом опытном участке Татышлинского месторождения не разрабатывалась, осуществляется промышленная разработка терригенного нижнего карбона. Опытный участок расположен в центральной части месторождения. Геолого-физическая характеристика залежи приведена ниже.

#### **Геолого-физическая характеристика залежи С<sub>1тур</sub> Татышлинского нефтяного месторождения**

<i>Параметры</i>	<i>Объект</i>
Средняя глубина залегания, м.....	1600
Тип залежи .....	Массивная, слоистая, структурная
Тип коллектора.....	Карбонатный
Площадь нефтегазоносности, тыс. м <sup>2</sup> .....	3428
Средняя общая толщина, м .....	35
Средняя нефтенасыщенная толщина, м .....	8,3
Пористость, доли ед.....	0,12
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.....	0,7
Проницаемость, мкм <sup>2</sup> .....	0,022
Коэффициент песчанистости, доли ед.....	0,71
Коэффициент расчлененности, доли ед.....	10
Пластовая температура, °С .....	26
Пластовое давление, мПа.....	15,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с.....	23,0
Объемный коэффициент нефти, доли ед.....	1,03
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup> .....	0,916
Содержание серы в нефти, % .....	3,48
Содержание парафина в нефти, % .....	3,99
Содержание асфальтенов, %.....	9,25
Содержание смол силикагелевых, % .....	22,15
Давление насыщения нефти газом, мПа.....	7,88
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т .....	28,8
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с.....	1,55
Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup> .....	1,18

Тип залежи – массивно-слоистая, структурная; углы падения – 2–3°. Имеются прослои и линзы мощностью 0,4–9 м, плотные прослои – 0,4–4 м (в нижней части разреза). Нефть тяжелая, сернистая, высоковязкая с большим содержанием смол + асфальтенов, сероводород содержится в нефти (0,18 %

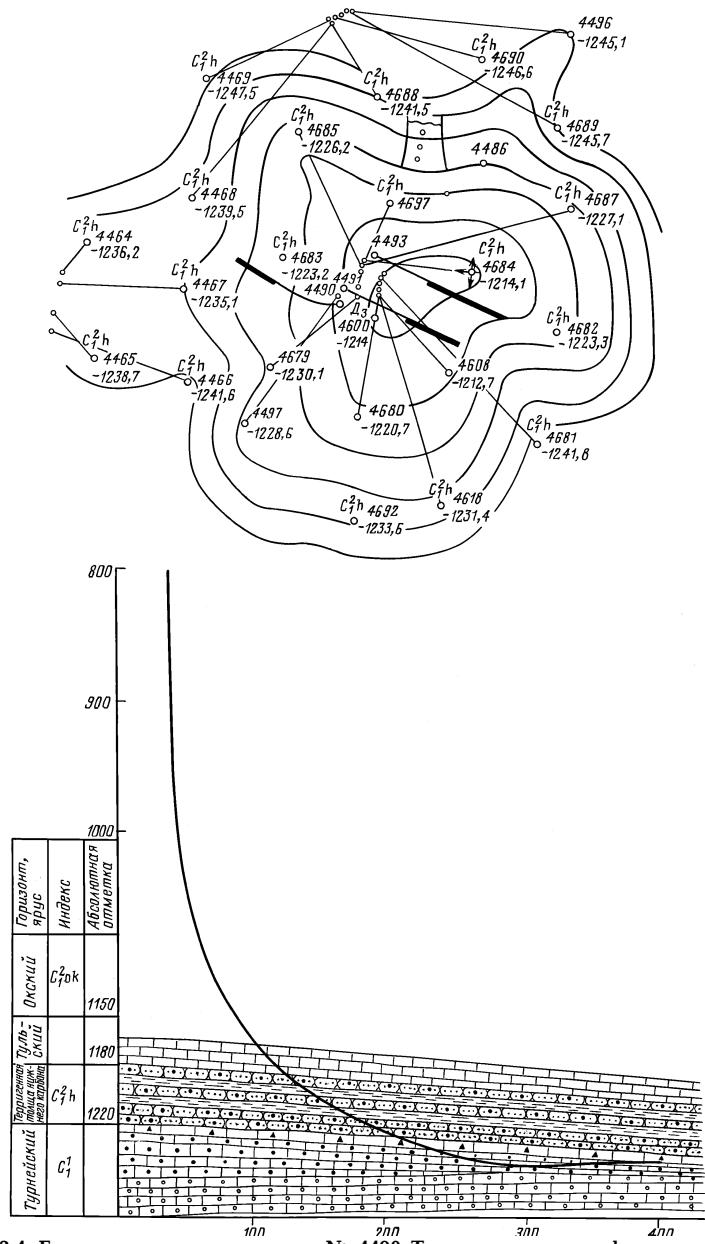


Рис. 3.4. Горизонтальная скважина № 4490 Татышлинского нефтяного месторождения

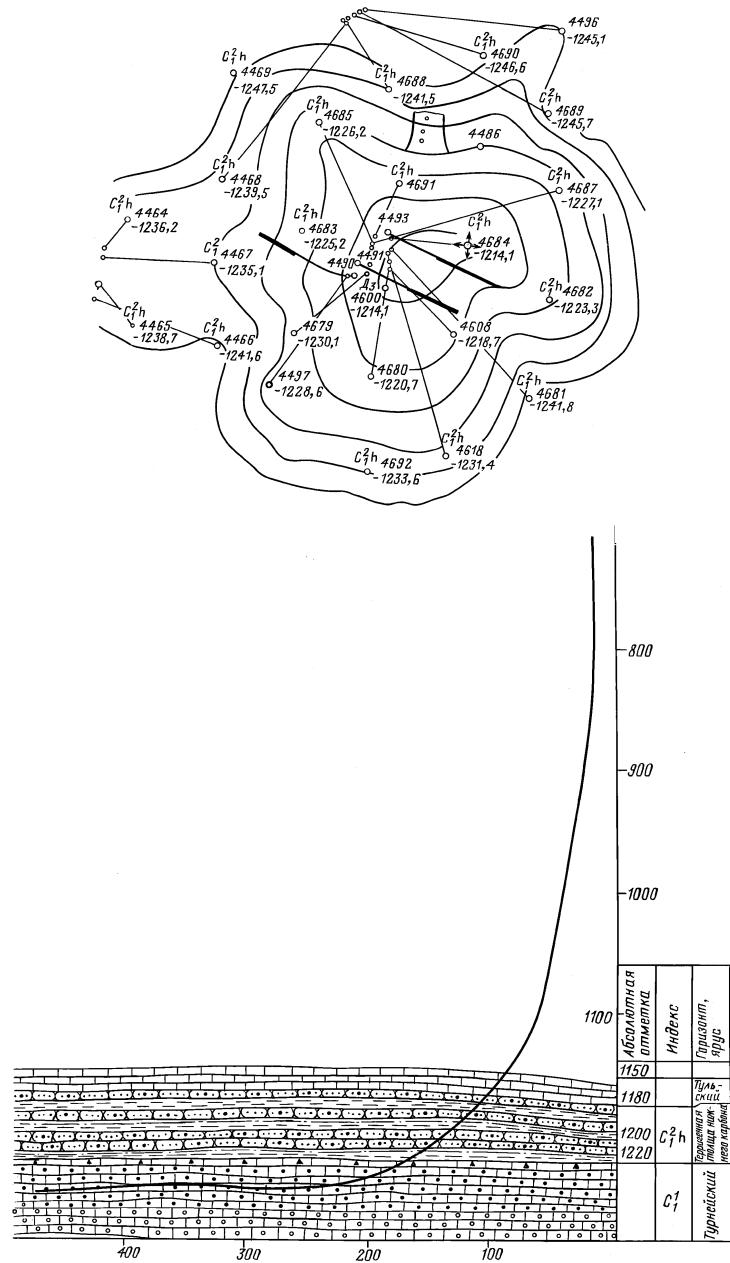


Рис. 3.5. Горизонтальная скважина № 4491 Татышлинского нефтяного месторождения

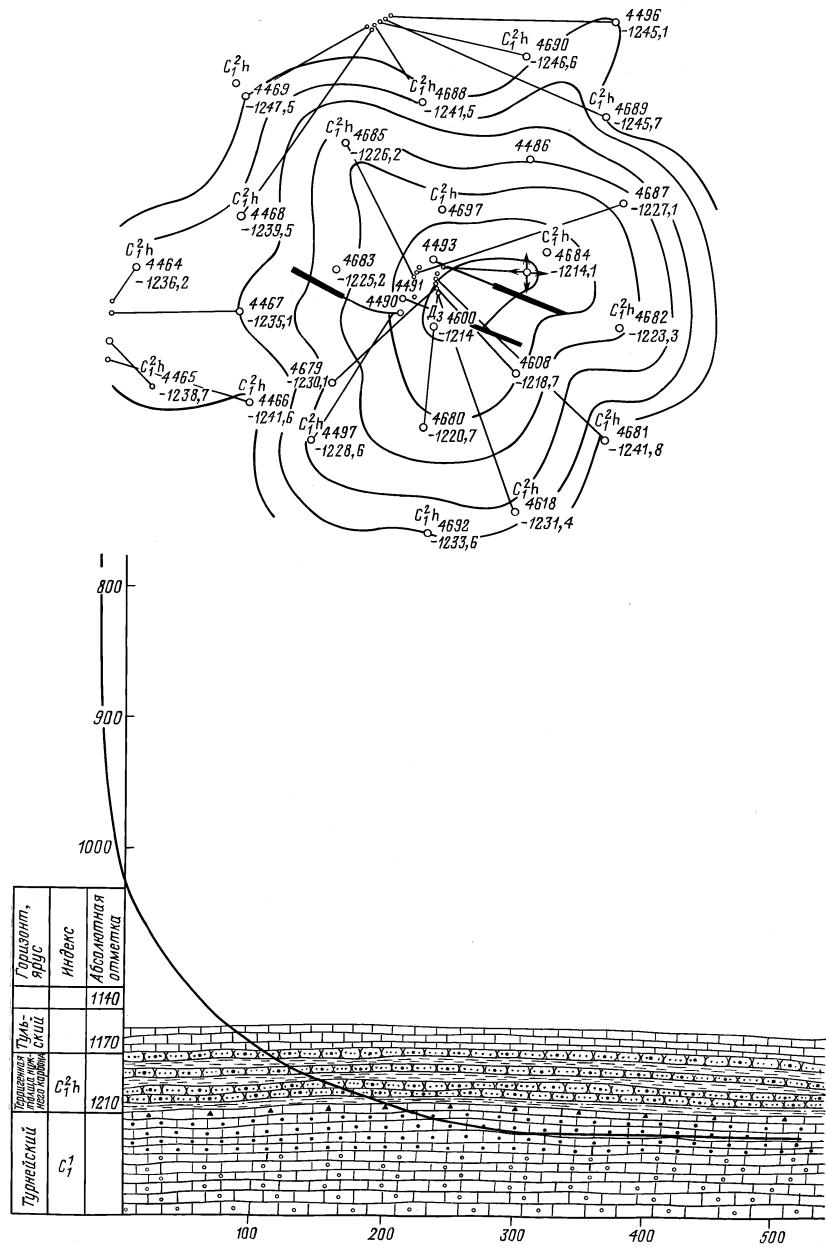


Рис. 3.6. Горизонтальная скважина № 4493 Татышлинского нефтяного месторождения

Таблица 3.2

Технико-технологические характеристики	Номер скважины		
	4490	4491	4493
Конструкция скважины: направление, 0426 мм кондуктор, 0324 мм техническая колонна, 0245 мм эксплуатационная колонна, 0146 мм	50 м 240 м 1524 м 1682 м	45 м 237 м 1470 м 1769 м	50 м 220 м 1532 1822 м
Характеристика скважины: глубина, м отход, м длина ствола в продуктивном пласте, м минимальный радиус, м соотношение дебитов (гор/верт)	1682 393 158 200 5,8	1769 459 220 137 3,1	1822 517 290 168 —

мольных), в газе (1,23 % мольных), в пластовой воде — определен качественно.

ЦКР Миннефтепрома утвердила (протокол № 1352 от 22.06.1989 г.) технологическую схему опытно-промышленной разработки залежи нефти турнейского яруса Татышлинского месторождения с применением системы ГС [222] со следующими принципиальными положениями:

система размещения ГС — параллельно-рядная с расстоянием между скважинами 400 м, длина горизонтальной части ствола 450 м;

фонд скважин для бурения — 11, в том числе добывающих — 6 (из них горизонтальных — 4), нагнетательных — 2 (горизонтальных), контрольных — 1, водозаборных — 2, при общем проектном фонде 11 скважин;

давление на устье нагнетательных скважин — 15 МПа;

механизированный способ эксплуатации скважин (ЭЦН, ШГН);

стоимость бурения ГС — 350 тыс. рублей, вертикальной скважины — 135 тыс. рублей (в ценах 1989 г.);

коэффициент нефтеизвлечения по варианту с вертикальной сеткой скважин — 0,15, горизонтальными скважинами — 0,30;

расчетные технико-экономические показатели разработки являются ориентировочными и подлежат уточнению в процессе опытно-промышленных работ.

Первоочередной элемент системы разработки и технико-технологические характеристики ГС приведены на рис. 3.4, 3.5, 3.6 и в табл. 3.2, 3.6.

### 3.5. СТАРЦЕВСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (БАШКИРИЯ)

Для проведения опытно-промышленных работ по разработке залежи нефти системой ГС определена залежь пласта С<sub>2</sub> Старцевского нефтяного месторождения (протокол ТЭС ПО "Башнефть" № 234 от 27 декабря 1990 г.). Исходные геолого-физические параметры приведены в табл. 3.3. На 01.01.1990 г. на залежи пробурено 14 скважин. В эксплуатационном фонде числится 9 добывающих и 2 нагнетательных скважины. Средний дебит добывающих скважин составил 27,2 т/сут, обводненность добываемой продукции – 12,8 % (весовых). Средняя приемистость нагнетательных скважин составила 279 м<sup>3</sup>/сут.

По залежам предлагается три варианта разработки: базо-

**Таблица 3.3**  
**Исходные геолого-физические параметры по опытному участку  
Старцевского нефтяного месторождения**

Параметр	Единица измерения	Значение параметра
Средняя глубина залегания	м	1371
Тип залежи	–	Ленточная, сводовая, литологически экранированная
Тип коллектора	–	Терригенные, песчаные
Площадь нефтеносности	тыс. м <sup>2</sup>	3485
Средняя общая толщина	м	8
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	6,4
Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	0,450
Средняя начальная насыщенность нефтью	доли ед.	0,92
Пластовая температура	°С	26
Пластовое давление	МПа	12,8
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	17,5
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м <sup>3</sup>	8,75
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	0,954
Содержание серы в нефти	%	2,04
Содержание парафина в нефти	%	2,28
Содержание смол селикагелевых	%	27,06
Давление насыщения нефти газом	МПа	4,56
Газосодержание нефти	м <sup>3</sup> /сут	16,6
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	1,15
Плотность воды в пластовых условиях	т/м <sup>3</sup>	11,76
Утвержденный КИН	доли ед.	0,443

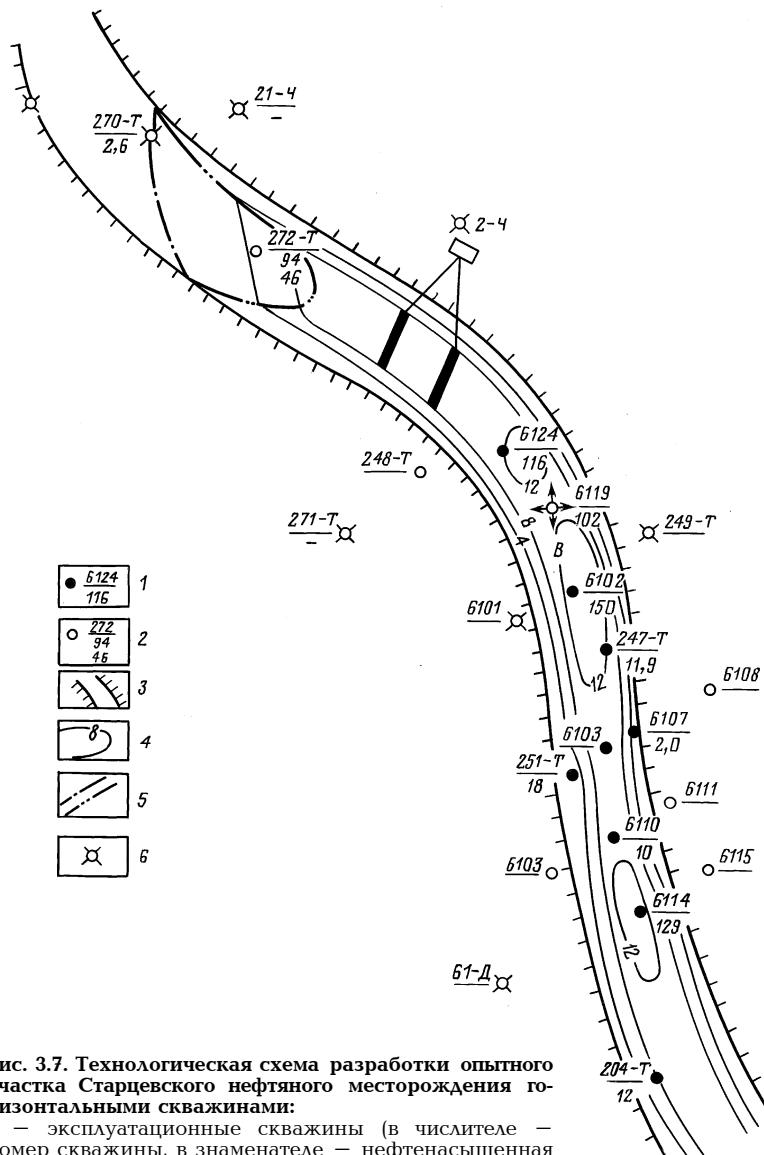


Рис. 3.7. Технологическая схема разработки опытного участка Стародвorskого нефтяного месторождения горизонтальными скважинами:

1 – эксплуатационные скважины (в числителе – номер скважины, в знаменателе – нефтенасыщенная толщина песчаных коллекторов), 2 – скважины водо-нефтяной зоны (в числителе – номер скважины, в знаменателе: 94 – суммарная толщина нефтеводоносных коллекторов, в том числе 46 – нефтенасыщенная толщина коллекторов), 3 – линии литологического ограничения песчаной полосы, 4 – изопахиты нефтеносных коллекторов, 5 – внешний и внутренний контуры нефтеносности, 6 – ликвидированные скважины

вый — с размещением вертикальных скважин (9 скважин по утвержденной сетке 400×400 м) и два варианта с размещением вертикальных и ГС. По утвержденному варианту предлагается пробурить 6 добывающих вертикальных, 2 горизонтальных добывающих, 1 водозаборную скважину при общем фонде 21 скважина. Способ эксплуатации — механизированный. Во всех вариантах предлагается после отработки добывающую скважину № 2727 перевести под нагнетание.

Технологическая схема разработки опытного участка Старцевского нефтяного месторождения [79] приведена на рис. 3.7.

### 3.6. АРЛАНСКОЕ НЕФТИНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (БАШКИРИЯ)

Для проведения опытно-промышленных работ по разработке залежи нефти среднего карбона Арланского месторождения выбран участок пласта К<sub>1</sub> Арланской площади, ограниченный скв. 2799, 290, 2379, 7768, 2929, 2934, 11492, 11493, 11494, 11495, 1113, 2904, 2800. Накопленная добыча нефти на 01.01.1992 г. составила 57,7 тыс. т, воды — 19,4 тыс. т, действующий фонд скважин — 8, текущий суммарный дебит нефти 9,7 т/сут, жидкости — 16,6 м<sup>3</sup>/сут, обводненность продукции — 34,3 %. Пластовое давление по залежи

*Таблица 3.4*  
Исходные геолого-физические параметры по опытному участку Арланской площади Арланского месторождения

Параметр	Единица измерения	Значение параметра
Средняя глубина залегания	м	850–860
Тип залежи	—	Литологическая, пластово-сводовая
Тип коллектора	—	Поровый
Площадь нефтегазоносности	тыс. м <sup>2</sup>	1683
Средняя общая толщина	м	18,7
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	3,4
Пористость	доли ед.	0,21
Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	0,058
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,2
Коэффициент расщлененности	доли ед.	2,4
Производительность	т/сут/МПа	0,11
Пластовая температура	°C	20,0
Пластовое давление начальное	МПа	9,7
Пластовое давление текущее	МПа	5,6
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	11,2
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м <sup>3</sup>	0,861
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,047
Содержание серы в нефти	%	1,8

Продолжение табл. 3.4

Параметр	Единица измерения	Значение параметра
Давление насыщения нефти газом	МПа	3,0
Газосодержание нефти	$\text{м}^3/\text{сут}$	16,2
Вязкость воды в пластовых условиях	$\text{мПа}\cdot\text{с}$	1,4
Плотность воды в пластовых условиях	$\text{т}/\text{м}^3$	1,173
Утвержденный коэффициент нефтеизвлечения	доли ед.	0,247
Коэффициент вытеснения нефти водой	доли ед.	0,58

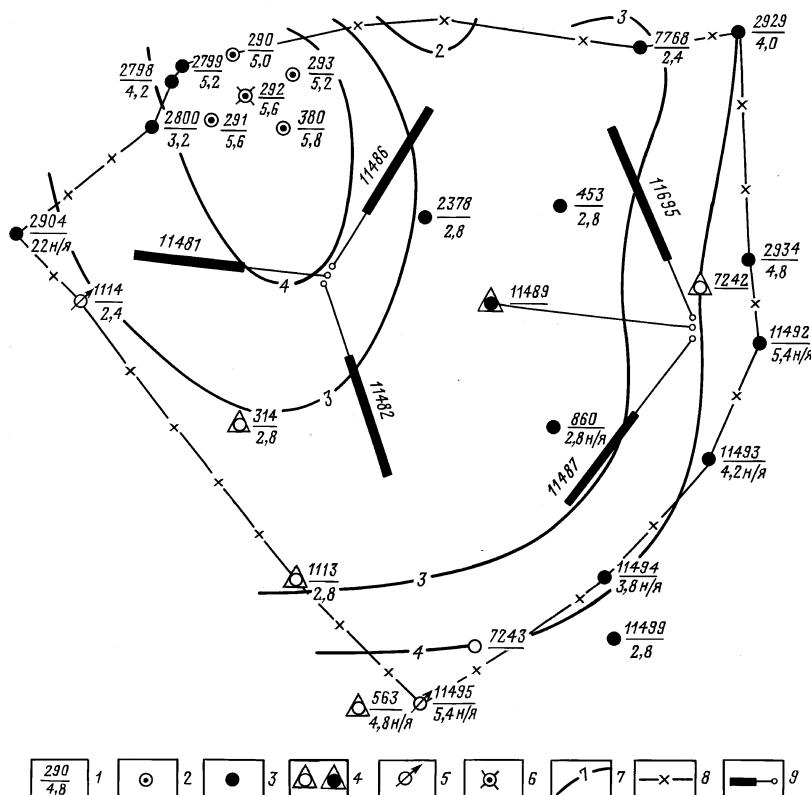


Рис. 3.8. Технологическая схема разработки опытного участка Арланского месторождения горизонтальными скважинами:

1 — в числителе номер скважины, в знаменателе — нефтенасыщенная толщина м; эксплуатационные скважины: 2 — совместные, на каширо-подольский и угленосный горизонты, 3 — каширо-подольского горизонта; 4 — нагнетательные скважины, соответственно действующие и проектные; скважины: 5 — пьезометрические, 6 — ликвидированные, 9 — проектные горизонтальные; 7 — изопахиты продуктивного пласта К<sub>1</sub>; 8 — границы опытного участка

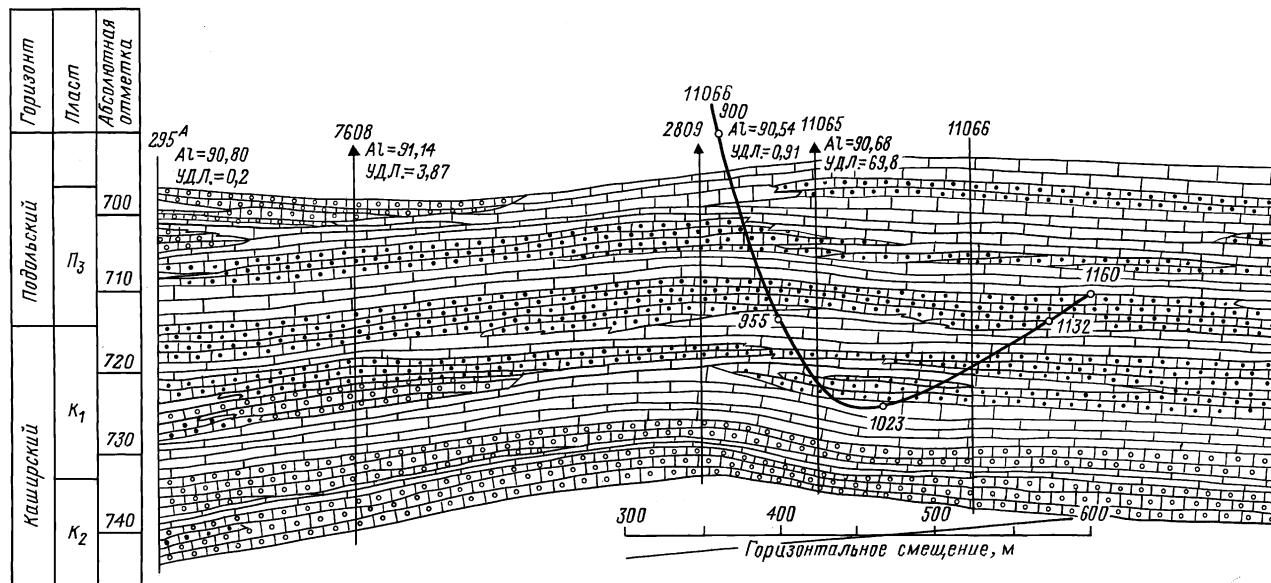


Рис. 3.9. Горизонтальная скважина 10066 Арланского нефтяного месторождения

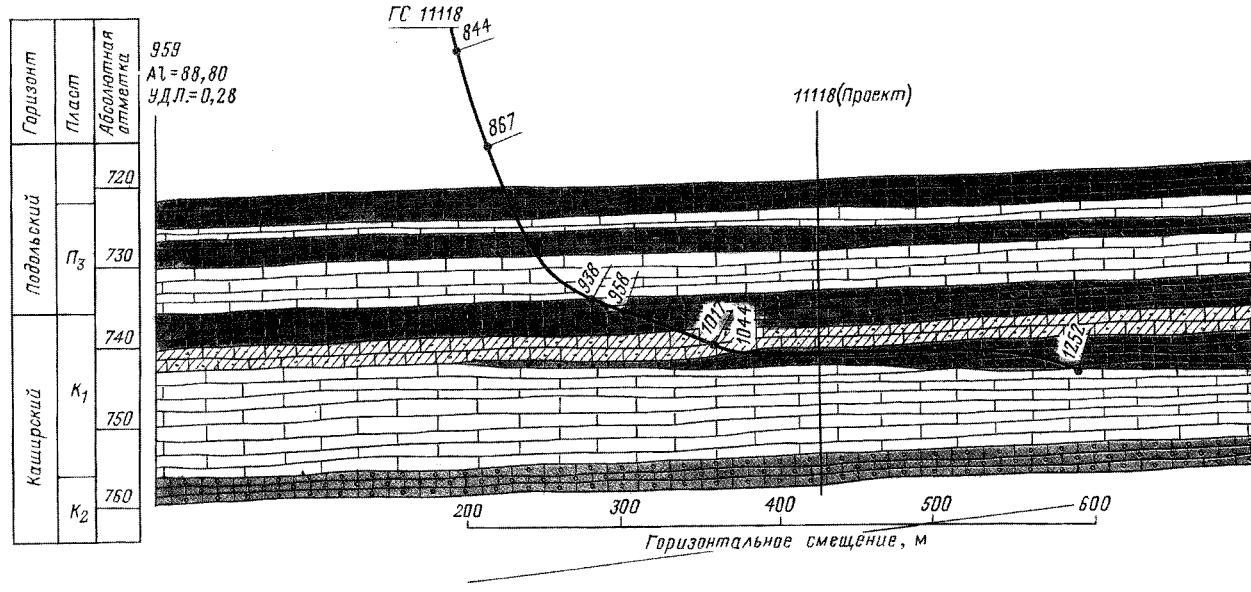


Рис. 3.10. Горизонтальная скважина 11118 Арланского нефтяного месторождения

снизилось с 9,7 до 5,6 МПа. Исходные геолого-физические параметры пласта приведены в табл. 3.4.

В принятом Научно-техническим советом ПО "Башнефть" (протокол № 233 от 25.12.1992 г.) варианте разработки [204] предусматривается разбуривание залежи пятью горизонтальными добывающими и одной вертикальной нагнетательной скважиной. Длина горизонтальной части ствола – 250 м. Проектируемый дебит ГС – 7 т/сут, вертикальных – 1,5 т/сут.

Технологическая схема разработки опытного участка Арланского месторождения ГС приведена на рис. 3.8. На рис. 3.9, 3.10 и в табл. 3.5 приведены технико-технологические характеристики первоочередного элемента разработки опытного участка Арланского месторождения.

Результаты строительства по некоторым реализованным технологическим схемам опытно-промышленных работ по созданию технологии разработки залежей углеводородов системами ГС приведены в табл. 3.6.

По результатам проведенных работ можно сделать вывод, что первый этап строительства ГС – проводка горизонтального ствола в заданном коридоре – успешно завершена. На очереди, на наш взгляд, решение важнейших проблем в области первичного и вторичного вскрытия пластов.

При этом особенно важно учитывать следующее:

1. Проводку горизонтального ствола следует проводить в сжатые сроки и с минимальным количеством "долблений".

2. Горизонтальный ствол следует оборудовать химически растворимыми заглушками с последующей заливкой заколонного пространства химически растворимым тампонажным материалом.

#### табл. 3.5

Технико-технологические характеристики	Номер скважины	
	10066	11118
Конструкция скважины:		
направление, 0426 мм	55 м	55 м
кондуктор, 0324 мм	249 м	305 м
техническая колонна, 0245 мм	805 м	670 м
эксплуатационная колонна, 0146 мм	1160 м	1252 м
Характеристика скважины:		
глубина, м	1160	1252
отход, м	602	591
длина ствола в продуктивном пласте, м	215	320
минимальный радиус, м	140	142
соотношение дебитов (гор/верт)	9,0	10,5

174 Таблица 3.6

Сведения по скважинам с горизонтальными участками стволов

Номер скважи-ны	Месторожде-ние	Продук-тивный горизонт	Глуби-на, м	Горизон-タルный участок, м	Начальный дебит		Текущее состо-яние		Соседние скважины	
					неф-ти, т/сут	жидко-сти, м <sup>3</sup> /сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Средний дебит нефти, т/сут	Обводненность, %
3-ЭС	Лемезинское	P <sub>1</sub> <sup>2-3</sup>	1265	835	6,5	7,3	7,9	0,1	1,3	25,0
3-ЭС		P <sub>1</sub> <sup>2-3</sup>	1253	610	7,1	8,0	7,1	0,1	1,3	25,0
4-ЭС		P <sub>1</sub> <sup>2-3</sup>	1271	836	7,1	8,0	7,1	0,1	1,3	25,0
5116	Ново-Узыба-шевское	A <sub>3</sub> <sup>2</sup>	2218	190	2,6	3,1	20,4	3,0	0,92	1,22
200		A <sub>3</sub> <sup>2</sup>			1,2	3,0	2,0	4,0	0,92	1,22
196		A <sub>3</sub> <sup>2</sup>				7,6	11,5	3,6	7,0	0,92
1409	Михайловское	A <sub>3</sub> <sup>2</sup>	1764	300	14,0	19,0	7,5	4,0	1,5	2,03
1417		A <sub>3</sub> <sup>2</sup>	1764	260	15,0	15,0			1,5	2,03
1418		A <sub>3</sub> <sup>2</sup>	1786	268		19,0	2,5	55,0	0,2	65,9
11118	Арланское	C <sub>1</sub> <sup>2k</sup>	1252	320	3,3	5,6			0,3	56,0
11066		C <sub>2</sub> <sup>2k</sup>	1160	215	2,6	2,7	2,7	1,1	0,6	25,0
4490	Татышлинское	C <sub>1</sub> <sup>2h</sup>	1682	80	9,3	9,3	5,2	2,3	0,7	60,0
606		P <sub>1</sub> <sup>2</sup>	815	200	20,0	21,2	15,0	0,1	2,1	8,0
605	Шумовское	P <sub>1</sub> <sup>2</sup>	1040	400	26,0	27,5	20,0	0,1	2,1	8,0
442		C <sub>0</sub> <sup>h</sup>	1723	160	28,5	28,5	22,0	10,0	0,9	33,0
427		C <sub>c</sub> <sup>n</sup>	1720	150	80,0	80,0	20,7	24,1	2,8	75,6

3. Освоение ГС следует производить поинтервально, начиная с "хвоста" скважины.

Остановимся на этих проблемах подробнее.

**По первому пункту.**

При первичном вскрытии продуктивного пласта горизонтальным стволом мы получаем большую площадь дренирования, вследствии чего возникает опасность проникновения больших объемов бурого раствора в призабойную зону. Эта опасность многократно увеличивается при проводке горизонтальных стволов на пласты с низким пластовым давлением (ниже гидростатического), что имело место при проведке скважин на Михайловском, Узыбашевском и других месторождениях. При спускоподъемных операциях создается эффект свабирования. При этом кольматируется призабойная зона, возникают проблемы с естественными фазовыми свойствами коллекторов в призабойной зоне.

**По второму пункту.**

Существует несколько способов закачивания ГС. Рассмотрим особенности этих способов, их преимущества и недостатки.

1. Открытый ствол. Этот метод широко применяется в устойчивых породах и требует наименьших затрат, так как не требует цементирования и перфорирования в горизонтальной части ствола, а при освоении требуется лишь удалить из скважины буровой раствор и выбуренную породу. Недостатки способа: возможность и последствия перетоков, опасность обрушения ствола, невозможность или большие затраты на ремонт при изоляции или обработке отдельных участков ствола.

2. Спуск хвостовика с заранее созданными круглыми или щелевидными отверстиями. В данном случае хвостовик обеспечивает канал в горизонтальном стволе при обваливании стенок скважин. Недостатки те же, что и у предыдущего способа.

3. Установка затрубных пакеров, расширяющихся при заполнении флюидами или цементным раствором. Метод используется при необходимости изоляции отдельных зон, например водопоявляющих участков, в горизонтальном стволе. Используется в зарубежной практике.

4. Обсаженный ствол с цементированием обсадной колонны или хвостовика применяется, если пласт сложен неустойчивыми породами, а при эксплуатации планируются обработки призабойной зоны пласта. Недостатком способа является снижение гидродинамического совершенства скважин. Пре-

имущество способа в том, что он позволяет производить по-интервально изоляционные и интенсифицирующие операции, регулировать добычу, использовать модифицированную технику, разработанную для вертикальных скважин. При заканчивании скважин обсаженным стволом с цементированием обсадных труб вторичное вскрытие продуктивного пласта возможно производить гидрообразивным, кумулятивным или бесперфораторным способом. Нами проанализированы все эти способы. Более целесообразным представляется применение бесперфораторного (химического) способа вторичного вскрытия, основанного на растворении в кислоте магниевых заглушки, вмонтированных в отверстия обсадной колонны. По сравнению с кумулятивной перфорацией этот метод не оказывает ударного воздействия на обсадную колонну и цементный камень, что позволяет сохранить разобщенность пластов. Основной недостаток — образование отверстий только в обсадной колонне и отсутствие канала в цементе и зоне скважин — преодолен созданием кислоторастворимых цементов. Опыты показали, что в кислоторастворимых цементах создаются надежные каналы для фильтрации флюидов.

**По третьему пункту.**

В силу высокой неоднородности пластов, при обычном освоении начинает "работать" только высокопродуктивная часть ствола. В соответствии с законами гидродинамики в первую очередь осваиваются пропластки в начальной части горизонтального ствола. Поэтому охват пласта дренированием значительно снижается и, следовательно, снижается эффективность ГС. Поэтому требуется поинтервальное освоение скважин, начиная с "конца" скважины. Только в этом случае мы можем получить требуемую геометрию фильтрационных потоков и эффективность ГС будет максимальной.

Анализ технологических параметров, выводы и рекомендации по результатам реализованных технологических схем разработки даны в предыдущих разделах настоящей работы.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

---

---

---

По результатам проведенных исследований, математических экспериментов и анализа состояния и проблем в области создания гидродинамических основ для моделирования процессов разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин, строительства и эксплуатации горизонтальных скважин можно сделать следующие выводы.

1. Показатели устойчивости разработки залежей углеводородов величины векторные, динамичны во времени и определяются, прежде всего, надежностью прогнозирования технико-экономических показателей разработки в проектах и технологических схемах.

2. Надежность прогнозирования технико-экономических показателей разработки залежей углеводородов обеспечивается системным и комплексным подходом к проблеме проектирования:

взаимоувязанным решением задач как подземных, так и наземных технологических процессов;

наличием комбинированных методических подходов к решению задачи прогнозирования технико-экономических показателей разработки;

наличием современных аппаратных, информационных и математических средств для решения многовариантных задач прогнозирования, т.е. наличием системы автоматизированного проектирования разработки залежей углеводородов (САПР) с надежной информационной системой — автоматизированного интегрированного банка данных.

3. Проведенные теоретические исследования и анализ результатов, полученных на опытных участках, позволили разработать методологию проектирования разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин и внедрить разработки в САПР.

4. Определена область применения систем горизонтальных скважин и разработаны методические основы выбора месторождений для эффективной разработки системами горизонтальных скважин.

5. Доказано, что разработка залежей углеводородов систе-

мами горизонтальных скважин обладает преимуществом перед традиционными:

планируется ориентация ствола, что обеспечивает возможность управления гидродинамикой потоков в пласте;

происходит снижение объемов поступления в скважину нежелательных пластовых флюидов за счет проявления качественно нового эффекта "конусообразования" и снижения депрессии на пласт;

значительно возрастает спектр применения вторичных и физико-химических методов воздействия на пласт.

6. Впервые созданы типовые технологические модели разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин: линейная, блочная, лучевая, радиальная, многоярусная и комбинированная (сотовая и др.), которые легли в основу при проектировании разработки опытных участков системами горизонтальных скважин.

7. Впервые в мире реализована система вторичных методов добычи нефти горизонтальными скважинами — закачка пластовой воды в горизонтальную скважину на Михайловском месторождении, реализована комбинированная модель системы разработки на Мишкинском нефтяном месторождении. Получены положительные результаты.

8. Проведенные технологические, технико-экономические и математические эксперименты на разработанных математических моделях показали:

проблемы гидродинамической теории горизонтальных скважин оказались намного сложнее соответствующих проблем вертикальных скважин как в постановке задач, так и методов их решения;

для эффективного применения технологий строительства и эксплуатации горизонтальных скважин, увеличения конечного коэффициента нефтегазоизвлечения горизонтальные скважины следует проектировать преимущественно в составе систем разработки, а не одиночных скважин;

для однопластовых залежей с низкими коллекторскими свойствами наиболее оптимальной является комбинированная блочная, или "сотовая", модель, представляющая собой правильные шестиугольники, которая позволяет добиться максимального охвата пласта и эффективно решать проблемы кустования скважин;

для однопластовых залежей эффективность систем ГС увеличивается с уменьшением толщины пласта;

в низкопродуктивных коллекторах длина ГС значительно влияет на производительность скважин;

для пластов большой толщины и массивных залежей эффективно применение двух и многоярусных систем ГС, которые позволяют организовать фильтрационные потоки сверху вниз, снизу вверх и комбинированные;

значительно возрастает спектр применения вторичных и физико-химических методов воздействия на пласт: композиций химреагентов, ОПЗ реагентной разглинизации, системной ГРП, тепловых методов.

9. Технология проектирования и разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин позволяет:

повысить коэффициент извлечения углеводородов из залежей;

снизить экологическую напряженность в нефтегазодобывающих регионах;

значительно повысить технико-экономические показатели разработки залежей углеводородов;

вовлечь в разработку залежи с трудно извлекаемыми запасами углеводородов.

## *СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ*

---

---

1. Абрамович М., Стриган И. Справочник по специальным функциям. — М.: Наука. — 1979.
2. Абызбаев И.И., Белозеров Г.И., Тимашев Э.М. О принципах и порядке проектирования разработки нефтяных месторождений//Нефтяное хозяйство. — 1976. — № 5. — С. 26—28.
3. Азизов Г.А. Расчет низкодебитной горизонтальной скважины//Тр. Дагестанского научного центра РАН. — 1994. — С. 59—62.
4. Алиев З.С. Приближенный метод определения дебита горизонтальной скважины, вскрывшей полосообразную залежь с подошвенной водой//НТС Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендованные для внедрения в газовую промышленность. — 1993. — № 3—4. — С. 8—14.
5. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласти. — М.: Недра, 1995. — 144 с.
6. Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Давыдов В.П. Перспективы применения горизонтальных скважин на месторождениях НГДУ "Ишимбайнефть"//Нефтепромысловое дело. — 1996. — № 2. — С. 33—35.
7. Асфаган Ш.М., Бердин Т.Г. Технология разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин//Тр. ин-та/УГНТУ. — Проблемы разработки, эксплуатации и экологии газовых и нефтегазовых месторождений. 1998. — С. 22—28.
8. Атанов Г.А., Вакшуркин А.И., Ревенко В.М. К вопросу прогнозирования разработки нефтяных месторождений по промысловым данным//РНТС. Проблемы нефти и газа Тюмени. — Тюмень. — 1973. — Вып. 17. — С. 35—37.
9. Ахметзянов А.В., Берщенский Я.М. и др. Трехмерная геологическая модель призабойной зоны вертикальных и горизонтальных скважин//Тр. ин-та/Институт проблем управления РАН. — 1988. — № 6. — С. 86—94.
10. Бабалян Г.А. и др. Вопросы механизма нефтеотдачи. — Баку: Азнефтехиздат, 1956.
11. Бабалян Г.А. и др. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов. — М.: Гостоптехиздат, 1962.
12. Баганова М.Н., Ибрагимов А.И., Некрасов А.А. Математическое моделирование процессов разработки газовых месторождений горизонтальными и наклонными скважинами//Газовая промышленность. — 1998. — № 1. — С. 30—32.
13. Багасаров В. Расчет сметной добычи по кривым падения производи-

- тельности скважин//Азербайджанское нефтяное хозяйство. — 1927. — № 2. — С. 54—60.
14. Бадовский Н.А. Рост бурения горизонтальных скважин за рубежом и его экономическая эффективность//Нефтяное хозяйство. — 1992. — № 3. — С. 43—44.
15. Базарон У.Б., Дерягин Б.В., Булгаков А.В. Исследование сдвиговой упругости жидкостей в объеме и граничных слоях//Исследования в области поверхности//Нефтяное хозяйство. — М.: Наука, 1967.
16. Башев Б.Т., Исаичев В.В., Огаджанянц В.Г. Метод прогноза технологических показателей процесса обводнения по обобщенным характеристикам вытеснения//Нефтяное хозяйство. — 1971. — № 10. — С. 34—39.
17. Башев Б.Т., Подлапкин В.И., Саттаров Д.М. Эффективность применения горизонтальных скважин при разработке на естественном режиме//Нефтяное хозяйство. — 1993. — № 3. — С. 45—48.
18. Байбаков Н.К., Абызбаев Б.И., Калинин А.Г. и др. Совершенствование бурения горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин//Нефтяное хозяйство. — 1997. — № 4. — С. 8—9.
19. Байрак Н.К., Орлов В.С., Рыженков И.И., Синявская Н.Д. Влияние методик расчета на технико-экономические показатели при проектировании разработки нефтяного месторождения//Нефтяное хозяйство. — 1973. — № 10. — С. 10—13.
20. Баренблат Е.Н. Движение жидкостей в пористых средах. — М.: Недра, 1972. — 214 с.
21. Басиев К.С., Алиев З.С., Черных В.В. Методы расчета дебитов горизонтальных, наклонных и многосторонних скважин. — М.: ИРЦ Газпром. — 1999. — 47 с.
22. Батталов Р.М., Сайфутдинов Р.Г. Совершенствование автоматизированных систем управления добычей нефти в Башкирии//Нефтяное хозяйство. — 1986. — № 5. — С. 8—10.
23. Батурина Ю.Е. О проблеме устойчивости разработки нефтяного месторождения//Проблемы нефти и газа Тюмени. — 1973. — № 17. — С. 40—43.
24. Бауэр Ф., Гооз Г. Информатика. — М.: Мир, 1976. — 207 с.
25. Белаши П.М. Методы электрических сеток при решении задач водоносного режима//Сер. Новости нефтяной техники; М.: ВНИИ. — 1947. — Вып. 1.
26. Белозеров Г.И. Критерии подобия и вытеснение нефти водой в пористой среде//Тр. ин-та/Башниипнефть. — 1978. — Вып. 51. — С. 67—73.
27. Белозеров Г.И. Применение теории надежности к комплексному проектированию и анализу разработки и обустройства нефтяных месторождений//Нефтяное хозяйство. — 1975. — № 12. — С. 24—26.
28. Белозеров Г.И. Совершенствование методики планирования с учетом эффективности технических мероприятий в добыче нефти/НТС. Сер. Экономика нефтедобывающей промышленности. — 1969. — № 8.
29. Белозеров Г.И., Бердин Т.Г. О динамике обводнения скважин//Нефтепромысловое дело. — 1977. — № 12. — С. 3—5.
30. Белозеров Г.И., Бердин Т.Г., Тухватуллин В.З. Модель для прогнозирования на ЭВМ показателей разработки с учетом динамики способов экс-

плутации скважин//Тр. ин-та/Башнипинефть. — 1975. — Вып. 43. — С. 88—96.

31. Белозеров Г.И., Бердин Т.Г. Метод оптимизации плотности сетки скважин по приведённым затратам//Тр. ин-та/Башнипинефть. — 1979. — Вып. 54. — С. 85—94.

32. Белозеров Г.И., Третьякова Г.И., Бердин Т.Г. Сокращение трудоемкости работ по составлению проектов разработки нефтяных месторождений//Тез. докл. республиканской межотраслевой научно-практической конференции. — Уфа. — 1979. — С. 57—59.

33. Бердин Т.Г. Роль и место математических моделей в автоматизированной системе проектирования//Тез. докл. Научно-практической конференции "Творческие возможности молодых нефтяников". — Альметьевск. — 1987. — С. 28—33.

34. Бердин Т.Г., Тухватуллин В.З. Выбор рациональной системы размещения скважин с учётом конечной нефтеотдачи пластов//Тез. докл. Республиканской научно-практической конференции. — Уфа. — 1986. — С. 22—24.

35. Бердин Т.Г., Ювченко Н.В. Прогнозирование технологических показателей разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин//Тр. ин-та/УГНТУ. Проблемы разработки, эксплуатации и экологии газовых и нефтегазовых месторождений. — 1998. — С. 13—21.

36. Билибин В.В. Вычисление производственных программ нефтедобычи по методу "составных кривых"//Азербайджанское нефтяное хозяйство. — 1927. — № 5. — С. 11—12.

37. Билибин В.В. Как составляются планы по добыче нефти. — Баку: Азнефтеиздат, 1932. — 148 с.

38. Борисов Ю.П. К гидродинамическим расчетам дебитов и давлений при режимах вытеснения нефти водой (учет фазовых проницаемостей)//НТС по добыче нефти ВНИИ. — М.: Гостоптехиздат. — 1959. — Вып. 3. — С. 19—24.

39. Борисов Ю.П. К гидродинамическим расчётам дебитов и давлений при режимах вытеснения нефти водой//НТС по добыче нефти, 1959. — Вып. 3. — С. 19—25.

40. Борисов Ю.П. Учет неоднородностей пласта при проектировании нефтяных залежей//Тр. ин-та/ВНИИ. — 1959. — Вып. 21. — С. 245—260.

41. Борисов Ю.П., Воинов В.В., Рябинина З.К. Учет неоднородности продуктивных пластов при проектировании системы разработки//Ежегодник ВНИИ по добыче (теория и практика). — М.: Недра. — 1964. — С. 25—32.

42. Борисов Ю.П., Егоров Н.Г., Зак Л.С. О выборе технологических вариантов разработки нефтяных месторождений района//НТС по добыче нефти ВНИИ. — М.: Недра. — 1970. — Вып. 40. — С. 5—11.

43. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. — М.: Недра, 1964. — 320 с.

44. Бочаров В.А. и др. Исследование влияния темпов и последовательности ввода скважин в эксплуатацию на показатели разработки нефтяного месторождения//Нефтяное хозяйство. — 1974. — № 2. — С. 22—32.

45. *Брайн Мак-Грегор.* Применение новых методов бурения с отрицательным дифференциальным давлением//Нефтегазовые технологии. – 1999. – № 6. – С. 43–45.
46. *Бузинов С.Н., Григорьев А.В. и др.* Исследование горизонтальных скважин на нестационарных режимах//НТС/ВНИИГАЗ. – 1997. – С. 39–49.
47. *Бузинов С.Н., Григорьев А.В., Славицкий В.С. и др.* Исследования горизонтальных скважин на нестационарных режимах//Газовая промышленность. – 1997. – № 10. – С. 12 – 14.
48. *Булатов А.И., Дейкин В.В. и др.* Требования к физико-химическим характеристикам тампонажного камня в горизонтальных скважинах//Газовая промышленность. – 1997. – № 10. – С. 10–11.
49. *Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М.* Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1988. – 422 с.
50. *Бэр Я., Заславский Д., Ирмей С.* Основы фильтрации воды. – М.: Мир, 1971. – 451 с.
51. *Вайншток С.М., Тарасюк В.М.* Анализ экономической эффективности физических и гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1999. – № 8. – С. 33–37.
52. *Вахитов Г.Г.* Эффективные способы решения задач разработки нефтеводоносных пластов методом конечных разностей. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 216 с.
53. *Вейсс М.В., Макленан Д.* Бурение при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины: возможности исследования и обучения//Нефтегазовые технологии. – 1998. – № 5–6. – С. 62–65.
54. *Влияние степени вскрытия пластов на процесс разработки водонефтяных зон/Бердин Т.Г., Мирвалеев И.В.* – Рус.-Деп. в ООО "ИРЦ ГАЗПРОМ" 11.01.2000 г. – № 1413-Г300.
55. *Волков В.П., Галлямов К.К. и др.* Анализ строительства и эксплуатации ГС на Самотлорском месторождении//Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 6. – С. 41–42.
56. *Волков Ю.А., Слабнов В.Д.* Численное моделирование процесса вытеснения нефти водой с применением горизонтальных скважин//Тез. докл. межд. конф. "Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка)". – Казань, 4–8 октября 1994 г. – С. 242–247.
57. *Вопросы увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки нефтяных месторождений Башкирии//Тр. ин-та/УфНИИ.* – Вып. 14. – 1965.
58. *Временная методика экономической оценки нефтяных и нефтегазовых месторождений.* – М.: МНП. – 1988.
59. *Выбор способа эксплуатации скважин при проектировании схемы генерального плана разработки нефтяного месторождения/Белозёров Г.И., Третьякова Г.И.* – Рус.-Деп. в ВНИИОЭНГ 17.01.1974 г., № 125-НГ.
60. *Габидуллин Н.З., Юмашев Р.Х. и др.* Опыт строительства скважин на месторождениях АНК "Башнефть"/Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998. – № 3–4. – С. 11–13.

61. Гайсин Р.В., Тиньков И.Н., Николаев В.Н. Опыт эксплуатации горизонтальных скважин на Оренбургском НГКМ в период падающей добычи//Тр. ин-та/УГНТУ. — Вып. "Проблемы разработки, эксплуатации и экологии газовых и нефтегазовых месторождений". — 1998. — С. 44—49.
62. Гершанович Г.Г. Перспективы внедрения горизонтального бурения на месторождениях нефти и газа Якутии//Тр./РАН СО Якутского ин-та геологических наук. — Якутск. — 1993. — С. 159—170.
63. Гешелин Б.М. Конечно-разностная аппроксимация уравнений двух- и многофазной фильтрации для решения задач на современных машинах//НТС. — М.: ВНИИ. — 1968. — С. 9—15.
64. Гноевых А.Н. Горизонтальное бурение: Состояние и перспективы//Газовая промышленность. — 1997. — № 10. — С. 4—5.
65. Гноевых А.Н., Крылов В.И., Михайлов Н.Н. Изменение состояния продуктивного пласта при вскрытии его горизонтальным стволом//Нефтяное хозяйство. — 1999. — № 8. — С. 8—12.
66. Говорова Г.Л., Рябинина З.К. Обоснование прогноза обводненности пласта//Тр. ин-та/ ВНИИ. — 1957. — Вып. 10. — С. 247—249.
67. Голов А.В. Анализ состояния эксплуатации горизонтальных скважин в нефтедобывающей промышленности России//Нефтепромысловое дело. — 1998. — № 2. — С. 16—19.
68. Голов А.В., Волков С.Н. Современное состояние и перспективы применения горизонтальных скважин в России//Нефтяное хозяйство. — 1997. — № 3. — С. 29—31.
69. Голов А.В., Волков С.Н. Состояние строительства и эксплуатации горизонтальных скважин в России//Нефтяное хозяйство. — 1995. — № 7. — С. 23—26.
70. Гольштейн Я.А. Поверхностное натяжение твёрдых тел и адсорбция. М.: Наука, 1976. — 196 с.
71. ГОСТ 21705—76. Автоматизированные системы управления технологическими системами. Надёжность. Основные положения. — М.: Изд-во стандартов, 1976. — 9 с.
72. ГОСТ 24701—86. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надёжность автоматизированных систем управления. — М.: Изд-во стандартов, 1986. — 17 с.
73. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозабойными скважинами. — М.: Недра, 1969. — 137 с.
74. Григулецкий В.Г., Коротков С.В. Основные аспекты разработки трудноизвлекаемых запасов нефти комбинированными системами горизонтальных и вертикальных скважин//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1997. — № 10. — С. 39—46.
75. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М. и др. Руководство по исследованию скважин. — М.: Наука, 1995. — 131 с.
76. Гужновский Л.П. Основные положения и предварительные рекомендации по методике текущего и перспективного планирования добычи нефти//Экономика нефтяной промышленности. — 1970. — № 12. — С. 22—23.
77. Девликамов В.В. Аномальные нефти. — М.: Недра, 1975. — 168 с.
78. Динков А.В., Фомичёв В.А., Ланчаков Г.А. Оценка целесообразности бу-

- рения горизонтальных скважин//Газовая промышленность. — 1997. — № 10. — С. 6—8.
79. Дополнение к технологической схеме разработки Старцевского нефтяного месторождения (опытно-промышленный участок с системой горизонтальных скважин): Отчет о НИР/Башнипинефть. Рук. Бердин Т.Г. — Уфа, 1990. — 102 с. с прилож.
80. Дополнение к уточненному проекту разработки Серафимовского нефтяного месторождения: Отчет о НИР (заключительный)/Башнипинефть. Рук. Т.Г. Бердин. — № ГР12347; инв. № 115441. — Уфа, 1988. — 312 с.
81. Дубинский Н.М. Определение надёжности автоматизированных газорегулирующих систем. — М.: ВНИИОЭНГ, 1968. — 117 с.
82. Евченко В.С., Марков Ю.М., Максимов В.П. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений наклонно направленными скважинами. — М.: Недра, 1964. — 326 с.
83. Егорова Л.И., Орлов В.С. Учет неоднородности пласта при площацном завоцнении//Тр. ин-та/ВНИИ. — 1969. — Вып. 55. — С. 189—197.
84. Ерохин В.П., Щавелев Н.Л. и др. Опыт и проблемы строительства горизонтальных скважин//Нефтяное хозяйство. — 1997. — № 9. — С. 32—35.
85. Жданов М.А., Азamatов В.И. и др. Дифференциация запасов нефти в неоднородных коллекторах. — М.: Недра, 1982. — 176 с.
86. Зайнуллин А.И., Окнин В.Г. Прогнозирование производительности горизонтальной скважины в условиях реальной залежи при водонапорном режиме//Нефтяная и газовая промышленность. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 1993. — № 9—10. — С. 7—11.
87. Зайнуллин А.И., Федюнов В.И. Прогнозирование основных технико-экономических показателей эффективности строительства горизонтальных скважин в условиях разработки реальной залежи нефти//Нефтепромысловое дело. — М.: 1979. — № 7. — С. 6—14.
88. Закиров С.Н., Пискарев В.И., Гереш П.А., Ершов С.Е. Разработка водоплавающих залежей с малым этажом газоносности на основе горизонтальных скважин//Газовая промышленность. — 1997. — № 5. — С. 20—22.
89. Закиров С.Н., Пискарев В.И., Юльметов Т.И. Особенности разработки водоплавающей нефтяной залежи горизонтальными скважинами//Нефтепромысловое дело. — 1997. — № 8—9. — С. 4—7.
90. Закиров С.Н., Сомов Б.Е. и др. Многофазная и многокомпонентная фильтрация. — М.: Недра, 1988. — 286 с.
91. Закиров Э.С., Юльметов Т.И. Относительно риска разработки тонких водонефтяных зон горизонтальными скважинами//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1997. — № 12. — С. 32—35.
92. Золотникова Р.Б., Орлов В.С. Расчет обводнения нефтяных залежей до и после прорыва воды по схеме эквивалентной галереи//Тр. ин-та/ВНИИ. — 1972. — Вып. 50. — С. 5—13.
93. Зотов Г.А. Геотехнологические проблемы разработки месторождений природного газа//Тр. ин-та/ВНИИГАЗ. — 1992. — 218 с.
94. Ибрагимов А.И. Математическое моделирование разработки газовых

месторождений горизонтальными скважинами в трёхмерной постановке//Газовая промышленность. — 1997. — № 7. — С. 89—91.

95. Ибрагимов А.И., Некрасов А.А. Построение квазианалитического решения задачи о фильтрации однородной жидкости в пористой среде и его применение для получения формулы притока к горизонтальной скважине в ограниченном пласте//Вычислительные технологии. — 1997. — Т. 2. — № 6. — С. 36—41.

96. Ибрагимов А.И., Сидоров А.В. Влияние высокопроницаемых пропластков на характер обводнения горизонтальной скважины//Газовая промышленность. — 1997. — № 10. — С. 20—21.

97. Иванова М.М., Михайлов И.Н., Яремийчук Р.С. Регулирование фильтрационных свойств пласта в околоскважинных зонах//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1988. — № 3. — С. 23—25.

98. Кагарманов Н.Ф., Тимашев Э.М., Ювченко Н.В., Бердин Т.Г., Сафина Н.М. Методика моделирования разработки газоводяной залежи системой горизонтальных скважин//Тр. ин-та/Башнипинефть. — 1993. — Вып. 86. — С. 26—32.

99. Кагарманов Н.Ф., Тимашев Э.М., Ювченко Н.В., Бердин Т.Г., Сафина Н.М. Моделирование процесса фильтрации неньютоновских жидкостей в пласте, разрабатываемом системой горизонтальных скважин//Тр. ин-та/Башнипинефть. — 1993. — Вып. 86. — С. 22—25.

100. Ковалев В.С., Сазонов Б.Ф. Учет неоднородности пласта по проницаемости, пористости, нефтенасыщенности и полноте вытеснения при расчете процесса обводнения и нефтеотдачи продуктивных пластов//РНТС. Сер. Добыча нефти. — М.: ВНИИ. — 1964. — Вып. 25. — С. 12—17.

101. Ковалев В.С., Сургучев М.Л. Учет кинематики потоков жидкостей нефти и воды при расчете обводнения нефтяных пластов//НТС. Сер. Добыча нефти. — М.: ВНИИ. — 1964. — Вып. 25. — С. 23—27.

102. Комплексный метод адаптации гидродинамических моделей процесса вытеснения нефти водой/Бердин Т.Г., Гайсин Д.К. — Рус.-Деп. в ВНИИОЭНГ 29.07.1987 г. — № 1430-НГ.

103. Коршунов Ю.М. Математические основы кибернетики. — М.: Энергия, 1972. — 376 с.

104. Котлер, Вилард. Определение подземных запасов нефти по кривым производительности скважин. — М: Изд-во "Советы нефтяной промышленности", 1926. — 147 с.

105. Котов А.И., Нерпин С.В. Водоупорные свойства глинистых почв и грунтов и природа начальных градиентов фильтрации//Известия АН СССР, ОТН, 1958. — № 9.

106. Крейнин Е.В., Шифрин Е.И. Новая технология термической добычи тяжелых нефтей с использованием горизонтальных скважин//Горный вестник. — 1997. — № 6. — С. 53—56.

107. Крылов А.П. О темпах разработки нефтяных месторождений//ЭКО. — Новосибирск. — 1980. — С. 21—24.

108. Крылов А.П. Проектирование разработки нефтяных месторождений. — М.: Гостоптехиздат, 1962. — 424 с.

109. Крылов В.И., Крецула В.В. Гидродинамические особенности бурения горизонтальных скважин//Нефтяное хозяйство. — 2000. — № 6. — С. 20—22.

110. Кудинов В.И., Богомольный Е.И., Дацик М.И. и др. Разработка месторождений высоковязких нефтей Удмуртской республики с использованием горизонтальных скважин//Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 3. – С. 24–27.
111. Кудинов В.И., Сучков Б.И. Секреты удмуртских нефтяников//Нефтегазовая вертикаль. – 1998. – № 4. – С. 128–131.
112. Куранов И.Ф. Вытеснение нефти водой в слоистом пласте//Тр./ВНИИ. – 1960. – Вып. 28. – С. 17–38.
113. Курбанов А.К., Куранов И.Ф. и др. Гидродинамические расчеты вытеснения нефти водой в системе скважин в слоистом пласте с наклонным водонефтяным контактом. – М.: Недра. – 1971//Сер. "Теория и практика добычи нефти". – С. 56–71.
114. Лаврентьев В.С., Ахуушкин А.М. и др. Очистка ствола горизонтальной скважины//Газовая промышленность. – 1998. – № 1. – С. 41–42.
115. Лаврентьев М.А., Шабат Б.В. Методы теории функции комплексного переменного. – М.: Наука, 1958. – 231 с.
116. Ларин А.Г. Бурение горизонтальных скважин в ПО "Саратовнефтегаз"/Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 7. – С. 45–46.
117. Лебединец А.П. Обоснование техники и технологии бурения скважин с горизонтальными стволами на месторождениях ПО "Краснодарнефтегаз"/Газовая промышленность. – 1990. – С. 147–159.
118. Леви Б.И. Методы математического моделирования на ЭЦВМ процесса заводнения нефтяных месторождений//ОНТИ/Башнипинефть. – Уфа, 1975. – 52 с.
119. Леви Б.И. О численном решении двумерных задач фильтрации несмещающихся жидкостей//Тр. ин-та/СО АН СССР. – 1972. – С. 130–135.
120. Леви Б.И. Расчет нефтеотдачи многослойного пласта при неизотермической фильтрации//Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 9. – С. 43–45.
121. Леви Б.И., Темнов Г.Н., Евченко В.С., Санкин В.М. Создание алгоритма расчета на ПЭВМ технологических показателей разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами//Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М. – 1972. – № 12. – С. 2–7.
122. Леонтьев И.Ю. Результаты бурения экспериментальных горизонтальных скважин на Восточно-Таркосалинском нефтегазоконденсатном месторождении//Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 5. – С. 36–37.
123. Либерзон В.И. Основы управления проектами. М.: Мир, 1997.
124. Луценко В.В. Оценка целесообразного объёма использования трёхмерных математических моделей при проектировании объектов разработки//Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 1. – С. 53–56.
125. Луценко В.В., Вахитов Г.Г. Оценка успешности использования капитальных вложений при проводке горизонтальных скважин//Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 9. – С. 21–25.
126. Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д. К расчету обводнения//Тр. ин-та/ТатНИИ. – 1962. – Вып. 4. – С. 48–53.
127. Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д. Новый подход к проектированию разработки нефтяных месторождений//Тр. ин-та/ТатНИИ. – 1968. – Вып. 12. – С. 67–72.

128. *М. Дж.Денем*. Проблемы создания автоматизированных систем проектирования, систем управления. — М.: Мир, 1987. — 386 с.
129. *Мамедов Ю.Г.* 2-ой Европейский симпозиум по увеличению нефтеотдачи пластов, Москва, 27–29 октября 1993 г.///Нефтяное хозяйство. — 1997. — № 10. — С. 45.
130. *Мартин Дж.* Вычислительные сети и распределённая обработка данных. — М.: Мир, 1986. — 307 с.
131. *Мартин Дж.* Организация баз данных в вычислительных сетях. — М.: Мир, 1982. — 283 с.
132. *Маслянцев Ю.В., Желтов Ю.В.* и др. О предупреждении деформации нефтяных пластов с помощью горизонтальных дрен//Нефтяное хозяйство. — 1993. — № 3. — С. 23–26.
133. *Математическое моделирование в процессе проектирования нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений/Бердин Т.Г., Мирвадеев И.В.* — Рус.-Деп. в ООО "ИРЦ ГАЗПРОМ" 11.01.2000 г. — № 1415-Г300.
134. *Мельцер М.С.* Изменение проницаемости горных пород в окрестности глубокой горизонтальной выработки//Изв. Академии наук СССР. — Физика Земли. — 1995. — № 6. — С. 64–68.
135. *Меркулов В.П.* О дебитах наклонных и горизонтальных скважин//Нефтяное хозяйство. — 1958. — № 6.
136. *Меркулов В.П., Сургучёв М.Л.* Определение дебита и эффективности наклонных скважин//Нефтяное хозяйство. — 1969. — № 2.
137. *Меркулов В.П.* Фильтрация к горизонтальной скважине конечной длины в пласте конечной мощности//Изв. МВО СССР. Сер. Нефть и газ. — № 1–3. — 1958.
138. *Методика расчета технологических показателей разработки нефтяных и нефтегазовых залежей (ВНИИ-2)* — М., Изд. ВНИИ, 1978. — 139 с.
139. *Методическое руководство по применению дифференциальных моделей неоднородных залежей нефти для анализа и регулирования их разработки/Пермнинефть.* — Пермь, 1984. — 115 с.
140. *Мирзагянзаде А.М., Аметов И.М., Ентов В.М. Рыжик В.М.* Подземная гидродинамика: задачи и возможности//Нефтяное хозяйство. — 1987. — № 12. — С. 30–35.
141. *Михайлов Н.Н.* Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон. — М.: Недра, 1996. — 130 с.
142. *Моррис Маскет.* Физические основы технологии добычи нефти. — М. — Л.: Гостоптехиздат, 1953. — 606 с.
143. *Мукминов И.Р.* Исследование возможности моделирования скважины плоской дреной//Тр. ин-та/УГНТУ. — 1999. — Научно-техн. достижения и передовой опыт в нефтегазовой промышленности. — С. 125–130.
144. *Мукминов И.Р.* Исследования притока к прерывистой цепочке горизонтальных скважин в полосообразном пласте с двухсторонним контуром питания//Тр. ин-та/УГНТУ. — 1999. — Научно-техн. достижения и передовой опыт в нефтегазовой промышленности. — С. 140–142.
145. *Мукминов И.Р.* Приток жидкости к горизонтальной скважине в полосообразном однородно-анизотропном пласте конечной мощности//Тр.

- ин-та/УГНТУ. — 1999. — Научно-техн. достижения и передовой опыт в нефтегазовой промышленности. — С. 130 — 135.
146. Мукминов И.Р. Приток к горизонтальной скважине в прямоугольном однородно-анизотропном пласте с четырёхсторонним контуром питания//Тр. ин-та/УГНТУ. — 1999. — Научно-техн. достижения и передовой опыт в нефтегазовой промышленности. — С. 136 — 139.
147. Муллагалиева Л.М. Методика расчета технологических показателей разработки с учетом темпа ввода//Тр. ин-та/Гипротюменнефтегаз. — 1971. — Вып. 14. — С. 132 — 137.
148. Мусин М.Х., Ювченко Н.В. Опыт проектирования разработки нефтяных месторождений системами горизонтальных скважин//Тез. докл. "Разработка нефтяных и газовых месторождений: состояние, проблемы и пути их решения". — Альметьевск. — 09.1995 г. — С. 501 — 515.
149. Мусин М.Х., Ювченко Н.В., Чуносов П.И. Пути вовлечения забалансовых запасов в активную разработку//Нефтепромысловое дело. — 1997. — № 1 — С. 14 — 20.
150. Муслимов Р.Х. Проектирование разработки нефтяных месторождений — постоянный процесс//Нефтяное хозяйство. — 1994. — № 5. — С. 25 — 31.
151. Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И. и др. Применение горизонтальных скважин при разработке нефтяных месторождений АО "Татнефть"//Нефтяное хозяйство. — 1996. — № 12. — С. 31 — 36.
152. Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И. и др. Системы разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами//Материалы совещаний АО "Татнефть". — Альметьевск. — 1995. — С. 254.
153. Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И., Фазлыев Р.Т. Создание систем разработки месторождений с применением горизонтальных скважин//Нефтяное хозяйство. — 1994. — № 10. — С. 32 — 37.
154. Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.Т. и др. Повышение эффективности доразработки многопластовых месторождений, сложенных терригенными коллекторами, с применением горизонтального бурения//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 1998. — № 3 — 4. — С. 7 — 10.
155. Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И. и др. Проектирование и применение горизонтальных технологий на нефтяных месторождениях Татарстана//Нефтепромысловое дело. — 1996. — № 2. — С. 32 — 37.
156. Мухчелешвили Н.И. Сингулярные интегральные уравнения. — М.: Наука, 1968. — 512 с.
157. Мухарский Э.Д., Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений платформенного типа. — М.: Недра, 1972. — 240 с.
158. Научные основы проектирования и организации разработки нефтяных месторождений с помощью горизонтальных и разветвлённо-горизонтальных скважин: Отчет о НИР/Башнипинефть. Рук. Кагарманов Н.Ф. и др. — Уфа, 1988. — 272 с.
159. Некоторые задачи притока к горизонтальной скважине/Ювченко Н.В. — Рус.-Деп. в ВНИИОЭНГ 17.12.1989 г. — № 1243-НГ.
160. Некоторые проблемы автоматизированной обработки геолого-промышленной информации в нефтедобыче/Третьякова Г.И., Кизина И.Д.,

Кизин П.Ю., Бердин Т.Г. — Рус.-Деп. в ВНИИОЭНГ 14.01.1987 г. — № 1352-НГ.

161. Нельсон Х.Р. Управление базами данных геолого-физических данных//Нефть и газ за рубежом. — 1982. — № 7. — С. 31—34.

162. Никитин Б.А., Басиев К.С. и др. Определение параметров газонефтяного пласта, вскрытого горизонтальной скважиной//Газовая промышленность. — 1997. — № 10. — С. 18—19.

163. Никитин Б.А., Басиев К.С., Алиев З.С., Сомов Б.Е. Разработка методов определения производительности горизонтальных скважин и параметров вскрытых ими неоднородных пластов//Доклад на 3 Международной конференции, С-Петербург. — 1997.

164. Никитин Б.А., Басиев К.С., Алиев З.С. и др. Определение параметров газонефтяного пласта, вскрытого горизонтальной скважиной//Газовая промышленность. — 1997. — № 10. — С. 18—19.

165. Никитин Б.А., Григулецкий В.Г. Стационарный приток нефти к одиночной скважине в анизотропном пласте//Нефтяное хозяйство. — 1992. — № 10. — С. 10—12.

166. Николаевский В.Н. О подобии в среде микроструктур порового пространства//Изв. АН СССР. Механика и машиностроение. — 1960. — № 4.

167. Никоненко И.С., Васильев Ю.Н. Газодобывающее предприятие как сложная система. — М.: Недра, 1998. — 343 с.

168. О применении ЭВМ при проектировании горизонтальных скважин//Нефтяное хозяйство. — 1994. — № 10. — С. 45—46.

169. Обзор методов прогнозирования уровня добычи нефти/Бердин Т.Г., Мирвалеев И.В. — Рус.-Деп. в ООО "ИРЦ ГАЗПРОМ" 11.01.2000 г. — № 1415-Г300.

170. Оруджев С.А. Основные задачи совершенствования разработки нефтяных месторождений, вступающих в позднюю стадию//Нефтяное хозяйство. — 1969. — № 2. — С. 1—5.

171. Оценка точности прогнозирования коэффициентов текущей и конечной нефтеотдачи пластов статистическими методами в условиях функционирования САПР/Бердин Т.Г., Тухватуллин В.З., Блинова О.Н. — Рус.-Деп. в ВИНИТИ 1988 г. — № 6(200). — С. 141.

172. Пермяков Г.И., Саттаров М.М., Генкин И.Б. Методика анализа разработки нефтяных месторождений. — М.: Гостоптехиздат, 1962. — 358 с.

173. Пермяков И.Г. Шевкунов Е.Н. Геологические основы поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. — М.: Недра, 1971. — 340 с.

174. Пермяков И.Г. Экспресс-метод расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1975. — 128 с.

175. Пилатовский В.П. Исследование некоторых задач фильтрации жидкости к горизонтальным скважинам, пластовым трещинам, дренирующим горизонтальный пласт//Тр. ин-та/ВНИИ, Гостоптехиздат. — 1961. — Вып. 32.

176. Пирвердян А.М. и др. Методика учета темпа разбуривания при проектировании разработки месторождений//Изв. высших учебных заведений. Сер. Нефть и газ. — М. — 1969. — Вып. 4 — С. 31—36.

177. Пирвердян А.М. Фильтрация к горизонтальной скважине//Тр. ин-та/АзНИИ ДН. — 1956. — Вып. 3

178. Полубаринова-Кочина П.Я. О наклонных и горизонтальных скважинах конечной длины//Прикладная математика и механика, 1956. – Т. 20. – Вып. 1. – С. 95–108.
179. Правила разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1987. – 66 с.
180. Прохоренко В.В., Оганов А.С. Криволинейные профили наклонных и горизонтальных скважин//Газовая промышленность. – 1997. – № 10. – С. 8–10.
181. Развитие исследований по теории фильтрации в СССР/Отв. ред. П.Я. Полубаринова-Кочина. – М., 1969. – 545 с.
182. РД 39-0147035-214–86. Методическое руководство по расчету коэффициента извлечения нефти из недр. – М.: ВИНИТИ, 1986. – 254 с.
183. Рубинштейн Л.И. Температурные поля в нефтяных пластах. – М.: Недра, 1972. – 342 с.
184. Рябинина З.К. Вспомогательные функции для расчета процесса обводнения и нефтеотдачи пластов//Тр. ин-та/ВНИИ. – 1965. – Вып. 42. – С. 6–52.
185. Сазонов Б.Ф., Колганов В.И. Методы увеличения нефтеизвлечения – проблемы и перспективы//Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 12. – С. 34–35.
186. Санкин В.М. Расчет работы горизонтальных скважин в математических моделях нефтяного пласта//Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 5. – С. 15–17.
187. Саттаров М.М. Влияние системы заводнения на расход нагнетаемой воды//Тр. ин-та/УрНИИ. – 1961. – Вып. 7. – С. 47–51.
188. Саттаров М.М. Метод расчёта темпов обводнения залежи в условиях водонапорного режима//Тр. ин-та/УфНИИ. – 1961. – Вып. 7. – С. 23–31.
189. Саттаров М.М. Определение дебитов скважин, эксплуатирующих неоднородный пласт//Известия МВО "Нефть и газ". – 1960. – № 4. – С. 67–72.
190. Саттаров М.М. Применение методов математической статистики при определении коэффициента проницаемости нефтяного пласта//Тр./УфНИИ. – 1960. – Вып. 6. – С. 22–40.
191. Саттаров М.М., Андреев Е.А. и др. Проектирование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1960.
192. Саттаров М.М., Баймухаметов К.С., Сайфутдинова Р.З. О совместной работе пласта и подземного оборудования в условиях водонапорного режима//Тр. ин-та/УфНИИ. – 1969. – Вып. 18. – С. 255–272.
193. Саттаров М.М., Белозеров Г.И. О комплексном проектировании разработки и обустройства нефтяных месторождений//Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 8. – С. 24–28.
194. Саттаров М.М., Белозеров Г.И. Приближенный метод расчета производительности залежи и скважин//Нефтепромысловое дело. – 1973. – № 1. – С. 3–7.
195. Саттаров М.М., Белозеров Г.И., Богданов Н.Х., Бердин Т.Г. Основные положения автоматизированной системы планирования и управления в нефтегазодобывающем предприятии//Тр. ин-та/Башнипинефть, 1975. – Вып. 43. – С. 12–30.

196. Саттаров М.М., Бердин Т.Г., Ювченко Н.В. Методическое руководство по определению технологических показателей при проектировании разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами с учётом порядка и темпа ввода месторождения в разработку//ВНИИОЭНГ – Башнипинефть/М., 1989. – 30 с.
197. Саттаров М.М., Генкин И.Б., Халявин В.П. Методика прогнозирования добычи нефти при составлении текущих и перспективных планов//Экономика нефтяной промышленности. – 1971. – № 9. – С. 34–39.
198. Семенов В.С., Разлацкий А.Б., Иванов В.М. К вопросу строгого определения системы//Тр. ин-та Гипровостокнефть. – 1973 – Вып. 20. – С. 17–19.
199. Системная увязка задач учета анализа и прогнозирования при автоматизированном проектировании разработки нефтяных месторождений/Третьякова Г.И., Бердин Т.Г., Кизина И.Д. – Рус.-Деп. в ВИНИТИ 11.05.1986 г. – № 3381-686.
200. Скира И.Л., Черных В.А. Первый опыт газодинамических исследований горизонтальных скважин при стационарных режимах фильтрации на Ямбургском месторождении//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1997. – № 9. – С. 33–37.
201. Создание проекта руководящего документа по прогнозированию показателей разработки газовых и газонефтяных месторождений аналитическими и числовыми методами/Алиев З.С.; ГАНГ. – М. – Рус.-Деп. в ВИТИЦ 1997 г. – № 4.
202. Сомов Б.Е. Коэффициенты извлечения нефти из нефтяных оторочек в наклонных неоднородных пластах горизонтальными скважинами//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1997. – № 2. – С. 26–32.
203. Сомов Б.Е. О коэффициентах извлечения нефти горизонтальными скважинами из нефтяных оторочек в наклонных пластах//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1997. – № 12. – С. 22–27.
204. Составление дополнения к проекту разработки с бурением горизонтальных скважин (Арланская площадь, средний карбон): Отчет о НИР/Башнипинефть. Рук. Бердин Т.Г. – Уфа, 1992. – 127 с. с приложен.
205. Степанов Н.Г., Дубина Н.И., Васильев Ю.Н. Влияние растворенного в пластовых водах газа на обводнение газовых залежей. – М.: Недра, 1999. – 124 с.
206. СТО 03-14-86 САПР. Проектирование разработки нефтяных месторождений. Унифицированная методика. – Уфа: ОНТИ Башнипинефть, 1986. – 46 с.
207. СТП 0147276-003–88. Определение технологических показателей разработки нефтяных месторождений с учетом порядка и темпа ввода месторождения в разработку. – Уфа: ОНТИ Башнипинефть, 1988. – 46 с.
208. СТП 991-030–85. Расчет технологических показателей при проектировании разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ОНТИ Башнипинефть, 1985. – 30 с.
209. Сургучев М.Л. Метод оценки и прогноза показателей заводнения и

- нефтеотдачи пластов по промысловым данным//Геология нефти и газа. — 1964. — № 11. — С. 21—25.
210. Сургучев М.Л. Определение динамики заводнения и конечной нефтеотдачи пластов в зависимости от параметров сетки скважин с учетом фазовых проницаемостей//Тр. ин-та/Гипровостокнефть. — 1965. — Вып. 9. — С. 112—124.
211. Табаков В.П. О дебите и эффективности двухзабойных скважин в слоистом пласте//НТС по добыче нефти. — Гостоптехиздат. — № 12. — 1961.
212. Табаков В.П. О притоке жидкости к скважине сложного профия в слоистом пласте//НТС по добыче нефти. — Гостоптехиздат. — № 14. — 1961.
213. Табаков В.П. О притоке к батарее наклонных скважин при наличии центральной вертикальной скважины в слоистом пласте//НТС по добыче нефти, Гостоптехиздат. — № 12. — 1961.
214. Табаков В.П. О притоке к наклонной скважине в слоистом пласте и её эффективности//НТС по добыче нефти. — Гостоптехиздат. — № 11. — 1961.
215. Табаков В.П. Определение дебита и эффективности многозабойной скважине в слоистом пласте//НТС по добыче нефти. — Гостоптехиздат. — № 10. — 1960.
216. Табаков В.П. Определение дебитов кустов скважин, оканчивающихся горизонтальными участками стволов в плоском пласте//НТС по добыче нефти. — Гостоптехиздат. — № 13. — 1961.
217. Телков А.П., Краснова Т.Л. Расчет оптимального местоположения и дебита горизонтальной скважины, дренирующей нефтегазовую залежь с подошвенной водой//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1997. — № 6. — С. 34—39.
218. Телков А.П., Склянин Ю.И. Образование конусов воды при добычи нефти и газа. — М.: Недра, 1965. — 164 с.
219. Технико-экономическое обоснование объемов применения и экономической эффективности систем разработки нефтяных месторождений с помощью ГС и РГС.: Отчет о НИР/ВНИИОЭНГ. Рук. Саттаров М.М., Мусин М.Х. — М., 1998. — 127 с.
220. Технологическая схема опытно-промышленной разработки залежи нефти фаменского яруса Михайловского нефтяного месторождения с применением системы горизонтальных скважин: Отчет о НИР/Башнипинефть. Рук. Бердин Т.Г. — Уфа, 1988. — 189 с. с прилож.
221. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Мишкинского нефтяного месторождения с применением системы горизонтальных скважин. Отчет о НИР/Башнипинефть. Рук. Бердин Т.Г. — Уфа, 1991. — 202 с. с прилож.
222. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Турнейского яруса Татышлинского месторождения с применением системы горизонтальных скважин. Отчет о НИР/Башнипинефть. Рук. Тимашев Э.М. и др. — Уфа, 1989. — 199 с. с прилож.
223. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Усень-Ивановского нефтяного месторождения с применением системы горизонтальных скважин: Отчет о НИР/Башнипинефть. Рук. Тимашев Э.М., Бердин Т.Г. — Уфа, 1989. — 162 с. с прилож.

224. Технологическая схема разработки опытного участка Уренгойского газоконденсатного месторождения системой горизонтальных скважин: Отчёт о НИР/Башнипинефть. Рук. Бердин Т.Г. — Уфа, 1992. — 277 с. с прилож.
225. Тимашев Э.М., Леви Б.И., Бердин Т.Г., Ювченко Н.В. Методическое руководство по моделированию процесса фильтрации в элементе нефтяного пласта, эксплуатируемого горизонтальными скважинами//ОНТИ/Башнипинефть. — Уфа, 1989. — 17 с.
226. Тимченко А.Т. Фондоотдача на предприятиях объединения "Башнефть"//НТС. Сер. "Экономика нефтяной промышленности". — 1973. — № 4.
227. Толстой Н.С. Горизонтальное бурение за рубежом//Геология нефти и газа. — 1991. — № 12. — С. 30–32.
228. Третьякова Г.И., Бердин Т.Г., Кагарманова К.Г., Петрова Л.И. Результаты опробования задачи оперативного анализа работы нефтяных скважин//Тр. ин-та/Башнипинефть. — 1980. — Вып. 57. — С. 27–28.
229. Тухватуллин В.З., Саттаров М.М., Леви Б.И. Методика прогнозирования технологических показателей разработки нефтяных месторождений при перспективном планировании//ОНТИ/Башнипинефть. — Уфа, 1975. — 52 с.
230. Филиппов В.П., Боксерман А.А., Теслюк Е.В. Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов в России (состояние и перспективы)//Тр. ин-та/Всеросс. нефтегазов. НИИ. — 1993. — № 177 (ч. 2). — С. 3–17.
231. Фурсов А.Я. Оптимизация изученности нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1985. — 211 с.
232. Халимов Э.М., Саттаров М.М. и др. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений Башкирии. — Уфа.: Башкиркнигиздат, 1972.
233. Чарный И.А. О предельных дебитах и депрессиях в водоплавающих и подгазовых нефтяных месторождениях//Тр. ин-та/Совещание по развитию научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти. — Изд. АН Азерб. ССР. — 1953.
234. Чарный И.А. Основы подземной гидравлики. — М.: Гостоптехиздат, 1956. — 260 с.
235. Черных В.А. Математическая модель движения нефти и газа в горизонтальном стволе с песчаной пробкой//Нефтяная и газовая промышленность. — 1993. — № 5. — С. 11–15.
236. Черных В.А. Новейший метод расчета добывных возможностей скважин с горизонтальным стволом//Нефтяная и газовая промышленность. Сер. Нефтепромысловое дело. — 1993. — № 4. — С. 10–12.
237. Черных В.А. Первый опыт интерпретации кривых восстановления давления горизонтальных газовых скважин//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1998. — № 3. — С. 34–36.
238. Черных В.А. Применением эллиптических функций для расчёта движения реального газа в горизонтальной скважине//Тр. ин-та/ВНИИГАЗ. — 1993. — Геотехнологические проблемы разработки месторождений природного газа. — С. 108–112.
239. Шарифуллин Ф.А. Краткий анализ результатов применения традици-

- онных методов воздействия на ПЗП//Нефтепромысловое дело. — 1997. — № 4—5. — С. 28—33.
240. Шаховкин В.М. Объемная схема пористой среды//Тр. ин-та/МНИ. — Гостоптехиздат, 1956. — Вып. 16.
241. Швидлер М.И. Фильтрационное течение в неоднородных средах. — М.: Гостоптехиздат, 1963. — 136 с.
242. Шеберстов В.Е., Браташ Б.В., Рыжов А.Е., Савченко Н.В. Компьютерная модель разработки участка нефтяного пласта системой горизонтальных скважин//Тр. ин-та/ВНИИГАЗ. — М. — 1997. — С. 196—207.
243. Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных нефтяных скважин//НТС. Научно-техн. достижения и передов. опыт, рекомендуемые для внедрения в газов. Промышленность. — М.: ВНИИЭгазпром. — 1992. — Вып. 2.
244. Шипилин А.Г., Васильев Ю.С., Семенец В.И. Горизонтальное бурение — зарубежный опыт//Нефтяное хозяйство. — 1992. — № 1. — С. 8—11.
245. Шуров В.И. Усовершенствование электрической модели при решении гидродинамических задач//Фонды ВНИИ. Отчет по теме № 43. — 1952.
246. Щелкачев В.Н. Упругий режим упругих водонапорных систем. — М. — Л.: Гостоптехиздат, 1948. — 142 с.
247. Эдварт Ферн. Управление проектами Time-to-Profit. — М.: Технология управления Спайдер, 1999.
248. Эфрос Д.А., Оноприенко В.П. Моделирование линейного вытеснения нефти водой//Тр. ин-та/ВНИИ. — Л.: — Гостоптехиздат. — 1958. — Вып. 12.
249. Юдин В.М., Вдовенко В.Л., Буслаев В.Ф. и др. Эффективность разработки НГКМ многозабойными скважинами//Газовая промышленность. — 2000. — № 2. — С. 27—28.
250. Яртиев А.Ф., Сулейманов Э.И. Эффективность эксплуатации горизонтальных скважин на месторождениях Татарстана//Нефтепромысловое дело. — 1997. — № 2. — С. 32—35.
251. Adalberto J. Rosa, Renato de Souza Carvalho. A Mathematical Model for Pressure Evaluation in an Infinite — Conductivity Horizontal Well/SPE Formation Evaluation, December. — 1989. — P. 559—566.
252. Babu D.K., Odeh A.S. Productivity of a horizontal well/SPE 18301. — 1998.
253. Babu D.K., Odeh A.S. Flow Capabilities of Horizontal Wells//J. Of Petrol. Technol. — 1990. — Vol. 41. — № 9.
254. Benko A., Laboczki E., Kiss B., Toth J. The planning of the horizontal wells is a new challenge for the reservoir modelling and characterization/EAPG. — 1994. — P. 540-zeist.
255. Bogejo J., Reisse L.H. Site Selection Remains heuto Sussess in Horisontall-Well Operetions//Oil and Gas J., May. — 1988. — № 21.
256. C. Hsiao. A Study of Horizontal — Wellbore Failure/SPE Production Engineering, November. — 1988. — P. 489—494.
257. Dong A.J. Straigh approach in distance evaluation to the oil pillar//SPE Reservoir Engineering, February. — 1990. P. 65—69.
258. Dussert P., Santoro G., Sondet H.A. Decade of Drilling Development Paus 011 in off shore Ataliam Oil Filld//Oil and Gas J., February. — 1989. — № 29.

259. Erdal Ozkan and Rajagpal Raghavan and Sadanand D. Joshe Horizontal – Well Pressure Analysis /SPE Formation Evalution, December. – 1989. – P. 567–575.
260. Erdal Ozkan, Rajagpal Raghavan. Performance of Horizontal – Well influenced by bottom – water drive/SPE Reservoir Engineering, August. – 1990. – P. 375–383.
261. Freeborn W.R., Rassell B., MakDonald A.J. South Jennr Horizontal Wells a Water Coning Case Study//J. of Canadian Petrol Technol. – 1990. – Vol. 29. – № 3.
262. Giger F.M. Reduction Du Nombre de Puits Par L'utilisation der Forages Horizontaux/Revue De L'institut Fr Du Petrole. – № 3. – 1983. – Vol. 38.
263. Gilman J.R., Jargon J.R. Evaluating horizontal vs. Vertikal well performance, Part 2/World Oil, 213. – 1992. – № 6. – P. 55–60.
264. Gilman J.R., Wilkinson D.J. Inflow performance of partially open horizontal Wells//Int. J. Rock Mech. And Mining Sci. And Geomech. Abstr., 29. – 1992. – № 2. – P. 912.
265. Goodhue C., Cavit D. Dos Cuadras field: Shallow horizontal wells breathe new life intu an oil field/AAPG Bull. – 1992. – T. 76 – № 3. – P. 419–420.
266. Harald Aseim. Kompendium: horizontal well inflow performance/The Norwegian University of Science and technology. – 1996.
267. Heck T.J. Oil exploration and development in the North Dakota Williston basin: 1988–1989 update/N.D. Geol. Surv. – <Misk. Ser.>. – 1990. – № 74. – P. 1–23.
268. Horizontal well buoys Oklahoma unit oil flow//Oil and Gas J., 1993. – T. 91. – № 20. – P. 22.
269. Ihara M. Experemental and theoretikal inve stigations of flow in a horizontal wellbore. – <Sekiyu gakkaishi>. – 1997. – T. 40. – № 3. – P. 135–153.
270. In-sity combustion in heavy – oil reservoirs: problems and perspectives. R.G. Moore, C.J. Laurenshen, J.D. Belgrave – <In-situ>. – T. 21. – № 1. – P. 1–26.
271. Joshi S.D. Horizontal Well Technology. – Oklahoma, 1991. – 553 p.
272. Lindahl George(111), Svor T.R., Kleinsorge B.E., Drake G.E. Experince with 200 horizontal wels/AAPG Bull. – 1992. – T. 76. – № 7. – P. 1114.
273. Morgan Graid D. Horizontal drilling for oil and gas in the Moab area/Utch.Gol. Surv. – <Surv. Notes>. – 1992. – T. 25. – № 2 – P. 10.
274. Patrick J. Murphi Performance of Horizontal Wells in the Helder Field/JPT, June. – 1990. – P. 792–801.
275. Reiss L.H. Production From Horizontal Wells After 5 Jars//Journal of Petroleum Technology, November. – 1987.
276. Renard G.I., Dupug J.M. Influence of formation damage on the flow efficiency of a horizontal wells/Paper SPE 19414, Louisiana, 1990.
277. Schaut T.H. Entwicklund des Horizontal Directional Drilling in Deutschland//Erdol-Erdgas-kohle. – 1998. – T. 114. – № 2.
278. Single horizontal wellbore process/Apparatus for the in-sity extraction of viscous oil by gravity action using steam plus sovent vapor/Saneber I.M. –

<Пат. 5148869 США, № 648063. Заявл. 31.01.91, Опубл. 22.09.92>. — 1992. МКИ Е 21 В 43/24, США.

279. *Valenti M.* New life from old oil wells//Mech. Eng., 1991. — Т. 113. — № 2. — Р. 37—41.

280. *W.S. Huang and M.A. Hight.* Evaluatin of Steam flood Processes With Horizontal Wells /SPE Reservoir Engineering, February. — 1989. — Р. 69—76.

281. *Wang H., Liu X., Ding G.* Shiyu daxue xuebao. Zran kexue ban/Shiyou daxue xuebao. Zran kexue ban. — 1993. — Т. 17. — № 5. — Р. 26—34.

282. *Willi Hurst* Oil And Gas Wells Have Finite Drainage/PEI. — October. — 1985. — Р. 52—53.

283. *Wright T.R.* Horizontal well drilled under in cen tive contract/World Oil. — 1996. — Т. 213. — № 10. — Р. 25.