Министерство энергетики Российской Федерации

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

Геолого-промысловый анализ разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

РД 153-39.0-110-01



РУКОВОДЯЩИЕ ДОКУМЕНТЫ

gost.e-ecolog.ru

Москва, 2002

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОМУ АНАЛИЗУ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (РД 153-39.0-110-01)

Предисловие

1. РАЗРАБОТАН Федеральным государственным учреждением "Экспертнефтегаз" Министерства энергетики Российской Федерации.

Творческая группа в составе: Базив В.Ф., Баишев Б.Т., Батурин Ю.Е., Гавура В.Е., Иоффе О.П., Коршунов А.Ю., Лисовский Н.Н., Подлапкин В.И., Сазонов Б.Ф., Свиридова Л.Н., Фазлыев Р.Т., Юрьев А.Н., Яшин Ю.Н.

ВНЕСЕН Департаментом разработки и лицензирования месторождений Министерства энергетики Российской Федерации.

2. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом Минэнерго России от 5 февраля 2002 г. № 29.

3. В настоящем документе реализованы нормы Закона Российской Федерации "О недрах".

Настоящий руководящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Минэнерго России.

Содержание

1. Область применения ... 1
2. Общие положения и основные принципы геолого-промыслового анализа разработки нефтяных и газонефтяных месторождений ... 1
3. История разработки и содержание проектных документов на разработку месторождения ... 4
4. Уточнение геологической характеристики месторождения ... 5
4.1. Уточнение характеристики геологического строения ... 5
4.2. Уточнение основных параметров пластов эксплуатационного объекта ... 6
4.3. Уточнение расчлененности эксплуатационного объекта и толщин пластов ... 6
4.4. Показатели неоднородности пластов ... 8
4.5. Уточнение физико-химических свойств и состава пластовых жидкостей и газов ... 9
4.6. Запасы нефти и газа ... 9
5. Анализ текущего состояния разработки месторождения ... 10
5.1. Характеристика фонда скважин ... 10
5.2. Характеристика отборов нефти, газа и воды ... 10
5.2.1. Общие указания по анализу некоторых технологических показателей разработки ... 10
5.2.2. Методы распределения отборов нефти и жидкости по пластам при их совместной эксплуатации ... 11
5.2.3. Содержание и методы построения карт и графика разработки ... 12
5.3. Характеристика системы воздействия на пласт ... 15
5.4. Характеристика энергетического состояния месторождения ... 16
5.5. Динамика обводнения залежи ... 19
6. Анализ состояния выработки запасов нефти из пластов и участков месторождения ... 21
6.1. Изучение характера внедрения воды по отдельным пластам и участкам месторождения ... 21
6.1.1. Методы электрометрических исследований скважин ... 21
6.1.2. Методы радиометрических исследований скважин ... 22
6.1.3. Косвенные методы определения текущего положения ВНК ... 22
6.1.4. Метод прослеживания обводненных интервалов ... 25
6.1.5. Метод определения остаточных запасов нефти в зоне дренирования скважин с помощью характеристик вытеснения ... 26
6.2. Определение степени воздействия и охвата пластов нагнетанием ... 26
6.3. Анализ динамики текущих коэффициентов охвата, вытеснения и нефтеотдачи в обводненной зоне пласта ... 28
6.4. Анализ эффективности разработки нефтяной залежи методом сравнения характеристик вытеснения ... 31
7. Оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда добывающих и нагнетательных скважин ... 32
7.1. Выполнение мероприятий по контролю за процессом разработки ... 32
7.2. Характеристика технического состояния фонда добывающих и нагнетательных скважин ... 32
8. Оценка эффективности процесса разработки. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи ... 33
8.1. Классификация гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов (ГМПН) или методов регулирования ... 33
8.2. Порядок проведения работ по определению эффективности ГМПН пластов ... 34
8.3. Методы расчета технологических показателей разработки базового варианта ... 35
9. Основные выводы из анализа разработки месторождения ... 38
Приложение А. Библиография ... 38
Приложение Б. Список сокращений ... 39
Приложение В. Форма представления графических материалов к отчету по анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений ... 39
Приложение Г. Рисунки ... 42
Приложение Д. Таблицы ... 49

УДК 622.276 Т ОКСТУ-01

Ключевые слова: нефтяное месторождение, геолого-промысловый анализ, анализ разработки, запасы нефти и газа, методы анализа, оценка эффективности, контроль за разработкой, коэффициент нефтеотдачи.

Руководящий документ (РД 153-39.0-110-01)

Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Компьютерная верстка *Рудницкая А.В.*
Корректор *Акищева Н.Г.*

Подписано в печать 09.04.2002 г. Формат 60 × 88$^{1}/_{8}$. Гарнитура "Таймс".
Печать офсетная. Усл. печ. л. 8.0. Усл. кр.-отт. 12.2 тыс. Уч.-изд. л. 6.1.
Тираж 2000 экз. Заказ 6025

Издание осуществлено при поддержке НОУ "Институт нефтегазового бизнеса".

Изд. лиц. ИД № 03342 от 20.11.2000 г.
117606, Москва, проспект Вернадского, 84
тел. (095)4360911, E-Mail: gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Оригинал-макет подготовлен
ООО МАИК "Наука/Интерпериодика". Изд. лиц. ИД № 04886 от 28.05.2001 г.
117997, ГСП-7, Москва, Профсоюзная ул., 90
E-Mail: gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Отпечатано
ППП "Типография "Наука", 121099, Москва, Шубинский пер., 6

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Дата введения 01–03–2002

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящий руководящий документ (РД) устанавливает методические основы геолого-промыслового анализа разработки нефтяных и газонефтяных залежей и предназначены для использования научно-исследовательскими и производственными организациями ТЭК.

Наряду с указаниями в настоящем РД авторы анализов разработки могут дополнительно применять другие методы или новые методические решения, если они повышают обоснованность выводов для конкретных геолого-технических условий объекта разработки.

Настоящий РД содержит перечень исследований, необходимых для анализа разработки месторождений, однако, в зависимости от задач, поставленных перед конкретным геолого-промысловым анализом, особенностей геологического строения, систем и стадии разработки месторождения, объем и набор методов исследований и структура отчетов по анализу разработки может незначительно отличаться от приведенных в настоящем РД.

Анализ разработки месторождения служит базой для проектирования разработки и является неотъемлемой частью проектного технологического документа на разработку месторождения.

В отдельных случаях анализ разработки представляется в виде самостоятельного отчета. В таких случаях при рассмотрении в Минэнерго России проектного технологического документа на разработку месторождения, отчет по анализу разработки представляется одновременно с проектным документом.

2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Основной целью геолого-промыслового анализа разработки нефтяного месторождения является оценка эффективности системы разработки, которая производится путем изучения технологических показателей разработки. Улучшить технологические показатели можно путем изменения существующей системы разработки или ее усовершенствования при регулировании процесса эксплуатации месторождения. Но в большей степени технологические показатели разработки зависят от геолого-физической характеристики нефтяной залежи, причем определяющим является тип, размер и форма нефтяной залежи, неоднородность строения продуктивного объекта, запасы нефти в нем и относительная подвижность нефти. Исходя из этого, строится анализ разработки нефтяного месторождения, определяются виды исследований при проведении данной работы.

Первым шагом анализа является либо создание, либо пополнение, либо приобретение баз данных геолого-промысловых характеристик объекта разработки. Кроме того, необходимо располагать пакетом обрабатывающих программ, соответствующих форматам имеющихся баз данных.

В процессе геолого-промыслового анализа уточняются тип и размеры залежи, ее структурные и тектонические особенности (размывы, тектонические нарушения, поверхности несогласий и др.). Проводится уточнение начального положения ВНК и ГНК по данным бурения новых скважин, а также положение текущих отметок ВНК и ГНК разрабатываемых залежей.

Оценивается литологическая изменчивость продуктивного пласта, для чего строятся карты распространения коллекторов, которые должны нести следующую основную информацию: зоны наличия коллектора, зоны отсутствия коллектора, зоны распространения различных литотипов коллектора и зоны слияния коллекторов с выше- и нижезалегающими продуктивными пластами.

На основании баз данных с использованием соответствующего программного обеспечения строят адресные геологические модели, используя эти модели для представления как объемного изображения продуктивного пласта, так и различных плоскостных изображений (геологические профили, горизонтальные срезы, схемы сопоставления и др.).

Обязательным требованием является насыщение любой геологической карты, профиля и вообще любого изображения продуктивного пласта данными о состоянии разработки пласта.

Основные литолого-физические характеристики объекта разработки уточняются по данным керна, ГИС и гидродинамических исследований. Эти исследования могут быть как стандартными, так и специального назначения. Разница между ними обуславливается лишь набором изучаемых свойств пород-коллекторов и теми задачами, которые необходимо решить для конкретного объекта разработки.

Уточнение неоднородности продуктивных пластов связано в первую очередь с детальной корреляцией продуктивных пластов-коллекторов объекта разработки. Наряду со стандартными способами ручного варианта используются автоматизированные способы корреляции разрезов скважин. Однако следует всегда отдавать предпочтение собственно корреляции в традиционном геологическом плане, так как геолог при проведении этой операции использует гораздо больше информации и собственный опыт, нежели алгоритм автоматической корреляции. Наилучшие результаты в части быстроты проведения этих исследований дает разумное сочетание традиционных и автоматизированных способов корреляции.

Часто использующийся для характеристики неоднородности объекта разработки сводно-статистический разрез учитывает лишь присутствие или отсутствие коллектора в вертикальном сечении. Этот широко используемый метод следует дополнить данными о количественных значениях основных литолого-физических параметров объекта разработки (пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и др.), что повышает информативность таких сводно-статистических разрезов.

В процессе геолого-промыслового анализа уточняются характеристики неоднородности объекта разработки – средние значения и вариации параметров, коэффициенты песчанистости, расчлененности, выполняется построение карт этих параметров для выбранных объектов продуктивного пласта (пачек, слоев и т.д.). При наличии соответствующих баз данных эти операции никаких трудностей не представляют.

Особое внимание уделяется уточнению физико-химических свойств и состава пластовых жидкостей и газа. Если есть достаточное количество анализов, то изучается распределение свойств по площади и разрезу объекта разработки. Особое внимание следует уделять сопоставлению новых данных с начальными оценками, так как на свойства нефти (например, плотность и пересчетный коэффициент) может влиять продолжительность разработки объекта.

При анализе разработки ориентируются на запасы, числящиеся на балансе ФГУ НПП Росгеолфонда РФ. Если выполненный оперативный подсчет запасов показывает существенное расхождение с утвержденными запасами до составления проектного технологического документа на разработку, запасы необходимо представить на государственную экспертизу.

Особо следует подчеркнуть, что качество работ по анализу процесса разработки зависит от полноты выполнения программ исследовательских работ по контролю за разработкой продуктивных пластов с периодичностью и объемом, предусмотренными действующими инструкциями и руководящими документами по промысловым исследованиям пластов и скважин.

Лабораторные исследования керна и свойств пластовых жидкостей и газов, проводимые на образцах и пробах, характеризующих различные участки и зоны продуктивных пластов, направлены на уточнение изменчивости геолого-физических характеристик по площади и разрезу нефтяных залежей.

Геолого-промысловый анализ разработки месторождения (или залежи углеводородов) является непрерывным процессом, промежуточные результаты которого обобщаются к моменту составления любого проектного документа на разработку месторождения (технологической схемы разработки, проекта разработки или доразработки). В этой связи существует потребность и необходимость в единообразии представления материалов по анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений с тем, чтобы иметь возможность объективного сопоставления технологической эффективности извлечения запасов нефти из различных месторождений и залежей.

Наиболее важными задачами геолого-промыслового анализа процесса разработки являются оценки адекватности проектных решений конкретным горно-геологическим условиям залежей и месторождений и полноты выполнения проектных решений. В рамках решения этой двуединой, по существу, задачи выполняются:

– оценка энергетического состояния залежей;

– динамика изменения обводненности добываемой продукции;

– оценка характера и степени выработки запасов нефти;

– оценка эффективности методов повышения продуктивности скважин и увеличения нефтеотдачи пластов.

Анализ процесса разработки должен предусматривать сопоставление динамики технологических показателей разработки, как правило, в относительных (безразмерных) величинах (в зависимости от объемов прокачки, текущей нефтеотдачи, степени извлечения НИЗ и др.), с динамикой показателей разработки аналогичных месторождений. Кроме того, необходимо установить в какой степени процесс выработки запасов нефти соответствует теоретическим представлениям и законам гидродинамики. При выполнении работ по анализу разработки полезно использовать и мировой опыт, если это позволит более объективно оценить эффективность процесса извлечения нефти.

Вновь полученные исходные данные могут как изменять ранее принятые параметры и представления о геологической характеристике месторождения, так и подтверждать их правильность. Независимо от этого они обрабатываются и приводятся в отчете по анализу разработки.

При анализе разработки старых месторождений, находящихся в завершающих стадиях разработки, вполне вероятно отсутствие ряда исходных данных или их количество явно недостаточно для решения некоторых вопросов анализа. В этих случаях в отчете по анализу разработки должно быть объяснение, почему тот или иной раздел отчета не может быть выполнен и, по возможности, предложены мероприятия по получению необходимых данных.

В технологической части геолого-промыслового анализа основной упор должен быть сделан на изучение: 1) темпов разработки отдельных площадей и пластов месторождения, 2) коэффициентов охвата заводнением, 3) обводненности и загазованности участков и пластов и 4) определение выработанных и оставшихся запасов нефти и их структуры.

Анализ разработки залежей нефти, имеющих структурные особенности коллекторов (полимиктовые коллекторы, известняки, доломиты и т.д.) или аномальные свойства нефтей (высокая вязкость, повышенное содержание парафина, асфальтенов, смол и др.), эксплуатируемых при вытеснении нефти водой, по видам исследований не отличается от геолого-промыслового анализа залежей, представленных терригенными коллекторами с обычными свойствами нефтей, насыщающих их.

В настоящее время нет промысловых исследований, которые указывали бы на какие-то осложнения при разработке залежей с полимиктовыми коллекторами. На таких залежах не наблюдается на забоях скважин заметного выделения породообразующих неустойчивых компонентов, а также снижения проницаемости в призабойной зоне вследствие их набухания.

Карбонатные коллекторы, представленные различными типами известняков и доломитов, характеризуются высокой неоднородностью и имеют часто высоковязкие (10–60 сП) и слабо газонасыщенные нефти. Отсюда низкая продуктивность скважин и низкая нефтеотдача. При геологическом изучении особое внимание уделяется установлению различных показателей неоднородности. Детальная корреляция таких пластов затруднительна.

При выполнении анализа разработки месторождений неньютоновских нефтей необходимо обратить внимание на анализ и уточнение физических свойств нефтей, температурное и баричесское состояние пластов, продуктивность скважин и их реагирование между собой и на нагнетание, на характер и особенности перемещения ВНК. Мероприятия по усовершенствованию системы разработки должны учитывать структурно-механические свойства нефтей и их зональные изменения. Контроль за разработкой должен быть направлен главным образом на периодические исследования в различных частях залежи фактических градиентов давления и температуры пласта.

Анализ разработки газонефтяных залежей (ГНЗ) будет иметь некоторые особенности по сравнению с нефтяными залежами. Специфика определяется условиями совместного залегания в пластах нефти и газа – двух полезных ископаемых, отличных по физическим свойствам, условиям и полноте их извлечения из пористой среды. Различное сочетание объемов порового пространства, занятых нефтью и газом, энергетические возможности пластовых систем, к которым приурочены газонефтяные залежи, определяют наличие большего числа систем разработки ГНЗ, чем количество систем для разработки нефтяных месторождений, а следовательно, и особенности разработки залежей.

Анализ разработки ГНЗ при вытеснении нефти водой должен проводиться систематически, освещая, помимо указанных выше положений анализа разработки нефтяных залежей, следующее.

Для газонефтяных залежей с активной подошвенной водой, для которых запроектирована опережающая выработка нефти при удержании ГНК в первоначальном положении путем отбора контролируемых объемов газа, необходимо контролировать положение ГНК, сокращение нефтяного слоя, распределение пластового давления в газовой шапке, давление в водонапорной системе вблизи ВНК, степень обводненности и динамику газового фактора при определенном запроектированном интервале перфорации в отношении обоих контактов (ГНК и ВНК). Большое значение имеет изучение поведения поверхности газ–нефть в процессе разработки и определение объемов вторжения нефти в газонасыщенную зону или газа в нефтяную с целью предотвращения их потерь. Анализ этих показателей наряду с динамикой других фактических данных позволит своевременно принять решение по регулированию процесса разработки.

При разработке ГНЗ с активной подошвенной водой важным фактором, определяющим рациональность системы разработки, является расположение интервала перфорации относительно ВНК и ГНК и степень вскрытия пласта. Оптимальное размещение интервала перфорации должно удовлетворять основным требованиям: 1) обеспечению максимальных безводных и безгазовых дебитов нефти (то есть не допустить прорыв воды и газа) и 2) наиболее полному охвату нефтяной зоны вытесняемой водой.

Первое требование направлено на сокращение сроков разработки и увеличение безводной добычи нефти при нормальном газовом факторе. Оно достигается оптимальным расположением интервала перфорации относительно контактов и степенью вскрытия пласта. Второе требование должно, в конечном счете, обеспечить максимальную конечную нефтеотдачу. Величина последней лимитируется величиной остаточного нефтяного слоя, эксплуатация скважин при которой на безводных и безгазовых дебитах достигает предела рентабельности.

Разработка газонефтяных залежей слоистых пластов с краевой водой, имеющих широкие нефтегазовые зоны, как правило, ведется при законтурном (приконтурном) и при внутриконтурном (барьерном) заводнении.

При этом анализу подлежат величины пластовых давлений на линии нагнетательных скважин на барьерах, а также в газовой шапке, нефтегазовой и нефтяной зонах вблизи барьеров.

С этой целью строятся карты изобар в вышеуказанных зонах.

3. ИСТОРИЯ РАЗРАБОТКИ И СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТНЫХ ДОКУМЕНТОВ НА РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Изложение истории разработки месторождения должно начинаться с указания времени начала работы первых добывающих скважин, их начальных дебитов, добычи нефти по ним в период пробной эксплуатации отдельных скважин, месторождения или его участка.

Приводятся основные положения первого проектного документа (технологическая схема или проект разработки), в соответствии с которым осуществлялось разбуривание месторождения. В таком же плане описываются кратко другие проектные документы, последовательно внедряемые на месторождении. Если на месторождении внедрялись какие-либо отдельные проектные решения или указания вышестоящих органов, изменяющие или дополняющие первоначальный или последующие проектные документы, то указывается суть этих документов и причины, вызвавшие их появление.

В качестве рекомендаций, внедряемых на месторождении, необходимо рассматривать не только предложения по изменению или дополнению схемы расположения добывающих и нагнетательных скважин и их плотности, изменению или усовершенствованию системы воздействия, но и предложения по изменению технологии процесса разработки, интенсификации его, а также предложения по внедрению различных мероприятий по регулированию, осуществляемых в массовом масштабе.

Как известно, одним из аспектов, объясняющих необходимость выполнения геолого-промыслового анализа разработки разрабатываемого нефтяного или газонефтяного месторождения, является углубленная проработка отдельных принципиальных вопросов, направленных на совершенствование имеющейся на данный момент системы разработки, повышение ее эффективности и увеличение нефтеотдачи.

Естественно, начиная эту работу, исследователь должен располагать данными последнего проектного документа.

Исходные данные проектного документа, принятая система разработки и основные проектные технико-экономические показатели разработки являются отправной точкой анализа разра-

ботки и тем эталоном, с которым производится сопоставление фактического состояния и фактических показателей разработки.

В связи с этим в отчете по анализу разработки обязательно приводятся основные положения последнего проектного документа, а именно: перечень объектов разработки, участков самостоятельной разработки, исходные данные по этим объектам и участкам, характеристика принятого варианта разработки, его технико-экономические показатели, приводится схема расположения проектных скважин.

Таблица исходных данных, принятых для технологических расчетов, и таблица основных проектных показателей даются в полном соответствии с аналогичными таблицами руководящего документа по составлению проектов и технологических схем [2].

4. УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

4.1. Уточнение характеристики геологического строения

Краткая геологическая характеристика месторождения должна начинаться с указания продуктивных горизонтов и объектов разработки. Если имеются новые, по сравнению с последним проектным документом, данные о литолого-стратиграфическом строении разреза отложений, слагающих месторождение, и выделяются новые реперные горизонты, то в отчете приводится уточненный литолого-стратиграфический разрез вскрытых отложений и дается его краткое описание.

Уточняются тип и размеры залежи, ее структурные и тектонические особенности (размывы, несогласия, дизъюнктивные нарушения и т.п.). Уточнение глубин залегания кровли и подошвы продуктивных пластов производится по всем скважинам с учетом вновь пробуренных, для чего используются как данные геофизических исследований, так и изучение кернового материала, полученного в процессе бурения.

При анализе разработки пользуются как начальным, так и текущим положением водонефтяного (ВНК) и газонефтяного (ГНК) контактов и контуров. На первой стадии разработки производится уточнение начального положения ВНК и ГНК по данным бурения новых скважин, а также определяется их продвижение в процессе эксплуатации залежи, а на последующих стадиях отмечается только перемещение внешнего и внутреннего контуров нефтеносности и газоносности, то есть их текущее положение на дату анализа.

Полученные по геофизическим исследованиям данные о ВНК и ГНК обязательно сопоставляются и увязываются с результатами опробования скважин. Если колебания в отметках начального положения ВНК и ГНК по отдельным скважинам не превышают ошибки определения отметок в скважинах (2–5 м), то принимают среднюю по скважинам отметку за начальное положение ВНК и ГНК. При более высоких колебаниях в отметках ВНК необходимо строить схематичную карту поверхности ВНК, и положения внешнего и внутреннего контуров находят путем поочередного наложения этой карты на структурные карты кровли и подошвы продуктивного объекта.

Если продуктивный пласт неоднороден и расчленен на отдельные пачки и зональные интервалы, то положение контуров устанавливается с учетом зон выклинивания и слияния выделенных пачек и зональных интервалов. При этом в текстовой части отчета должны быть указаны особенности построения контуров нефте- и газоносности.

Для решения ряда вопросов анализа разработки, таких как представление и прогнозирование направления движения воды, выявление тупиковых и застойных зон пласта, выработки эффективных мероприятий по регулированию и улучшению состояния разработки, исходя из литолого-коллекторской изменчивости продуктивных пластов, строятся карты распространения коллекторов.

Карты строятся при наличии большого числа пробуренных скважин, то есть при проведении анализа разработки в периоды после окончания разбуривания значительных участков залежи по проектному документу.

Карты распространения коллекторов строятся по каждому из пластов многопластового месторождения на основе данных об условиях осадконакопления пород, слагающих продуктивный пласт, и данных о взаимодействии скважин.

На картах распространения коллекторов выделяются области четырех типов: отсутствие коллекторов, наличие коллекторов, распространение низкопроницаемых коллекторов и зоны слияния пластов.

При составлении карт распространения коллекторов наибольшую трудность представляет определение положения границ между различными областями. Для этого в первую очередь необходимо выявить общие закономерности: улучшение или ухудшение свойств коллекторов в ка-

ком-либо определенном направлении, полосообразное залегание коллекторов или участков с улучшенными коллекторскими свойствами, линзообразность определенной ориентации и т.д. Затем такая предварительная схема насыщается и увязывается с данными исследования скважин, позволяющими установить надежную гидродинамическую связь между добывающими скважинами и между добывающими и нагнетательными скважинами. При наличии по пласту самостоятельной сетки скважин для уточнения геологической основы с успехом можно использовать карты изобар.

Таким образом, геологическая основа карты приводится в соответствие с состоянием разработки пласта и тем самым обеспечивается высокая степень ее надежности.

При построении карт распространения коллекторов сечение изолиний величины комплексного параметра, характеризующего данный тип коллектора (например, гидропроводность), принимать таким, чтобы ошибка определения величины самого параметра была значительно меньше принятого диапазона его изменения (как правило, сечение изолиний должно быть равно не менее удвоенной ошибки определения картируемого параметра).

4.2. Уточнение основных параметров пластов эксплуатационного объекта

Основными параметрами пласта являются пористость, проницаемость, нефтенасыщенность и толщина; для газонефтяных залежей – дополнительно газонасыщенность и анизотропия (для ГНЗ с подошвенной водой).

Значения этих параметров определяются при проектировании; при анализе на первых стадиях разработки месторождения эти параметры уточняются на основе новых данных, полученных при бурении скважин, с целью дальнейшего использования их в подсчете запасов и при проектировании, а также для обоснования несовпадения проектных и фактических показателей разработки и объяснения процесса разработки.

В связи с этим в таблицах отчета по анализу разработки приводится характеристика уточненных значений параметров пластов, а в тексте дается сопоставление этих значений с исходными данными, принятыми в проектном документе (таблицы Д1, Д2). В необходимых случаях строятся карты изменчивости этих параметров.

При этом следует иметь в виду, что определение проницаемости в ГНЗ с активной подошвенной водой производится по приближенной методике, учитывающей двухсторонний напор: со стороны газовой шапки и подошвенной воды.

По материалам лабораторных и геофизических исследований пласта составляются статистические ряды распределения одного из основных параметров пласта – проницаемости. Предварительно составляется ранжированный ряд, под которым понимается расположение имеющихся данных в возрастающем (убывающем) порядке. Затем при выбранном шаге (ширине интервала) составляется статистический ряд, то есть таблица Д3. За начало первого интервала принимаются либо значения нижнего предела проницаемости, либо первый член ранжированного ряда. В статистическом ряду для дальнейших исследований находится величина накопленной частоты к концу каждого интервала, а затем и статистические показатели. Следует иметь в виду, что статистические ряды распределения проницаемости при анализе разработки составляются лишь в том случае, если будут получены по сравнению с проектным документом новые данные, существенно изменяющие тип распределения проницаемости.

4.3. Уточнение расчлененности эксплуатационного объекта и толщин пластов

Одной из задач геологического изучения месторождения, решаемой при анализе разработки, является изучение расчлененности объекта разработки на отдельные пласты и прослои, определение их толщин и проведение детальной послойной корреляции, когда прослеживается изменение по площади каждого прослоя, сложенного как коллектором, так и плотными породами.

Как правило, детальная послойная корреляция осуществляется на базе ранее проведенной общей корреляции, но уже по более значительному числу пробуренных скважин. Основным источником информации является стандартный комплекс промысловой геофизики, выполненный в скважинах, а также данные о взаимодействии скважин и пластов, характер обводнения скважин, данные о перфорации, описание керна и т.д.

Приступая к детальной послойной корреляции пластов многопластового месторождения, особое внимание нужно уделить выделению в разрезе маркирующих горизонтов (реперов), четко фиксируемых на диаграммах ГИС. Лучше всего роль реперов выполняют прослои глин, аргиллитов и карбонатных пород.

По корреляционной значимости реперные пласты следует разделять на несколько категорий: I категория – наиболее надежные реперы, имеющие региональное распространение и четко

фиксируемые на диаграммах ГИС во всех пробуренных скважинах; II категория – пласты с характерными литологическими особенностями, имеющие местное значение и четко фиксируемые на диаграммах ГИС хотя бы у части скважин; III категория – глинистые или карбонатные прослои небольшой мощности, каждый из которых в отдельности имеет малое корреляционное значение.

Одним из узловых, принципиальных вопросов корреляции является выбор линии привязки разрезов к тому или иному реперу в зависимости от изменения (увеличения или уменьшения) общей толщины продуктивного горизонта.

В качестве косвенного метода, позволяющего решить более обоснованно задачу привязки к тому или иному реперу, можно использовать сводно-статистический разрез (рисунок Г2).

Для построения сводно-статистического разреза все пробуренные на данный горизонт (или вскрывшие) скважины делятся на несколько групп, отличающихся по общей толщине вскрытого ими горизонта, а затем для каждой из групп по фактическим данным всех вошедших в эту группу скважин строятся групповые статистические разрезы.

При сопоставлении между собой статистических разрезов разных групп скважин обычно можно выделить несколько характерных точек, участков или других закономерностей, общих для всех или большинства построенных групповых статистических разрезов. Сопоставляя разрезы, составленные при привязке к кровле пласта (или реперу, расположенному вблизи кровли пласта), можно получить две принципиально различные ситуации.

Первая ситуация, когда характерные точки или участки кривых статистических разрезов всех или большинства выделенных групп скважин будут располагаться на одном и том же расстоянии от линии привязки (отсчета), то есть соблюдается принцип параллельности напластования, что указывает на правильность выбора линии привязки.

При второй ситуации характерные точки или участки кривых статистических разрезов скважин разных групп будут располагаться на разной глубине (расстоянии) от линии привязки (отсчета) или вообще будут не сопоставимы друг с другом. Это указывает на то, что линия привязки выбрана неправильно и необходима привязка по другому реперу или по подошве горизонта или по "средней линии".

При послойной корреляции разрезов скважин необходимо знать и учитывать все внутриформационные размывы, которые могли иметь место в период осадкообразования продуктивного горизонта. Сведения об этом, в основном, дают методы литологии и петрографии, данные изучения споро-пыльцевых комплексов и другие виды исследования кернового материала. Можно привлекать также данные статистического анализа изменения толщин отдельных элементов продуктивного горизонта, которые дают количественное выражение процессов осадкообразования.

Принципиальным вопросом, определяющим достоверность проводимой послойной детальной корреляции, является выяснение того, как ведут себя отдельные прослои и пропластки на площади между скважинами, для чего используются данные гидродинамического прослушивания скважин. При отсутствии их используют методику, основанную на статистической обработке разрезов скважин, пробуренных на продуктивный горизонт.

По этой методике вначале надо составить три схемы-модели пластов, резко отличающихся друг от друга по условиям выработки запасов нефти. Модель 1 – монолитный пласт-коллектор с линзовидными прослоями плотных пород, для которой характерно достаточно полное вытеснение нефти водой по всей толщине пласта и хорошее перераспределение пластового давления как по вертикали, так и по простиранию. Модель 2 – переслаивающиеся проницаемые и плотные прослои, протяженность которых превышает расстояние между соседними скважинами, для которой характерно вытеснение нефти за счет послойного продвижения ВНК и перераспределение давления лишь по простиранию данного прослоя. Модель 3 – пласт, сложенный плотными породами с линзовидными включениями проницаемых прослоев ограниченной протяженности. Для такой схемы-модели характерна эксплуатация на режиме истощения, без продвижения воды и перераспределения давления. Исходя из этих моделей, послойная детальная корреляция важна для модели 2.

Предварительно обрабатывают разрез каждой отдельной скважины. На основании всего имеющегося комплекса данных ГИС (стандартный зонд, СП, БЭЗ, микрозонд, кавернограмма, РМ и др.) с привлечением данных изучения керна разрез расчленяется по слагающим его типам пород.

После этого можно приступить к составлению корреляционных схем путем графических построений.

Вначале обозначают линию привязки в горизонтальном масштабе, на которую наносится положение скважин, входящих в профиль сопоставления, а в вертикальном масштабе из точек-скважин откладываются все элементы разреза. После этого соединяют кровли и подошвы всех одноименных маркирующих прослоев. Вначале коррелируются основные реперы I порядка, потом реперы II и III порядка.

Второй этап составления схемы сопоставления – нанесение на нее примерных зональных интервалов пластов. Затем проводится корреляция и индексация пластов и прослоев коллекторов, которые как бы вписываются в "скелетную" схему. На тех участках, где пласт не соответствует "скелетной" схеме, рисуется внутриформационный размыв.

Основным показателем правильности проведенной корреляции является взаимодействие скважин по одноименным пластам и соответствие (в каждом отдельном пласте) объема отобранной жидкости объему закачанной воды и текущему пластовому давлению.

После завершения работы по детальной послойной корреляции и индексации рассмотренных пластов или прослоев производят уточнение толщин продуктивного горизонта.

Если анализ разработки проводится на начальных стадиях эксплуатации месторождения вскоре после его разбуривания, то на основе бурения новых скважин производится уточнение карты эффективных толщин, карты начальных нефтенасыщенных толщин и карты начальных газонасыщенных толщин. При следующих анализах разработки месторождения к этим картам, как правило, не возвращаются, а строят карты остаточных газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин, характеризующих выработку запасов нефти из месторождения.

При наличии участков перетока жидкости между пластами (прослоями) эксплуатационного объекта (объектов) целесообразно построение карты толщин непроницаемого раздела между ними.

4.4. Показатели неоднородности пластов

Для количественного решения вопросов выработки запасов нефти из неоднородных объектов и, в частности, для определения нефтеотдачи, а также для расчетов технологических показателей при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений большое значение имеют статистические характеристики неоднородности продуктивного объекта – средних значений параметров, коэффициентов вариации, коэффициента песчанистости $K_п$, коэффициента расчлененности $K_р$ и степени прерывистости (таблицы Д4, Д5).

Можно также определять среднюю нефтенасыщенную толщину эффективных пропластков, из которых состоит продуктивный горизонт

$$h_{ср} = \frac{H_{эф}}{K_р},$$

где $h_{ср}$ – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пропластка; $H_{эф}$ – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта; $K_р$ – коэффициент расчлененности пласта.

Определение этих показателей производится при проектировании разработки. При анализе разработки на основе дополнительных исходных данных, полученных в результате лабораторных, геофизических и промысловых исследований новых, вышедших из бурения скважин, производится уточнение этих параметров.

При выполнении геолого-промыслового анализа разработки нефтяной залежи рекомендуется осуществить типизацию неоднородных коллекторов. Поскольку одним из важнейших факторов, влияющих на эффективность разработки нефтяной залежи, является прерывистость продуктивного пласта, осуществляется типизация, основанная на том, какая доля гидродинамически связанных коллекторов (ГСК) и какая доля прерывистых коллекторов (ПК) и сильно прерывистых коллекторов (СПК) содержится в объеме пласта. Выделяются четыре типа строения продуктивных пластов:

Тип 1. В объеме продуктивной толщи, в основном, присутствуют прослои, относящиеся к гидродинамически связанным коллекторам (их доля более 0.85).

Тип 2. Доля гидродинамически связанных коллекторов в объеме продуктивного пласта изменяется от 0.5 до 0.85.

Тип 3. Доля гидродинамически связанных коллекторов в объеме пласта изменяется от 0.5 до нуля. Преобладают пропластки, относящиеся к прерывистым и сильно прерывистым коллекторам.

Тип 4. Гидродинамически связанные коллектора в объеме пласта отсутствуют. Преобладают сильно прерывистые коллектора, на долю которых приходится от 50% до 100% объема пород.

Признаком принадлежности пласта или отдельного его участка к тому или иному типу строения является коэффициент песчанистости:

1 тип – $K_п \geq 0.7$;

2 тип – $0.5 \leq K_п < 0.7$;

3 тип – $0.3 \leq K_п < 0.5$;

4 тип – $Kп < 0.3$.

Построив карту равной песчанистости продуктивного пласта (равных коэффициентов песчанистости), можно будет выделить на территории нефтяной залежи зоны распространения коллекторов различного типа. Для удобства построение карты равной песчанистости следует производить по значениям коэффициента песчанистости, являющихся граничными между коллекторами различного типа, т.е. 0.7; 0.5; 0.3. На картах равной песчанистости следует также выделять зоны, где пласт является монолитным, т.е. $K_п = 1.0$.

Карты равной песчанистости с выделенными на них зонами коллекторов различного типа весьма полезны при геолого-промысловом анализе разработки, выяснении причин тех или иных особенностей работы скважин на различных участках пласта и, особенно, при построении карты остаточных нефтенасыщенных толщин, так как на поздней стадии разработки остаточные запасы нефти приурочены обычно к зонам коллекторов 3-го и 4-го типов, а зоны обводненного пласта – к коллекторам 1-го и 2-го типов.

4.5. Уточнение физико-химических свойств и состава пластовых жидкостей и газов

Основными свойствами нефти и газа в пластовых условиях являются давление насыщения, газосодержание, плотность, объемный коэффициент, вязкость и сжимаемость. К физико-химическим свойствам пластовой воды относят плотность, вязкость, минерализацию, объемный коэффициент, сжимаемость.

Обычно при анализе разработки этот раздел не выполняется, так как физико-химические свойства, а тем более состав пластовых жидкостей и газов, определяются при подсчете запасов и составлении первоначальных проектных документов.

Если после осуществления проекта будут взяты новые пробы нефти и газа и получены дополнительные данные об их свойствах, они приводятся в таблице, соответствующей таблице П.2.8 работы [2]. Пояснения в тексте должны содержать оценку новых значений свойств жидкостей и газов по сравнению с принятыми в проектном документе и при условии их заметного отклонения от ранее принятых значений, заключение о степени их влияния на технологические показатели и ход процесса разработки.

4.6. Запасы нефти и газа

При анализе разработки месторождений используются данные последнего на дату анализа подсчета запасов по месторождению, прошедшие государственную экспертизу. Для определения текущей нефтеотдачи, темпов отбора, степени выработки запасов нефти в отчете по анализу разработки приводится таблица, в которой указываются начальные геологические и извлекаемые запасы нефти, начальные геологические запасы растворенного газа, начальные геологические запасы свободного газа. Указанные запасы представляются для различных зон залежи – нефтяной, водонефтяной, газонефтяной, газоводонефтяной и газовой (таблицы Д6, Д7).

При условии пересчетов запасов нефти и газа после первоначально утвержденных и заложенных в проектный документ, в отчете по анализу разработки приводятся также и эти величины в сопоставлении с принятыми в проекте, а также указываются причины пересчета, сопоставление начальных и измененных подсчетных параметров и документы, утверждающие новые значения запасов.

Иногда для различных целей анализа разработки (уточнение технико-экономических показателей разработки, выработка запасов, эффективность применяемых методов регулирования) требуется определение запасов нефти на отдельных участках залежи. В этом случае запасы нефти подсчитываются объемным методом по карте начальной или остаточной (в зависимости от поставленной задачи) нефтенасыщенной толщины эксплуатационного объекта или определяются с использованием карты начальных удельных запасов нефти. При этом сумма запасов нефти по участкам должна контролироваться общей цифрой запасов по залежи.

Если анализом разработки будет установлено несовпадение исходных параметров, принятых при подсчете запасов нефти с полученными в процессе разработки, необходимо провести оценку величины запасов с учетом новых значений параметров и, в случае существенных расхождений с утвержденными запасами, провести пересчет начальных запасов нефти и газа с последующим представлением их на государственную экспертизу.

Необходимость новой оценки запасов нефти может также диктоваться резким несоответствием фактических и проектных параметров разработки, зависящих от запасов нефти месторождения и его участков, что объясняется, главным образом, несоответствием принятому в подсчете запасов и фактическому распределению запасов нефти по площади.

При определении запасов нефти в газонефтяных залежах следует иметь в виду, что подсчет запасов в границах газонефтяных зон производится только в пределах нефтенасыщенной части пласта. Начальная нефтенасыщенность в газовой шапке при подсчете запасов не учитывается, хотя некоторые геофизические и лабораторные исследования свидетельствуют о возможности ее присутствия. Составители анализа разработки должны располагать данными о наличии в газовой шапке начальной и текущей нефтенасыщенности в целях определения более достоверных показателей разработки. Эти значения должны быть приведены в отчете по анализу разработки.

Запасы нефти, газа и конденсата должны быть дифференцированы на вовлеченные и невовлеченные в разработку в зависимости от степени разбуренности объекта.

В случае утверждения органом, проводившим государственную экспертизу запасов, категории трудноизвлекаемых запасов, величина таких запасов указывается с дифференциацией на вовлеченные и невовлеченные в разработку.

5. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

5.1. Характеристика фонда скважин

В этом разделе указываются даты начала и окончания разбуривания месторождения и его эксплуатационных объектов и площадей по схеме, принятой проектным документом. Если на дату анализа разработки месторождение еще не разбурено полностью, указывается степень выполнения проектного объема бурения, количество пробуренных, подлежащих бурению и вводу в разработку скважин, а также причины отклонения от проекта. Указывается также со ссылкой на соответствующие документы количество дополнительных скважин, которые пробурены сверх проектных или в отступление от проекта; все скважины должны быть показаны на карте разработки или схеме расположения скважин.

Состояние фонда приводится в таблице Д8 на дату анализа разработки.

При разработке газонефтяных залежей в условиях барьерного заводнения или в сочетании последнего с другими видами заводнения в фонде нагнетательных скважин выделяется категория барьерных скважин.

Динамика основных категорий фонда добывающих и нагнетательных скважин приводится в таблице основных показателей разработки месторождения (таблица Д9) и на графике разработки.

5.2. Характеристика отборов нефти, газа и воды

5.2.1. Общие указания по анализу некоторых технологических показателей разработки

При анализе разработки технологические показатели по отбору нефти, природного и попутного газа, конденсата и воды (включая дебиты скважин), и закачке вытесняющего агента (воды, газа) приводятся в том числе по объектам подсчета запасов.

Для целей анализа обоснованно выделяются и рассматриваются более подробно технологические показатели по отдельным площадям, блокам, зонам и участкам месторождения. Эти показатели приводятся как по объекту в целом, так и по отдельным пластам в пределах рассматриваемой площади. Следует иметь в виду, что эти показатели, так же как и показатели разработки отдельных пластов, будут отличаться некоторой условностью вследствие условности методов распределения отборов, возможной неточности определения запасов нефти и условности представления фильтрации жидкости в пределах участка. Несмотря на это, сопоставление показателей по пластам или участкам, выделение показателей какого-либо участка или площади по отношению ко всей залежи дает качественную картину и позволяет выявить особенности их разработки, а главным образом помогает выделить пласты и участки, нуждающиеся в усовершенствовании процесса разработки.

При анализе показателей необходимо также обратить внимание на динамику самих показателей и объяснение причин, вызывающих их изменение. Таблица основных показателей разработки (таблица Д9) составляется по месторождению в целом и по отдельным объектам разработки. Показатели даются в динамике по годам разработки, в последней графе приводятся показатели на дату анализа. Среднегодовая обводненность продукции определяется в процентах по весу, то есть на поверхности, как частное от деления годовой добычи воды на годовую добычу жидкости. Среднесуточный дебит и средняя приемистость одной скважины берутся из отчетов как уплотненные величины за декабрь каждого года. Темп отбора от запасов и текущая нефтеотдача показываются как по месторождению, так и по его объектам (в таблице для объектов); в сводной таблице по месторождению эти показатели приводятся только для месторождения в целом. В фонде скважин, выбывших из эксплуатации вследствие обводнения, число скважин, отключенных из-за обводнения по техническим причинам, не указывается (таблица Д11).

Газовый фактор дается как средняя величина по всем загазованным скважинам как в динамике, так и по участкам разработки нефтяной и нефтегазовой зон. Резкое снижение величины газового фактора до начального газонасыщения свидетельствует об отборе всего газа, отсеченного водяным барьером.

5.2.2. Методы распределения отборов нефти и жидкости по пластам при их совместной эксплуатации

Данный раздел относится только к нефтяным залежам, так как газонефтяные залежи, как правило, совместно не разрабатываются.

Методика определения накопленной с начала разработки текущей (годовой, суточной и т.д.) добычи нефти, газа, воды и жидкости по группам и рядам скважин, по участкам, зонам, блокам и площадям разработки не представляет трудностей. Накопленная и текущая добыча является суммой количеств добытой нефти (газа, воды, жидкости) отдельных скважин, входящих в группы, ряды скважин, участки, зоны, блоки и площади разработки.

Наиболее сложным является распределение добычи нефти (жидкости) между пластами многопластового месторождения при их совместной эксплуатации одной системой скважин.

При выполнении этой работы в первую очередь выделяются скважины, в которых работает только один какой-либо пласт. Остальная добыча (из совместных скважин) распределяется в зависимости от принятого метода.

Количество добытой нефти (жидкости) по каждому пласту можно определить: 1) пропорционально гидропроводности пластов (в скважине); 2) пропорционально произведению гидропроводности пласта в скважине на перепад давления; 3) пропорционально удельным дебитам; 4) по данным исследования пластов глубинными дебитомерами; 5) по контролю за физико-химическими параметрами нефти и воды – коэффициентом светопоглощения нефти, солевым составом воды, содержанием микроэлементов (кобальта, ванадия); 6) по данным термометрии и др.

Если, например, распределение добычи основано на определении удельных дебитов нефти и жидкости (дебиты на 1 метр перфорированной толщины пласта) – способ третий, – рассчитанных с учетом промысловой информации о раздельной эксплуатации пластов, толщинах пластов при раздельной и совместной эксплуатации, дебитах и обводненности скважин, то, кроме того, необходимо учитывать данные гидродинамических исследований скважин и соотношение суммарных годовых отборов на 1 скважину каждого пласта при раздельной эксплуатации и результаты скважинной дебитометрии – при совместной. По полученным удельным дебитам нефти и жидкости определяют процентное соотношение отборов по пластам.

Этот способ имеет недостаток, заключающийся в том, что в процессе разработки многопластового месторождения могут быть отклонения от проекта и изменения в схеме расположения скважин, в системе воздействия. Удельные дебиты нефти и жидкости и их процентное соотношение не являются неизменными во времени и нуждаются почти в ежегодной корректировке.

Если в основу распределения добычи положены данные дебитометрии (способ четвертый), то в условиях механизированной добычи распределение нефти также проводят с учетом гидропроводности каждого пласта, влияния закачки, особенностей геологического строения и т.д. В условиях гидродинамической связи между пластами на участках слияния коллекторов и по стволу скважин количество нефти, непосредственно отобранной из данного пласта добывающими скважинами, может не отражать действительного состояния выработки запасов. В силу этого, по имеющейся информации о состоянии заводнения коллекторов, о характере изменения ко-

эффициента охвата дренируемых пластов заводнением по толщине, подсчитываются запасы нефти в заводненном объеме каждого пласта, и вся добытая нефть распределяется по пластам пропорционально этим запасам (с учетом различия коэффициентов вытеснения по пластам).

При недостаточности исходной информации и ее объективно неполной достоверности, авторы обязаны прибегать к использованию всех имеющихся в наличии геолого-промысловых данных для более обоснованного решения вопроса о распределении отборов по пластам при их совместной эксплуатации.

Таким образом, для распределения добычи нефти и жидкости необходимо:

1) распределить фонд добывающих и нагнетательных скважин по группам с учетом работающих в скважине пластов;

2) для группы скважин с одним работающим пластом определить по годам разработки текущую и накопленную добычу нефти и жидкости;

3) по группам скважин с совместно работающими пластами выделить обводненные пласты;

4) на основе данных дебитометрии с привлечением всей имеющейся промысловой информации и исследований установить по каждой скважине по годам разработки текущую и накопленную добычу нефти и жидкости по пластам;

5) на основе суммирования текущей и накопленной добычи нефти и жидкости по пластам и скважинам установить значение этих показателей по каждому пласту в целом;

6) определить процентное соотношение отборов нефти и жидкости отдельных пластов в общей добыче месторождения, на основе которых принять соотношение для деления добычи при прогнозных расчетах;

7) впоследствии на основе подсчета остаточных запасов нефти осуществить контроль и корректировку полученных отборов по пластам.

В процессе создания постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождения большой объем работ приходится на "подгонку" истории разработки. Обычно "подгонка" производится при заданных дебитах жидкости по скважинам, т.е. при моделировании используются данные о распределении добычи по пластам, полученные вышеизложенными методами. В то же время, в процессе "подгонки" может выявиться, что проведенное распределение необходимо скорректировать для того, чтобы не только дебиты жидкости, но и модельные значения пластовых давлений и параметров пласта соответствовали фактическим замерам в отдельных пластах моделируемых скважин. Таким образом, процесс "подгонки" истории разработки является еще одним методом распределения отборов жидкости и нефти по пластам при их совместной эксплуатации.

5.2.3. Содержание и методы построения карт и графика разработки

Карты текущего состояния разработки (рисунок Г4) составляются недропользователями по каждому эксплуатационному объекту всех нефтяных и газонефтяных месторождений. По месторождениям, на которых закончено бурение основного фонда скважин, карты составляются дважды в год: по состоянию на 1 января и 1 июля; по месторождениям, находящимся в стадии разбуривания, карты составляются каждый квартал.

Карты текущего состояния разработки выполняются на основе карты начальных или текущих нефтенасыщенных толщин или карты начальных удельных геологических запасов нефти.

В выбранных авторами масштабах, в виде круговых диаграмм изображается текущая среднесуточная добыча жидкости и текущая закачка соответственно по каждой добывающей и нагнетательной скважине. Данные берутся из ежемесячных отчетов по добыче нефти и закачке воды. Все данные в поверхностных условиях: добыча жидкости в т/сут, закачка воды в $м^3$/сут. Масштаб диаграмм линейный и может быть различным для добычи жидкости и закачки воды. Выбранный масштаб обязательно приводится в условных обозначениях карты

1 см радиуса = т/сут; ... $м^3$/сут.

Дебит нефти (в т/сут) и процент воды по малодебитным скважинам, которые невозможно изобразить круговой диаграммой в принятом масштабе, обозначаются цифрами под номером скважин, например, $\frac{349}{1.0-73\%}$.

Обводненность продукции скважин (весовой процент воды) показывается в виде сектора на круговых диаграммах добывающих скважин. Угол сектора находится из соотношения $\alpha = 360\frac{Q_в}{Q_ж}$, где $Q_в$, $Q_ж$ – добыча воды, жидкости. Угол откладывается только от положительной вертикальной оси по направлению часовой стрелки.

Способ эксплуатации изображается штриховкой или раскраской круговых диаграмм. При применении штриховки используются следующие обозначения:



Для того, чтобы карта не была перегружена штриховкой, целесообразно наиболее распространенный способ эксплуатации показывать вообще без штриховки, остальные способы изображаются указанными выше знаками.

При раскраске карты нефть принято показывать коричневым тоном, добываемую воду – зеленым, закачиваемую – голубым.

При наличии соответствующих данных на карте можно представить причины обводнения скважин. Тогда пластовая (подошвенная и законтурная) вода изображается зеленым цветом, закачиваемая – голубым, а "посторонняя" (техническая) – розовым.

Фонд скважин эксплуатационного объекта показывается с разбивкой по основным категориям.

Основные категории добывающих и нагнетательных скважин: проектные, действующие (пробуренные), в бурении, в освоении, в консервации и бездействии, ликвидированные. Из числа проектных скважин обязательно выделяются проектные скважины текущего года (закрашиваются красным цветом) и намеченные к бурению в следующем году (закрашиваются розовым цветом).

Разведочные скважины должны быть подразделены на пробуренные и находящиеся в бурении. На карте необходимо также показать пьезометрические и контрольные скважины.

Горизонтальные скважины обозначаются в виде черты, направление которой на карте по азимуту должно соответствовать фактическому (проектному) направлению.

Условные обозначения перечисленных выше скважин согласованы с обозначениями работы [7]. В случае представления скважин других категорий, их изображения принимаются также согласно [7].

На картах текущего состояния разработки также должны быть нанесены линии выклинивания продуктивного горизонта и положение начальных, а по возможности и предполагаемых текущих контуров нефтеносности и газоносности. Внешние и внутренние контуры нефтеносности и газоносности изображаются в соответствии с таблицей 17 [7].

Изолинии начальных или текущих нефтенасыщенных толщин вычерчиваются тонкими сплошными линиями черной тушью, допустимо их разрежение.

В связи с достаточной загруженностью карты нанесение на нее какой-либо дополнительной информации, кроме перечисленной выше, не рекомендуется.

Для целей анализа разработки, помимо карты текущего состояния разработки, необходимо иметь также карту накопленных отборов жидкости и накопленной закачки воды – карту разработки.

Карты разработки обычно составляются раз в год по состоянию на 1 января.

Эти карты строятся по тому же типу, что и карты текущего состояния разработки, только на круговых диаграммах изображаются суммарные с начала разработки добыча жидкости (по добывающим скважинам) и закачка воды (по нагнетательным скважинам) в поверхностных условиях. Количество добытой воды представляется в виде сектора. Масштаб диаграмм площадной, желательно один и тот же для изображения добычи жидкости и закачки воды.

При составлении карт разработки может встретиться случай, когда по одной и той же скважине есть и добыча нефти и закачка воды (при переводе добывающей скважины в нагнетательную или при отработке на нефть нагнетательной). По такой скважине должны быть показаны две диаграммы, причем диаграмма закачки изображается верхним планом, диаграмма добычи – нижним. При условии $\sum Q_{нагн} > \sum Q_{отб}$ (а) диаграмма добычи приводится пунктиром, а при условии $\sum Q_{нагн} < \sum Q_{отб}$ (б) обе диаграммы наносятся сплошной линией, а сектор, отражающий добычу воды, – пунктиром под диаграммой закачки. Соответственно наносится и раскраска, однако добыча воды должна быть представлена, в отличие от закачки, другим оттенком голубого цвета или зеленоватым.

Примечание. Условные обозначения типов скважин, способов добычи, контуров нефтеносности и другие обозначения могут отличаться от приведенных выше.



Способы эксплуатации на этих картах не показываются.

Все остальные обозначения, касающиеся категорий скважин и контуров нефтеносности и газоносности те же, что и на картах текущего состояния разработки.

Для решения конкретных задач по регулированию процесса выработки запасов нефти из многопластовых объектов при их совместной разработке, таких как выдача рекомендации по бурению дополнительных скважин на отдельные пласты, создание дополнительных очагов заводнения, забуривание вторых стволов в старых скважинах, ОПЗ и др., целесообразно составлять карты темпов выработки запасов.

Для этого по каждой скважине и по каждому пласту, кроме годового отбора и закачки воды в пласт, определяют начальные извлекаемые (или геологические) запасы.

Запасы по скважинам и пластам рассчитывают исходя из емкостной характеристики дренируемого скважиной участка, используя при этом формулу объемного метода подсчета запасов нефти.

В условиях разработки объекта на естественном режиме площадь, приходящаяся на каждую конкретную скважину, равна произведению расстояний между скважинами в ряду и между рядами.

В случае внутриконтурного заводнения принимают условно, что добывающая скважина I-го ряда дренирует площадь по ширине, равной расстоянию между скважинами в ряду и по длине – расстоянию между нагнетательным и первым эксплуатационным рядами. Скважина II ряда дренирует площадь по ширине, равной расстоянию между скважинами в ряду и по длине – расстоянию между I и II рядами и т.д.

По нагнетательным скважинам определяют темп закачки исходя из годового объема закачки воды в скважину и извлекаемых запасов, приходящихся на одну нагнетательную скважину при соотношении добывающих и нагнетательных скважин, равном 1 : 1. При соотношении 1 : 2 эти запасы удваиваются и т.д.

На карте темпов выработки запасов наносят фонд скважин, контуры нефтеносности или границы пласта.

Величину темпа отбора или закачки наносят в масштабе на карту темпов выработки запасов, как это показано на рисунке Г3.

График разработки (см. Приложение В) дает динамику изменения по годам основных технологических показателей разработки: текущей и накопленной с начала разработки добычи нефти, жидкости, газа (в поверхностных условиях), закачки воды, весового (среднегодового) процента воды, пластового давления в зоне отбора. Для нефтяных залежей, разрабатываемых при естественном упруго-водонапорном режиме, газонефтяных залежей дополнительно приводится изменение текущего газового фактора. На оси абсцисс откладываются годы разработки, которые рассматриваются как интервалы времени. Накопленные показатели наносятся на конец го-

да. Текущие, в том числе и процент воды, рассматриваются как среднегодовые и наносятся точкой на середину года.

Пластовое давление наносится точкой на середину временного интервала (квартала, года).

5.3. Характеристика системы воздействия на пласт

На месторождениях, разрабатываемых при нагнетании воды, могут применяться несколько видов заводнения: законтурное, внутриконтурное, очаговое, площадное, избирательное, барьерное. Поэтому в начале раздела необходимо указать, какие виды заводнения применяются на месторождении, когда и на каких площадях началось внедрение и коротко описать их развитие. Если кроме заводнения на месторождении применялись или применяются другие системы воздействия, они должны быть указаны. Необходимо также указать какие промышленные работы с применением методов увеличения нефтеотдачи проводятся на месторождении.

Так как показатели разработки, характеризующие закачку (количество текущей и накопленной закачиваемой воды, среднесуточная закачка на одну скважину, текущая и накопленная компенсация закачкой отбора, давление нагнетания, давление на линии нагнетания) представлены в таблицах Д9 и Д10, то в настоящем разделе следует показать их в сравнении с проектными данными и в сопоставлении по отдельным площадям и объектам эксплуатации, а также показать причины, в том числе и организационные, вызвавшие их изменение во времени и влияние их изменения на работу месторождения в целом, то есть показать изменение и перераспределение закачки по площади месторождения и по объектам, причины этих изменений и результаты их влияния на разработку месторождения.

Если на месторождении проводились работы по увеличению давления нагнетания с целью интенсификации процесса разработки и подключения невырабатываемых прослоев, указать объемы и результаты этих работ. Если внедрялось циклическое заводнение, то дать его характеристику и результаты.

Суммарная закачка по рядам нагнетательных скважин, по месторождению и его объектам определяется как сумма количеств закачиваемой воды по отдельным скважинам. Распределение закачки при внутриконтурном заводнении между соседними площадями или блоками разработки производится в соответствии с темпами отбора жидкости или в соответствии со средней гидропроводностью смежных площадей или блоков разработки.

Распределение объемов закачиваемой воды в скважинах разрезающих рядов между соседними площадями рекомендуется проводить с учетом отборов жидкости и изменения пластового давления за анализируемый период на этих площадях по формуле:

$$\sum Q_з = \sum Q_э + \beta^* \Delta P_{пл} V + \Delta Q_з, \qquad (5.1)$$

где $\sum Q_з$ – объем закачки за анализируемый период (можно по годам или еще дробнее); $\sum Q_э$ – отбор жидкости за анализируемый период с половины площади, примыкающей к ряду нагнетательных скважин; β^* – коэффициент упругоемкости пласта на прилегающей площади; $\Delta P_{пл}$ – изменение пластового давления на прилегающей площади за анализируемый период; V – объем пласта в пределах прилегающей площади; $\Delta Q_з$ – потери закачки (утечки в другие пласты из-за негерметичности колонны, потери на поверхности и др.).

Так же как и при распределении добычи нефти и жидкости, наибольшую сложность и условность представляет собой распределение закачки между пластами многопластового месторождения с использованием данных расходометрии. Более простой способ заключается в распределении закачки пропорционально накопленной добыче жидкости пластов.

Особенно большие трудности с определением истинных величин попадания в пласты закачиваемой воды в нагнетательные скважины и их распределение по отдельным пластам возникают при создании постоянно действующих геолого-технологических моделей и "подгонке" истории разработки. Эти трудности возникают в связи с тем, что промысловая информация по закачке воды весьма скудна и неточна, в особенности это относится к объемам закачки. Ввиду негерметичности эксплуатационных колонн, нарушений в цементном кольце между колонной и породой и в силу других причин, в большинстве случаев объем закачиваемой воды, замеренный на кустовых насосных станциях, и объем поступающей в пласт воды резко отличаются друг от друга. И разница между этими величинами постоянно изменяется во времени. Задача определения точных объемов воды, поступающей в пласты при ее закачке, еще более неопределенна при закон-

турном заводнении, т.к. отсутствует или крайне недостаточна информация о состоянии пластового давления в законтурной области и не имеется данных о фильтрационных свойствах этой области (проницаемость, толщина пластов, наличие или отсутствие непроницаемых границ). Именно в силу отмеченных причин при создании постоянно действующих геолого-технологических моделей для залежей, имеющих историю разработки, необходимо особенно внимательно обосновывать истинные объемы поступающей в пласты закачиваемой воды, а не принимать объемы закачки, измеряемые на кустовых насосных станциях, за истинные объемы поступления воды в пласты.

5.4. Характеристика энергетического состояния месторождения

Уточнение энергетической характеристики месторождения производится, как правило, по результатам его пробной эксплуатации, однако вследствие (как это часто бывает) недостаточного срока такой эксплуатации уточнение энергетической характеристики проводится и при анализе разработки месторождения. При анализе разработки для выполнения этой работы исследователи располагают большим количеством замеров давлений, динамикой давлений, новыми данными о взаимодействии зоны отбора с газовой шапкой, законтурной областью и с зоной нагнетания, дополнительными материалами о взаимодействии отдельных площадей и пластов и т.д., полученных в процессе разработки месторождения.

В понятие энергетической характеристики входит режим залежи, запасы и расход ее энергетических сил, динамика и текущее состояние пластовых и забойных давлений.

Режим нефтяной залежи, как правило, устанавливается при проектировании разработки и определяется природными условиями залегания нефти, физическими свойствами коллекторов нефти, газа и пластовой воды, строением пласта в законтурной области. На эксплуатируемых месторождениях режим зависит также от созданных в результате внедрения проекта условий выработки нефти.

При разработке залежей нефти различают следующие режимы: водонапорный, упруго-водонапорный, смешанный, гравитационный.

Проявление режима сказывается во взаимосвязи между отбором нефти и пластовым давлением, в изменении величины газового фактора, в характере обводнения продукции и т.д.

Как известно, большинство нефтяных и газонефтяных залежей разрабатываются при режиме вытеснения нефти водой, создаваемом путем различных видов нагнетания (законтурное, внутриконтурное, площадное, избирательное, очаговое и их комбинации). Газонефтяные залежи разрабатываются обычно также при закачке воды, где кроме законтурного или какой-либо разновидности внутриконтурного нагнетания создается еще барьерное заводнение, а иногда наряду с закачкой воды используется режим газовой шапки (при наклонном пласте и на первых стадиях разработки).

В связи с этим одной из задач анализа разработки является подтверждение заданного проектным документом режима работы месторождения, для чего рассматривается динамика среднего пластового давления в зоне отбора и состояние текущего пластового и забойного давлений и газового фактора по площади пласта на дату анализа. Если обнаруживается, что значение среднего пластового давления в зоне отбора ниже давления насыщения, а забойное давление в добывающих скважинах снизилось по отношению к давлению насыщения более чем на 25% при значительном повышении газового фактора, то водонапорный режим на месторождении отсутствует и разработка его ведется на режиме растворенного газа. Следует отметить, что на современном уровне развития нефтепромыслового дела такое положение наблюдается исключительно редко.

При задержке внедрения метода поддержания давления, а также для подтверждения существования упруго-водонапорного режима определяется запас упругой энергии или объем нефти, добываемой из залежи за счет упругой энергии жидкости и пласта

$$\Delta V_з = \beta^* V_o \Delta P, \tag{5.2}$$

где $\Delta V_з$ – запас упругой энергии залежи; β^* – коэффициент упругоемкости пласта

$$\beta^* = m\beta_ж + \beta_c; \tag{5.3}$$

m – пористость; $\beta_ж$– коэффициент сжимаемости жидкости (нефти); β_c – коэффициент сжимаемости среды (породы); V_o – объем пласта; ΔP– снижение давления, $\Delta P = P_{нач} - P_{пл}$ ($P_{нач}$ – начальное среднее пластовое давление; $P_{пл} = P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом).

Сопоставляя текущую накопленную добычу нефти и воды с $\Delta V_з$, можно убедиться в наличии еще в залежи упругой энергии или в необходимости внедрения методов поддержания давления.

Для выявления режимов нефтяной залежи помимо данных о параметрах пласта, соотношении давления насыщения и пластового давления, необходимо установить гидродинамическую связь данной залежи с законтурной областью. Связь эта может проявляться различным образом.

В практике разработки нефтяных месторождений возможны случаи взаимодействия соседних месторождений, входящих в единую водонапорную систему.

Влияние соседних месторождений необходимо учитывать при анализе пластовых давлений и в гидродинамических расчетах при проектировании при условии, что эти месторождения крупные по размерам добычи и закачки, если они эксплуатируются длительное время и если на них закачка воды начата с отставанием по отношению к отбору или систематически ведется в меньших объемах, чем отбор жидкости. При необходимости этот вид исследования лучше проводить при составлении проектного документа. Если это не сделано, то оценку влияния работы соседних месторождений на рассматриваемые следует сделать при анализе разработки.

Влияние разработки соседних месторождений устанавливается по изменению пластового давления и смещению водонефтяного контакта, а иногда отмечается и перемещение залежи нефти. Легче установить это до начала разработки рассматриваемого месторождения по аномально низкому по сравнению с соседними залежами начальному пластовому давлению. В процессе работы влияние соседних залежей устанавливается расчетным путем методом компьютерного моделирования.

Гидродинамическая связь данной залежи с законтурной областью проявляется также при работе законтурных и приконтурных нагнетательных скважин в виде утечек закачиваемой воды в законтурную область.

Если при внутриконтурном заводнении вся закачиваемая вода идет внутрь залежи, то в законтурных скважинах часть закачки уходит за контур нефтеносности, особенно в первые годы разработки месторождения. Оценить объем утечек за контур нефтеносности нужно также при установлении давления на линии нагнетания выше начального пластового давления и значительном превышении накопленной закачки над накопленным с начала разработки отбором жидкости.

Определение объемов утечек производится путем компьютерного моделирования или по формулам упругого режима (метод последовательной смены стационарных состояний) при условии представления залежи в виде укрупненной скважины:

$$Q(t) = \frac{2\pi kh}{\mu_в Z}(P_{нл} - P_н)Q^*(\tau), \qquad (5.4)$$

где Q(t) – утечки закачиваемой воды в законтурную область; k – средняя проницаемость пласта; h – толщина пласта; $\mu_в$ – вязкость воды; $Z = \frac{\Delta P_{факт}}{\Delta P_{расч}}$ – поправочный коэффициент, определяется в период пробной эксплуатации; $P_{нл}$ – давление на линии нагнетания; $P_н$ – начальное пластовое давление; $Q^*(\tau)$ – безразмерная закачка на момент времени t, определяется по таблице 1; τ – безразмерное время, $\tau = \frac{2\chi t}{R_н^2}$; $R_н$ – радиус укрупненной скважины; χ – коэффициент пьезопроводности.

Ввод в разработку новых скважин дает богатую информацию о начальном пластовом давлении. Поэтому при проведении анализа разработки на первых стадиях жизни месторождения или при вводе в разработку новых, ранее не разрабатываемых площадей или пластов необходимо уточнение начального пластового давления по залежи и ее участкам и пластам. Среднее начальное (или текущее) пластовое давление определяют по картам изобар как средневзвешенное по площади по формуле

$$P_{пл.ср} = \frac{(P_1 + P_2)F_1 + (P_2 + P_3)F_2 + \ldots + (P_n + P_{n+1})F_n}{2(F_1 + F_2 + \ldots + F_n)}, \qquad (5.5)$$

Таблица 1. Значения безразмерного радиуса воронки депрессии и безразмерного дебита сжимаемой жидкости в различные моменты безразмерного времени при постоянном противодавлении на скважине

$R_к^*$	Q*	τ	$R_к^*$	Q*	τ
1.15	7.1582	0.01103	40	0.27108	671.97
1.25	4.4822	0.03043	50	0.25562	1062.9
1.35	3.3322	0.059105	60	0.24424	1554.4
1.45	2.6917	0.047345	70	0.23538	2116.6
1.55	2.2821	0.14456	80	0.22821	2779.7
1.65	1.9984	0.20082	90	0.22223	3534.1
1.75	1.7870	0.26605	100	0.21714	4380.3
1.85	1.6255	0.34019	200	0.18873	17894
1.95	1.4975	0.42317	300	0.17532	40635
2.0	1.4428	0.46797	400	0.16690	72651
2.5	1.0913	1.0360	500	0.16091	113970
3.0	0.91025	1.8209	1000	0.14476	460820
3.5	0.79828	2.8214	2000	0.13157	1.8588×10^6
4.0	0.72134	4.0375	5000	0.11741	11.721×10^6
4.5	0.66489	5.4684	7000	0.11295	23.032×10^6
5.0	0.62135	7.1155	10000	0.10857	47.125×10^6
5.5	0.58661	8.9927	12000	0.10760	67.937×10^6
6.0	0.55809	11.056	15000	0.10400	106.3×10^6
7.0	0.51496	15.861	30000	0.09700	427.0×10^6
8.0	0.48091	21.533	60000	0.090851	1714.3×10^6
9.0	0.45512	28.075	80000	0.088581	3051.6×10^6
10.0	0.43429	35.489	100000	0.086858	4772.8×10^6

где $R_к^* = \frac{R_к}{R_c}$ – безразмерный радиус воронки депрессии; $Q^* = \frac{\mu}{2\pi kh(P_к - P_c)}Q$ – безразмерный дебит сжимаемой жидкости; $\tau = \frac{2k}{m\beta\mu_ж R_c^2}t$ – безразмерное время.

где $P_1, P_2, \ldots, P_n$ – величина давления на изобарах; $F_1, F_2, \ldots, F_n$ – площади между смежными изобарами.

Как сказано выше, энергетическое состояние залежи представляется динамикой и текущими значениями давлений. Так, в динамике с начала разработки дается среднее пластовое давление в зоне отбора (оно также показывается на графике разработки). За последние пять лет представляется динамика средних пластовых давлений по объекту в целом, в зоне отбора, в газовой шап-

ке, в зоне и на линии нагнетания, а также динамика забойного давления по рядам добывающих скважин и по рядам нагнетательных скважин; давления на устье нагнетательных скважин (по рядам), рабочего перепада давления (давление на линии нагнетания минус забойное давление в добывающих скважинах); коэффициенты продуктивности по нефти и по жидкости и коэффициенты приемистости.

В тексте отчета приводятся значения начальных и текущих удельных коэффициентов продуктивности, значения средней гидропроводности и пьезопроводности (если они уточняются при анализе разработки), значения коэффициента гидропроводности на различных участках разработки.

Для уяснения состояния разработки текущие значения давлений и депрессий сопоставляются с соответствующими начальными давлениями и с давлениями на характерные для процесса разработки даты, а также с расчетными в проектном документе.

Наглядную картину распределения пластового давления по залежи дает карта изобар. Кроме того, карта изобар используется для определения среднего пластового давления и гидропроводности пласта. Перед построением карты изобар фактические данные замеров динамического пластового давления пересчитывают в приведенные пластовые давления, то есть учитываются углы наклона пласта и отметка уровня ВНК.

Карты изобар составляются систематически, обычно поквартально. Для анализа разработки чаще всего бывает достаточно этих карт, однако при некоторых обстоятельствах, для пояснения тех или иных процессов, происходящих на месторождении, приходится строить карты изобар на другие даты, диктуемые анализом разработки. Для многопластовых месторождений желательно построение карт изобар по каждому эксплуатируемому пласту при наличии достаточного количества замеров.

Энергетическая характеристика многопластового месторождения должна иметь сведения о гидродинамической связи отдельных пластов между собой. При наличии мест слияния пластов-коллекторов в так называемых "литологических окнах" и различных давлениях по пластам, в участках их слияния возможны перетоки жидкости. Особенно нежелателен переток воды в нефтяную часть другого пласта. Установить наличие перетоков можно по разности рабочих депрессий по пластам, равенстве отметок ВНК разных пластов, по появлению воды в нефтяной части одного из пластов, по одинаковому химическому составу пластовых вод. Места слияния пластов указываются на картах распространения пластов. При перетоке воды из одного пласта в нефтяную часть другого пласта, локальные участки обводнения очерчиваются текущим контуром нефтеносности на карте заводнения.

Профиль давления по каждому из пластов, построенный по скважинам, проходящим через место перетока, иллюстрирует наличие гидродинамической связи между пластами.

Рассматриваемый раздел отчета по анализу разработки должен содержать сведения о температуре пласта. Особенно это важно для таких месторождений, где температура пласта близка к температуре насыщения нефти парафином. В этом случае при закачке холодной воды происходит повышение вязкости нефти и возрастают гидравлические сопротивления при движении нефти по пласту и стволу скважины. Результаты контрольных замеров температуры приводятся в тексте в сопоставлении с начальными данными о температурном режиме залежи.

5.5. Динамика обводнения залежи

В условиях водонапорного режима разработки нефтяных месторождений обводнение добывающих скважин и продуктивных пластов – естественное и неизбежное следствие процессов разработки. Характер обводнения нефтяных пластов различен и зависит от свойств продуктивных пластов, нефти и воды, от условий залегания нефти в пласте, режимов эксплуатации скважин и других причин. Одним из главных факторов, определяющих обводнение, является неоднородность пластов по толщине (вызывает послойное обводнение) и по простиранию, их линзовидность, вызывающие неравномерное обводнение по площади залежи. Неравномерность обводнения усиливается при высоком соотношении вязкостей нефти и воды. Другим важным фактором, влияющим на обводнение, является наклонное, относительно кровли и подошвы, начальное положение ВНК.

Изучение характера обводнения залежи начинается с анализа показателей, поясняющих степень обводнения залежи и продукции каждой из добывающих скважин, то есть характеризуется суммарное с начала разработки и текущее количество добытой воды и жидкости; процентное содержание воды в продукции месторождения в целом, а также по отдельным площадям (участ-

кам разработки) и по отдельным пластам; количество обводненных скважин, их распределение по степени обводнения и процентное отношение ко всему фонду; количество обводненных и отключенных из-за полного обводнения скважин в рядах и т.д.

Эти показатели приводятся в тексте отчета по анализу разработки во взаимосвязи с отборами и закачкой и другими показателями работы месторождения. Кроме того, динамика обводнения (процент воды в продукции) по месторождению и его отдельным объектам приводится на графиках разработки и в таблице Д9 по годам за последние пять лет разработки и на дату анализа. В таблице Д11 показывается динамика обводненного фонда скважин.

Причины обводнения скважин приводятся как в тексте, так и в таблице Д11 на примере динамики обводненного фонда скважин. В качестве причин обводнения скважин указывается обводнение за счет продвижения нагнетаемой воды (или контурных вод), то есть, в основном, послойное обводнение, обводнение за счет подъема ВНК (сюда можно отнести обводнение подошвенными водами и подтягивание конусов), а также обводнение по техническим причинам. Если объем воды, добываемой из скважин с неисправными эксплуатационными колоннами (технические причины) велик, то из дальнейшего анализа такое число скважин и объем добытой воды из них должны быть исключены.

Текущая обводненность продукции скважин изображается на карте текущих отборов (текущего состояния разработки), а накопленная с начала разработки добыча воды на дату анализа – на карте суммарных отборов (карте разработки). На дату анализа представляется распределение фонда обводненных скважин в зависимости от процента воды в их продукции, а также характеристика их работы. Кроме того, приводится характеристика работы обводненных скважин.

Известно, что обводнение залежи возрастает в зависимости от времени разработки и отобранных запасов нефти. График "Зависимость числа работающих скважин, среднего дебита и обводнения продукции от текущей нефтеотдачи" позволяет не только наглядно видеть изменение этих показателей по залежи, но сравнивать характер обводнения данной залежи с другими. На графике все показатели изображаются на конец года. Обводнение продукции (среднегодовое) определяется в процентах от добычи жидкости в пластовых условиях, дебит скважины по нефти – средний уплотненный (т/сут), нефтеотдача берется в процентах от начальных геологических запасов нефти.

Наглядное представление о распространении обводнения по площади эксплуатационного объекта дает карта заводнения или карта влияния закачки (см. раздел 6.3). Для многопластового месторождения карта влияния заводнения строится по каждому пласту. В основе ее схема расположения скважин, работающих на этот пласт, и карта распространения коллекторов, участки слияния с выше- и нижележащим пластами, начальные и текущие ВНК и ГНК. Дополнительно наносятся остаточная нефтенасыщенная толщина пласта (в знаменателе под номером скважины), линии равных процентов воды в продукции скважин, причины обводнения (закрашивается кружок скважины тем цветом, какой водой обводнена скважина (голубой – закачиваемая вода, зеленой – пластовая, розовой – техническая)), границы мест перетока. На карте на основе анализа промысловых данных (о закачке воды, добыче воды, обводнении, замерах давлений, гидропрослушивании, дебитометрии, расходометрии и т.д.) указываются зоны различной связи с нагнетательными скважинами: активного воздействия нагнетания, слабой связи с нагнетательными скважинами и отсутствия связи (см. раздел 6.3). Несмотря на условность такой карты, она показывает необходимость проведения работ по активизации заводнения на неохваченных закачкой зонах пласта.

Особенностью разработки многопластового объекта может быть появление в нефтеносной части одного из пластов локального участка обводнения вследствие гидродинамической связи пластов в участках их слияния. Убедившись в наличии перетока, необходимо установить его размеры. Приближенно количество перетекшей воды можно установить по балансу отбора жидкости и закачки воды по каждому пласту многопластового месторождения.

В рекомендациях по улучшению состояния разработки многопластовых месторождений, в которых обнаружен переток воды в нефть, должны быть разработаны мероприятия по их ликвидации.

Исследование обводнения должно включать в себя изучение характера перемещения ВНК для последующего решения вопросов о выработке запасов нефти. Как указывалось выше, характер перемещения ВНК зависит от многих факторов.

При изучении этого вопроса перемещение ВНК должно быть связано с проницаемостью по площади и послойной проницаемостью, с наличием наклона в начальном положении ВНК, с работой нагнетательных скважин. В итоге должна быть пояснена сложная геометрическая форма ВНК и скорости его продвижения и подъема на отдельных участках и участках обводнения отдельных скважин.

Наиболее эффективно о перемещении ВНК можно судить на основе результатов геофизических методов исследования (электрокаротаж по новым скважинам, пробуренным на залежь или нижележащие горизонты; радиоактивный каротаж по скважинам, не перфорированным против исследуемого интервала), а также по косвенным методам, основанным обычно на процессе обводнения добывающих скважин.

Наиболее подробно методы определения текущего положения ВНК изложены в разделе 6.

6. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ И УЧАСТКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

6.1. Изучение характера внедрения воды по отдельным пластам и участкам

Эффективность систем разработки нефтяных месторождений с заводнением во многом определяется полнотой вовлечения в разработку промышленных запасов нефти и характером их выработки. От этого зависят как темпы добычи, так и полнота извлечения нефти из недр.

В условиях заводнения полнота выработки продуктивных пластов в первую очередь зависит от степени охвата объекта разработки как по площади, так и по разрезу, что во многом определяется характером продвижения закачиваемой воды и пластовой. Поэтому основное внимание *при геолого-промысловом анализе должно уделяться вопросам охвата пластов воздействием* закачиваемой воды и особенностям продвижения воды по продуктивным пластам.

К числу геолого-физических факторов, влияющих на процесс заводнения, относятся фильтрационные свойства продуктивных пластов, характер и степень их неоднородности, вязкостные свойства насыщающих пласты и закачиваемых в них жидкостей и др.

К числу основных технологических факторов, влияющих на показатели заводнения и нефтеотдачу пластов, относятся: параметры сетки добывающих скважин, схема системы заводнения, темп разработки, технология отбора жидкости и закачки воды, условия разработки смежных пластов, характер вскрытия продуктивных пластов в скважинах.

Обработка данных наблюдений за заводнением залежи дает возможность установить текущее положение водонефтяного контакта, внешнего и внутреннего контуров нефтеносности на разные даты разработки, в том числе и на дату анализа разработки. Зная положение ВНК, можно установить текущее положение контура нефтеносности и объем промытой части пласта.

В настоящее время в связи с развитием методов контроля за разработкой нефтяных месторождений значительно расширились представления о характере перемещения ВНК. Выделяются две основные формы перемещения ВНК: подъем ВНК по вертикали и послойное обводнение нефтяной залежи.

В результате совместного действия большого числа факторов ВНК в процессе перемещения по пласту движется неравномерно и принимает обычно очень сложную геометрическую форму. На многопластовом месторождении из-за различия литологического строения объекта по толщине формируется несколько самостоятельных фронтов вытеснения с различными скоростями движения.

Текущее положение ВНК можно установить следующими методами.

6.1.1. Метод электрометрических исследований скважин

Метод электрометрических исследований скважин при определенных природных геолого-физических условиях позволяет на любой стадии разработки нефтяных залежей с достаточной точностью определять положение ВНК и расчленять разрез пласта на нефтенасыщенные и водонасыщенные или заводненные интервалы по различию их электрических сопротивлений. По залежам, находящимся в поздней стадии разработки, первоочередной задачей электрометрических исследований является установление текущего положения ВНК и определение остаточной нефтенасыщенной, $h_{ост}$, и заводненной, $h_{зав}$, толщин пласта.

На практике применение метода на поздней стадии разработки нефтяных пластов ограничивается тем обстоятельством, что электрометрические исследования возможно проводить только во вновь пробуренных, необсаженных эксплуатационной колонной скважинах, и поэтому основная информация, получаемая с помощью метода электрометрии, поступает по соседним скважинам и главным образом в период разбуривания залежей эксплуатационными скважинами, т.е. характеризует в основном начальное состояние геологических запасов нефти.

На поздней стадии разработки залежей бурение новых скважин обычно проводится в небольших количествах в оставшейся нефтенасыщенной зоне или часто не проводится вообще, и по-

этому данные о текущем ВНК по электрометрии могут быть получены только в исключительных случаях.

В процессе разработки многих объектов возникают условия, резко снижающие эффективность электрометрических исследований для изучения текущего распределения запасов нефти. В частности, в условиях внутриконтурного заводнения при замещении вытесненной нефти пресной водой становится невозможным по электрометрии выделить остаточную нефтенасыщенную и заводненную толщину пластов из-за слабой дифференциации их по электрическому сопротивлению.

В последние годы разработан способ проведения электрометрических исследований в обсаженных скважинах. В этом случае участок обсадной колонны против продуктивного объекта должен быть представлен стеклопластиковыми трубами.

6.1.2. Методы радиометрических исследований скважин

Методы радиометрических исследований, разработанные и внедренные в практику позднее методов электрометрии, по сравнению с последними обладают рядом преимуществ. Важнейшее из них заключается в том, что радиометрические исследования могут проводиться в обсаженных колонной скважинах и поэтому позволяют проводить многократные исследования нефтяных пластов, что очень важно для контроля подъема ВНК и характера выработки запасов нефти во времени.

В промысловой практике нашли широкое применение следующие модификации радиометрических исследований скважин:

1) нейтронно-гамма-метод (НГМ);

2) нейтрон-нейтронный метод (ННМ);

3) импульсный нейтрон-нейтронный метод (ИННМ);

4) импульсный нейтронный гамма-метод (ИНГМ).

Физические основы радиометрических методов, методики проведения исследований и интерпретация получаемых результатов изложены в специальных работах, посвященных этому виду исследований.

При благоприятных геолого-физических условиях с помощью радиометрических методов определяется текущее положение ВНК и значения остаточной нефтенасыщенной, $h_{ост}$, и заводненной, $h_{зав}$, толщин пластов на различные даты.

Достаточно надежные результаты определений получаются при вытеснении нефти водой высокой минерализации и исследовании пластов, не вскрытых перфорацией.

В пластах, вскрытых перфорацией, и в случае вытеснения нефти пресной водой эффективность радиометрических исследований также снижается, и это обстоятельство ограничивает применение метода. Однако при закачке в пласт порции флюидов, отличающихся по минерализации от пластовых, или закачке меченых жидкостей можно с успехом прослеживать процесс их проникновения и распространения по пласту. Для этих же условий целесообразно применение диэлектрического каротажа, который позволяет выделить участки пластов, заводняемые пресной водой.

В практике методы радиометрии широко применяются в основном на многопластовых месторождениях для контроля за подъемом ВНК по верхним объектам, где имеются сетки неперфорированных скважин, пробуренных на нижележащие горизонты.

Для оценки текущей нефтенасыщенности и положения ВНК в гораздо меньшем объеме используется углерод-кислородный и широко-полосной акустический методы.

6.1.3. Косвенные методы определения текущего положения ВНК

При отсутствии геофизических данных о перемещении ВНК в процессе разработки или малом количестве геофизических исследований приходится использовать косвенные методы исследования перемещения ВНК, основанные на данных по обводнению эксплуатационных скважин.

Рекомендуется применять следующие косвенные методы контроля за перемещением ВНК в процессе разработки.

а) Метод определения начала обводнения эксплуатационной скважины

В момент начала обводнения эксплуатационной скважины положение ВНК принимается на абсолютной отметке нижней дыры фильтра. Здесь обязательным условием является обводнение пласта с подошвы и постепенный подъем ВНК, а также отсутствие процесса конусообразования.

б) Метод определения текущего положения ВНК по степени обводненности скважин

Обводненную толщину пласта рекомендуется определять по следующей формуле:

$$h_{зав} = \frac{f_в H}{K_в \mu_o (1 - f_в) + f_в}, \qquad (6.1)$$

где H – эффективная толщина пласта, вскрытая перфорацией, м; $h_{зав}$ – заводненная часть эффективной толщины пласта, вскрытой перфорацией, м; $\mu_o = \frac{\mu_н}{\mu_в}$ – соотношение вязкостей нефти и воды; $f_в$ – доля воды в добыче жидкости в пластовых условиях; $K_в$ – фазовая проницаемость для воды в заводненной (промытой) части пласта.

Величину фазовой проницаемости для воды в промытой зоне пласта необходимо определять для каждой залежи нефти по мере вытеснения нефти водой из кернов. В том случае, когда таких исследований не проводится, $K_в$ следует принимать с учетом следующих соображений. По данным исследований, проведенных для условий различных пластов, $K_в$ изменяется от 0.1 до 0.6. Опыт определения величины обводненной части залежей с терригенными и карбонатными пластами показал, что $K_в$ можно принимать равным 0.6. Такое значение $K_в$ было получено по данным исследований Д.А. Эфроса (ВНИИ).

Отметка текущего положения ВНК:

$$T_{внк} = T_{нд} - h_{зав}, \qquad (6.2)$$

где $T_{внк}$ – абсолютная отметка текущего положения ВНК; $T_{нд}$ – абсолютная отметка нижней дыры фильтра.

Следует отметить, что при этом также обязательным условием является обводнение нефтяного пласта с подошвы. Таким образом, для многопластовых месторождений с четко изолированными пластами, эксплуатируемыми одним фильтром, косвенные методы не применимы.

Если по залежи имеется хотя бы небольшое количество геофизических исследований по контролю за перемещением ВНК в процессе разработки, необходимо сравнить данные геофизики и расчетные данные по предложенным косвенным методам контроля. Рассматриваемые косвенные методы дают, как правило, завышенную обводненную толщину пласта, поэтому, если есть возможность, в расчетные данные желательно вносить поправки, находимые из сравнения геофизических и расчетных данных.

Косвенные методы определения текущего положения ВНК используются для построения кривой идеального подъема ВНК (а) или карты поверхности ВНК (б). Оба метода служат основой для построения карты остаточной нефтенасыщенной толщины на дату анализа разработки.

Для обработки всех данных о перемещении ВНК в процессе разработки и для сведения всех данных к одному моменту времени во многих случаях целесообразно построение кривой идеального вытеснения или, иначе, кривой идеального подъема ВНК.

Если предположить, что ВНК нефтяной залежи будет подниматься идеально равномерно, с одинаковой скоростью во всех точках поверхности ВНК, то методом материального баланса легко получить зависимость между абсолютной отметкой, на которой будет находиться ВНК, и суммарным отбором нефти из залежи.

Построение кривой идеального вытеснения производится следующим образом. Планиметром на структурной карте по кровле пласта замеряется площадь, охваченная той или иной изогипсой в пределах внешнего контура нефтеносности. Замеренные площади умножаются на величину интервала, через который проведены изогипсы на структурной карте. Если нефтяная залежь пластовая, то аналогично замеры и расчеты проводятся и по структурной карте, построенной по подошве пласта. Затем из объемов, определенных по структурной карте по

кровле пласта вычитаются соответствующие объемы, определенные по структурной карте по подошве пласта. В результате нефтяная залежь оказывается рассеченной серией условных плоскостей, проведенных параллельно начальному водонефтяному контакту, и затем находится объем каждого участка пласта, заключенный между секущими плоскостями. Самая нижняя секущая плоскость совпадает с начальным положением ВНК, а самая верхняя проходит через наивысшую точку кровли пласта. Сумма всех объемов равна общему объему нефтяной залежи, включая объемы как эффективной части, так и непроницаемой части пластов, короче говоря, объему породы. Задавая извлекаемые запасы нефти по нефтяной залежи по общему объему залежи, можно найти количество извлекаемой нефти, приходящейся на 1 м^3 породы

$$K_1 = \frac{N\beta}{V_{общ}}, \qquad (6.3)$$

где N – геологические запасы нефти, т; $V_{общ}$ – общий объем залежи, м^3; β – коэффициент нефтеотдачи; K_1 – количество извлекаемых запасов нефти, приходящихся на 1 м^3 породы, т/м^3.

Умножая каждый из объемов на количество нефти, приходящейся на 1 м^3 породы, получим количество нефти, заключенное на различных абсолютных отметках в залежи. После этих расчетов должна быть построена зависимость между абсолютной отметкой ВНК и суммарным отбором нефти из залежи. Вид этой зависимости существенно зависит от величины конечной нефтеотдачи, достигаемой в промытой зоне пласта: чем выше достигаемая нефтеотдача, тем более высокой суммарной добыче нефти соответствует одна и та же отметка текущего положения ВНК. На оси ординат откладывается не только накопленная добыча, но и соответствующее время разработки залежи.

Затем на диаграмму наносятся все имеющиеся данные о подъеме ВНК в процессе разработки, полученные как по геофизическим, так и по косвенным данным.

Так как часто наблюдается большой разброс точек из-за неравномерности подъема ВНК и непосредственное определение кривой регрессии затруднительно, целесообразно разбить все данные по времени получения на ряд групп и определить групповые средние, и уже по групповым средним проводить соответствующую кривую. Затем, варьируя коэффициентом нефтеотдачи в формуле (6.3), необходимо получить такую кривую идеального подъема ВНК, которая наиболее близко подходит к кривой, полученной по фактическим данным о подъеме ВНК; значение нефтеотдачи при этом и будет соответствовать фактически полученной на залежи.

Указанная диаграмма удобна также для сравнения данных, полученных различными методами, и для приведения данных о текущем положении ВНК в какой-либо выбранной дате. Это делается путем смещения фактически полученных отметок ВНК параллельно кривой идеального подъема ВНК к выбранной дате.

После обработки полученных данных строится карта остаточной нефтенасыщенной толщины на выбранную дату и производится подсчет остаточных геологических запасов нефти.

Наряду с построением зависимости отметки ВНК от накопленной добычи нефти, можно строить графическую зависимость динамики отметок ВНК и динамики нефтеотдачи во времени разработки. На оси ординат наносятся среднеарифметические за год величины отметок ВНК, определенные всеми методами, на оси абсцисс откладываются годы. Здесь же за это же время приводится динамика нефтеотдачи. Сопоставление динамики ВНК и нефтеотдачи по залежи, а также с другими залежами позволяет выявить особенности продвижения ВНК и оценить скорость подъема его на различные отрезки времени. Если динамика ВНК близка к динамике нефтеотдачи, можно считать, что подъем ВНК происходит более или менее равномерно. Если же темпы подъема ВНК существенно отличаются от темпов роста нефтеотдачи (ниже темпов роста нефтеотдачи), можно говорить о неравномерном подъеме ВНК, опережающей выработке запасов нефти из подошвенной части продуктивного разреза.

Другой косвенный метод (б) основан на использовании карты распределения скорости подъема ВНК по площади. Эта карта представляет собой совмещение двух вспомогательных карт: карты изохрон обводнения (линий равного времени появления воды в скважинах) и карты отметок ВНК. Точки пересечения изохрон с линиями отметок ВНК на ту же дату принимаются за точки поверхности ВНК на эту дату. Пользуясь этими вспомогательными картами, можно составить карты поверхности ВНК на различные даты исследования.

Для определения положения контуров нефтеносности на дату анализа разработки строят многочисленные продольные и поперечные геологические профили, на которых проводят линии водонефтяных контактов, снятые с карты поверхности ВНК на ту же дату. Затем точки пересечения линии ВНК с кровлей и подошвой пласта переносят на структурные карты по кровле и подошве и соединяют точки линиями внешнего и внутреннего контуров.

Имея карту поверхности ВНК на дату анализа или кривую идеального подъема ВНК и карту начальной нефтенасыщенной толщины продуктивного объекта, нетрудно определить остаточную нефтенасыщенную толщину по скважинам и построить на дату анализа карту остаточных нефтенасыщенных толщин. Также, используя те же материалы, можно определить толщины выработанной части пласта и построить аналогичную карту, которую затем использовать для определения объемов промытых частей продуктивного объекта. Наибольший интерес представляет карта остаточных нефтенасыщенных толщин, по которой путем ее интегрирования можно определить остаточные запасы нефти.

6.1.4. Метод прослеживания обводненных интервалов

Метод заключается в определении поглощающих и ранее поглощавших прослоев в нагнетательных скважинах по профилям приемистости и прослеживании их от скважины к скважине. При этом особое внимание обращается на наличие интервалов замещения коллекторов и интервалов с ухудшенными коллекторскими свойствами, которые оказывают экранирующее влияние на продвижение жидкости. В каждой скважине устанавливаются две группы прослоев:

1) которые могут быть обводнены за счет продвижения по напластованию пород от ближайших нагнетательных скважин;

2) обводнение которых возможно в результате перетоков между отдельными прослоями или подхода воды от удаленных нагнетательных скважин.

После установления вероятного порядка обводнения отдельных прослоев в каждой скважине используются имеющиеся эксплуатационные данные (текущие дебиты нефти и процент воды, их изменение во времени), результаты поинтервального опробования, профили притока жидкости, по которым делается предварительное заключение об обводнении прослоев. Далее по отношениям текущего дебита нефти к начальному и текущей нефтенасыщенной толщины к начальной проверяется соответствие выделенной нефтенасыщенной толщины текущему дебиту нефти. При этом качественно учитываются коллекторские свойства заводненной и оставшейся нефтеносной части пласта и обращается внимание на величину отбора жидкости из скважины. При низких отборах жидкости, не соответствующих потенциальным возможностям пласта, эксплуатационные данные не показательны, так как скважина может давать высокообводненную продукцию, хотя значительная часть пласта остается нефтеносной.

Сделанное по скважине заключение проверяется при дальнейшем прослеживании по данным следующих скважин, особенно если по ним имеются непосредственные данные о заводнении пластов.

На участках, где происходит подъем ВНК, необходимо учитывать и вертикальное перемещение воды, для чего можно использовать график зависимости между обводненностью скважины и расстоянием ВНК от нижних отверстий перфорации.

Таким образом, метод позволяет определить заводненную толщину продуктивного объекта в каждой скважине, и, следовательно, картину заводнения залежи в целом, и облегчает в дальнейшем построение карт влияния закачки.

Установленные перечисленными выше способами текущие положения ВНК по скважинам позволяют определить остаточную нефтенасыщенную толщину на дату анализа разработки и построить карту остаточных нефтенасыщенных толщин. Остаточные геологические запасы нефти определяются путем планиметрирования этой карты, а систематически проводимые исследования такого рода дают представление о выработке запасов во времени.

Карты влияния закачки (рисунок Г6), построенные по отдельным пластам, дают представление о структуре остаточных запасов, под которой понимается их распределение по продуктивным пластам и участкам залежи, имеющим различные геологические характеристики и степени изученности и условия их разработки.

6.1.5. Метод определения остаточных запасов нефти в зоне дренирования скважин с помощью характеристик вытеснения

Метод основан на использовании характеристик вытеснения, построенных для добывающих скважин. По каждой скважине, находящейся в эксплуатации, а также по скважинам, эксплуатация которых прекращена в течение последних 5 лет, используя фактические данные по добыче нефти, воды и жидкости строятся характеристики вытеснения различного типа (по Камбарову, Назарову-Сипачеву, Сазонову и т.д.). Необходимо использовать не менее 4 типов характеристик вытеснения. Затем, используя полученные характеристики вытеснения, выполняется расчет добычи нефти и воды при продолжении эксплуатации скважин. Расчет продолжается до некоторого предела эксплуатации скважины – это либо достижение скважиной некоторой предельной обводненности, либо достижение скважиной некоторого минимального дебита по нефти. При достижении скважиной этих пределов расчет прекращается, а накопленная добыча нефти к этому моменту, начиная с даты, на которую выполняется анализ разработки нефтяной залежи, представляет собой остаточные запасы нефти в зоне дренирования скважины. Так как расчет осуществляется по нескольким типам характеристик вытеснения, то для использования принималось среднее значение по всем использованным характеристикам вытеснения. Если по одной из характеристик вытеснения рассчитанные остаточные запасы резко отличаются от запасов по другим характеристикам, то эти данные исключаются из расчета средних значений. По тем скважинам, которые на момент анализа разработки уже достигли предельной обводненности или предельного дебита, фиксируются нулевые остаточные запасы нефти. Аналогично, нулевые остаточные запасы нефти фиксируются по нагнетательным скважинам пласта.

По этим данным строятся карты остаточных запасов нефти по пласту. Эти карты следует использовать при построении карт остаточных нефтенасыщенных толщин.

6.2. Определение степени воздействия и охвата пластов нагнетанием

О состоянии выработки запасов нефти можно судить по динамике темпа отбора, текущего коэффициента нефтеотдачи и охвату воздействием на залежь нагнетания воды. Под темпом отбора понимается отношение годовой добычи нефти к начальным извлекаемым или геологическим запасам нефти, выраженное в процентах.

Текущий коэффициент нефтеотдачи определяется отношением накопленного количества добытой нефти к геологическим запасам на определенную дату.

Темп отбора нефти и текущая нефтеотдача анализируются в динамике по годам разработки и на дату анализа. Эти показатели определяются для залежи в целом и для отдельных площадей, блоков, участков и пластов разработки в зависимости от их начальных геологических запасов. Данные приводятся в таблицах Д12, Д13, Д14 и Д15, в тексте указываются участки и пласты интенсивной и отстающей разработки с пояснением причин аномальности выработки запасов нефти из них.

Выработка запасов нефти характеризуется также темпом отбора и текущей нефтеотдачей от начальных извлекаемых запасов нефти. Геологические запасы нефти используются чаще всего при стремлении исключить ошибки в определении коэффициента конечной нефтеотдачи и, следовательно, извлекаемых запасов нефти, а также при сопоставительном анализе разработки с другими месторождениями.

О степени воздействия на залежь можно судить по изменению дебитов и условиям эксплуатации скважин на данном участке. В работе скважин со стабильным или растущим пластовым давлением воздействие на залежь достаточно эффективно. На участках, где пластовое давление снижается, воздействие на пласт неэффективно или вообще отсутствует.

Для качественной оценки воздействия на залежь в период освоения системы нагнетания на отдельных эксплуатационных объектах могут быть построены карты влияния закачки (рисунок Г6). Построение таких карт, а также количество зон влияния закачки на них и их выбор диктуются задачами разработки залежи.

По своей физической сущности карты влияния закачки близки к картам изобар. В то же время показатель охвата пластов влиянием закачки характеризует условия выработки запасов нефти на конкретном участке и в определенный промежуток времени может меняться в зависимости от осуществления мероприятий.

Карты влияния закачки строятся на базе карт распространения коллекторов. В первую очередь на карту наносятся данные о текущей закачке воды в каждую нагнетательную скважину. Закачка наносится в виде круговой диаграммы и по существу эта часть работы дублирует построение карт текущего состояния разработки.

После этого устанавливаются зоны (скважины), имеющие гидродинамическую связь с нагнетательными скважинами. По степени связи с нагнетательными скважинами, могут быть выделены три или более групп коллекторов:

группа I – коллекторы, выходящие на линии нагнетания, т.е. имеющие прямую гидродинамическую связь зоны эксплуатации с нагнетательными скважинами. При закачке хорошо передается воздействие, и его увеличение может быть достигнуто увеличением объема закачиваемой воды на тех же линиях нагнетания;

группа II – коллекторы, вскрытые только добывающими скважинами и не имеющие прямой гидродинамической связи с линиями нагнетания. В этом случае нельзя осуществить воздействие на пласт через имеющиеся линии разрезания и требуется либо бурение новых нагнетательных скважин, либо перевод под закачку пробуренных в этой зоне добывающих скважин;

группа III – коллекторы, вскрытые только нагнетательными скважинами и не имеющие связи с зоной отбора. Для выработки их запасов требуется бурение добывающих скважин, так как такие зоны по существу представляют тупики.

Для более обоснованного выделения зон пласта с разной степенью влияния закачки на карту распространения коллекторов наносятся данные о пластовом или забойном давлении, дебитах скважин, способе эксплуатации и другие вспомогательные материалы, причем важны не абсолютные значения, а, главным образом, в какую сторону (увеличение или уменьшение) произошли их изменения. Только комплекс всех материалов позволяет выделить с достаточным основанием различные зоны влияния закачки. Границы между зонами проводятся с учетом геологического строения залежи и, в частности, распространения коллекторов различной продуктивности. Значительно сложнее определить охват воздействием закачки продуктивных горизонтов, расчлененных на отдельные изолированные прослои, и объектов разработки, в которые объединено несколько пластов. Как правило, при многопластовых и расчлененных объектах в силу различия коллекторских свойств разных прослоев и по другим причинам только часть продуктивной толщины оказывается подвержена воздействию закачки, причем степень этого воздействия по каждому из прослоев может сильно отличаться от других.

В таких условиях по замеренному в скважине пластовому давлению или по ее дебиту (приемистости) в большинстве случаев нельзя судить о работе отдельных пластов и прослоев, так как здесь обычно фиксируется давление пласта или прослоя, в котором оно наиболее высокое, а дебит слагается из дебитов нескольких работающих пластов. В подобных случаях продуктивный горизонт (объект разработки) следует рассматривать в трехмерном измерении, уделяя вертикальной составляющей (по разрезу) не меньше внимания, чем горизонтальным (по площади).

Для этой цели следует использовать материалы исследований, проводимых методом радиоактивных изотопов, глубинными дебитомерами и расходомерами. При этом следует иметь в виду, что метод радиоактивных изотопов позволяет главным образом проследить движение закачиваемой воды по прослоям, но не дает их приемистости, а дебитометрия и расходометрия предоставляют более или менее достоверную информацию при надежном разобщении проницаемых пластов и прослоев друг от друга за колонной. Так как данные дебитометрии и расходометрии в основном дают распределение общего дебита или приемистости между перфорированными пластами или прослоями, для определения охвата пластов воздействием нагнетания эти данные нужно использовать в комплексе с другими методами – радиометрией, термометрией, фотоколориметрией нефтей и др. Рекомендуется при работе с материалами замеров дебитомерами-расходомерами пользоваться не профилями приемистости и притока, а картограммами.

В связи с большим разнообразием геолого-физических условий и применяемых систем разработки не может быть универсальных методических рекомендаций по обобщению и анализу геолого-промысловой информации для оценки охвата залежи воздействием. В каждом конкретном случае может потребоваться свой методический подход. Ниже излагаются некоторые методические приемы общего плана для выполнения этой работы.

В зависимости от степени разобщенности пластов и прослоев, а также имеющейся информации об их работе, принимается решение о количестве и границах выделяемых для анализа пластов и в соответствии с указаниями раздела 4.1 строятся (используются ранее построенные) карты распространения коллекторов. Затем обобщаются все имеющиеся данные о работе пластов и скважин. При этом часто бывает полезным разделить имеющиеся данные по степени их достоверности на несколько групп. К первой группе следует отнести самую достоверную информацию по скважинам, в которых перфорирован только один пласт. Ко второй группе отнести скважины, в которых перфорировано два-три и большее число прослоев, но работает только один

пласт. Наименьшей достоверностью обладает третья группа, куда относятся скважины, в которых работает одновременно два и большее число пластов. Здесь в начале надо определить какие из перфорированных пластов работают, какие нет, а потом распределить суммарный дебит (приемистость) между ними, используя как прямые методы (дебитометрия, расходометрия), так и косвенные (всесторонние исследования скважин, аналогия в свойствах участков, баланс отбора и закачки и т.д. – см. раздел 5.2.2).

Методика построения карт влияния закачки для пластов многопластового месторождения та же, что и для однопластового. Необходимо иметь в виду, что если на каком-либо участке однопластовой залежи нет влияния закачки, то при механизированной добыче его запасы все же разрабатываются на режиме истощения, а на многопластовом объекте обычно запасы такого участка не разрабатываются.

Практически, при построении карт влияния закачки в пределах трех ранее выделенных групп выделялись три степени воздействия. В первой группе (прямая связь зон закачки и отбора) выделялись зоны фонтанной добычи, механизированной добычи и отсутствия воздействия. Во второй группе (прямая связь между зонами закачки и отбора отсутствует) выделены зоны влияния через слияние смежных пластов и зона отсутствия связи с нагнетанием. В третьей группе – зона вскрытия только нагнетательными скважинами и зона отсутствия влияния на малопродуктивные коллекторы. Все указанные зоны внесены в таблицу Д14.

Выделение различных зон, подверженных неодинаковому влиянию нагнетания, позволяет дифференцировать запасы залежи и определить запасы, активно участвующие в разработке, и не охваченные разработкой при существующей системе и подлежащие разбуриванию, то есть определить структуру запасов нефти на дату анализа разработки.

Совершенствование систем разработки должно идти по пути повышения охвата воздействием продуктивных пластов, ликвидации зон и участков пластов, на которые не распространяется или слабо распространяется влияние нагнетания.

6.3. Анализ динамики текущих коэффициентов охвата, вытеснения и нефтеотдачи в обводненной зоне пласта

Одной из важнейших задач, возникающих при анализе разработки нефтяных месторождений в поздней стадии, является выявление характера распределения оставшихся геологических запасов нефти в пределах начального нефтесодержащего объема залежи.

Это необходимо, в первую очередь, для правильной оценки остаточных извлекаемых запасов нефти при обычных методах разработки и известных способах интенсификации добычи нефти.

Знание характера распределения остаточных геологических запасов нефти особенно важно для эффективного применения так называемых третичных методов повышения нефтеотдачи пластов (физико-химические, газовые, тепловые, механические методы – ГРП, ГС).

Определение остаточных запасов нефти $N_{ост}$, находящихся на дату анализа в нефтенасыщенном объеме $V_{ост}$, можно производить по следующим формулам.

Сумма объемов залежи $V_{ост}$ и $V_{зав}$ равна начальному нефтесодержащему объему залежи V:

$$V = V_{ост} + V_{зав}. \tag{6.4}$$

Баланс запасов нефти (приближенно) можно записать

$$N = N_{ост} + N_{зав} + Q, \tag{6.5}$$

где N – начальные геологические запасы нефти в залежи; $N_{ост}$ – начальные геологические запасы нефти в объеме $V_{ост}$; $N_{зав}$ – остаточные геологические запасы нефти в объеме $V_{зав}$; Q – накопленная добыча нефти из объема $V_{зав}$.

Объем $V_{ост}$ можно представить состоящим из двух частей:

$$V_{ост} = V_{ост.пр} + V_{ост.непр}, \tag{6.6}$$

где $V_{ост.пр}$ – объем прерывистой части первоначально нефтенасыщенного объема пласта; $V_{ост.непр}$ – объем непрерывной части с "подвижной" (подверженной заводнению) нефтью.

Следовательно и $N_{ост}$ можно представить как сумму

$$N_{ост} = N_{ост.пр} + N_{ост.непр}. \tag{6.7}$$

Объем прерывистой части пласта $V_{ост.пр}$ зависит как от геологического строения (наличия линз и полулинз, тупиковых зон, слоистости, разломов, выклиниваний и др.), так и от системы воздействия на пласт и расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами. Этот объем для разбуренных залежей определяется по зональным картам нефтенасыщенных толщин или путем вычисления невырабатываемых объемов по профилям. Если нет других данных, то обычно принимается, что объем прерывистой части пласта, а также геологические запасы в этом объеме, не изменяются в процессе разработки, т.к. на этот объем нет воздействия и из него не извлекается нефть, т.е. $V_{ост.пр} = V_{нач.пр}$, где $V_{нач.пр}$ – начальный объем прерывистой части пласта.

Для неразбуренных залежей на начальной стадии проектирования $V_{нач.пр}$ определяется по аналогии с подобными залежами или в соответствии с рекомендациями, содержащимися в руководствах по проектированию разработки.

Основным методом определения остаточных запасов нефти является объемный метод. Однако на поздней стадии разработки условия для его применения сильно усложняются по сравнению с начальными условиями из-за сложной конфигурации текущей границы между $V_{ост}$ и $V_{зав}$, то есть сложность заключается в определении текущего положения фронта заводнения (текущего ВНК) и текущих контуров нефтеносности.

Как известно, при вытеснении нефти водой коэффициент нефтеотдачи рассматривается как произведение трех коэффициентов

$$K_н = K_{выт}K_{охв} = K_{выт}K_{оз}K_{ов}, \tag{6.8}$$

где $K_{выт}$ – коэффициент вытеснения; $K_{охв}$ – коэффициент охвата; $K_{оз}$ – коэффициент охвата заводнением; $K_{ов}$ – коэффициент охвата вытеснением.

Под коэффициентом вытеснения понимается отношение объема нефти, вытесняемого после продолжительной, многократной промывки образца породы, к начальному нефтенасыщенному объему. Этот коэффициент устанавливается по результатам лабораторных исследований на образцах породы и по своей физической сущности характеризует максимальную нефтеотдачу при длительной промывке из непрерывной части пласта

$$K_{выт} = \frac{V_o m(1 - \rho_{св} - \rho_{он})}{V_o m(1 - \rho_{св})} = \frac{\rho_{нач} - \rho_{он}}{\rho_{нач}}, \tag{6.9}$$

где V_o – объем образца породы; m – пористость; $\rho_{св}$, $\rho_{он}$ – насыщенность связанной водой и остаточной нефтью соответственно; $\rho_{нач}$ – начальная нефтенасыщенность.

Коэффициент охвата заводнением $K_{оз}$ (часто называется коэффициент заводнения) – это отношение объема промытой части пласта – $V_{пром}$ к объему пласта, занятому подвижной нефтью, т.е. непрерывному объему пласта – $V_{ост.непр}$. Этот коэффициент зависит в основном от проницаемостной неоднородности пласта, соотношения вязкостей нефти и воды, степени обводненности продукции добывающих скважин при их отключении. Способы определения коэффициента охвата заводнением см. ниже.

Коэффициент охвата вытеснением $K_в$ (коэффициент потерь нефти из-за прерывистости пласта) определяется как отношение объема (запасов), охваченного воздействием, ко всему (начальному) объему (запасам) пласта (залежи)

$$K_{ов} = \frac{V_{охв}}{V} = 1 - \frac{V_{ост.пр}}{V}. \tag{6.10}$$

Так как одной из частей проектного документа на разработку нефтяного и газонефтяного месторождения [2] является обоснование конечной нефтеотдачи пластов, задачей анализа разработки является проверка правильности выбранных коэффициентов, входящих в формулу нефтеотдачи, а именно коэффициентов вытеснения нефти водой, нефти газом, газа нефтью, газа водой, коэффициентов охвата вытеснением и заводнением. Уточнение физико-гидродинамических характеристик вытеснения, определенных в лабораторных условиях, дано в разделе 4.5. Ниже описывается способ определения текущих коэффициентов охвата заводнением и нефтеотдачи.

Первый способ. На поздней стадии разработки нефтяных залежей большое значение имеет определение участков, уже промытых водой, и зон, занятых по-прежнему нефтью, а также оценка уменьшения эффективных нефтенасыщенных толщин на нефтенасыщенных участках в результате перемещения ВНК в процессе разработки. Для этого используется карта остаточных

эффективных нефтенасыщенных толщин, построенная на дату анализа разработки, по которой определяют остаточные запасы нефти.

Нефтеотдача в обводненной части пласта определяется по следующей формуле

$$K_{но} = \frac{Q_н}{N_{нач.зав}}, \quad (6.11)$$

где $Q_н$ – суммарная с начала разработки добыча нефти из заводненной части залежи; $N_{нач.зав}$ – начальные геологические запасы в заводненном объеме.

Под обводненной частью пласта понимается объем (запасы нефти), заключенный между начальным и текущим положением ВНК.

Если карты остаточных нефтенасыщенных толщин строить на различные даты разработки нефтяной залежи с интервалом, например, в два-три года, то можно определить серию значений достигнутой нефтеотдачи в обводненной части пласта и получить динамику этого показателя в процессе разработки нефтяной залежи. Полученные описанным способом кривые хорошо характеризуют эффективность выработки продуктивных пластов.

Второй способ определения нефтеотдачи в обводненной части пласта связан с процессом внутриконтурного заводнения.

При внутриконтурном заводнении в период безводной добычи нефти вся закачиваемая вода идет на вытеснение нефти, то есть каждый кубометр закачиваемой воды вытесняет ровно столько же нефти из пласта. После прорыва воды в добывающие скважины по наиболее проницаемым пропласткам часть закачиваемой воды проходит по промытым пропласткам.

Если из общего количества закачанной воды вычесть объем воды, добытой попутно с нефтью из добывающих скважин, расположенных в зоне обводнения, то есть вблизи внутриконтурных скважин, получим количество воды, которое совершило полезную работу, вытеснив равное по объему количество нефти

$$Q_{зак.эф} = Q_{зак} - Q_в. \quad (6.12)$$

По данным о времени появления пресной воды в ближайших к нагнетательным добывающих скважинах можно приблизительно определить границу фронта обводнения.

Как уже отмечалось, при внутриконтурном заводнении обычно наблюдается весьма компактный фронт вытеснения, который при первом приближении можно считать вертикальным. Если наблюдается значительная "размазанность" фронта вытеснения, то желательно определить по добывающим скважинам, работающим с водой, остаточные эффективные нефтенасыщенные толщины аналогично предыдущему методу.

После этого строится карта эффективных толщин обводненной зоны пласта. В зоне полного обводнения скважин эффективные толщины обводненной зоны равны начальным эффективным нефтенасыщенным толщинам. В зоне, ограниченной фронтом обводнения и линией полного обводнения скважин, строятся линии равных текущих эффективных толщин.

Замерив объем обводненной части пласта, можно определить геологические запасы нефти в обводненной зоне, которые закачиваемая вода промыла и вытеснила в добывающие скважины.

Зная обводненный объем пласта и количество вытесненной из пласта нефти, равное объему эффективной закачки, можно определить достигнутую нефтеотдачу в обводненной части пласта

$$K_о = \frac{Q_{зак.эф}}{N_{зав}}, \quad (6.13)$$

где $Q_{зак.эф}$ – объем эффективной закачки; $N_{зав}$ – геологические запасы нефти в обводненной части пласта.

При использовании этого метода целесообразно строить карты эффективных толщин обводненной части пласта в процессе разработки.

Третий способ фактически является вариантом первого способа определения эффективности выработки продуктивного пласта. Здесь, как и во втором способе, строится карта эффективных толщин обводненной части пласта, но для расчета достигнутой нефтеотдачи и обводненной ча-

сти пласта используется количество добытой из пласта нефти

$$K_o = \frac{Q_н}{N_{зав}}, \qquad (6.14)$$

где $Q_н$ – суммарная добыча нефти из пласта; $N_{зав}$ – геологические запасы в обводненной части пласта.

Здесь желательно получить динамику значений коэффициента нефтеотдачи в обводненной части пласта. Если остаточные эффективные нефтенасыщенные толщины пласта по тем или иным причинам определить не удается, то целесообразно определять нефтеотдачу в обводненной зоне пласта, то есть геологические запасы в зоне между начальным положением ВНК и условной границей между обводненными и безводными скважинами. В остальном метод определения достигнутой нефтеотдачи остается без изменения.

Имеется и четвертый способ определения нефтеотдачи в обводненной части пласта, исходящий из средней отметки текущего положения ВНК. На основе всех имеющихся данных определяется среднеарифметическое значение абсолютной отметки текущего ВНК на дату анализа. На предварительно построенный график распределения начальных геологических запасов по высоте залежи (рисунок Г7) наносится отметка среднего значения текущего ВНК и находятся соответствующие ей заводненные запасы нефти. Способ может быть использован для залежей, обводненных подошвенной водой.

6.4. Анализ эффективности разработки нефтяной залежи методом сравнения характеристик вытеснения

Характеристика вытеснения, построенная в целом по залежи, служит хорошей иллюстрацией эффективности разработки нефтяной залежи, она не только показывает величину достигнутой нефтеотдачи пласта в любой момент времени, но и показывает за счет какого расхода рабочего агента (воды) на вытеснение получена та или иная нефтеотдача пласта.

В настоящее время в Урало-Поволжье и в Западной Сибири имеется большое количество нефтяных залежей, находящихся в поздней или даже завершающей стадии разработки, по которым могут быть построены соответствующие характеристики вытеснения. Из этих нефтяных залежей должны быть выбраны залежи-аналоги, и проведено сравнение характеристик вытеснения залежи-аналога и анализируемого месторождения с целью определения какая из сравниваемых залежей разрабатывается более эффективно, и попытаться выяснить причины этого.

При подборе нефтяной залежи-аналога следует руководствоваться близостью следующих параметров залежей нефти, которые в значительной степени определяют ход характеристики вытеснения:

– соотношения вязкостей нефти и воды в пластовых условиях;
– проницаемости пласта;
– коэффициента песчанистости;
– начальной нефтенасыщенности пласта;
– доли запасов нефти, расположенных в водонефтяной зоне.

Если построить характеристику вытеснения анализируемой залежи в полулогарифмических координатах в достаточно большом масштабе, то большая часть характеристики вытеснения становится линейной, и в большинстве случаев на ней фиксируются изломы в сторону уменьшения или, наоборот, увеличения расхода воды на процесс вытеснения. Необходимо выяснить причины, которые приводят к наблюдаемым изломам, установив какие изменения в системе разработки залежи, или какие геолого-технические мероприятия проводились на месторождении. Характер (направление) изломов укажет, привели ли эти мероприятия к повышению эффективности разработки нефтяной залежи или, наоборот, к снижению ее эффективности.

7. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ЗА ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ И СОСТОЯНИЕМ ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

7.1. Выполнение мероприятий по контролю за процессом разработки

В проектных документах, составленных по месторождению, анализ которого проводится, содержатся планы гидродинамических, геофизических и других специальных исследований скважин и пластов, а также промысловых замеров и исследований.

Эти исследования намечались с целью освещения процесса разработки необходимой геолого-промысловой информацией, подтверждения эффективности внедряемых мероприятий по регулированию, для обеспечения необходимыми исходными данными проектирования мероприятий по усовершенствованию системы разработки и улучшению процесса разработки месторождения.

Анализ разработки дает, во-первых, оценку выполнения намеченных исследований скважин и пластов, а затем приводит результаты полученных исследований с указанием их пригодности для дальнейшего использования в уточнении параметров пластов и скважин или в качестве исходных данных для проектирования.

Результаты исследований приводятся в таблице по видам исследования по форме, составленной самими авторами анализа разработки, однако в этой таблице необходимо указать не только полученное среднее значение параметра, но и его изменение по отношению к ранее принятому (таблицы Д16, Д17).

В итоге дается оценка эффективности всех проведенных работ по контролю за процессом разработки и, при необходимости, намечаются безотлагательные дополнительные виды исследований.

7.2. Характеристика технического состояния фонда добывающих и нагнетательных скважин

В задачу анализа разработки входит также оценка работ по наблюдению за техническим состоянием добывающих и нагнетательных скважин.

Согласно "Классификатору ремонтных работ в скважинах и процессов повышения нефтеотдачи пластов" [10] в перечень работ по капитальному и подземному ремонту скважин, работ по повышению нефтеотдачи пластов, ликвидации скважин входит большой объем различных мероприятий, проводимых на добывающих и нагнетательных скважинах. Все эти работы, проведенные на месторождении за период между предыдущим и выполняемым анализом разработки, должны быть рассмотрены с точки зрения полученных результатов и их влияния на техническое состояние скважин.

Вопросы технико-экономической эффективности в этой части анализа разработки не акцентируются, так как некоторые виды работ на скважинах являются мероприятиями по регулированию процесса разработки и как методы регулирования должны рассматриваться подробно в разделе 8 отчета по анализу разработки. По остальным мероприятиям технологический эффект должен быть показан в настоящем разделе 7.2. Необходимо показать количество ремонтируемых скважин, частоту ремонтов и число ремонтов, среднюю продолжительность ремонтов, коэффициент сменности и число бригад, участвующих в ремонтных работах. Результаты ремонтов указываются по их видам и объектам. Форма представления результатов – таблица, в которой даны показатели работ по скважинам и в целом по объекту разработки, по видам ремонтов, показатели работы скважин до ремонта и после его проведения. Желательно также указать продолжительность действия эффекта.

В этом разделе отчета необходимо сопоставить фактические и проектные значения коэффициентов использования фонда скважин и коэффициентов эксплуатации.

Коэффициенты эксплуатации скважин и коэффициенты использования фонда скважин определяются в целом по добывающим и нагнетательным скважинам и по способам эксплуатации (фонтан, газлифт, ЭЦН, СШН и др.) для каждого эксплуатационного объекта и в целом по месторождению.

Анализ фонда скважин должен дать представление о том, насколько полно используется весь комплекс пробуренных скважин. Надо выяснить технологические причины выбытия скважин в консервацию, в бездействие. Изучение состояния использования эксплуатационного фонда должно быть основано на анализе баланса времени их работы и простоев, и, в частности, анализе межремонтного периода работы скважин, который определяется по формуле

$$M = \frac{T_к - (T_1 + T_2)}{P}, \qquad (7.1)$$

где M – межремонтный период работы скважин; $T_к$ – календарное время эксплуатации скважин; T_1 – время ремонтов; T_2 – время простоев по организационным причинам; P – количество подземных и наземных ремонтов, вызывающих остановку скважин.

В соответствии с результатами анализа ремонтов и работы фонда скважин дается оценка техническому состоянию фонда добывающих и нагнетательных скважин и оценка выполнения плана ремонтных работ на месторождении. Для устранения дефектов в скважинах и предотвращения некачественных ремонтов могут быть даны рекомендации и составлен план необходимых подземных и капитальных работ с фондом скважин. Особое внимание в анализе следует уделить оценке мероприятий по пуску бездействующих скважин в эксплуатацию. Виды ремонтов должны быть записаны в соответствии с руководящим документом [10].

8. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Запроектированный и осуществляемый процесс разработки нефтяной или нефтегазовой залежи требует не только непрерывного контроля, но и постоянного регулирования (управления) путем воздействия на залежь через нагнетательные и добывающие скважины. Это воздействие влияет на фильтрационные потоки в пласте, т.е. изменяет гидродинамические характеристики объекта разработки. Поэтому методы регулирования процесса разработки нефтяной залежи можно назвать гидродинамическими методами повышения нефтеотдачи пластов (ГМПН), т.к. конечной целью регулирования является повышение текущей или конечной нефтеотдачи пластов.

Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи (ГМПН) или методы регулирования представляют собой прогрессивные технологии гидродинамического воздействия на продуктивные пласты с целью обеспечения высокой эффективности разработки месторождений и наиболее полного извлечения нефти из недр при режиме вытеснения нефти водой. Мероприятия (методы) по гидродинамическому воздействию на пласты преследуют цель повышения интенсивности воздействия на слабодренируемые запасы нефти и вовлечения в разработку выявленных в процессе разбуривания и эксплуатации недренируемых геологических запасов нефти в объекте разработки.

8.1. Классификация гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов (ГМПН)

В данном методическом руководстве принята классификация гидродинамических методов повышения нефтеотдачи по различию в технологии осуществления и степени воздействия их на продуктивные пласты.

К первой группе отнесены методы, которые чаще применяются на промыслах ввиду своей простоты в технологии реализации, но по степени воздействия на пласты они слабее, чем методы второй группы.

Ко второй группе отнесены методы воздействия, основанные на изменениях первоначально принятых систем размещения скважин и воздействия.

К первой группе относятся те методы гидродинамического воздействия, которые осуществляются только через изменения режимов работы скважин и направлены на вовлечение в активную разработку слабодренируемых запасов.

Эти методы объединяются названием "нестационарное заводнение" и включают в себя:

в нагнетательных скважинах:

– повышение давления нагнетания;

– циклическое заводнение, т.е. периодическое снижение (прекращение) закачки воды;

– перераспределение расходов закачиваемого объекта по группам нагнетательных скважин (перемена направлений фильтрационных потоков);

– одновременно-раздельную закачку воды в разные пласты через одну скважину;

– избирательная закачка воды в низкопроницаемые пропластки и пласты, зоны и участки;

– ограничение или прекращение закачки в высокопроницаемые пропластки;

– методы обработки призабойной зоны, которые изменяют режим работы и восстанавливают потенциал скважин (гидроимпульсное, волновое воздействие и др.);

– механические методы изменения режимов работы нагнетательных скважин (гидроразрыв пласта, поинтервальные обработки, интенсивная перфорация, забуривание вторых стволов и др.);

в добывающих скважинах:

– изменение отборов жидкости в целом по объекту разработки, по отдельному пласту, блоку, зоне, участку или группе добывающих скважин;

– форсированный отбор жидкости из групп скважин или из отдельных скважин данного участка, зоны, блока;

– периодические временные остановки и пуски групп скважин или отдельных скважин;

– одновременно-раздельная эксплуатация скважин в многопластовых объектах;

– оптимизация перепадов давления между пластовым и забойным давлениями;

– многообъемное внутрипластовое воздействие по ограничению водопритоков (изоляционные работы);

– системные обработки призабойной зоны, гидроразрыв пласта, поинтервальное повышение продуктивности скважин (дострелы, перестрелы и др.);

– забуривание вторых и горизонтальных стволов.

Ко второй группе относятся методы, направленные на вовлечение в разработку недренируемых или слабодренируемых запасов (участков, зон и пропластков) неоднородного прерывистого пласта. Эти методы (мероприятия) отличаются большим разнообразием по технологии воздействия на пласты, степень влияния их на технико-экономические показатели разработки весьма велика, и поэтому они обосновываются в проектных документах (технологических схемах, проектах разработки и доразработки), анализах разработки и авторских надзорах.

К ним относятся:

– перенос фронта нагнетания воды в имеющиеся скважины;

– организация дополнительных рядов нагнетательных скважин в блоковых системах разработки путем перевода добывающих скважин в нагнетательные;

– организация очагов закачки воды в отдельные добывающие скважины;

– вовлечение в разработку недренируемых запасов нефти в линзах, тупиковых и застойных зонах, низкопроницаемых прослоях путем бурения дополнительных добывающих или нагнетательных скважин, забуривания вторых стволов, горизонтальных стволов, перевода скважин с других объектов или пластов, разукрупнения объектов, организации зон и полей самостоятельной разработки;

– организация барьерной, площадной и других модификаций внутриконтурного воздействия путем закачки воды с целью выработки запасов нефти в обширных подгазовых зонах газонефтяных месторождений;

– другие новые технологии заводнения для сложнопостроенных залежей и трудноизвлекаемых запасов нефти.

Методы гидродинамического воздействия на продуктивные пласты применяются обычно в различных сочетаниях друг с другом одновременно, а эффективность какого-либо одного метода взаимосвязана с объемом применения других.

8.2. Порядок проведения работ по определению эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи (ГМПН) пластов

Объектом гидродинамического воздействия является объем пласта, отделенный от других его частей естественными и искусственными границами: литологическими, тектоническими нарушениями, линиями нагнетательных скважин и т.д.

К объектам гидродинамического воздействия относятся:

– блоки рядных и элементы площадной, избирательной и других систем размещения добывающих и нагнетательных скважин;

– зоны распространения различных типов коллекторов в объеме продуктивного горизонта;

– самостоятельные участки, блоки, поля разработки (ВНЗ, ГНЗ, низкопроницаемых зон и др.), отделенные от других частей залежи естественными или искусственно созданными границами;

– водонефтяные зоны, отделенные от чисто нефтяных рядами нагнетательных скважин;

– подгазовые зоны, отделенные от нефтяных и газовых зон барьерами нагнетательных скважин (барьерное заводнение и его модификации);

– другие участки, пропластки, линзы, тупиковые зоны, выделяемые в самостоятельные элементы разработки.

Количественное определение эффективности ГМПН пластов, т.е. добыча нефти за счет применения гидродинамического воздействия, производится путем сравнения с показателями базового варианта.

Базовый вариант – это вариант разработки, который был бы реализован на данном объекте гидродинамического воздействия, если бы на нем не применялся рассматриваемый ГМПН пластов.

Эффект от гидродинамического воздействия за данный интервал времени определяется как разность между фактической добычей нефти и добычей нефти по базовому варианту.

Прогноз показателей разработки базового варианта (добыча нефти, жидкости, обводненность, количество скважин, перепадов давлений и др.) должен производиться на срок от одного до шести лет, в зависимости от применяемой технологии воздействия.

Добычу нефти (технологическая эффективность) за счет ГМПН пластов желательно определять ежеквартально.

В случаях, когда прирост добычи нефти за квартал окажется незначительным по сравнению с общей добычей нефти из объекта воздействия, квартальная эффективность оценивается как четвертая часть годового эффекта.

Эффективность ГМПН пластов должна определяться в целом по объекту воздействия. В случаях, когда эффект определяется по отдельным скважинам ("скважинным" характеристикам), должен быть учтен эффект взаимовлияния скважин.

Выделение расчетных объектов гидродинамического воздействия для определения эффективности ГМПН должно основываться на результатах детального геолого-промыслового анализа разработки продуктивных пластов. Если такие участки ранее не были выделены, их границы устанавливаются на основании геолого-промысловых материалов, подсчитываются геологические запасы на этих участках, определяется степень и характер выработки запасов нефти из них. На объектах гидродинамического воздействия обычно применяется несколько ГМПН одновременно или со смещением во времени. В этих случаях определяется общая технологическая эффективность всех методов воздействия. Выделение эффекта от каждого вида гидродинамического воздействия может производиться условно с учетом степени воздействия и реализации.

Величина прироста конечной нефтеотдачи за счет методов гидродинамического воздействия определяется объемом дополнительно вовлекаемых в разработку геологических запасов нефти.

Применение гидродинамических методов воздействия, относящихся к первой группе, приводит, в основном, к увеличению текущей нефтеотдачи пластов, но может в отдельных случаях повышать и конечный коэффициент извлечения нефти (если эти методы позволяют вовлечь в активную разработку слабодренируемые запасы нефти).

К увеличению конечной нефтеотдачи ведет, в частности, форсированный отбор жидкости вследствие повышения предела рентабельности эксплуатации скважин по обводненности продукции.

Методы второй группы направлены, в основном, на вовлечение в активную разработку недренируемых или слабодренируемых балансовых запасов нефти и ведут к увеличению степени извлечения нефти из недр.

При выборе и обосновании гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов должны учитываться технические возможности наземного и подземного оборудования (конструкция скважин, устьевое оборудование, поверхностное обустройство, способы эксплуатации скважин, производительность насосных установок и др.).

Виды, объемы внедрения и ожидаемая эффективность обосновываются в технологических схемах, проектах разработки и доразработки нефтяных месторождений, а также в работах по текущему геолого-промысловому анализу и по результатам авторского надзора за реализацией проектных документов.

8.3. Методы расчета технологических показателей разработки базового варианта

Методы расчета технологических показателей по базовому варианту подразделяются на две основные группы.

К первой группе относятся экстраполяционные методы, включающие характеристики вытеснения и имитационные модели, построенные по результатам многофакторного анализа.

Ко второй группе отнесены методы, основанные на применении физически содержательных математических моделей процесса извлечения нефти из неоднородных пластов (постоянно действующие геолого-технологические модели).

Характеристикой вытеснения называют эмпирическую зависимость типа накопленная добыча нефти – накопленный отбор жидкости. Характеристика вытеснения отражает реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции при разработке неоднородных пластов на режиме вытеснения нефти водой.

Характеристики вытеснения позволяют судить об эффективности выработки запасов нефти при заводнении объектов разработки. Сопоставление характеристик вытеснений различных объектов разработки в безразмерном виде позволяет сравнивать эти объекты, выявлять причины и факторы, влияющие на характер выработки запасов нефти.

В практике разработки нефтяных месторождений, наряду с другими методами, характеристики вытеснения используются для оценки эффективности мероприятий по совершенствованию систем разработки. Внесение изменений в систему разработки, связанных с вовлечением в активную разработку нефтенасыщенных участков и зон продуктивных пластов, отражается на форме характеристик вытеснения, поскольку меняется характер динамики обводненности продукции.

Эта особенность характеристик вытеснения используется в практике разработки нефтяных месторождений для количественной оценки мероприятий по повышению ее эффективности.

Используемые в практике характеристики вытеснения можно разделить на два вида – интегральные и дифференциальные.

Интегральные характеристики вытеснения, как правило, устойчивы, слабо "реагируют" на случайные кратковременные изменения процесса разработки месторождения, и меняют свою форму лишь при существенных изменениях процессов извлечения нефти в значительном объеме разрабатываемого пласта.

Дифференциальные характеристики вытеснения, включающие в себя такие величины, как текущая добыча нефти, нефтесодержание в отбираемой продукции или водонефтяной фактор, значительно менее устойчивы, требуют более тщательный обработки данных, "отсеивания" случайных факторов при их построении и использовании для определения эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов.

Надежность количественных оценок эффективности ГМПН пластов по характеристикам вытеснения в значительной степени зависит от достоверности представления геологического строения объекта разработки или его участка, величины запасов нефти, степени и характера их выработки, стабильности системы разработки, порядка и темпа ввода в разработку месторождения или его участков, перемещения запасов нефти из одних частей залежи в другие, а также от характера и объемов проводившихся мероприятий в предшествующий период. Различное сочетание этих основных факторов может оказывать существенное влияние на поведение характеристик вытеснения в процессе извлечения запасов нефти. Основным признаком, определяющим возможность использования конкретной интегральной характеристики вытеснения для экстраполяции на прогнозный период, является прямолинейный характер на конечном участке к моменту начала применения гидродинамического метода повышения нефтеотдачи (методы регулирования) на рассматриваемом объекте. Этим обстоятельством, по существу, и объясняется многообразие видов интегральных характеристик вытеснения, предложенных различными исследователями, каждая из которых, в зависимости от конкретных условий и особенностей процесса выработки запасов нефти, может оказаться наиболее приемлемой.

Характеристики вытеснения могут применяться для оценки эффективности практически всех методов гидродинамического воздействия на продуктивные пласты, за исключением, возможно, подгазовых зон газонефтяных объектов разработки.

Следует иметь в виду, что изменение формы характеристики вытеснения может быть связано как с вовлечением в активную разработку недренируемых или слабодренируемых запасов нефти (в тупиковых зонах, отдельных прослоях, линзах и т.д.), так и с перераспределением отборов жидкости и закачки воды по скважинам, т.е. гидродинамическое воздействие может оказывать влияние как на конечную, так и на текущую нефтеотдачу. Поэтому при оценке технологической эффективности мероприятий следует использовать результаты текущего геолого-промыслового анализа с целью определения дополнительно вводимых в разработку запасов нефти в результате изменения систем воздействия, бурения самостоятельных скважин на отдельные прослои, линзы, тупиковые и слабодренируемые зоны.

Поскольку величины запасов нефти в этих зонах обычно невелики по сравнению с общими запасами нефти объекта разработки, влияние ввода их в активную разработку может оказаться слабо заметным на форме характеристики вытеснения. В этих случаях объемы добычи нефти, полученные из дополнительно введенных в разработку геологических запасов нефти, должны определяться отдельно и целиком относиться к методу гидродинамического воздействия.

Использование характеристик вытеснения по отдельным скважинам для оценки эффективности гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи является весьма условным из-за существенных изменений режима работы каждой из них в течение периода эксплуатации и взаимовлияния работы окружающих скважин. В связи с этим использование скважинных характеристик вытеснения для оценки технологической эффективности гидродинамического воздействия не рекомендуется.

Для методов гидродинамического воздействия, предусматривающих вовлечение в активную разработку недренируемых запасов нефти, в начальный период разработки объекта рекоменду-

ется применение дифференциальных характеристик вытеснения ввиду низкой обводненности продукции.

Для определения количественной эффективности гидродинамических методов увеличения текущей и конечной нефтеотдачи могут использоваться характеристики вытеснения различного вида, основными из которых являются следующие:

1. $\frac{Q_ж}{Q_н} = A + BQ_в$ (предложена Назаровым С.Н. и Сипачевым Н.В.);

2. $Q_н = A + \frac{B}{Q_ж}$ (предложена Камбаровым Г.С. и др.);

3. $Q_н = A + \frac{B}{\sqrt{Q_ж}}$ (предложена Пирвердяном А.М. и др.);

4. $Q_н = A + BQ_ж^c$ (предложена Казаковым А.А.);

5. $Q_н = A + B\frac{q_н}{q_в}$ (предложена Черепахиным Н.А. и Мовмыгой Г.Т.);

6. $Q_н = A + B\ln Q_ж$ (предложена Сазоновым Б.Ф.);

7. $Q_н = A + B\ln Q_в$ (предложена Максимовым М.И.);

8. $Q_н = A + B\ln\frac{q_в}{q_н}$ (предложена Гарбом Ф.А. и Циммерманом Э.Х.);

9. $\frac{Q_в}{Q_н} = A + Be^{cQ_н}$ (предложена Французским институтом нефти);

10. $\ln n_н = A + B\ln Q_ж$;

11. $q_н = q_o + e^{-\alpha t}$;

12. $q_н = \frac{q_o}{1 + \beta t}$,

где $Q_н$, $Q_в$, $Q_ж$ – накопленная с начала разработки добыча нефти, воды, жидкости соответственно; $q_н$, $q_в$, $q_ж$ – добыча нефти, воды, жидкости по годам разработки соответственно; A, B, c, α, β – коэффициенты, определяемые статистической обработкой фактических данных; $n_н$ – среднегодовая доля нефти в добываемой жидкости; q_o – годовая добыча нефти за первый год рассматриваемого периода; t – время, годы.

Интегральные характеристики вытеснения видов (2), (3), (6), (13) и дифференциальные характеристики вытеснения видов (10), (11), (12) и (14) являются наиболее простыми и удобными при "ручной" обработке данных для определения эффективности гидродинамического воздействия. Остальные виды характеристик вытеснения при "ручной" обработке фактических данных для количественной оценки эффекта от ГМПН требуют гораздо больших объемов вычислений или использования методов подбора различных величин и коэффициентов [11].

В этих случаях рекомендуется "машинная" обработка исходных данных с использованием ЭВМ, для чего необходимо составить для компьютера программу для выбора наилучшего вида характеристики вытеснения.

Дифференциальные характеристики вытеснения вида (11) и (12) для построения базового варианта и определения эффективности гидродинамического воздействия рекомендуется применять в период безводной добычи нефти. Коэффициенты α и β для этих характеристик вытеснения целесообразно определять с учетом сложившегося коэффициента падения дебитов нефти по рассматриваемому объекту до начала гидродинамического воздействия. В некоторых случаях коэффициент α для характеристики вытеснения вида (11) определяется как отношение средней начальной годовой добычи нефти одной скважины к извлекаемым запасам нефти на одну скважину.

Физически содержательная математическая модель (геолого-технологическая модель) процесса разработки пласта представляет собой систему дифференциальных уравнений, отражающих фундаментальные законы сохранения массы, импульса, энергии, которые с наибольшей полнотой на сегодня описывают изучаемый процесс. Система уравнений дополняется начальными и граничными условиями, включающими управляющие воздействия на скважинах.

Особо следует отметить, что система уравнений с дополнительными условиями описывает фильтрационный процесс в области, которая, в свою очередь, является моделью реального геологического объекта, отличающегося, как правило, сложным строением. Эту модель называют геолого-математической моделью объекта разработки.

Основные требования, предъявляемые к современной физически содержательной математической модели процесса разработки, таковы:

– модель должна быть проблемно ориентированной, т.е. должна учитывать все основные технологические факторы реализуемого процесса разработки (динамику фонда скважин, широкий спектр управляющих воздействий на скважинах, продуктивности скважин и т.п.);

– информационное обеспечение модели должно осуществляться в автоматизированном режиме;

– время расчетов должно быть практически приемлемым при проведении массовых расчетов;

– модель должна быть адаптирующейся по данным истории разработки.

Требования и технология создания постоянно действующих геолого-технологических моделей изложена в "Регламенте" [5].

Следует подчеркнуть, что современные численные модели фильтрации в совокупности учитывают неоднородность пласта по толщине и простиранию, порядок разбуривания, систему размещения и режимы работы скважин, их интерференцию, неодномерность и многофазность фильтрационных потоков, капиллярные и гравитационные силы, нелинейность законов фильтрации и др., – т.е. все существенные геолого-физические и технологические факторы процесса разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.

Поэтому модели хорошо адаптируются по данным истории разработки. С помощью моделей фильтрации, в принципе, можно давать надежные прогнозы технологических показателей разработки с гидродинамическими воздействиями любого вида, а также надежно оценивать эффективность проведенных мероприятий.

9. ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ИЗ АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Эта часть работы, являющаяся заключением отчета, должна быть краткой, подытоживающей все выводы, сделанные в различных разделах отчета.

В выводах отмечаются особенности процесса разработки данного месторождения, тенденции, отмеченные в последние годы в процессе разработки, оценка существующей системы разработки, а также рекомендуемые мероприятия по регулированию процесса разработки (применению ГМПН) и их предполагаемая эффективность или рекомендация о необходимости составления нового проектного документа.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(информационное)

БИБЛИОГРАФИЯ

1. РД 39-0147035-205-86. Методическое руководство по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
2. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.
3. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений.
4. РД 39-1-73-78. Руководство по применению потокометрических скважинных измерений при послойном определении характеристик эксплуатируемого разреза для контроля разработки нефтяных месторождений.
5. РД 39-3-593-81. Инструкция по гидродинамическим методам исследований пластов и скважин.
6. РД 39-4-699-82. Руководство по применению промыслово-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений.
7. РД 39-1-149-79. Классификатор ремонтных работ в скважинах и процессов повышения нефтеотдачи пластов.
8. РД 39-9-1069-84. Методическое руководство по определению начальных извлекаемых запасов нефти в залежах, находящихся в поздней стадии разработки (при водонапорном режиме).

9. РД 39-0147035-209-87. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов.
10. РД 39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений.
11. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов. Калинин, 1990.
12. Справочник по нефтепромысловой геологии. Ред. Быков Н.Е. и др., М.: "Недра", 1981. 525 с.
13. Каталог условных знаков для картографических материалов, составляемых при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. М., 1976.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(информационное)

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

БЭЗ – боковое электрическое зондирование
ФГУ НПП Росгеолфонд – Федеральное государственное унитарное научно-производственное предприятие "Российские геологические фонды"
ВНК – водонефтяной контакт, водонефтяной контур
ГИС – геофизические исследования скважин
ГКЗ МПР России – государственная комиссия по запасам полезных ископаемых Министерства природных ресурсов Российской Федерации
ГМПН – гидродинамические методы повышения нефтеотдачи
ГНЗ – газонефтяная залежь
ГНК – газонефтяной контакт, газонефтяной контур
ГРП – гидроразрыв пласта
ГС – горизонтальные скважины
ГСК – гидродинамически связанные коллектора
НИЗ – начальные извлекаемые запасы
ОПЗ – обработка призабойной зоны
ПК – прерывистые коллектора
РД – руководящий документ
РМ – радиометрия
СП – спонтанная поляризация
СПК – сильно прерывистые коллектора
ШГН – штанговые глубинные насосы
ЭВМ – электронно-вычислительная машина
ЭЦН – электроцентробежные насосы

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(рекомендуемое)

ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ГРАФИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ К ОТЧЕТУ ПО АНАЛИЗУ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В целях сопоставления графических материалов по анализу разработки нефтяных месторождений, а также во времени по одному месторождению, вводится единообразие в изображении показателей разработки на картах и графиках, построение которых рекомендовано настоящими методическими указаниями.

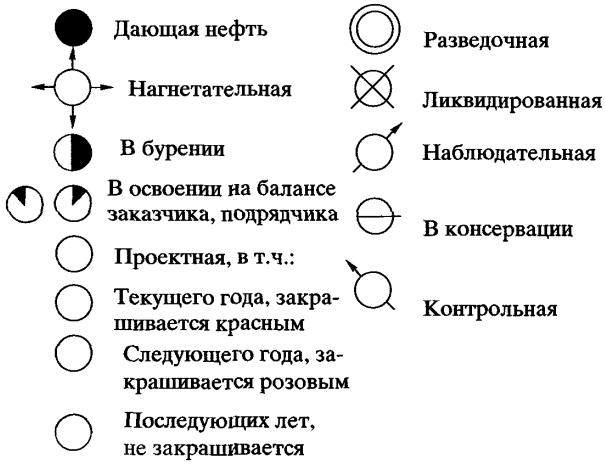
Условные обозначения изображаемых на картах понятий и показателей определяются действующим в настоящее время "Каталогом условных знаков для картографических материалов, составляемых при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений" [7].

Содержание графических приложений и отчасти форма их представления приведены в соответствующих разделах основного текста руководства (см. раздел 5.2.3). Ниже даны дополнительные пояснения по их оформлению.

а) Схема расположения скважин.

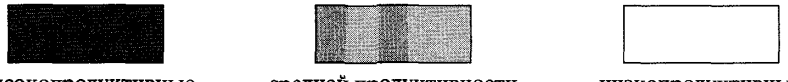
На плане месторождения с указанием начальных и текущих контуров нефтеносности и газоносности (см. таблицу В1) наносятся пробуренные и проектные скважины. На схеме сплошной линией могут быть выделены отдельные участки разработки, границы лицензионного участка.

Основные обозначения скважин:



б) Карта распространения коллекторов.

Как самостоятельная карта в отчете может не приводиться. Служит основой карт влияния закачки и остаточных нефтенасыщенных толщин. Строится на базе схемы расположения скважин. Зоны распространения коллекторов обозначаются штриховкой или раскраской, например:



Приведение легенды обязательно.

в) Карта текущего состояния разработки (карта текущих отборов) и карта разработки (карта суммарных отборов и закачки).

См. раздел 5.2.3.

г) График разработки.

Накопленные показатели изображаются жирными линиями, текущие – тонкими.

Изображаемые показатели должны иметь следующие обозначения:

_____ добыча нефти, $Q_н$ ____ _____ закачка воды, $Q_{зак}$

___×___ добыча жидкости, $Q_ж$ _____о_____ обводненность (по весу), $n_в$

__ __ __ добыча газа, $Q_г$ _ _ _ _ _ _ _ пластовое давление, $P_{пл}$

Масштаб показателей выбирается по усмотрению авторов отчета, однако, желательно, чтобы график размещался в размере одного листа ватмана (для демонстрации).

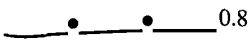
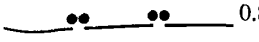
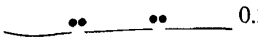
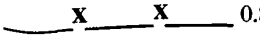
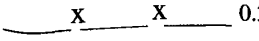
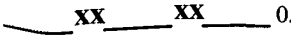
д) Карта изобар.

Строится на основе схемы расположения скважин, изобары наносятся тонкими сплошными линиями, изобара с обусловленным кратным давлением утолщается. Справа от изображения скважины под номером ее в знаменателе указывается значение пластового давления.

е) Карты начальных нефтенасыщенных, газонасыщенных и остаточных нефтенасыщенных толщин.

Строятся на основе схемы расположения скважин, а карты остаточных нефтенасыщенных толщин дополнительно на литологической основе. Значение толщины указывается в знаменателе под номером скважины. Изолинии проводятся тонкой линией, с обусловленной толщиной – утолщенной; кратность изолиний (через 2, 5, 10 метров) выбирается исходя из исходных данных.

Таблица В1. Элементы карт различного назначения

Названия условных знаков	Изображение
Внешний контур нефтеносности	 0.8
Предполагаемый внешний контур нефтеносности	 0.3
Внутренний контур нефтеносности	 0.8
Предполагаемый внутренний контур нефтеносности	 0.3
Внешний контур газоносности	 0.8
Предполагаемый внешний контур газоносности	 0.3
Внутренний контур газоносности	 0.8
Предполагаемый внутренний контур газоносности	 0.3
Линии выклинивания (замещение) продуктивного пласта (горизонта)	
а) установленная	
б) предполагаемая	

Обозначение зон распространения различных коллекторов см. на соответствующей карте.

ж) График зависимости числа работающих добывающих скважин, среднего дебита добывающей скважины и обводнения продукции от текущей нефтеотдачи.

Все показатели берутся среднегодовыми. По оси абсцисс откладывается текущая нефтеотдача в процентах, по оси ординат – остальные показатели. Обводнение продукции дается в процентах от текущей добычи жидкости в пластовых условиях. Дебит скважины по нефти средний уплотненный.

з) Карта влияния закачки (карта заводнения) (рисунок Г5).

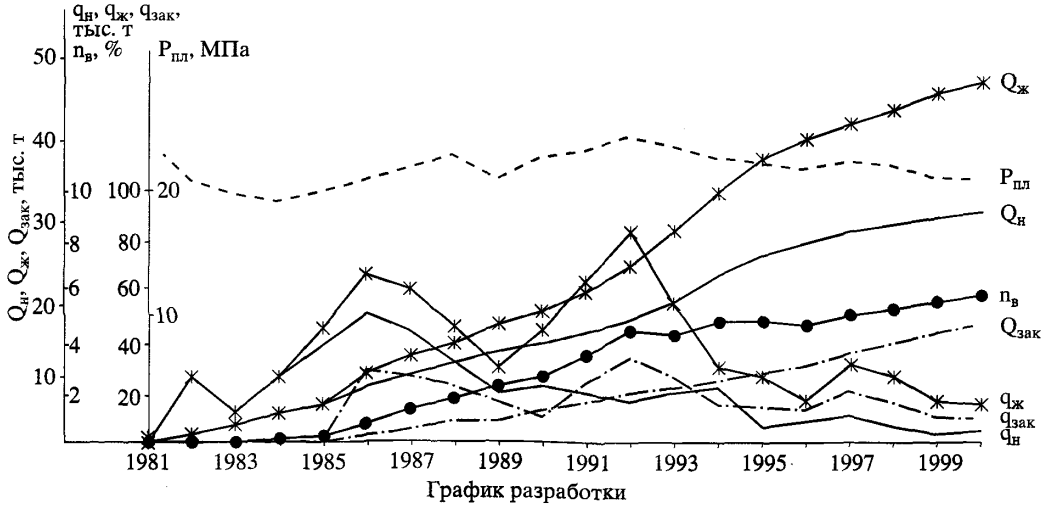
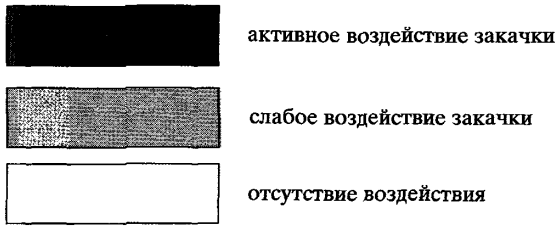


График разработки

Строится по пластам многопластового объекта на базе схемы расположения скважин и карты распространения коллектора. Обязательно указывается фонд добывающих и нагнетательных скважин, работающий на данный пласт и их способ эксплуатации. Выбор числа зон по степени влияния и определение их границ на карте производится авторами исходя из анализа всех геолого-промысловых данных по схеме: изменение закачки – изменение добычи, обводненности, пластового давления в окружающих скважинах, анализа данных дебитометрии и расходометрии и т.д. (см. рисунок Г6).

Зоны влияния изображаются различной штриховкой по усмотрению авторов. Рекомендуемые обозначения зон:



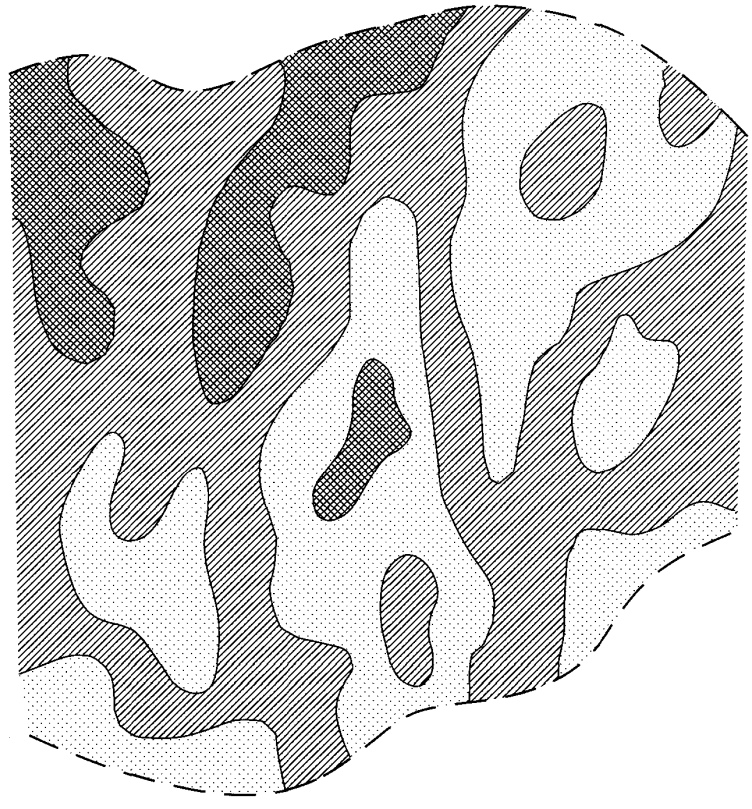
ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(рекомендуемое)

РИСУНКИ

Список рисунков

1. Рисунок Г1 – Схематическая карта распространения коллекторов различной продуктивности.
2. Рисунок Г2 – Сводно-статистический разрез пластов Д-I, Д-II, Д-III, Д-IV (III объект разработки) Мухановского месторождения.
3. Рисунок Г3 – Карта темпов отбора и закачки по пластам.
4. Рисунок Г4 – Карта текущего состояния разработки.
5. Рисунок Г5 – Карта остаточных нефтенасыщенных толщин.
6. Рисунок Г6 – Схематическая карта влияния закачки воды.
7. Рисунок Г7 – Распределение начальных геологических запасов по высоте залежи.



Схематическая карта распространения коллекторов различной продуктивности

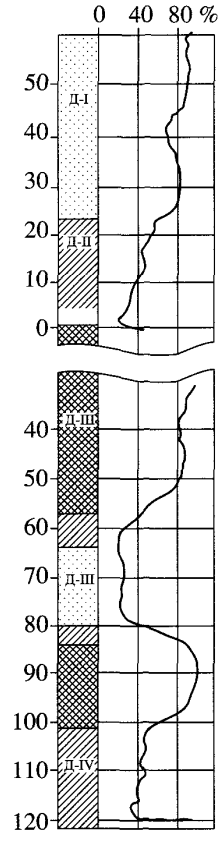
высокопродуктивные коллекторы

малопродуктивные коллекторы

непроницаемые породы

границы площадей

Рис. Г1.



Сводно-статистический разрез пластов Д-I, Д-II, Д-III, Д-IV (III объект разработки) Мухановского месторождения

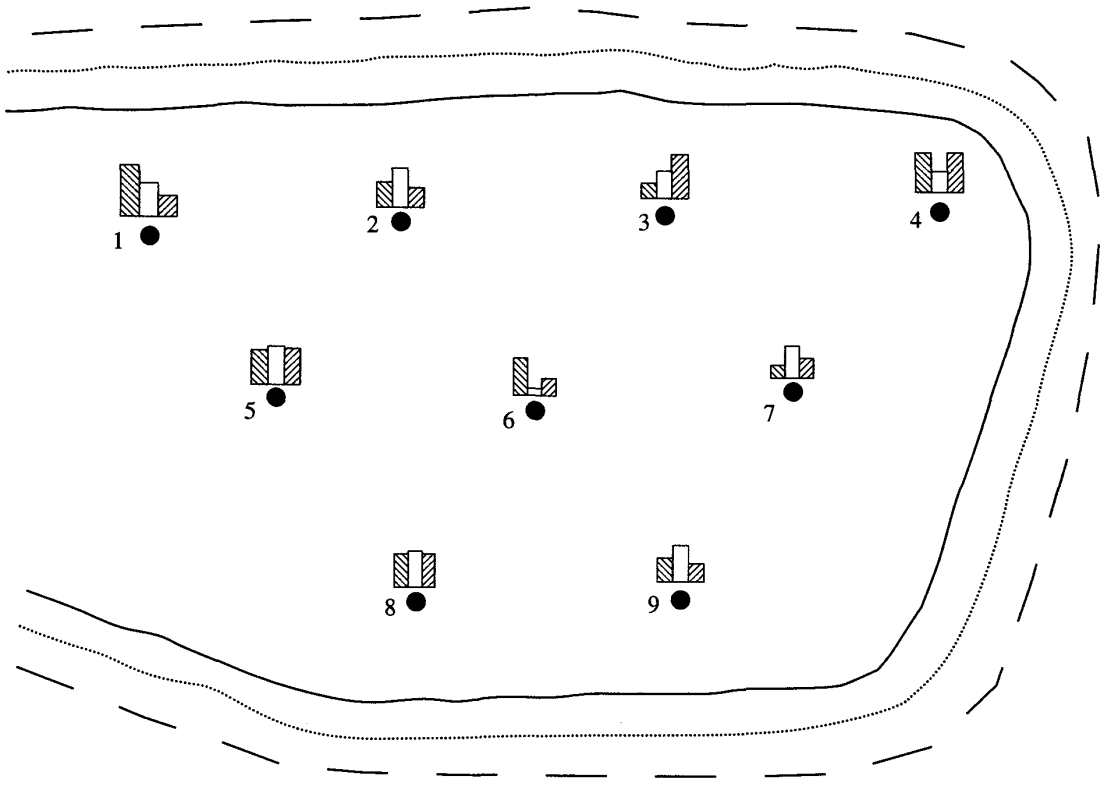
Интервалы разреза, сложенного коллекторами:

более чем в 70% скважин

30–70% скважин

менее чем в 30% скважин

Рис. Г2.



Карта темпов отбора и закачки
по пластам

темп отбора пласта "А"

темп отбора пласта "В"

темп отбора пласта "С"

1 ● номер и положение скважины

контур нефтеносности (внутренний) по пласту "А"

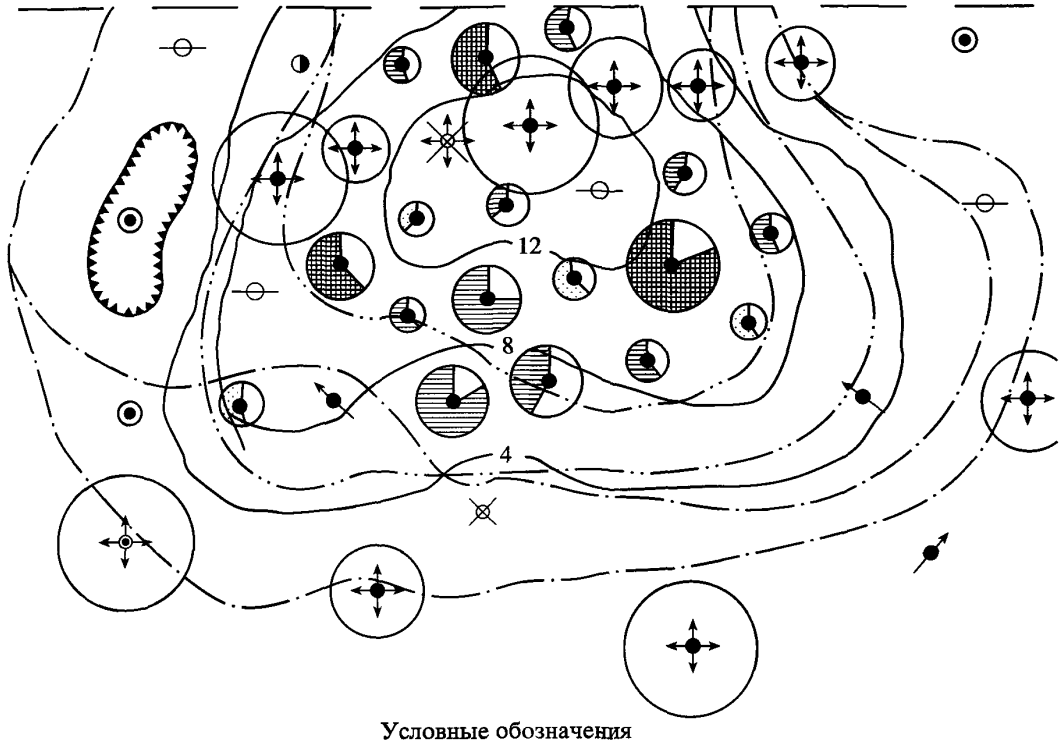
контур нефтеносности (внутренний) по пласту "В"

контур нефтеносности (внутренний) по пласту "С"

Рис. ГЗ.

Масштаб 1: 50000

0.5 0 0.5 1.0 1.5 2.0 км



Условные обозначения

Скважины добывающие, нагнетательные

Проектные, в том числе

- текущего года (красный цвет)
- следующего года (розовый цвет)

пробуренные, действующие

в бурении

в освоении

в консервации, бездействии

ликвидированные

разведочные пробуренные, в бурении

пьезометрические (наблюдательные), контрольные

8 — линии равных начальных нефтенасыщенных толщин

внешний начальный контур нефтеносности

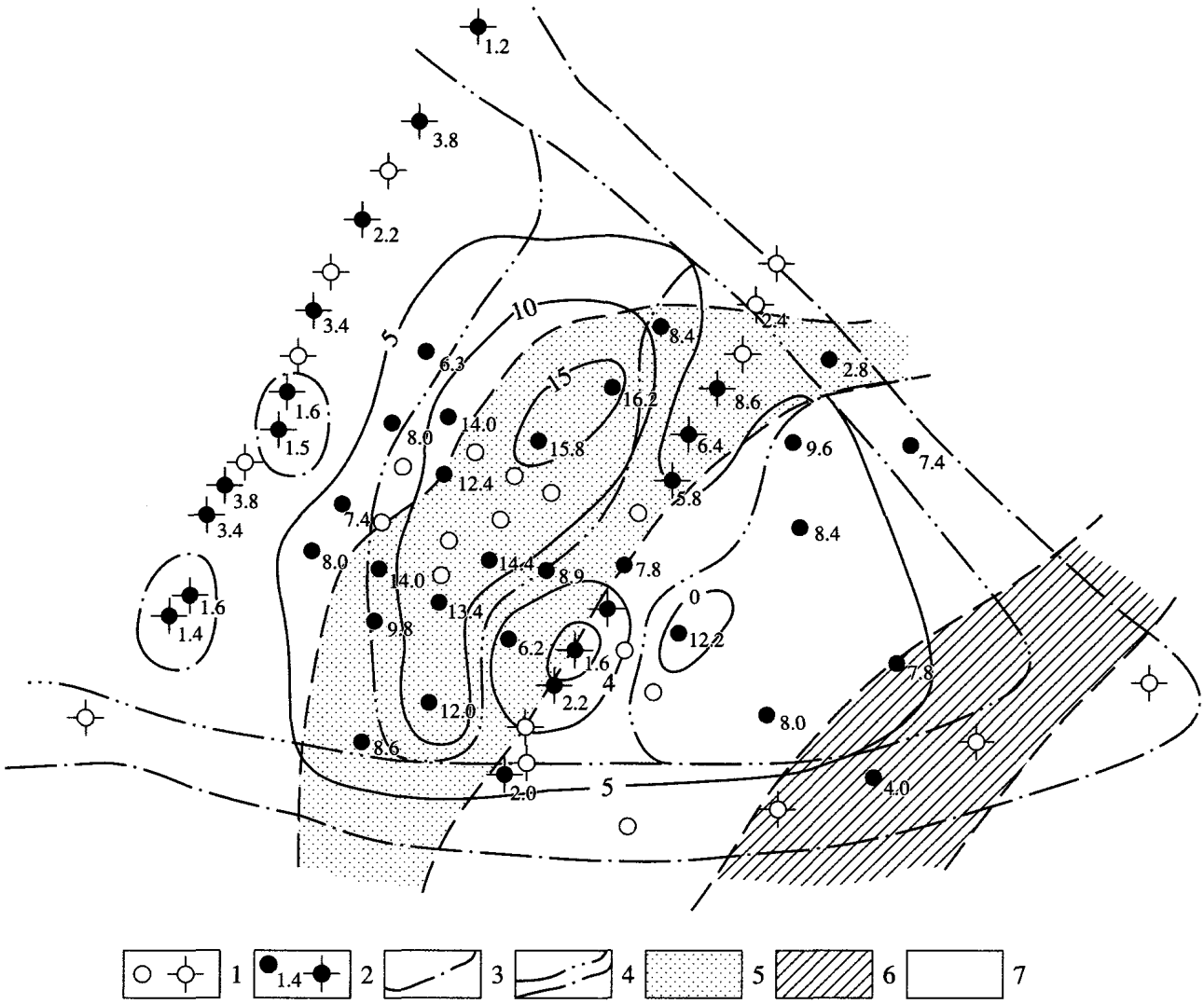
внешний текущий контур нефтеносности

внутренний начальный контур нефтеносности

внутренний текущий контур нефтеносности

линия выклинивания продуктивного пласта

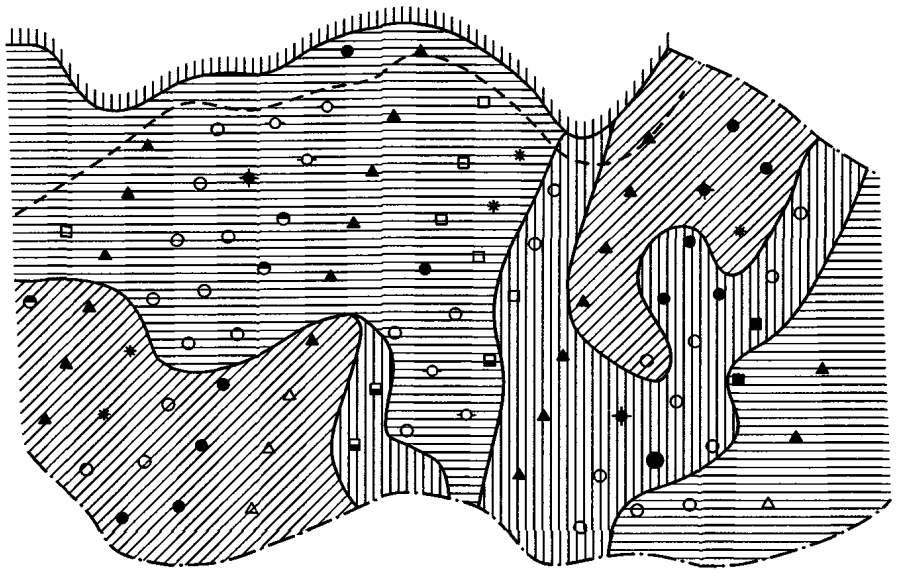
Рис. Г4.



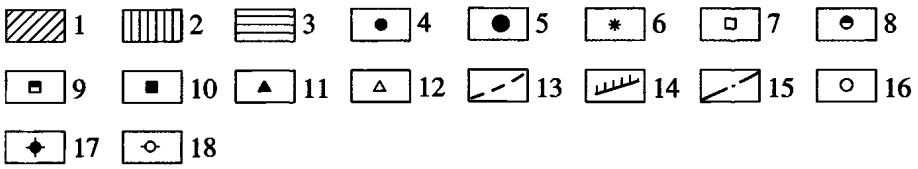
Карта остаточных нефтенасыщенных толщин

1 – скважины добывающие, нагнетательные, проектные; 2 – то же, работающие, 1.4 – нефтенасыщенная толщина; 3 – внешний начальный контур нефтеносности; 4 – внутренний начальный контур нефтеносности; 5 – высокопродуктивные коллектора; 6 – среднепродуктивные; 7 – низкопродуктивные

Рис. Г5.

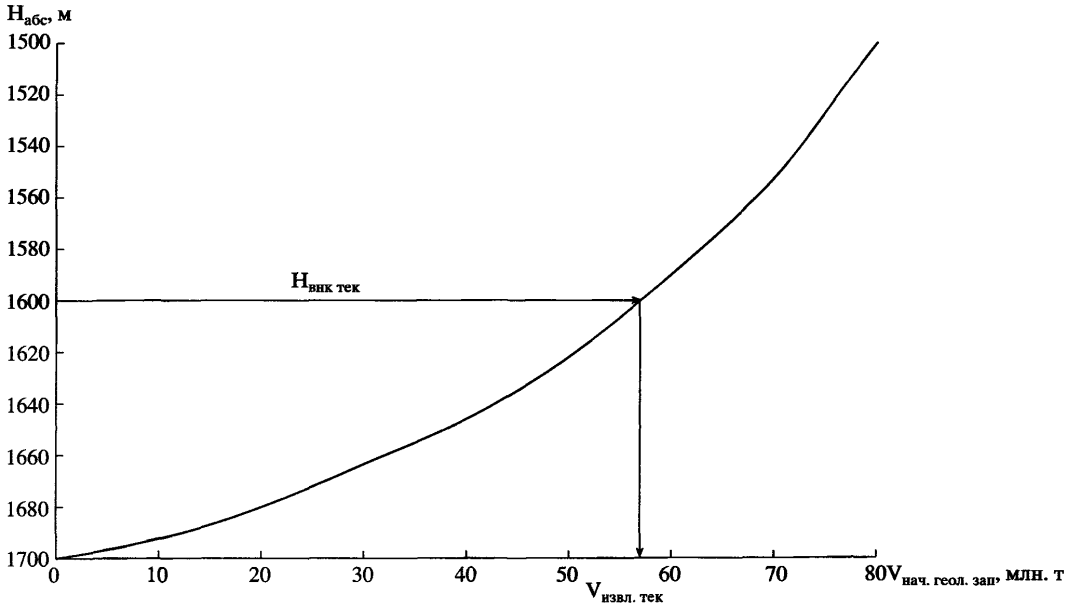


Схематическая карта влияния закачки воды



1 – закачка обеспечивает фонтанирование с дебитом > 10 т/сут; 2 – закачка обеспечивает механизированную добычу с дебитом > 10 т/сут; 3 – влияние закачки незначительно, дебиты скважин менее 10 т/сут; 4 – перфорирован и работает только данный пласт с дебитом > 10 т/сут; 5 – перфорированы и работают совместно два-три пласта; 6 – перфорированы два-три пласта, но из них работает только данный пласт; 7 – перфорированы два-три пласта, но данный пласт не работает; 8 – дебит данного пласта < 10 т/сут; 9 – механизированы скважины с обводненностью 25% и менее; 10 – механизированы скважины с обводненностью 25% и более; 11 – в нагнетательной скважине данный пласт перфорирован; 12 – в нагнетательной скважине данный пласт не перфорирован; 13 – внешний контур нефтеносности; 14 – граница замещения коллекторов пласта плотными породами; 15 – граница распространения малопродуктивных коллекторов мощностью менее 4 м; 16 – пласт не перфорирован; 17 – механизированные скважины с дебитом более 10 т/сут; 18 – механизированные скважины с дебитом более 10 т/сут, работает только данный пласт.

Рис. Гб.



Н – абсолютная глубина

Рис. Г7. Распределение начальных геологических запасов по высоте залежи.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

(рекомендуемое)

ТАБЛИЦЫ

Список таблиц

1. Таблица Д1 – Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов
2. Таблица Д2 – Характеристика параметров пласта (горизонта)
3. Таблица Д3 – Статистические ряды распределения проницаемости
4. Таблица Д4 – Характеристика толщин пластов
5. Таблица Д5 – Статистические показатели характеристик неоднородности пластов
6. Таблица Д6 – Запасы нефти и растворенного газа, числящиеся на балансе ФГУ НПП Росгеолфонда
7. Таблица Д7 – Запасы природного газа и конденсата
8. Таблица Д8 – Состояние фонда скважин (на дату анализа)
9. Таблица Д9 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки (пласт)
10. Таблица Д10 – Динамика средних пластовых и забойных давлений
11. Таблица Д11 – Динамика обводненного фонда скважин
12. Таблица Д12 – Темпы выработки запасов нефти (на дату анализа)
13. Таблица Д13 – Динамика текущих коэффициентов нефтеизвлечения
14. Таблица Д14 – Распределение геологических запасов нефти по их связи с нагнетательными скважинами (на дату анализа)
15. Таблица Д15 – Структура запасов нефти по их разбуренности (на дату анализа)
16. Таблица Д16 – Выполнение плана мероприятий по контролю за процессом разработки
17. Таблица Д17 – Результаты, полученные при исследовании скважин (вид исследования)

Таблица Д1. Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

№№ пп	Наименование	Обозначение	Размерность	Величина		
				объекты		
	Средняя глубина залегания	H	м			
	Тип залежи					
	Тип коллектора					
	Размеры залежи: длина/ширина	L/B	м			
	Площадь нефтеносности	$A_н$	$м^2$			
	Площадь газоносности	$A_г$	$м^2$			
	Средняя толщина эффективная	$H_э$	м			
	Средняя толщина нефтенасыщенная	$H_н$	м			
	Средняя толщина газонасыщенная	$h_г$	м			
	Средняя насыщенность нефтью	$S_н$	доли ед.			
	Средняя насыщенность газом	$S_г$	доли ед.			
	Средняя насыщенность связанной водой	$S_{св}$	доли ед.			
	Средняя пористость	м	доли ед.			
	Среднеарифметическая проницаемость	K	$мкм^2$			
	Коэффициент вариации распределения проницаемости	V(K)	доли ед.			
	Пластовое давление	P	МПа			
	Пластовая температура	T	°C			
	Отметка приведения $P_{пл}$ и $T_{пл}$	$H_{пр}$	м			
	Средние свойства флюидов в пластовых условиях					
	Плотность нефти	$\rho_н$	$г/см^3$			
	Давление насыщения нефти газом	$P_н$	МПа			
	Давление насыщения воды газом	$P_в$	МПа			
	Газосодержание нефти	$R_н$	$м^3/т$			
	Газосодержание воды	$R_в$	$м^3/т$			
	Объемный коэффициент нефти	$b_н$	доли ед.			
	Объемный коэффициент газа	$b_г$	доли ед.			
	Объемный коэффициент воды	$b_в$	доли ед.			
	Вязкость нефти	$\mu_н$	мПа с			
	Вязкость газа	$\mu_г$	мПа с			
	Вязкость воды	$\mu_в$	мПа с			
	Средние свойства флюидов в стандартных условиях					
	Плотность нефти	$\rho_н$	$т/м^3$			
	Плотность газа	$\rho_г$	$т/м^3$			
	Плотность воды	$\rho_в$	$т/м^3$			

Таблица Д1. Окончание

№№ пп	Наименование	Обозначение	Размерность	Величина		
				объекты		
	Вязкость нефти	$\mu_н$	мПа с			
	Вязкость газа	$\mu_г$	мПа с			
	Вязкость воды	$\mu_в$	мПа с			
	Содержание серы в нефти		%			
	Содержание парафина в нефти		%			
	Содержание асфальтенов в нефти		%			
	Начальные геологические запасы нефти (утв. ГКЗ МПР России или на балансе ФГУ НПП Росгеолфонда), в т.ч. по категории C_1/C_2	$G_н$	тыс. т			
	Начальные запасы растворенного газа (утв. ГКЗ или на балансе ВГФ), в т.ч. по категории C_1/C_2	$G_г$	млн. $нм^3$			
	Начальные запасы свободного газа (утв. ГКЗ или на балансе ВГФ), в т.ч. по категории C_1/C_2	$G_{св}$	млн. $нм^3$			
	Начальные геологические запасы конденсата	$G_к$	млн. т			
	Начальные промышленные запасы попутных компонентов (гелий и др.)					
	Коэффициент нефтеизвлечения	КИН	доли ед.			
	Коэффициент вытеснения нефти водой при нулевой газонасыщенности		доли ед.			
	Коэффициент вытеснения нефти водой при равновесной газонасыщенности		доли ед.			
	Коэффициент вытеснения нефти газом		доли ед.			
	Коэффициент вытеснения газа нефтью		доли ед.			
	Коэффициент вытеснения газа водой		доли ед.			
	Ср. коэффициент продуктивности	$K_п$	т × 10/сут МПа			
	Ср. коэффициент приемистости	$K_н$	т × 10/сут МПа			
	Коэффициент удельной продуктивности	$K_{п.\,уд.}$	$\frac{м\,т \times 10}{м\ сут\ МПа}$			
	Коэффициент удельной приемистости	$K_{нм.\,уд.}$	$\frac{м^3 \times 10}{м\ сут\ МПа}$			
	Приведенный радиус скважины	$R_{пр}$	м			
	Пьезопроводность пласта	χ	$10^4\ м^2/с$			
	Зависимости относительных фазовых проницаемостей нефти и воды от насыщенности водой	$f_н(S_в)$; $f(S_в)$	доли ед.			
	Зависимости относительных фазовых проницаемостей нефти и газа от насыщенности нефтью	$f_н(S_н)$; $f(S_н)$	доли ед.			
	Зависимости физических свойств пластовых флюидов от давления при пластовой температуре то же, при 20°С	R_j b_j $j = f_j(P)$ R_j^* ; b_j^*	доли ед.			

Таблица Д2. Характеристика параметров пласта (горизонта)

№№ пп	Пласт	Участок	Тип коллектора	Проницаемость, мкм^2	Пористость, д.е.	Насыщенность связанной водой, д.е.	Начальная	
							нефтенасыщенность, д.е.	газонасыщенность, д.е.

Таблица Д3. Статистические ряды распределения проницаемости

По данным геофизических исследований		По данным лабораторного изучения керна	
интервалы изменения	число случаев	интервалы изменения	число случаев

Всего:

Таблица Д4. Характеристика толщин пластов

Толщина	Наименование	Значение
Общая	Средняя, м Коэфф. вариации, доли ед. Интервал изменения, м	
Нефтенасыщенная	Средняя, м Коэфф. вариации, доли ед. Интервал изменения, м	
Газонасыщенная	Средняя, м Коэфф. вариации, доли ед. Интервал изменения, м	
Эффективная	Средняя, м Коэфф. вариации, доли ед. Интервал изменения, м	

Таблица Д5. Статистические показатели характеристик неоднородности пластов

№№ пп	Пласт	Количество используемых скважин	Коэффициент песчанистости, $K_п$		Коэффициент расчлененности, $K_р$		Характеристика прерывистости	Другие показатели неоднородности
			среднее значение	коэфф. вариации	среднее значение	коэфф. вариации		

Таблица Д6. Запасы нефти и растворенного газа, числящиеся на балансе ФГУ НПП Росгеолфонда

№№ пп	Пласт	Участок	Категория	Зоны				
				нефтяная	водонефтяная	газонефтяная	газоводонефтяная	всего
			Начальные геологические запасы нефти и конденсата, тыс. т					
			в т.ч. вовлекаемые					
			невовлекаемые					
			Начальные извлекаемые запасы нефти и конденсата, тыс. т					
			в т.ч. вовлекаемые					
			невовлекаемые					
			Начальные геологические запасы растворенного газа, млн. $нм^3$					
			в т.ч. вовлекаемые					
			невовлекаемые					
			Отобрано с начала разработки на ...200... г.					
			нефти, тыс. т					
			конденсата, тыс. т					
			растворенного газа, млн. $нм^3$					
			Коэффициент нефтеизвлечения, д.е.					
			Коэффициент конденсатоотдачи, д.е.					
			Организация, утвердившая запасы, дата утверждения					

Таблица Д7. Запасы природного газа и конденсата

№№ пп		Зоны			
		газонефтяная	газонефтеводяная	газовая	всего
	Начальные геологические запасы				
	газа, млн. $нм^3$				
	конденсата, тыс. т				
	Начальные извлекаемые запасы				
	газа, млн. $нм^3$				
	конденсата, тыс. т				
	Начальные промышленные запасы попутных компонентов (гелия и др.), млн. $м^3$				
	Отобрано с начала разработки на ...200... г.				
	газа, млн. $нм^3$				
	конденсата, тыс. т				
	Организация, утвердившая запасы, дата утверждения				

Таблица Д8. Состояние фонда скважин (на дату анализа)

№№ пп	Фонд скважин	Категория	Количество
1	Фонд добывающих скважин	Пробурено Возвращено с других горизонтов Всего в т.ч. действующие из них: фонтанные ЭЦН ШГН газлифт бездействующие в освоении после бурения в консервации переведено на другие горизонты передано под закачку ликвидированные переведено в другие категории	
2	Фонд нагнетательных скважин	Пробурено Возвращено с других горизонтов Переведено из добывающих Всего в т.ч. под закачкой в бездействии в освоении после бурения в консервации в эксплуатации на нефть переведено на другие горизонты ликвидировано переведено в другие категории	
3	Фонд газовых скважин	Пробурено Возвращено с других горизонтов Всего в т.ч. действующие бездействующие в освоении после бурения в консервации переведено на другие горизонты ликвидированные	
4	Специальные скважины	Всего в т.ч. контрольные пьезометрические поглощающие и др.	

Таблица Д9. Сравнение проектных и фактических показателей разработки (пласт)

Показатели	20... г.		20... г.	
	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти всего, тыс. т/год				
в том числе:				
из переходящих скважин				
из новых скважин				
из скважин бездействия и консервации				
за счет метода повышения нефтеизвлечения				
Накопленная добыча нефти, тыс. т				
в т.ч. за счет метода повышения нефтеизвлечения				
Добыча нефтяного газа, млн. $нм^3$/год				
Накопленная добыча газа, млн. $м^3$				
Добыча газа из газовой шапки, млн. $м^3$/год				
Накопленная добыча газа из газовой шапки, млн. $м^3$				
Добыча конденсата, тыс. т/год				
Накопленная добыча конденсата, тыс. т				
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %				
Обводненность среднегодовая (по массе), %				
Добыча жидкости, всего, тыс. т/год				
в т.ч. газлифт				
ЭЦН				
ШГН				
Накопленная добыча жидкости, тыс. т				
*Закачка рабочего агента накопленная, тыс. $м^3$				
годовая, тыс. $м^3$/год				
Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях:				
текущая, %				
накопленная, %				
Эксплуатационное бурение всего, тыс. м				
Ввод добывающих скважин, шт.				
Выбытие добывающих скважин, шт.				
в т.ч. под закачку				

Таблица Д9. Окончание

Показатели	20... г.		20... г.	
	проект	факт	проект	факт
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.				
в т.ч. нагнетательных в отработке				
механизированных				
новых				
Перевод скважин на механизированную добычу, шт.				
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.				
Выбытие нагнетательных скважин, шт.				
Действующий фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.				
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины				
по нефти, т/сут				
по жидкости, т/сут				
Среднесуточный дебит скважин из бездействия и консервации				
по нефти, т/сут				
по жидкости, т/сут				
Среднесуточный дебит новых скважин				
по нефти, т/сут				
по жидкости, т/сут				
** Среднесуточный дебит 1 скважины по газу, тыс. $нм^3$/сут				
Среднесуточная приемистость нагнетательной СКВ, $м^3$/сут				
Среднее давление на забоях добыв. СКВ (по рядам), МПа				
Пластовое давление, МПа				
Газовый фактор, $м^3$/т				
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.				
Коэффициент эксплуатации скважин (по способам), доли ед.				
Плотность сетки добыв. и нагн. скважин, 10^4 $м^2$/СКВ				
Остаточные геологические запасы на 1 скважину эксплуатационного фонда, т/скв				
Остаточные извлекаемые запасы на 1 скважину эксплуатационного фонда, т/скв				

* Приводится в том числе показатель по каждому компоненту рабочего агента (ПАВ, полимер, щелочь и т.д.).
** Сведения о добыче газа, конденсата, дебитах по газу приводятся только по газонефтяным залежам.

Таблица Д10. Динамика средних пластовых и забойных давлений

№№ пп	Давление	Годы				На дату анализа
		…	…	…	…	
	Пластовое, МПа					
	по объекту					
	в зоне отбора					
	в газовой шапке					
	в зоне нагнетания					
	на линии нагнетания					
	Забойное в добывающих скважинах, МПа					
	1 ряд					
	2 ряд					
	и т.п.					
	Забойное в нагнетательных скважинах, МПа					
	1 ряд					
	2 ряд					
	и т.п.					
	На устье нагнетательных скважин, МПа					
	1 ряд					
	2 ряд					
	и т.п.					
	Рабочий перепад давления (в зоне отбора)					
	$P_{пл} - P_{заб. доб.}$					
	Коэффициент продуктивности, т/сут/МПа					
	нефть					
	жидкость					
	Коэффициент приемистости, $м^3$/сут/МПа					

Таблица Д11. Динамика обводненного фонда скважин

№№ пп	Показатели	Годы				На дату анализа
		…	…	…	…	
	Обводненность продукции, %					
	Количество добывающих скважин					
	Количество обводненных скважин					
	в т.ч. за счет нагнетания					
	подъема ВНК					
	технические причины					
	Количество скважин, выбывших из эксплуатации за счет обводнения					

Таблица Д12. Темпы выработки запасов нефти (на дату анализа)

№№ пп	Пласт	Относительный темп отбора нефти по участкам за ... г.					Всего
		№№ или название участка	...	...	...	...	
	... ... Итого						

Таблица Д13. Динамика текущих коэффициентов нефтеизвлечения

№№ пп	Площадь или участок	Пласт	Годы разработки			Текущий коэффициент нефтеизвлечения от запасов площади (участка)
	1 2 ... по месторождению					

Таблица Д14. Распределение геологических запасов нефти по их связи с нагнетательными скважинами (на дату анализа)

№№	Пласт	Процент балансовых запасов нефти по группам коллекторов		
		Группа I Коллекторы, вскрытые нагнетательными и добывающими скважинами	Группа II Коллекторы, вскрытые только добывающими скважинами	Группа III Коллекторы, вскрытые только нагнетательными скважинами

Таблица Д15. Структура геологических запасов нефти по их разбуренности (на дату анализа)

№№ пп		Зоны			
		нефтяная	водонефтяная	газоводонефтяная	Всего
	Запасы нефти в разбуренной части месторождения, тыс. т Запасы нефти, подлежащие разбуриванию, тыс. т Запасы нефти, приходящиеся на 1 скважину, тыс. т а) в разбуренной части б) подлежащие разбуриванию				

Таблица Д16. Выполнение плана мероприятий по контролю за процессом разработки

Годы	Мероприятия	План		Фактически выполнено		Причина отклонений
		количество исследований	периодичность	количество	периодичность	

* По усмотрению авторов можно привести таблицы по разным видам исследований или ограничиться ссылкой на таблицы в разделах 3–5.

Таблица Д17. Результаты, полученные при исследовании скважин (вид исследования)

Руководитель
ФГУ "Экспертнефтегаз"
Минэнерго России — В.Ф. Базив

Руководитель темы — Б.Е. Баишев

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель Министра
энергетики Российской Федерации — В.В. Шелепов

Руководитель Департамента разработки
и лицензирования месторождений
Минэнерго России — А.Ю. Коршунов

Начальник Управления
научно-технического прогресса
Минэнерго России — П.П. Безруких

gost.e-ecolog.ru