МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РЕГЛАМЕНТ
ПО СОЗДАНИЮ ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩИХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

РД 153-39.0-047-00

МОСКВА 2000 г.

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАН

ОАО ВНИИнефть им. А.П.Крылова,
ОАО ЦГЭ, РГУНГ им. И.М.Губкина,
ИПНГ РАН, ИГиРГИ, НИПП ИНПЕТРО
с участием специалистов нефтяных
предприятий, научно-исследовательских
и проектных организаций, субъектов РФ,
министерств и ведомств РФ

СОГЛАСОВАН

МПР России
№ ВП-27/443 от 03.02.2000 г.,
Госгортехнадзор России
№ 02-35/123 от 29.02.2000 г.

ВНЕСЕН

Департаментом разработки
и лицензирования месторождений
Минтопэнерго России

УТВЕРЖДЕН И
ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

Минтопэнерго России
приказом № 67 от 10.03.2000 г.

В РАЗВИТИЕ

РД 153-39-007-96

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Минтопэнерго Российской Федерации.

Руководители работ: к.т.н. Гарипов В.З., акад. АГН Лисовский Н.Н.

Редакция: к.г.-м.н. Закревский К.Е., к.г.-м.н. Максимов М.М., Динариев О.Ю.

Авторы:

от **ОАО ВНИИнефть** - д.т.н., акад. РАЕН Жданов С.А., д.т.н., акад. РАЕН Баишев Б.Т., к.г.-м.н. Иоффе О.П., к.г.-м.н. Максимов М.М., Подлапкин В.И., к.т.н. Рыбицкая Л.П., д.г.-м.н. Черницкий А.В.

от **ОАО ЦГЭ** - д.т.н., акад. РАЕН Кашик А.С., д.т.н., акад. РАЕН Гогоненков Г.Н., д.т.н. Авербух А.Г., к.т.н. Билибин С.И., Горюнов Г.П., д.т.н. Денисов С.Б., д.г.-м.н. Дьяконова Т.Ф., к.г.-м.н. Закревский К.Е., к.г.-м.н Чуринова И.М.

от **ООО Алджеок** - Динариев О.Ю.

от **РГУНГ им. И.М.Губкина** - к.г.-м.н., проф. Гутман И.С., д.г.-м.н., проф. Чоловский И.П., к.т.н. Стрижов И.Н.

от **ИГиРГИ** - д.г.-м.н., проф., акад. РАЕН Халимов Э.М.

от **ИПНГ РАН** - д.т.н., проф. Закиров С.Н., д.т.н. Брусиловский А.И., к.т.н. Закиров Э.С., к.т.н. Юфин П.А.

от **ЗАО ОНИКС** - Болотник Д.Н.

от **Центра инжиниринга и технологий НК ЮКОС** - Рогачев М.Б., д.т.н. Першуков В.А., д.т.н. Шандрыгин А.Н.

от **НИПИ ИНПЕТРО** - к.т.н. Кац Р.М., д.т.н. Каневская Р.Д., к.т.н. Королев А.В.

от **ОАО ТомскНИПИнефть** - к.т.н. Кошовкин И.Н., Иванова И.С., к.ф.-м.н. Панков В.Н.

от **ДЗАО НижневартовскНИПИнефть** - к.т.н., акад. РАЕН Андреева Н.Н.

от **ОАО ПермНИПИнефть** - к.г.-м.н. Лядова Н.А., к.г.-м.н. Некрасов А.С., к.т.н. Распопов А.В.

от **Комитета природных ресурсов и Администрации ХМАО** - Карасев В.И., Сергеева Н.А., к.г.-м.н. Толстолыткин И.П, Тренин Ю.А., Торопов С.В, Шпильман А.В, к.г.-м.н. Сидоров А.Н, к.г.-м.н. Пятков В.И, к.г.-м.н. Яковлев В.М.

от **Минтопэнерго РФ** - Коршунов А.Ю., Акимов В.С., Храмов П.Ф.

от **ОАО Варьеганнефтегаз** - Гайдуков В.Н.

от **ООО НК ЛУКойл** - акад. РИА Лесничий В.Ф., к.г.-м.н. Щербаков В.П.

от **ООО ЛУКойл-Западная Сибирь** - Садыков М.Р., Шевелова Г.Е.

от ОАО ТНК - к.т.н. Желтов М.Ю.

от ОАО НК Роснефть - к.т.н. Хачатуров Р.М., к.г.-м.н. Павлов В.П.

от ОАО Оренбургнефть - Постоенко П.И., к.г.-м.н. Никифоров И.А.

от ОАО Удмуртнефть и УдмуртНИПИнефть - д.т.н., проф., акад. РАЕН и УИА Сучков Б.М., к.ф.-м.н., акад. УИА Зубов Н.В., к.г.-м.н., акад. УИА Струкова Н.А.

от СК ПетроАльянс - к.т.н. Гавура А.В., к.т.н. Дзюба В.И.

Принимали участие:

от ОАО ЦГЭ - к.т.н. Ахапкин М.Ю., Евстифеев В.И., к.т.н. Епишин В.Д., к.ф.-м.н. Еременко Е.Н., Терехова Е.А., Шаевский О.Ю., Шурыгина О.В.

от ВНИИГеофизика - к.г.-м.н. Ерхов В.А.

от ОАО Тюменнефтегеофизика - Швецов А.Е.

от РПС Оверсиз - к.т.н. Забродин Д.П.

от НПЦ Тверьгеофизика - д.г.-м.н. Яценко Г.Г.

от ОАО Гипротюменнефтегаз - Киршенбаум Р.П.

от Минэкономики РФ - к.т.н. Шамраев Н.Г., Каменев В.Н.

от Минприроды РФ и ГКЗ МПР РФ - Келлер М.Б., Звонарева Л.З., к.э.н. Розман М.С.

от Минприроды Республики Коми и ПечорНИПИнефть - Боровинских А.П., Печерный В.В.

от Госгортехнадзора РФ - к.т.н. Субботин А.И., Рогайло Д.С.

от Госгортехнадзора РФ Тюменского округа - Бушмакин Э.Д., Зубарев Д.И.

от АНК Башнефть и БашНИПИнефть - Искаков И.А., д.г.-м.н., акад. РАЕН Лозин Е.В., к.т.н. Родионов В.П., Миниликаев В.З., Баймухаметов Т.К.

от ООО ЛУКойл-Пермнефть - Фусс В.А., Ермаков А.В.

от ООО ЛУКойл-Нижневолжскнефть - к.г.-м.н. Саблин А.С., Киреев Ю.П., Шафран В.М.

от ОАО Нижневартовскнефтегаз - Шарифуллин Ф.А., Акчурина Н.Ч., Сорокина О.И.

Список сокращений

Регламент по проектированию - Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39-007-96).

ЦКР Минтопэнерго РФ - Центральная комиссия по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений Министерства топлива и энергетики Российской Федерации.

ТКР - Территориальная комиссия по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений.

ГКЗ МПР РФ - Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых Министерства природных ресурсов Российской Федерации

2D или 2Д - двухмерные.

3D или 3Д - трехмерные.

АК - акустический каротаж.

АКШ - широкополосный акустический каротаж.

ASCII - Американский стандартный код для обмена информацией.

ВНЗ - водонефтяные зоны.

ВНК - водонефтяной контакт.

ВСП - вертикальное сейсмическое профилирование.

ВЧР - верхняя часть разреза.

ГВК - газоводяной контакт.

ГГК - гамма-гамма каротаж.

ГНВЗ - газонефтеводяные зоны.

ГДИ - гидродинамические исследования.

ГИС - геофизические исследования скважин.

ГМ - геологическая модель.

ГНЗ - газонефтяные зоны.

ГНК - газонефтяной контакт.

ГОСТ - Государственный стандарт.

ГРП - гидравлический разрыв пласта.

ГТМ - геолого-технические мероприятия.

ЕАГО - Евро-Азиатское геофизическое общество.

ИВЦ - информационно-вычислительный центр

ИННК - импульсный нейтрон-нейтронный каротаж.

КВД - кривая восстановления давления.

КВУ - кривая восстановления уровня.

КИН - коэффициент извлечения нефти.

ЛЭП - линия электропередач.

МПГС - метод прослеживания горизонтов в скважине.

МПР РФ - Министерство природных ресурсов Российской Федерации.

Минтопэнерго РФ - Министерство топлива и энергетики Российской Федерации.

МУН - методы увеличения нефтеотдачи.

МЭР - месячный эксплуатационный рапорт.

НГДУ - нефтегазодобывающее управление.

ОГТ - общая глубинная точка.

ОПЗ - обработка призабойных зон.

ОСТ - отраслевой стандарт.

ОФП - относительные фазовые проницаемости.

ПАВ - поверхностно-активные вещества.

ПАК - псевдоакустический каротаж.

ПДГТМ - постоянно действующая геолого-технологическая модель.

ПДМ - постоянно-действующая модель.

РД - руководящий документ.

РИР - ремонтно-изоляционные работы.

PVT – соотношения физических параметров давление - объем – температура.

РНО - раствор на нефтяной основе.

СИ - международная система единиц измерений.

СУБД - система управления базой данных.

С/О - кислород-углеродный каротаж.

ССК - сейсмокаротаж.

ТЭО - технико-экономическое обоснование.

ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства.

ФМ - фильтрационная модель.

ЧНЗ - чисто нефтяные зоны.

ШФЛУ - широкая фракция легких углеводородов.

ЭВМ - электронная вычислительная машина (компьютер).

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

Введение....11

Часть I. Общие требования и рекомендации по созданию геолого-технологических моделей....13

1. Термины и определения....13

2. Порядок создания и утверждения постоянно действующих геолого-технологических моделей....16

3. Техническое задание на создание постоянно действующих геолого-технологических моделей....22

4. Требования к содержанию и оформлению документации геолого-технологических моделей....23

5. Экспертиза ПДГТМ при рассмотрении технологических документов на ЦКР и ТКР....26

Часть II. Технология создания моделей....29

Реферат....29

Введение....29

1. Характеристика месторождения....29

1.1. Общие сведения о месторождении....29

1.2. Геолого-геофизическая изученность....30

1.3. Геологическое строение района работ и месторождения....30

1.4. Нефтегазоносность....30

1.5. Гидрогеологические и геокриологические условия....31

1.6. Характеристика ФЕС и толщин пластов....31

1.7. Физико-химические свойства пластовых флюидов....32

1.8. Результаты испытаний и гидродинамические исследования скважин....32

1.9. Запасы углеводородов....32

1.10. Краткие сведения о текущем состоянии разработки....32

Стр.

2. Цифровая геологическая модель....34
2.1. Исходные данные для построения цифровой геологической модели....34
2.1.1. Методика и результаты обработки и интерпретации сейсмических данных....34
2.1.2. Методика и результаты интерпретации данных керна и ГИС....36
2.1.3. Методика и результаты детальной корреляции продуктивных пластов....39
2.1.4. Обоснование выбора объектов и моделей залежей....40
2.2. Построение цифровых геологических моделей....41
2.2.1. Обоснование объемных сеток параметров модели....41
2.2.2. Построение структурной модели....42
2.2.3. Построение литологической модели и распределения ФЕС....44
2.2.4. Построение модели насыщения пластов флюидами....45
2.2.5. Особенности моделирования карбонатных залежей....45
2.2.6. Особенности построения моделей на различных стадиях изученности....46
2.3. Подсчет запасов углеводородов....49
2.4. Оценка достоверности моделей продуктивных пластов....51

Стр.

3. Цифровая фильтрационная модель....53
3.1. Математические модели фильтрационных процессов на месторождении....53
3.2. Исходные данные для построения цифровых фильтрационных моделей....54
3.3. Требования к точности исходных данных....58
3.4. Создание фильтрационной модели....59
3.4.1. Постановка целей исследования....59
3.4.2. Определение области исследования....60
3.4.3. Выбор типа модели....60
3.4.4. Обоснование размерности модели....61
3.5. Этапы построения фильтрационной модели....62
3.5.1. Создание сетки и схемы выделения слоев....63
3.5.2. Характеристика пласта....63
3.5.3. Относительные фазовые проницаемости и капиллярные давления....64
3.5.4. Свойства флюидов....65
3.5.5. Начальные условия....66
3.5.6. Задание условий на границах расчетной области....66
3.5.7. Моделирование пластовой водонапорной системы....67
3.5.8. Моделирование скважин....67
3.6. Уточнение параметров (адаптация) фильтрационной модели на основе анализа истории разработки....69
4. Формы представления результатов....72
4.1. Выходные данные - результаты построения геологических моделей....72
4.2. Выходные данные - результаты расчетов программ фильтрации....73
Заключение....75

Часть III. Рекомендации по организации работ по созданию и использованию постоянно действующих геолого-технологических моделей.....76
1. Интегрированная база данных постоянно действующей геолого-технологической модели.....76
1.1. Общие требования к организации единого информационного обеспечения ПДГТМ.....76
1.2. Требования к системе управления базами данных (СУБД).....77
2. Требования к программно-техническим средствам для геолого-технологических моделей.....78
Литература.....80
Приложение I. Структурные уровни, стадии и этапы создания постоянно действующей геолого-технологической модели.....90
1. Структурные уровни, на которых создаются постоянно действующие геолого-технологические модели.....90
2. Стадии создания геолого-технологических моделей.....95
3. Этапы создания моделей.....97
Приложение II. Табличные приложения.....99
Приложение III. Графические приложения.....129

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазодобывающая отрасль является базовой отраслью народного хозяйства страны. Эффективность ее функционирования во многом определяет состояние экономики страны

Одним из главных направлений повышения качества проектирования, управления и контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений является применение компьютерных постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ).

При построении на базе всей совокупности имеющихся геолого-геофизических и промысловых данных постоянно действующих геолого-технологических моделей недропользователь имеет возможность отслеживать в динамике выработку остаточных запасов углеводородов, точнее прогнозировать добычу нефти и газа, моделировать геолого-технические мероприятия по повышению нефтеотдачи и эффективности работы предприятия, более обоснованно рассчитывать наиболее рациональные и экономически эффективные варианты разработки продуктивных пластов.

ПДГТМ могут использоваться при составлении проектных документов и самостоятельно для изучения природно-технологических объектов и оптимизации процесса эксплуатации содержащихся запасов углеводородов при текущем управлении процессом разработки.

В настоящее время в России идет процесс внедрения передовых компьютерных технологий в практику проектирования и управления разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений. Наиболее прогрессивным представляется применение для построения ПДГТМ программных продуктов, позволяющих оперировать с геологической и технологической информацией во всем ее объеме (3D) и с учетом изменений во времени (4D).

Постоянно-действующие модели становятся в руках технологов-разработчиков мощным орудием, позволяющим:

• целенаправленно и эффективно уточнять модель пласта, корректировать систему разработки на каждом этапе познания залежи с целью улучшения технико-экономических показателей добычи и повышения коэффициентов углеводородоотдачи недр;

• обосновывать оптимальную стратегию доразведки и доразработки месторождения и составлять соответствующий проектный документ для представления на ЦКР и ТКР.

Вследствие этих очевидных и других, излагаемых далее, достоинств, ПДГТМ являются важнейшим компонентом научно-технического прогресса в отраслях нефтегазового комплекса. По этой причине необходимость их создания будет специально оговариваться в лицензионных соглашениях на разработку месторождений.

Настоящий «Регламент» детализирует требования к постоянно-действующим геолого-технологическим моделям нефтяных и газонефтяных месторождений, применяемым при составлении документов, предусмотренных РД 153-39-007-96. Построение геолого-технологических моделей рассматривается применительно к поисково-разведочному этапу и этапу эксплуатации месторождений. «Регламент» в значительной мере сориентирован на залежи и месторождения нефти, разрабатываемые при поддержании пластового давления путем заводнения и на естественном режиме.

Во-первых, это связано с преобладающим числом таких месторождений, находящихся в эксплуатации. Во-вторых, учет всех типов месторождений и технологий сильно увеличил бы объем «Регламента». В-третьих, следует иметь в виду, что изложенные в «Регламенте» принципы и положения остаются в силе для всех других типов месторождений природных углеводородов и технологий нефтеизвлечения и позволяют учитывать их специфические особенности.

Настоящий «Регламент» не имеет аналога в теории и практике нефтегазодобычи. В настоящее время происходит интенсивное развитие компьютерных и программно-аппаратных средств и технологий создания ПДГТМ, поэтому некоторые положения «Регламента» могут в дальнейшем корректироваться.

ЧАСТЬ I. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОЗДАНИЮ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

1.1. Адресная постоянно-действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) - это объемная имитация месторождения, хранящаяся в памяти компьютера в виде многомерного объекта, позволяющая исследовать и прогнозировать процессы, протекающие при разработке в объеме резервуара, непрерывно уточняющаяся на основе новых данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения.

Постоянно действующие геолого-технологические модели, построенные в рамках единой компьютерной технологии, представляют совокупность:

- цифровой интегрированной базы геологической, геофизической, гидродинамической и промысловой информации;
- цифровой трехмерной адресной геологической модели месторождения (залежей);
- двухмерных и трехмерных, трехфазных и композиционных, физически содержательных фильтрационных (гидродинамических) математических моделей процессов разработки;
- программных средств построения, просмотра, редактирования цифровой геологической модели, подсчета балансовых запасов нефти, газа и конденсата;
- программных средств для пересчета параметров геологической модели в параметры фильтрационной модели и их корректировки;
- программ оптимизации процесса разработки по заданным технологическим и экономическим ограничениям и критериям;
- программных средств и технологий, позволяющих по установленным в процессе моделирования правилам уточнять модели по мере постоянного поступления текущих данных, порождаемых в процессе освоения и разработки месторождений;
- программных средств выдачи отчетной графики, хранения и архивации получаемых результатов;
- базы знаний и экспертных систем, используемых при принятии решений по управлению процессом разработки.

1.2. Под цифровой трехмерной адресной геологической моделью (ГМ) месторождения понимается представление продуктивных пластов и вмещающей их

геологической среды в виде набора цифровых карт (двухмерных сеток) или трехмерной сетки ячеек, характеризующих:

- пространственное положение в объеме резервуара коллекторов и разделяющих их непроницаемых (слабопроницаемых) прослоев;
- пространственное положение стратиграфических границ продуктивных пластов (седиментационных циклов);
- пространственное положение литологических границ в пределах пластов, тектонических нарушений и амплитуд их смещений;
- идентификаторы циклов, объектов, границ (пластов, пачек, пропластков);
- средние значения в ячейках сетки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), позволяющих рассчитать начальные и текущие запасы углеводородов;
- пространственное положение начальных и текущих флюидных контактов;
- пространственные координаты скважин (пластопересечения, альтитуды, координаты устьев, данные инклинометрии).

Возможно также представление модели в виде набора объемных функций, позволяющих получать цифровые сетки указанных выше параметров.

1.2.1. Программный комплекс ГМ должен обеспечивать (вычисления, получение файлов, просмотр на экране, получение твердых копий):

- формирование модели в виде, требуемом для передачи в системы фильтрационного моделирования;
- формирование сеток и построение карт параметров пласта, структурных и литологических карт;
- построение геологических и палеопрофилей, просмотр каротажных диаграмм, результатов обработки и интерпретации ГИС;
- просмотр результатов интерпретации 2D и 3D сейсморазведки, включая результаты трассирования горизонтов, выделения тектонических нарушений, карт изохрон, глубин и сейсмических атрибутов, положение сейсмических профилей, площади 3D сейсморазведки;
- дифференцированный подсчет запасов нефти, газа и конденсата.

1.2.2. Программный комплекс ГМ должен иметь информационную связь с интегрированной базой данных для оперативного получения сведений о результатах исследований скважин, интервалах перфорации, динамике работы скважин, состоянии фонда скважин, проведенных на скважинах ГТМ, истории бурения и испытаний скважин.

Он должен обеспечивать выполнение вычислений, получение файлов, просмотр данных на экране, получение твердых копий.

1.3. Под цифровой фильтрационной (гидродинамической) моделью (ФМ) понимают совокупность представления объекта в виде двухмерной или трехмерной сетки ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров геологической модели, дополнительно включая:

- фильтрационные параметры - относительные фазовые проницаемости, капиллярные давления, данные PVT и другие дополнительные данные;
- массив данных по скважинам, который содержит - интервалы перфорации, радиус скважины, пластовое или забойное давление, данные о дебитах (расходах) фаз, коэффициенты продуктивности (приемистости) скважин, сведения об ОПЗ, РИР, ГРП., результатах испытаний, обустройстве месторождения. Указанные сведения должны охватывать весь период разработки объекта.

1.3.1. Программный комплекс ФМ должен осуществлять:

- численное решение уравнений сохранения и фильтрации фаз или компонентов,
- анализ фильтрационных течений и расчетных технологических показателей,
- выбор мероприятий по регулированию процесса разработки,
- редактирование модели при внесении новых данных.

В программах фильтрации рекомендуется обеспечивать пользователя удобным интерфейсом, облегчающим просмотр и анализ результатов расчетов.

1.3.2. Фильтрационные модели должны учитывать все основные геолого-физические и технологические факторы моделируемого (реализуемого) процесса разработки:

- многопластовый характер эксплуатационных объектов,
- неоднородность пластов по толщине и простиранию, их линзовидность и прерывистость,
- многофазность фильтрационных потоков,
- капиллярные и гравитационные силы,
- порядок разбуривания, систему размещения и режимы работы скважин, их интерференцию.

1.3.3. Фильтрационная модель отличается от геологической модели наличием дополнительных параметров, большей схематизацией строения, возможным объединением нескольких геологических объектов в единый объект моделирования.

При наличии истории разработки необходима адаптация ФМ к данным разработки, что также отличает ее от геологической модели.

1.4. Под адаптацией модели понимается коррекция определенных параметров модели на основе согласования результатов расчетов, когда технологические показатели предшествующего периода разработки, полученные на модели, согласуются с фактической динамикой разбуривания объектов, добычи нефти, закачки агентов, пластовых и забойных давлений, обводненности продукции скважин и газовых факторов.

Модель, используемая для прогноза коэффициента нефтеизвлечения и технологических показателей, идентифицируется с реальными параметрами пласта. По истории разработки пласта, его части или первоочередного участка уточняется первоначально принятая цифровая геологическая модель и параметры фильтрационной модели в результате следующих действий:

- уточнения фильтрационных и емкостных параметров объекта;
- уточнения функций относительных (модифицированных) фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды;
- уточнения энергетической характеристики объекта, в частности, степени активности газовой шапки, законтурной и подошвенной зон продуктивного пласта;
- оценки выработки запасов нефти на отдельных участках пластов, потерь нефти и конденсата в газовой шапке, выявления зон повышенной и пониженной нефтенасыщенности.

1.5. Под технологией построения ПДГТМ понимается отработанная последовательность выполнения этапов работ по построению модели и их взаимная согласованность, основанная на имеющихся программных и технических средствах, научном и производственном опыте исполнителей, соответствующая требованиям руководящих документов по проектированию разработки месторождений.

2. ПОРЯДОК СОЗДАНИЯ И УТВЕРЖДЕНИЯ ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩИХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

2.1. Основой современных технологий оптимизации разработки месторождений является постоянно-действующая геолого-технологическая модель. Для построения таких моделей требуются цифровые базы данных, программно-технические и методические средства.

2.2. Для построения геологических и фильтрационных моделей могут использоваться следующие данные и информация:

- результаты интерпретации данных геохимических исследований, полевых геофизических методов, таких как магниторазведка, гравиразведка и др ;
- результаты региональных геолого-геофизических исследований, освещающие региональную стратиграфию, тектонику, палеогеоморфологию, палеогеографию, литологию, фациальные обстановки, перспективы нефтегазоносности;
- данные 3D или детализационной 2D сейсморазведки;
- данные ВСП, сейсмокаротажа, акустического и плотностного каротажа;
- измерения на кернах фазовых проницаемостей, капиллярных давлений, ФЕС, гранулометрии для основных классов пород;
- результаты интерпретации данных дистанционных методов;
- результаты литологических исследований керна, шлифов, палеонтологические и палинологические исследования керна;
- данные пластовой наклонометрии в интервалах продуктивных горизонтов в разведочных скважинах и части эксплуатационных скважин;
- исходные кривые ГИС, результаты их обработки и интерпретации;
- данные инклинометрии скважин;
- данные контроля за разработкой (дебитометрия, расходометрия, термометрия, влагометрия, АКШ, ИННК, С/О);
- данные испытаний скважин;
- сведения о конструкциях скважин, качестве их крепления, интервалах перфорации, измерениях пластовых давлений;
- сведения о компонентном составе и физико-химических свойствах нефтей, конденсата, газа, минерализации пластовых вод;
- результаты замеров по скважинам состава, объема и процентного соотношения добываемой продукции, закачиваемого агента, продуктивности (приемистости) скважин, пластовых и забойных давлений, времени работы скважин, данные о состоянии фонда скважин.
- сведения об альтитудах, координатах устьев скважин, положении геофизических и геологических профилей и опорных пунктов в системе координат, принятои на предприятии.

На новых месторождениях получение перечисленных данных должно быть предусмотрено в проектах поиска, разведки и доразведки. На уже разрабатываемых месторождениях в первую очередь должны быть реализованы программы уточнения инклинометрии действующих скважин и обеспечения замеров дебитов, забойных и пластовых давлений в скважинах высокоточными приборами.

2 3 При построении ПДГТМ должны быть проведены следующие работы

- оцифровка всей исходной геологической и технологической информации, занесение в базу данных,
- оценка качества и, при необходимости, переобработка и переинтерпретация данных ГИС и сейсморазведки,
- исследования кернов и проб пластовых флюидов,
- детальная корреляция разрезов скважин, выделение продуктивных пластов,
- уточнение петрофизических и функциональных зависимостей, являющихся основой комплексной интерпретации данных ГИС, исследований керна и сейсморазведки, переобработка данных ГДИ и их комплексная интерпретация с данными ГИС и разработки,
- построение схем обоснования флюидных контактов,
- геометризация каждого продуктивного пласта, оценка его параметров и эксплуатационных характеристик,
- палеотектонический анализ, палеогеографические и палеогеоморфологические исследования,
- фациально-формационный анализ, включая выявление седиментационных циклов осадконакопления,
- детальный анализ разработки с отбраковкой ненадежных и недостоверных сведений и с проверкой представления о геологическом строении по данным разработки,
- интерпретация данных дистанционных методов, исследований и контроля за разработкой.

На основе анализа всех перечисленных данных должна быть построена цифровая геологическая модель месторождения и произведен дифференцированный подсчет запасов углеводородов по выбранным участкам, вертикальным и латеральным зонам, продуктивным пластам, залежам и по месторождению в целом Степень дифференциации определяется стадией изученности месторождения.

Затем, с учетом особенностей применяемой системы разработки, выбирается тип фильтрационной модели, формируется ее сеточная область, и параметры геологической модели преобразуются в параметры сетки фильтрационной модели.

2.4. По мере поступления новых геологических и технологических данных они должны вводиться в ПДГТМ. Рекомендуется ежегодно проводить авторский надзор за ПДГТМ Целью авторского надзора является анализ согласуемости новых данных с моделью, оценка текущей точности прогноза технологических показателей на модели и выдача рекомендаций по ее дальнейшему использованию. ПДГТМ должна корректироваться на основе новых геологических данных, данных о текущей разработке, в связи с изменением экономических условий разработки или появлением новых эффективных технологий.

2.5. Интегрированная база данных постоянно действующей модели должна непрерывно пополняться как за счет данных по вновь пробуренным скважинам, так и за счет новых данных по истории разработки, состоянию фонда скважин, результатов промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин и пластов.

2.6 ПДГТМ служат основой для подсчета балансовых запасов по пластам и горизонтам, составления ТЭО коэффициентов нефтеизвлечения, технологических схем и проектов разработки, годовых и перспективных прогнозов добычи нефти и газа, объемов буровых работ и капиталовложений, геолого-технических мероприятий, внедряемых на месторождении.

ПДГТМ может использоваться в целях доразведки залежей, выбора мест заложения разведочных и первоочередных эксплуатационных скважин, площадей постановки сейсморазведочных работ, выявления новых объектов разведки и эксплуатации, оптимизации эксплуатации содержащихся запасов углеводородов при текущем управлении процессом разработки.

2.7. Геолого-технологическое моделирование должно использоваться для достижения максимального экономического эффекта от более полного извлечения из пластов запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них сопутствующих компонентов, оптимизации и управления процессом разведки и разработки месторождений. Оно позволяет:

- повысить эффективность геологоразведочного процесса,
- оперативно управлять текущими запасами;
- на ранних стадиях разработки классифицировать (группировать) запасы в соответствии с наиболее оптимальными для их извлечения технологиями;

- осуществлять оперативное, экономически обоснованное управление разработкой,
- сокращать непроизводительные затраты без ущерба для нефтеотдачи;
- проектировать оптимальные с точки зрения прибыльности и затрат на добычу нефти системы разработки.

2.8. С помощью ПДГТМ выявляются слабо дренируемые и застойные зоны залежи, устанавливаются их размеры и способы вовлечения в активную разработку путем:

- оптимизации плотности и размещения сетки скважин, выбора рационального соотношения добывающих и нагнетательных скважин;
- повышения дебита скважин за счет правильного выбора геометрических характеристик и ориентации горизонтальных скважин и глубоко проникающего гидроразрыва пласта, а также других геолого-технических мероприятий (ОПЗ, РИР и т.п.);
- выбора и оптимизации технологических режимов работы нагнетательных и добывающих скважин и способов их эксплуатации;
- оптимизации режима работы системы скважина-пласт путем выбора рационального способа эксплуатации скважин;
- совершенствования системы контроля и регулирования выработки запасов и снижения темпов обводнения.

2.9 Постоянно действующие геолого-технологические модели создаются на всех месторождениях, вводимых в разработку, с балансовыми запасами свыше 1 млн.т нефти, а также на разрабатываемых месторождениях сложного строения, независимо от объема балансовых запасов, и на разрабатываемых месторождениях, определяющих основной объем добычи нефтяной компании, независимо от формы собственности. Экспертиза ПДГТМ проводится в рамках экспертизы проектной документации на разработку месторождений Центральной и Территориальными комиссиями по разработке.

2.10. Составление, рассмотрение и утверждение документации по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей осуществляются в соответствии с действующим «Положением о порядке составления, рассмотрения и утверждения технологической проектной документации на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений»

2.11 Создание постоянно действующей компьютерной модели месторождения рекомендуется включать в качестве обязательного условия в лицензионное соглашение на разработку данного месторождения.

2.12. Построение ПДГТМ должно производиться специализированными коллективами, имеющими лицензии Госгортехнадзора России на проектирование.

2.13. При рассмотрении технологических документов на ЦКР или ТКР в состав экспертной группы в обязательном порядке должны включаться эксперты - специалисты по созданию компьютерных геолого-технологических моделей. На заседание ЦКР (ТКР) должно представляться специальное экспертное заключение о надежности и достоверности созданной модели в рамках имеющегося количества и качества исходной информации и возможности ее использования в режиме постоянно действующей модели для регулирования процесса разработки.

2.14. При создании постоянно действующих геолого-технологических моделей следует руководствоваться:

- Законами Российской Федерации;
- Указами Президента России;
- Постановлениями Правительства Российской Федерации по вопросам развития отраслей народного хозяйства, лицензирования, продажи нефти и др.;
- Правилами разработки нефтяных и газонефтяных месторождений;
- Регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39-007-96) [3];
- Приказами Минтопэнерго РФ и решениями Коллегии;
- Классификацией запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов;
- Положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ;
- действующими ГОСТами, ОСТами, инструкциями, руководствами, методиками, положениями, нормами и нормативами технологического проектирования и др в области подсчета и утверждения запасов нефти и газа, разработки месторождений, охраны недр и окружающей среды.

3. ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА СОЗДАНИЕ ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩИХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

3 1. На создание постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений выдается техническое задание

3 2. В техническом задании на создание ПДГТМ месторождения указываются согласованные Заказчиком и Исполнителем:

- название месторождения, его местоположение;
- основание для постановки работ по созданию ПДГТМ;
- объекты геологического и фильтрационного моделирования (они могут не совпадать);
- объекты поиска и доразведки;
- границы участка моделирования;
- дата, на которую создается ПДГТМ;
- решаемые геологические и технологические задачи;
- ожидаемые результаты работ, сроки их выполнения,
- объем используемой при моделировании информации по видам;
- состав базы данных;
- перечень, тираж и форма выдаваемых Заказчику результатов работ;
- год ввода месторождения в разработку (в пробную эксплуатацию, в опытно-промышленную разработку). В случаях, когда не определен год ввода месторождения в разработку, показатели технического задания выдаются по порядковым номерам лет эксплуатации;
- возможные объемы бурения по годам на ближайшую перспективу;
- возможные источники и объемы рабочих агентов;
- по месторождениям с особыми природно-климатическими условиями - дополнительные сведения, влияющие на проектирование разработки и организацию технологии добычи (наличие водоохранных зон, зон приоритетного природопользования, высокобонитетных пахотных земель и т д.);
- ограничения, влияющие на обоснование способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования, устьевых и буферных давлений; условия сепарации нефти;
- коэффициенты использования и эксплуатации скважин (по способам).

При необходимости указываются:

- все этапы и стадии геологоразведочных работ на нефть и газ на месторождении,
- необходимость учета (согласования) границ участков лицензирования каждого недропользователя;
- проведение дополнительных расчетов технологических показателей разработки и максимальных уровней добычи жидкости по месторождению в целом и отдельно по участкам каждого недропользователя,
- другие возможные ограничения.

3.3 В техническом задании указываются вопросы, которые в первую очередь интересуют Заказчика, а Исполнителю предоставляется информация о реализации принятых проектных решений.

3.4 Техническое задание составляется и подписывается главным инженером и/или главным геологом предприятия-заказчика и Исполнителем, утверждается руководством организации - недропользователя.

3.5. Вместе с техническим заданием на создание постоянно действующей геолого-технологической модели Заказчик предоставляет Исполнителю утвержденный ЦКЗ-нефть МПР РФ подсчет запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов в случае их промышленного значения, протоколы его рассмотрения в ГКЗ МПР РФ и все необходимые исходные данные для создания модели.

4. ТРЕБОВАНИЯ К СОДЕРЖАНИЮ И ОФОРМЛЕНИЮ ДОКУМЕНТАЦИИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

4.1. Материалы, полученные в результате создания геолого-технологических моделей, должны содержать реферат, введение, основную часть, заключение, текстовые приложения (том I), табличные приложения (том II) и графические приложения. Приложения оформляются отдельной папкой либо включаются в том I.

Выходные данные - результаты построения ПДГТМ - представляются в соответствии с разделом 4 части II настоящего Регламента.

Таблицы технологических показателей, полученных на модели, представляются по формам Регламента составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений [3].

Должен быть представлен также список данных, занесенных в базу данных по месторождению, а также сама база данных в виде текстовых (ASCII) файлов, либо в том формате, который необходим нефтяной компании.

Представляется также краткое описание использованного пакета программ и список процедур, использованных при построении модели с необходимыми пояснениями.

Эти требования в основном совпадают с требованиями Регламента составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39-007-96).

Объемы и детальность проработки отдельных разделов определяются авторами постоянно действующей модели в зависимости от сложности строения залежей, количества эксплуатационных объектов и рассматриваемых вариантов их разработки. В конце каждого раздела необходимо сделать выводы и рекомендации.

4.2. Включаемый в том I табличный и графический материал должен содержать все данные о рекомендуемом варианте и сопоставительные таблицы исходных данных и результатов расчетов технико-экономических показателей по всем сравниваемым вариантам разработки. Для пояснения принципиальных положений при необходимости приводятся дополнительные материалы (таблицы, схемы, графики).

4.3. Текстовые приложения к тому I должны содержать техническое задание на моделирование, различные акты, заключения и протоколы рассмотрения материалов заинтересованными организациями, сведения об уровнях добычи нефти, принятых в лицензионных соглашениях.

4.4. Табличные приложения, приводимые в томе II, должны содержать исходные данные и распечатки результатов расчетов на ЭВМ. Материалы, выполненные с помощью ЭВМ, должны содержать все данные, позволяющие провести проверку их промежуточных и конечных результатов обычными экспертными методами.

4.5. Графические приложения должны отображать основные особенности геологического строения месторождения, текущее состояние разработки эксплуатационных объектов, содержать схемы разбуривания, карты размещения скважин и т.д. Они должны быть выполнены в общепринятых условных обозначениях.

4.6. Если особенности месторождения и моделируемой системы его разработки не отражаются содержанием разделов отчета, составляемого в соответствии с

настоящим Регламентом, то для их обоснования в отчете дополнительно приводятся специальные разделы с необходимым текстом, схемами и графиками.

В случае повторного представления материалов после предварительного рассмотрения на ЦКР, сведения, оставшиеся без изменений, приводятся в сокращенном виде, со ссылкой на соответствующие отчеты. При этом уместно подробное изложение методики и объемов дополнительно проведенных работ, их качества, эффективности и результатов, обоснование изменений, внесенных в представленный ранее отчет.

4.7. На титульном листе отчета должны быть указаны: организация, выполнившая работу; фамилии и инициалы авторов (ответственных исполнителей); полное название отчета с указанием наименования месторождения, типа месторождения (нефтяное, газонефтяное, нефтегазоконденсатное и т.п.) и района расположения месторождения; место и год составления отчета.

Титульные листы должны быть подписаны ответственными должностными лицами организации, представившей отчет, а подписи их скреплены печатью Подписи авторов и исполнителей работ под текстом, таблицами, текстовыми и табличными приложениями печатью не скрепляются. После титульного листа тома 1 помещаются список исполнителей, информационная карта, оглавление всех томов отчета и перечень всех приложений. После титульного листа каждого последующего тома помещается только оглавление этого тома.

4.8. В отчете необходимо представить список использованных материалов. В перечне опубликованной литературы, фондовых и других материалов, приводятся названия материалов, авторы, место и год издания (составления).

4.9. Отчеты оформляются в соответствии с требованиями ГОСТ на отчеты о научно-исследовательских работах, требованиями по обеспечению безопасности труда и охраны окружающей среды.

4.10. Все исходные данные по запасам нефти и газа в пластах, их геолого-физическим характеристикам, результаты расчетов технологических и экономических показателей разработки (кроме запасов нефти, плотности сетки, дебитов скважин, уровней добычи нефти, закачки воды и т.п.) приводятся в Международной системе единиц измерений.

4.11. Текстовая часть материалов (отчета) должна быть переплетена и снабжена этикеткой, на которой указывается номер экземпляра, наименование организации,

фамилия и инициалы руководителя работ, название отчета, номер и название тома, год его составления.

4.12. Текст отчета и таблицы подписываются авторами, а материалы первичной документации - исполнителями работ.

4.13. На каждом чертеже необходимо указать его название и номер; числовой и линейный масштабы; ориентировку по сторонам света; наименование организаций, производивших разведку и разработку месторождения; должности и фамилии авторов, составивших чертеж, и лиц, утвердивших его. Чертежи должны быть подписаны указанными лицами. Все графические материалы выполняются в общепринятых условных обозначениях. Условные обозначения помещаются либо на каждом чертеже, либо на отдельном листе.

4.14. Текстовую часть, текстовые и табличные приложения, как правило, следует переплетать раздельно и только при небольшом объеме материалов - одной книгой. Рекомендуется, чтобы объем каждого тома не превышал 250 страниц. Графические материалы следует помещать в папке, не сшивая их (каждый чертеж должен легко извлекаться для рассмотрения). Если чертеж выполнен на нескольких листах, их необходимо пронумеровать, а порядок их расположения показать на первом листе. К каждой папке с графическими приложениями дается внутренняя опись, содержащая наименование чертежей и их порядковые номера. В конце описи указывается общее количество листов.

4.15. Все экземпляры отчета должны быть идентичны по форме и содержанию.

5. ЭКСПЕРТИЗА ПДГТМ ПРИ РАССМОТРЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ НА ЦКР И ТКР

Созданные модели должны быть представлены в виде, допускающем их проверку независимым экспертом. Для этого должны быть предоставлены:

- документация геолого-технологической модели;
- список использованных исходных материалов и литературных источников,
- исходные материалы в том виде, в котором они были получены авторами создания модели (по требованию эксперта);
- результаты переобработки и переинтерпретации по каждому виду информации в виде, удобном для эксперта (в цифровом виде, либо на бумажных носителях в виде разрезов, карт, профилей, графиков)

По требованию эксперта ему должен быть обеспечен доступ к постоянно действующей модели на компьютере исполнителя.

На бумажных носителях представляются: текст отчета, текстовые, табличные и графические приложения (карты, схемы, разрезы и др.). Список и форма рекомендуемых табличных и графических приложений приводятся в приложениях II и III настоящего «Регламента».

Должен быть представлен также список данных, занесенных в базу данных по месторождению, а также по требованию эксперта доступ к самой базе данных.

Представляется краткое описание использованного пакета программ и список процедур, использованных при построении модели с необходимыми пояснениями или обоснованиями выбора набора (графа) процедур. При использовании программ, не обеспеченных технической документацией, экспертами может быть запрошена более подробная информация об используемых в программных пакетах алгоритмах и процедурах построения цифровых геологической и фильтрационной моделей.

При рассмотрении технологических документов на ЦКР и ТКР в состав экспертной группы в обязательном порядке включаются эксперты - специалисты по созданию компьютерных геолого-технологических моделей. На заседание ЦКР (ТКР) представляется специальное экспертное заключение о надежности и достоверности созданной геолого-технологической модели месторождения в рамках имеющегося количества и качества исходной информации, возможности ее использования в режиме постоянно действующей модели для регулирования разработки.

В экспертном заключении о достоверности созданной геологической модели должны быть представлены:

- оценка выявленных закономерностей осадконакопления, методики корреляции продуктивных пластов и разделяющих их перемычек, обоснования флюидных контактов и типов залежей;
- оценка работоспособности программного комплекса построения геологической модели,
- оценка литологической модели и распределения ФЕС в объеме резервуара;
- выбор трехмерной геологической сетки и подсчетных параметров модели,
- анализ подсчета запасов нефти, газа и конденсата по зонам и пласту в целом;
- оценка качества представленных на экспертизу материалов.

В экспертном заключении о достоверности созданной фильтрационной модели должны быть представлены:

- оценка работоспособности программного комплекса построения фильтрационной модели,
- правомерность использования выбранной авторами моделирующей программы для залежей данного типа;
- выбор конечно-разностной сетки модели и расположения скважин;
- условия на границах моделируемой области, способ моделирования пластовой водонапорной системы;
- исходные параметры пласта, принятые в модели;
- точность повторения истории разработки и адаптации модели;
- анализ результатов моделирования и рассмотренных вариантов;
- оценка качества представленных на экспертизу материалов.

ЧАСТЬ II. ТЕХНОЛОГИЯ СОЗДАНИЯ МОДЕЛЕЙ

В данной части Регламента описываются основы технологии создания ПДГТМ и содержание текстовой части документа - Отчета по созданию модели.

Реферат

Приводится краткая характеристика основных геолого-промысловых особенностей, существенных для разведки и разработки месторождения. Дается характеристика выполненного комплекса исследований, на основе которого выполнялось построение модели, краткое описание программных продуктов Излагаются результаты моделирования, особое внимание уделяется новизне полученных результатов.

Введение

Во введении обосновывается необходимость постановки работы, излагаются краткие сведения об организации-исполнителе, авторах отчета, недропользователе, сведения по истории разведки и проектирования разработки месторождения. Приводятся даты и номера протоколов, в которых зафиксированы решения соответствующих органов, на основании которых выполнялась разведка месторождения, оценка запасов, составление проектных документов, номера лицензий недропользователя и организации-исполнителя. Приводятся даты открытия месторождения, проведения геологоразведочных работ, ввода залежей в разработку.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1. Общие сведения о месторождении

Указывается географическое и административное положение месторождения, ближайшие населенные пункты, железнодорожные станции, пристани (порты) и расстояния до них. Характеризуются природно-климатические условия (орогидрография, наличие родовых угодий, заповедников, геоморфология, геокриология), значимые для получения, обработки, интерпретации исходной геолого-геофизической и промысловой информации, принятия проектных решений, проектирования инфраструктуры месторождения.

Указывается расстояние до ближайших разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений, приводятся сведения о размещении и мощностях действующих в районе месторождения геофизических, буровых, нефтегазодобывающих и строительных организаций, нефтегазопроводах, автомобильных дорогах, подъездных путях, источниках питьевого и технического водоснабжения, энергоснабжении и сейсмичности района, обеспеченности строительными материалами.

Приводятся данные по накопленной добыче нефти, газа, воды. Приобщается обзорная карта-схема расположения изучаемого и окружающих его месторождений, на которой наносятся населенные пункты, реки, озера, болота, охранные зоны, родовые угодья, дороги, ЛЭП, водоводы, нефтегазопроводы и другие имеющие значения сведения. Дается краткая характеристика программных продуктов, на которых выполнялось геологическое и фильтрационное моделирование месторождения.

1.2. Геолого-геофизическая изученность

Излагаются сведения об истории открытия и разведки месторождения, краткие сведения о проведенных геологоразведочных работах различными методами, их методике, объемах, качестве и эффективности. Для месторождений, по которым ранее осуществлялось построение модели, дается анализ изменения качества и количества геолого-геофизической и промысловой информации, эффективности решений по доразведке и эксплуатационному разбуриванию месторождения

1.3. Геологическое строение района работ и месторождения

В разделе приводится краткая характеристика литолого-стратиграфического разреза вскрытых отложений с указанием зон возможного поглощения бурового раствора, зон аномально высокого и аномально низкого пластового давления, основные сведения о тектонике месторождения (структурные особенности, разрывные нарушения, возрастные взаимоотношения). Для месторождений, по которым ранее осуществлялось построение модели, дается анализ изменения представлений о стратиграфии отложений и тектоническом строении месторождения на основе новой геолого-геофизической информации.

1.4. Нефтегазоносность

Приводятся краткие сведения о нефтегазоносности района, характеристика нефтегазоносности вскрытого разреза, перечень пластов с доказанной промышленной нефтеносностью, а также пластов с предполагаемой продуктивностью. Дается

характеристика каждой залежи: количество скважин, вскрывших залежь, продуктивность скважин, тип залежи, размеры (длина, ширина, высота), литология пластов и их покрышек, эффективная нефтегазонасыщенная толщина продуктивных пластов в пределах нефтяной, водонефтяной, газонефтяной зон, доли этих зон от площади залежи

Приводится описание структурных планов продуктивных пластов, зон замещения и выклинивания, тектонических нарушений, зон слияния прослоев продуктивных пород, наличие перемычек между частями залежи разного флюидонасыщения, бесконтактных зон. Указываются высоты газовых шапок, нефтяных частей залежи, их размеры, абсолютные отметки флюидных контактов, обоснование которых приводится в разделе 2.1 данной части Регламента.

1.5. Гидрогеологические и геокриологические условия

Излагаются сведения о наличии зон многолетнемерзлых пород, их толщине и распределении по площади на глубину, анализируются закономерности изменения температуры изучаемых отложений с глубиной.

Приводится краткая характеристика гидродинамической системы. напоры вод по водоносным комплексам, тип вод, общая минерализация, наличие ионов и примесей. Особое внимание уделяется водозаборным горизонтам и свойствам пластовых вод пластов с промышленной нефтеносностью. По ним приводятся данные о типе вод, общей минерализации и по компонентам, содержанию иода, бора, брома, агрессивных примесей, плотности, вязкости, температуре, фильтрационно-емкостных свойствах водовмещающих пород, дебитах скважин.

Оценивается совместимость закачиваемых и пластовых вод, возможность изменения коллекторских свойств пластов в результате закачки воды. Характеризуется активность продвижения законтурных вод.

1.6. Характеристика ФЕС и толщин пластов

Характеризуются толщины и фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов и разделов между ними по данным различных методов исследований, анализ закономерностей их вертикальной и латеральной изменчивости. Приводится краткая характеристика литологических и фациальных особенностей пород по результатам описаний кернов.

Результаты построенных зависимостей между различными свойствами пород иллюстрируются кросс-плотами. Даются гистограммы распределений ФЕС и толщин для различных зон пластов и объектов в целом. В более полном объеме они приводятся в разделе 2.1. данной части Регламента.

1.7. Физико-химические свойства пластовых флюидов

Излагаются сведения о физико-химической характеристике нефти, газа, конденсата в пластовых и поверхностных условиях. Оценивается изменчивость отдельных показателей по площади месторождения и по разрезу. Даются краткие сведения о содержании в нефти серы, парафина, воды, механических примесей, возможности использования в качестве товарного продукта.

1.8. Результаты испытаний и гидродинамических исследований скважин

Кратко характеризуется методика и результаты опробования скважин, условия вскрытия пластов, интенсификации притоков, проведения гидродинамических исследований скважин. По результатам исследований оцениваются фильтрационно-емкостные свойства коллекторов в удаленной и призабойной зоне скважин.

1.9. Запасы углеводородов

Приводятся данные о величинах балансовых и извлекаемых запасов, состоящих на балансе МПР РФ и используемых в лицензионном соглашении. Анализируется динамика изменений величин запасов, используемых в проектных документах, во времени по месторождению в целом и по отдельным пластам. Изменения в запасах по отношению к последнему проектному документу подробнее анализируются в разделе 2.3 данной части Регламента.

1.10. Краткие сведения о текущем состоянии разработки

Приводятся краткие сведения по истории проектирования разработки месторождения, анализ выполнения проектных решений. Сообщаются данные о проектной и фактической годовой добыче, состоянии фонда скважин, суммарной добыче с начала разработки нефти, газа, воды, изменение пластового давления и обводненности продукции, количество закачиваемой воды, текущие коэффициенты нефтеизвлечения.

Подробный анализ разработки месторождения и выполнения проектных решений с предложениями по оптимизации разработки приводится в соответствующих разделах отчета.

2. ЦИФРОВАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Цифровые геологические модели в зависимости от количества и качества исходных данных и метода моделирования могут быть детерминированными либо стохастическими. Для построения детерминированных моделей необходимо большое количество данных и большая точность определения коллекторских свойств пород. В отсутствие таких данных и при наличии сведений о закономерностях распределения ФЕС в объеме резервуара целесообразно использовать стохастические модели залежи.

Модели подразделяются на двухмерные, псевдотрехмерные и трехмерные. Двухмерная модель представляет собой обычную карту в изолиниях, либо цифровое поле признака. Псевдотрехмерная модель представляет собой набор двухмерных моделей, каждая из которых соответствует заранее выделенному слою в разрезе объекта разработки. Трехмерная модель представляет собой объемное поле в координатах X, Y, Z, каждая ячейка которого характеризуется значениями фильтрационно-емкостных свойств пород.

2.1. Исходные данные для построения цифровой геологической модели

2.1.1. Методика и результаты обработки и интерпретации сейсмических данных

В случае, если обработка и интерпретация сейсмических данных выполнялись в рамках отдельных работ, эти вопросы излагаются в сокращенной форме со ссылками на соответствующие отчеты геофизических организаций. Основное внимание в этом случае уделяется достоверности структурных построений и прогноза коллекторских свойств в межскважинном пространстве.

2.1.1.1. Методика и результаты обработки сейсмических данных

В краткой форме излагаются сведения о методике полевых работ, объемах обработки, технических средствах, технологии обработки, результатах обработки со ссылками на соответствующие отчеты. Указывается система координат, в которой представлены сейсмические данные, перечень технических и программных средств, посредством которых выполнялась обработка. Отмечаются особенности условий наблюдений и их учет при обработке данных («сшивка» сейсмических кубов, влияние многолетнемерзлых пород).

Дается краткая оценка результатов работ с позиций возможностей решения стоящих геологических задач (выделение и картирование нарушений, прослеживание горизонтов, учет газовых шапок, анализ амплитуд). Приводится схема кратности сейсмических наблюдений.

2.1.1 2. Методика и результаты интерпретации сейсмических данных

Приводятся сведения о качестве и количестве исходного геолого-геофизического материала, на основе которого выполнялась интерпретация (количество скважин, в том числе с АК и ГГК, ВСП, ССК, погонных километров профилей сейсморазведки 2D, квадратных километров 3D).

В случае наличия материалов разных лет, различного качества и методов обработки, сообщаются сведения о технологии совместного анализа данных. Излагаются результаты интерпретации данных скважинной сейсморазведки (ВСП, МПГС).

Дается краткая характеристика используемым при интерпретации техническим и программным средствам. Излагается методика получения дополнительных сейсмических параметров (ПАК, скоростей, фаз, когерентности).

На основе данных ВСП, проведения математического сейсмомоделирования обосновывается стратиграфическое соответствие между сейсмическими и геологическими горизонтами. При этом затрагиваются вопросы построения скоростной и плотностной моделей разреза.

Освещаются вопросы прослеживания сейсмических горизонтов, выделения нарушений, сейсмических аномалий с учетом неоднородностей ВЧР, наличия газовых шапок. Излагается методика построения карт сейсмических атрибутов (углов наклона, амплитуд, изохрон, временных толщин)

Обосновываются способы построения карт скоростей и структурных карт, обеспечивающие оптимальное использование данных бурения о глубинах границ, сведений о стратиграфической привязке и скоростях распространения сейсмических волн.

Специальное место уделяется вопросу картирования и учета при построении карт сейсмических параметров и структурных построениях тектонических нарушений. При анализе рисунка волнового поля выполняется сейсмостратиграфический, структурно-формационный и сейсмофациальный анализ.

При интерпретации данных сейсморазведки с целью прогноза геологического разреза приводятся следующие сведения:

- информативные сейсмические и сейсмогеологические параметры, на основе которых выполнялся прогноз,
- вертикальная и латеральная разрешающая способность прогноза,
- обоснование выбора временных окон для оценки параметров горизонтов,
- методика количественной оценки ФЕС.

Завершается раздел оценкой достоверности структурных построений и прогноза коллекторских свойств в межскважинном пространстве. Приводятся кросс-плоты связей сейсмических параметров и данных бурения. Дается количественная оценка тесноты связей и погрешностей зависимостей.

При изложении вопросов обработки и интерпретации сейсмических материалов необходимо учитывать действующие инструкции по сейсморазведке.

Если построение модели выполнялось ранее, дается краткое сравнение полученных результатов с результатами работ прошлых лет: изменение объемов сейсмических работ, изменение привязки, корректировка зависимостей, повышение точности построений и прогноза ФЕС.

Рекомендуется, чтобы плотность разведочных скважин с полным комплексом ГИС и проведением АК и ГГК-п для достоверного прогноза структурного плана пластов и их фильтрационно-емкостных свойств по данным сейсморазведки была не ниже, чем 1 скважина на 8-10 кв.км 3D Рекомендуется выполнение ВСП во всех поисковых и в 1-2 разведочных скважинах, на крупных месторождениях сложного строения - в 3-4 скважинах.

2.1.2. Методика и результаты интерпретации данных керна и ГИС

В случае, если интерпретация данных ГИС выполнялась в рамках отдельных работ, эти вопросы излагаются в сокращенной форме со ссылками на соответствующие отчеты геофизических организаций и протоколы их рассмотрения.

2.1.2.1. Комплекс ГИС, качество исследований

Описывается комплекс ГИС. Приводится объем проведенных исследований продуктивных отложений, представленный в табличной форме по всем разведочным

скважинам и в обобщенном статистическом виде по отдельным методам по эксплуатационным скважинам. Анализируются причины недовыполнения комплекса.

Описывается технология проведения геофизических исследований, технические и аппаратурные средства. Дается оценка качества геофизических исследований и оценивается эффективность комплекса ГИС для конкретных геологических условий.

Объем выполненных ГИС должен быть не меньшим, чем предусмотрено действующими обязательными комплексами геофизических исследований нефтегазовых скважин, а также правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах.

2.1.2.2. Петрофизическое обоснование методики интерпретации

Приводится петрофизическое обоснование комплексной интерпретации материалов ГИС. Дается литолого-петрографическая характеристика коллекторов продуктивных горизонтов. Кратко упоминаются методики определения петрофизических параметров. Дается петрофизическая характеристика коллекторов в виде статистических распределений параметров и в табличной форме в виде диапазонов изменения и средних значений параметров - коэффициентов открытой пористости, остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности, абсолютной проницаемости, глинистости, плотности и пр.

Приводятся зависимости между основными петрофизическими параметрами в виде рисунков и в табличной форме с указанием уравнений регрессии и коэффициентов корреляции или корреляционных отношений. Описываются модели коллекторов основных продуктивных горизонтов. Приводится обоснование нижних пределов параметров коллекторов.

По керну, извлеченному из скважин, пробуренных на РНО или каком-либо другом растворе с нефильтрующейся основой, приводится величина остаточной водонасыщенности, наиболее достоверно характеризующая коллекторы с разными ФЕС из зоны предельного нефтенасыщения.

2.1.2.3. Оценка геофизических параметров и коллекторских свойств

Излагается методика и алгоритмы обработки и интерпретации геофизических исследований скважин. Описывается предварительная обработка материалов ГИС. выделение опорных пластов, статистическая эталонировка показаний, расчет относительных амплитуд и т.п.

Приводятся критерии литологического расчленения разреза, выделения коллекторов, оценки эффективных толщин. Описываются методики определения граничных и критических значений геофизических и петрофизических параметров, оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов - пористости, нефтенасыщенности, газонасыщенности, проницаемости, глинистости, остаточной нефте и водонасыщенности.

2.1.2.4. Определение флюидных контактов

Приводится обоснование положения контактов нефть-вода (ВНК), газ-нефть (ГНК) и газ-вода (ГВК) для каждой залежи. Дается определение понятия ВНК и ГНК, переходных зон, уровня зеркала чистой воды. Обосновывается выбор скважин для установления положения контактов. В табличной форме приводятся интервалы опробования скважин, условия и результаты опробования, границы коллекторов в интервале испытания по данным ГИС.

Приводятся профили по разрезам скважин, вскрывших контакты Устанавливаются границы изменения положения контактов Дается объяснение технических, инструментальных, литологических или геологических причин колебаний положения контактов в скважинах. По результатам интерпретации ГИС, испытаний и детальной корреляции составляются схемы обоснования флюидных контактов для залежей продуктивных пластов месторождения

Формируются модели переходных зон для контактов нефть-вода, газ-нефть, газ-вода по каждой залежи. Предпочтительно использовать, как основу для построения моделей переходных зон, данные керна (капилляриметрия), ГИС и установленные положения контактов. При необходимости следует учитывать структуру переходной зоны посредством расчетов фазового равновесия нефть-вода, газ-нефть, газ-вода в гравитационном поле с учетом капиллярных сил и физико-химических свойств флюидов. Модели переходных зон представляются в виде палеток изменения нефте- и газонасыщенности коллекторов с разными ФЕС по вертикали.

2 1 2.5. Анализ достоверности оценки ФЕС

Выполняется анализ полученных результатов оценки ФЕС и делается вывод о достоверности определения свойств коллекторов по каждой залежи путем сравнения с данными керна, гидродинамических исследований, разными вариантами обработки, предыдущими подсчетами запасов и пр. Приводятся результаты статистической

обработки основных параметров - эффективной толщины, коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, проницаемости - в виде статистических распределений и в табличной форме в виде диапазонов изменения и средних значений параметров

2.1 2.6. Подготовка данных для интерпретации сейсмических наблюдений

Приводится описание использования ГИС для сейсмических исследований, что включает построение вертикальной акустической модели по показаниям акустического и гамма-гамма плотностного методов или путем построения расчетной акустической модели по показаниям других методов ГИС в виде изменения значений пластовой скорости и акустической жесткости в выделенных прослоях различной литологии по разрезу скважины.

При комплексной интерпретации данных ГИС, керна и испытаний скважин следует руководствоваться действующими методическими рекомендациями по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов.

Если построение модели выполнялось ранее, дается краткое сравнение полученных результатов с результатами работ прошлых лет: изменение объемов ГИС и исследований керна, изменение граничных значений «коллектор-неколлектор», «вода-нефть», зависимостей «керн-ГИС», методик определения ФЕС.

2.1 3. Методика и результаты детальной корреляции продуктивных пластов

2 1.3.1. Детальная корреляция

Излагаются результаты работ по методике выбора стратиграфических границ продуктивных пластов и выделения этих границ в скважинах. Обоснованием их выделения могут быть типовые скважины, результаты сопоставления стратиграфических, электрических, радиоактивных реперов, изучения шлама, микрофауны, механического каротажа и др. В случае автоматической или полуавтоматической корреляции описывается алгоритм процесса, реализованный в виде программного комплекса.

Рекомендуется выявлять последовательность напластования путем первоочередного прослеживания глинистых прослоев, корреляцию вести снизу вверх в соответствии с последовательностью отложения слоев.

При сложном геологическом строении рекомендуется проводить корреляцию по независимой системе пересекающихся профилей с последующей увязкой границ. Для корреляции рекомендуется использовать кривые полного комплекса ГИС.

Результаты корреляции представляются в виде альбома профилей корреляции в масштабе кривых ГИС 1:500 или 1:1000 в зависимости от толщины изучаемого интервала разреза, схемы расположения профилей, типовых скважин. При корреляции разведочных скважин рекомендуется представлять временные сейсмические разрезы с вынесенными на них кривыми ГИС

2.1.3.2. Палеотектонический анализ

В данном разделе приводятся результаты палеотектонического анализа, на основе которого делаются выводы о палеогеоморфологической обстановке формирования целевых объектов, возможном влиянии конседиментационных тектонических процессов на формирование седиментационных циклов, положении границ циклов, формирующих их фаций. Дается оценка направлений транспортировки обломочного материала, причин его аккумуляции. Выделяются границы стратиграфических несогласий, оценивается наличие процессов тектонической инверсии.

Анализ проводится по палеореконструированным разрезам, картам толщин по данным ГИС и сейсморазведки статистическими методами. При этом используются результаты региональных работ и анализа структурных построений. Ранг выбираемых для палеотектонического анализа интервалов примерно соответствует интервалам сейсмостратиграфических комплексов. Выводы обосновываются графическими материалами.

Рекомендуется представлять результаты в виде карт условных эффективных толщин или других параметров, характеризующих однородность разреза, энергию среды осадконакопления. Возможно построение карт палеоруслових отложений, зон слияния пластов, распространения косослоистых отложений, в карбонатных отложениях - рифовой фации. Интерполяция изолиний карт должна соответствовать геологическим закономерностям выделенных фациальных зон.

2.1.4. Обоснование выбора объектов и моделей залежей

Кратко излагаются результаты обобщения структурного, палеотектонического, сейсмофациального анализов, геологической интерпретации данных ГИС, результатов

региональных исследований, данных дистанционных методов, грави- и магниторазведки с целью обоснования непротиворечивости результатов анализа данных различных методов в рамках предложенных геологических моделей, выявленных закономерностей, определяющих строение разреза и историю формирования залежей. При необходимости анализ данных разведочной геофизики, геохимии, аэрофото- и космоснимков рассматривается в отдельном разделе.

На основе анализа латеральной и вертикальной зональности продуктивных коллекторов и разделяющих их покрышек, продуктивности отложений, их близости в разрезе, идентичности ФЕС и свойств флюидов, отметок ВНК и их изменения по площади, а также с учетом технического задания выбираются объекты геологического моделирования и подсчетные объекты.

Если построение модели выполнялось ранее, дается краткое сравнение полученных результатов с результатами работ прошлых лет: изменение стратиграфических разбивок в скважинах, методик корреляции пластов, моделей залежей.

2.2. Построение цифровых геологических моделей

2.2.1. Обоснование объемных сеток параметров модели

Излагается обоснование вертикальных и горизонтальных размеров ячеек с учетом дифференциации разреза по ФЕС и наличия непроницаемых пропластков. Размер ячеек горизонтальной проекции сетки определяется средним расстоянием между скважинами и общими размерами области построения по осям X и Y.

Размеры ячеек Dx и Dy при отсутствии установленной латеральной анизотропии коллекторских свойств рекомендуется принимать одинаковыми. Размер ячеек выбирается исходя из степени изменчивости структурного плана и ФЕС коллекторов по латерали, плотности геолого-геофизических наблюдений. Рекомендуется, чтобы между забоями скважин независимо от расстояния между ними было не менее 10 ячеек. На этапе эксплуатационного разбуривания размеры ячеек и их число между скважинами уменьшаются. Ориентацию ячеек целесообразно согласовывать с преимущественной ориентацией тектонических и литологических границ. При необходимости применяется процедура локального измельчения сетки.

Количество слоев (ячеек) по вертикали выбирается исходя из детальности корреляции разрезов скважин. При дальнейшей детализации геологической модели

вертикальный размер ячеек может быть уменьшен в соответствии с детальностью расчленения коллектора.

Размер ячеек по вертикали должен быть согласован с вертикальной толщиной геологических слоев и подсчетных объектов. В целом каждый элементарный геологический слой или подсчетный объект должен быть представлен минимум одной ячейкой по вертикали.

В разделе приводится обоснование области построения с указанием координат вершин этой области, размеров ячеек по осям X и Y, количество ячеек по X и Y, ориентации ячеек.

Приводятся данные о количестве слоев в цифровой геологической модели с учетом коллекторов и непроницаемых перемычек. Если поверхности газонефтяного, водонефтяного или газожидкостного контактов учитываются при разбивке модели на слои, то приводятся соответствующие данные по каждому пласту (зональному интервалу)

Допускается обоснованное изменение области построения для нескольких объектов (пластов) одного месторождения (залежи), если они являются гидродинамически несвязанными объектами и характеризуются разным фондом скважин.

2.2.2. Построение структурной модели

Указывается основной тип строения месторождения (залежи) – последовательное согласное залегание слоев, клиноформное строение, наличие разломов, вертикальных и горизонтальных смещений.

В зависимости от детальности цифровой геологической модели построение основного структурного каркаса проводится по кровлям и подошвам пластов, седиментационных циклов (зональных интервалов), а также по кровлям и подошвам коллекторов каждого пласта, цикла, подсчетного объекта или зонального интервала.

Указываются источники исходных данных для построения основного структурного каркаса залежи - ГИС, 2D-сейсморазведка, 3D-сейсморазведка и т.д. При использовании структурных сейсмических поверхностей (сеток) указывается соответствие отражающих горизонтов структурным поверхностям основного каркаса модели месторождения (залежи).

Если для создания геологической модели используются несколько структурных сейсмических поверхностей, то для каждой определяется полное соответствие

структурным поверхностям основного каркаса модели - конформно, согласно, несогласно снизу, несогласно сверху и т.д.

Рекомендуется приводить распределение глубинных невязок между сейсмическими картами и абсолютными отметками в скважинах для дальнейшего анализа достоверности построения структурного каркаса. Оценка невязок приводится в графическом или в табличном виде.

В тексте раздела приводится название стандартного алгоритма построения структурных поверхностей и способы увязки структурных поверхностей между собой. При использовании оригинальных алгоритмов дается более подробное их описание. Акцентируется внимание на учете скачков структурных поверхностей вдоль тектонических нарушений.

Выходными данными при построении основного структурного каркаса являются двухмерные послойные сетки структурных поверхностей в общепринятых форматах и набор контрольных точек со значениями абсолютных отметок на этих поверхностях.

На основной структурный каркас накладываются поверхности контактов флюидов (ГНК, ВНК, ГВК). Поверхности контактов задаются абсолютной отметкой, а при горизонтально-неровном, наклонном или наклонно-неровном контакте эти поверхности также задаются в виде двухмерных сеток и прилагаются карты поверхностей этих контактов.

При исправлении абсолютных отметок пластопересечений в связи с корректировкой структуры по ВНК указываются величины подвижек в табличном или графическом виде, и приводится обоснование изменения абсолютных отметок в скважинах. Рекомендуется использовать при исправлении абсолютных отметок пластопересечений в качестве опорных разведочные скважины и субвертикальные эксплуатационные скважины с удлинением примерно до 15 м (центральные скважины кустов).

Выходными данными после наложения поверхностей контактов являются двухмерные послойные сетки (цифровые карты) общих газо-, нефте- и водонасыщенных толщин по каждому пласту, седиментационному циклу, подсчетному объекту или зональному интервалу модели.

Приводится методика расчета внешних и внутренних контуров по газовой и нефтяной зоне каждого моделируемого интервала. Результатом должны быть полигоны этих контуров в общепринятых форматах.

Для сложных расчлененных продуктивных пластов могут быть построены пространственные блок-диаграммы, позволяющие детально представить особенности геологического строения залежей.

2.2.3. Построение литологической модели и распределения ФЕС

Сообщаются сведения о методике построения литологической модели и распределении ФЕС. В сеточной модели предполагается занесение в каждую ячейку объемной сетки кода индекса литологии или признака коллектор-неколлектор, а также кода или численных значений эффективной мощности, коэффициента песчанистости, пористости, проницаемости, при необходимости - и других петрофизических или геофизических параметров

В качестве этих параметров могут быть использованы как исходные данные, так и данные, получаемые путем расчета (глинистость, фазовая проницаемость, относительная амплитуда ПС и др.).

Приводятся сведения о методе определения значений в межскважинном пространстве. При применении геостатистических методов (крайгинг, кокрайгинг), искусственных нейронных сетей и других сложных интерполяционных процедур при расчете значений эффективной толщины, пористости или других ФЕС с использованием результатов интерпретации динамической сейсморазведки приводится необходимое обоснование использования того или иного сейсмического атрибута с приведением статистических оценок в графическом или табличном виде.

Параметры сглаживания для сеток, построенных по сейсмическим атрибутам, приводятся в методике расчета этих сеток Для оценки достоверности кубов литологии и ФЕС используются построенные по этим кубам карты эффективных толщин, пористости и проницаемости. На границах зон замещения и выклинивания коллекторов эффективные толщины должны быть равны нулю, а значения пористости и проницаемости должны согласовываться с граничными значениями «коллектор-неколлектор» для этих параметров в соответствии с закономерностями осадконакопления - постепенное замещение, размыв и др.

Если пласту или коллектору в пласте соответствуют несколько слоев ячеек, то дополнительно приводятся способы вычисления средних значений параметров между поверхностями, составляющими структурный каркас месторождения или залежи.

При вычислении значений открытой пористости и абсолютной проницаемости по X, Y, Z в ячейках объемной сетки указывается способ расчета. При этом значения

пористости и проницаемости в каждой ячейке должны быть согласованы по петрофизическим зависимостям.

2.2.4 Построение модели насыщения пластов флюидами

В данном разделе описывается алгоритм и технология насыщения пластов флюидами с учетом основных флюидных контактов – уровня зеркала воды, водонефтяного, газонефтяного контактов. Каждой ячейке модели присваивается значение водонасыщенности, в газовой шапке - также нефтенасыщенности.

При расчете значений водонасыщенности в межскважинном пространстве в ячейках сетки рекомендуется использовать петрофизические зависимости изменения коэффициента водонасыщенности от расстояния до ВНК (нефтенасыщенности в газовой шапке от расстояния до ГНК), а также от пористости или проницаемости коллекторов. Рекомендуется строить зависимости по данным ГИС, капилляриметрии, кривых ОФП.

Положение ВНК увязывается с граничными значениями водонасыщенности, которые могут различаться в зависимости от ФЕС (проницаемости), а также с величиной остаточной нефтенасыщенности. Значения в ячейках с признаком наличия скважины, должны соответствовать коэффициентам водонасыщенности, определенным по данным ГИС.

2.2.5 Особенности моделирования карбонатных залежей

Моделирование залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам, имеет свои особенности. Если разрез представлен чередованием хорошо коррелируемых поровых и плотных разностей, то вполне реализуемы обычные методические приемы, применяемые для пластовых залежей в терригенных коллекторах.

Однако нередко карбонатные массивы представлены нерасчлененной толщей, в которых емкостно-фильтрационные свойства контролируются не условиями седиментации отложений, а степенью развития вторичных, катагенетических процессов: растрескиванием, выщелачиванием, перекристаллизацией и т.д. В этом случае более приемлемой технологией моделирования является формирование трехмерных псевдослоистых моделей.

Основой такой методики является типизация коллекторов, геометризация резервуара и параметрическое заполнение модели с использованием вероятностного подхода. Типизация коллекторов должна учитывать качественные различия в

структуре пустотного пространства породы, в частности, количественное соотношение трещин, каверн и поровой матрицы.

Геометризация резервуара использует задание оцифрованных поверхностей (кровли, водонефтяного контакта, тектонических нарушений и т.д.) и формирует пакет параллельных слоев, каждый из которых представляет собой зональную карту распространения выделенных типов коллекторов на соответствующей глубине. Параметрическое заполнение модели осуществляется заданием статистических распределений параметров дифференцированно для каждого типа коллектора и моделирование их в узлах послойных матриц.

Если построение модели выполнялось ранее, дается краткое сравнение полученных результатов с результатами работ прошлых лет: изменение размеров и ориентации ячеек, алгоритмов интерполяции, корректировки исходных данных, зависимостей между сейсмическими и петрофизическими параметрами.

2.2 6. Особенности построения моделей на различных стадиях изученности

В соответствии со схемой стадийности геологоразведочных работ на нефть и газ выделяются следующие этапы:

- региональный,
- поисково-оценочный,
- разведочно-эксплуатационный.

В каждом из этапов выделяется по две стадии Однако, в данном случае учитывается степень изученности на стадии «Поиск и оценка месторождений (залежей)» поисково-оценочного этапа, а также на стадиях «Разведка и опытно-промышленная эксплуатация» и «Эксплуатационная разведка» разведочно-эксплуатационного этапа.

На каждой из этих стадий виды моделей и особенности их построения определяются требованиями, направленными на усиление степени дифференциации объектов внутри залежи, запасов углеводородов по площади и по разрезу, то есть на постоянное во времени повышение достоверности модели.

Выделяют два основных вида моделей залежей углеводородов: статические и динамические. Статические модели характеризуют залежь в начальном, не затронутом разработкой состоянии. Они позволяют построить модель и определить на ее основе

начальные запасы углеводородов, а также решать вопросы разработки на любой стадии независимо от степени изученности месторождений.

Создаваемые статические модели залежей применительно к указанным выше стадиям изученности могут быть предварительными, рабочими и уточненными.

Динамические модели создаются только на разрабатываемых месторождениях, меняющих свое состояние по мере отбора запасов углеводородов. Это модели, позволяющие определить текущие остаточные запасы и принимать решения по совершенствованию системы разработки.

Как отмечалось выше, настоящий «Регламент» ориентирован на создание геолого-технологических моделей месторождений, находящихся на поисково-разведочном или эксплуатационном этапах изучения. На региональном этапе, целью которого является изучение закономерностей геологического строения осадочных бассейнов и оценка перспектив нефтегазоносности крупных территорий, производится специфическое геологические моделирование процессов седиментации, тектоногенеза, образования и миграции углеводородов, которое в настоящем «Регламенте» не рассматривается.

2.2.6.1. Особенности построения предварительной геологической статической модели на стадии поиска и оценки месторождений (залежей)

Эти модели создаются на основе информации, полученной на открытых месторождениях, для планирования и оптимизации геологоразведочных работ, составления проекта пробной эксплуатации или технологической схемы опытно-промышленной разработки и подсчета запасов по категориям C_1 и C_2, преимущественно категории C_2.

Основой для создания предварительной модели служат данные сейсмических исследований, керна, ГИС, опробования поисковых, разведочных и опережающих эксплуатационных скважин. На этой стадии большая роль отводится сейсмическим методам исследований, в особенности 3D

Для геометризации залежей составляются предварительные схемы корреляции разрезов скважин с прослеживанием в их разрезе флюидоупоров, позволяющих разделить многопластовый разрез на продуктивные горизонты и пласты. На основе этих схем, а также указанной выше информации обосновываются:

- *предполагаемые структурные планы маркирующих поверхностей*, наиболее вероятное положение флюидоупоров, положение контуров нефтегазоносности,

- общие представления о внутреннем строении продуктивной толщи (литологический состав пород, средние фильтрационно-емкостные свойства, степень расчлененности разреза),
- начальное пластовое давление,
- свойства нефти, газа, воды,
- продуктивность скважин.

Предварительная статическая модель включает в себя набор структурных карт, схем корреляции, обоснования флюидных контактов, геологических профилей, карт изопахит продуктивной части горизонтов (пластов).

2.2.6 2. Особенности построения статической рабочей модели на стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации

Эти модели создаются на основе информации, полученной при проведении разведочных работ, пробной эксплуатации и опытно-промышленной разработки на промышленных месторождениях (залежах) На этой основе осуществляется подсчет запасов категорий В, C_1 и C_2 (частично) с представлением их в ГКЗ МПР РФ и для составления технологической схемы разработки месторождения.

Построение рабочих адресных моделей выполняется с использованием результатов комплексной обработки всей имеющейся информации, полученной сейсмическими методами, ГИС, изучения керна, анализа проб воды, нефти, газа, данных опробования и исследований скважин, опытно-промышленной разработки

Основой моделирования являются методы геометризации, позволяющие путем детальной корреляции, обоснования контактов, построения различных карт и профилей отображать особенности и строение объекта и условий залегания углеводородов в недрах с детализацией до уровня пласта.

При построении схем детальной корреляции скважин внутри продуктивных горизонтов прослеживаются отдельные пласты и разделяющие их непроницаемые породы. По продуктивным пластам на основе опробования устанавливаются кондиционные пределы параметров пластов, что позволяет на указанных выше геологических документах проследить распространение коллекторов продуктивных пластов по площади и по разрезу в пределах зон разного насыщения

В результате размеры и форма многопластовых залежей обосновывается по положению различных границ в пределах каждого пласта:

- контуров нефтегазоносности,
- линий выклинивания и литофациального замещения пласта,
- тектонических нарушений и др.

Кроме геологической структуры, в статической рабочей модели отражаются: свойства пластовых флюидов до начала разработки, природный режим, начальное пластовое давление, пластовая температура, количественная оценка неоднородности пластов (характеристики распределения ФЕС, толщин, коэффициентов песчанистости и расчлененности).

2.2.6.3. Особенности построения уточненной статической модели на стадии эксплуатационной разведки в процессе разработки залежей

Эти модели используются для подсчета запасов категорий В и А, и частично C_1 после эксплуатационного разбуривания месторождения согласно технологической схеме или проекту разработки, а также для составления уточненных проектов разработки, выполнения анализов разработки.

Уточнение размеров и формы залежей на этой стадии осуществляется за счет прослеживания в процессе детальной корреляции всего фонда эксплуатационных скважин с целью выявления путей фильтрации флюидов по проницаемым пропласткам и зон, слабо вовлеченных в разработку.

В продуктивном разрезе многопластовой залежи (эксплуатационного объекта) на основе гидродинамических исследований, керна и ГИС обосновывается выделение в пределах пластов и пропластков типов коллектора по продуктивности, их положение в разрезе в пределах зон разного насыщения. Для каждого пласта (пропластка) строятся карты распространения коллекторов разных типов по площади залежи. При совмещении всех этих карт по всем пластам и пропласткам получают уточненную статическую адресную модель внутреннего строения залежи.

Уточнение внутреннего строения залежи на данной стадии осуществляется также в процессе адаптации модели по данным истории разработки. Уточнение начальных свойств пластовых флюидов, термобарических условий на этой стадии не производится.

2.3. Подсчет запасов углеводородов

Приводится обоснование принятого метода подсчета запасов углеводородов,

выделения подсчетных объектов, обоснование величин подсчетных параметров, принципов оконтуривания залежей и подсчетных блоков. Рассматривается структура распределения запасов по зонам различного насыщения, категориям запасов, коллекторам различных ФЕС.

Анализируются изменения величин запасов по месторождению в целом и по отдельным пластам по отношению к предыдущему подсчету.

В общем случае в ячейках цифровой модели, расположенных гипсометрически выше водонефтяного контакта, рассчитываются значения объемов углеводородов. Затем производится пересчет к стандартным условиям и вычисляются соответствующие величины запасов по нефти, газу, конденсату При необходимости могут быть рассчитаны запасы углеводородов, расположенные ниже принятого на данном этапе изученности водонефтяного контакта.

Результатом подсчета запасов являются суммарные объемы углеводородов в целом по месторождению, по залежам и подсчетным объектам. Подсчет ведется отдельно по чисто нефтяным, водонефтяным, газонефтяным зонам с разделением по категориям запасов.

При этом рассчитываются площадь нефтеносности, объем нефтеносного коллектора, объем порового пространства нефтеносного коллектора, объем порового пространства коллектора, занятого нефтью, средние нефтенасыщенные толщины, коэффициенты открытой пористости и нефтенасыщенности. Данные заносятся в таблицы рекомендованного вида (№№ 2.11-2.14) К разделу отчета прилагаются цифровые карты линейных объемов углеводородов (плотности запасов).

Подсчет запасов проводится также по отдельным элементам: седиментационным циклам, представленным одним или несколькими слоями ячеек в цифровой геологической модели, интервалам, ограниченным сверху и снизу поверхностями структурного каркаса.

Для каждого слоя ячеек, лежащего гипсометрически выше водонефтяного контакта, рассчитываются площадь нефтеносности, объем нефтеносного коллектора, объем порового пространства нефтеносного коллектора и объем порового пространства коллектора, занятого нефтью, а также средние нефтенасыщенные толщины, коэффициенты открытой пористости и нефтенасыщенности

Расчет ведется отдельно по чисто нефтяным, водонефтяным и газонефтяным зонам с указанием категории запасов. Результаты расчетов сводятся в таблицу Результаты оценки запасов представляются также в виде карт изолиний равных

линейных объемов нефти.

Рекомендуется проводить раздельную оценку запасов для монолитных коллекторов с большой эффективной толщиной и для тонкослоистых коллекторов Также рекомендуется проводить раздельную оценку запасов в высокопроницаемых, среднепроницаемых и низкопроницаемых коллекторах.

Для интервалов, представленных несколькими слоями ячеек, можно проводить оценку запасов кровельной, средней и подошвенной частей интервала.

Результаты расчетов приводятся в таблице структуры запасов продуктивных пластов, подсчетных объектов или седиментационных циклов.

Приводится анализ и сопоставление результатов подсчета запасов углеводородов по отдельным залежам, категориям и зонам с величинами запасов, числящихся на балансе ВГФ или подсчитанными при построении модели месторождения ранее. Дается анализ причин, приведший к изменениям величин подсчетных параметров и запасов углеводородов.

2.4. Оценка достоверности моделей продуктивных пластов

В разделе излагается методика оценки достоверности запасов углеводородов.

На основе сопоставления данных бурения и сейсморазведки дается оценка возможной величины погрешности в определении площадей нефтеносности.

По результатам оценки тесноты связей керн-ГИС, погрешностей определения исходных геофизических и петрофизических параметров определяются погрешности величин пористости и нефтенасыщенности.

Эти оценки уточняются на основе результатов сравнения величин пористости и нефтенасыщенности, полученных расчетом по пластопересечениям в скважинах, со значениями этих величин, полученных при осреднении карт этих полей в модели.

Дается экспертная оценка величин погрешностей определения эффективных нефтенасыщенных толщин и параметров, характеризующих свойства флюидов - плотность, пересчетный коэффициент. С учетом величин погрешностей отдельных подсчетных параметров определяется величина интегральной оценки начальных балансовых запасов.

Полученные в результате создания геологической цифровой модели двухмерные или трехмерные сетки геологических параметров, величины балансовых запасов передаются далее в пакеты, преобразующие исходные геологические данные

для программ гидродинамического моделирования.

Если построение ПДГТМ выполнялось ранее, дается сравнение достоверности полученных результатов с результатами работ прошлых лет. Анализируются причины изменения достоверности построенной модели месторождения.

3. ЦИФРОВАЯ ФИЛЬТРАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ

Цифровая фильтрационная модель представляет объект в виде двухмерной или трехмерной сети ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров, как и в геологической модели, но дополнительно включает динамические характеристики пластовых процессов и промысловые данные по скважинам Это данные о конструкции скважин, месячные данные о дебитах (расходах) фаз, режиме работы, данные о пластовом и забойном давлении, ГТМ.

Помимо наличия дополнительных параметров фильтрационная модель может отличаться от геологической модели большей схематизацией строения, объединением нескольких геологических объектов в единый объект моделирования.

Фильтрационное моделирование выполняется с помощью расчетных программ, которые реализуют численное решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов в пласте с учетом их взаимодействия с породой, межфазных явлений и фазовых переходов.

Упрощение геометрического строения, осуществляемое при переходе от геологической модели к фильтрационной модели, обусловлено необходимостью проводить компьютерные расчеты пластовых процессов и показателей разработки при экономически допустимых затратах машинного времени.

3.1. Математические модели расчета фильтрационных процессов на месторождении

К любой фильтрационной (гидродинамической) модели предъявляются общие требования:

1. Адекватность процессу фильтрации в пласте. Учет всех необходимых факторов. Универсальность модели.

2. Большая размерность пространственной сетки, аппроксимирующей реальное месторождение.

3. Простота и удобство пользования моделью Сервисная визуализация входных и выходных данных.

4 Приемлемое время при расчете вариантов на компьютере

5. Использование модели, как для прогнозных расчетов, так и для коррекции геологической модели пласта при воспроизведении истории разработки и адаптации модели.

6. Замыкание фильтрационной модели с алгоритмами технологических и экономических расчетов. Получение регламентных таблиц и графиков.

7. Расчеты по прогнозу технологических показателей разработки должны проводиться с использованием фильтрационных программ, надежность которых подтверждена предварительным тестированием с помощью первого и седьмого тестов SPE - Society of Petroleum Engineers [125, 131]. От качества моделирующей программы сильно зависит достоверность адаптации модели по истории разработки, точность расчетов уровней добычи нефти, обводненности продукции скважин, коэффициентов извлечения нефти и других технологических показателей

8. Зарубежные программы должны иметь документацию на русском языке.

К настоящему времени разработано большое количество программ для фильтрационного моделирования. Наибольшее распространение получили программы трехфазной фильтрации, известные как программы нелетучей нефти (black oil model). В этих программах рассматриваются три фильтрующиеся флюида: вода, нефть, газ - без учета их реального компонентного состава. Эти программы относятся к первой группе.

Вторую группу образуют программы многокомпонентной (композиционной) фильтрации, когда учитывается изменение компонентного состава флюидов и их физических свойств. В процессе многокомпонентной фильтрации предусматривается учет массообмена вследствие фазовых превращений. При этом уравнение неразрывности потоков должно быть соблюдено для каждого компонента.

В обеих группах программ свойства пластов и фильтрующихся флюидов зависят от давления. В особую группу выделяются программы неизотермической фильтрации, когда свойства флюидов зависят от температуры.

3.2. Исходные данные для построения цифровых фильтрационных моделей

Этап создания цифровых фильтрационных моделей начинается после построения адресной геолого-математической модели и проведения необходимого анализа геолого-промысловой информации и данных геофизического контроля об объектах разработки.

Исходные данные разделяются на следующие основные группы:

- данные о структуре моделируемого объекта (геометрические), включающие в себя данные о контактах флюидов (ГВК, ГНК, ВНК);
- сведения о количестве геологических слоев и распределении фильтрационно-емкостных параметров в них (коэффициентов пористости, проницаемости),

- информация о слоепересечениях, интервалах перфорации, включая инклинометрические данные);
- данные о первоначальном насыщении коллекторов фазами, начальном пластовом давлении и давлении насыщения продуктивных пластов;
- результаты анализа компонентного и фракционного состава пластовых флюидов и пластовых пород, PVT свойства флюидов;
- исследования и определения абсолютных проницаемостей и относительных фазовых проницаемостей, кривых капиллярного давления, межфазного натяжения и данные о напряженном состоянии пласта и упругоемкости пород пласта;
- промысловые данные о состоянии фонда скважин, дебитах и приемистости, обводненности добываемой продукции, газовом факторе;
- данные контроля за разработкой (замеры текущего пластового давления, результаты исследования скважин на стационарном и нестационарном режимах, определения скин-фактора, данные ГИС-контроля, дебитометрии и расходометрии),
- гидрогеологические и геокриологические данные о залежи.

Решение о выборе математической модели, наиболее адекватно описывающей процесс разработки залежи, принимается после анализа приведенных выше исходных данных с учетом режимов разработки нефтяной (газонефтяной) залежи.

Упомянутые выше первые три группы данных для гидродинамической модели передаются из ранее построенной геолого-математической модели, а именно.

а) структурно-геометрические параметры пласта в сеточном виде:

- данные о системе и ориентации координатных осей пространства;
- число ячеек (узлов) по осям координат X, Y и Z;
- для равномерной прямоугольной сетки - размеры блоков ячеек X, Y, и Z;
- для неравномерной прямоугольной сетки - размеры блоков (ячеек) по координатам X, Y и Z;
- в случае неравномерной сетки с геометрией Corner Point (угловой точки) - файл, в котором приведены соответствующие данные;
- распределение коллектор - неколлектор в сеточном виде (дополнительно могут быть переданы поля толщин глинистых перемычек);
- геометрические координаты нарушений (разломы и т.д.) пласта.

б) сеточные фильтрационно-емкостные параметры пласта:

- поле коэффициента эффективной насыщенной толщины пласта и/или эффективные насыщенные толщины;
- поле коэффициента открытой пористости;
- поля (тензоры) абсолютной проницаемости в направлении X, Y и Z.

в) в сеточном виде - данные об инклинометрии, слоепересечениях, интервалах перфорации и координатах устьев скважин ;

г) сеточные данные о характере насыщения объекта:

- расположение контуров нефте и газоносности;
- поле (сетка) эффективных нефтенасыщенных толщин;
- поле (сетка) эффективных водонасыщенных толщин;
- поле (сетка) эффективных газонасыщенных толщин;
- поля (сетки) нефте, водо и газонасыщенностей.

К промысловым и аналитическим (лабораторным) данным для фильтрационного моделирования относятся:

а) промысловые данные:

- идентификатор (номер) скважины;
- сеточные координаты скважин (передаются из геолого-математической модели);
- данные о накопленном и годовом отборах (нагнетании) по скважинам и по фазам (нефть, вода, газ), дебитах (приемистости) скважин по фазам;
- фактический и приведенный радиусы скважин, скин-фактор;
- устьевые, забойные и пластовые давления с указанием интервалов и дат замеров,
- дебиты и коэффициенты продуктивности;
- начальные пластовые давления и температура;
- технологические режимы работы скважин;
- число рабочих дней скважин по месяцам (кварталам, годам);
- мероприятия, проведенные на скважине (капитальные ремонты, ОПЗ, РИР);
- результаты и обработка данных гидродинамических исследований скважин (на стационарных режимах, КВД, КВУ);
- данные о дебитометрии, расходометрии, термометрии;
- данные ГИС-контроля за разработкой;
- сведения о техническом состоянии скважин и режимах их работы (способы подъема жидкости, характеристики применяемых насосов, высота их подвески, состояние цементного камня, данные по перфорации и т.д.);

- данные о кустовых пунктах сбора продукции.

б) аналитические данные:

- для пластовой нефти - компонентный и фракционный состав пластовой и сепарированной нефти с указанием физико-химических характеристик фракций, компонентный состав газа сепарации, начальное газосодержание, давление насыщения при пластовой температуре, динамика объемного коэффициента, газосодержания, коэффициента сжимаемости и др. по результатам дифференциального разгазирования;
- для свободного газа (газовая «шапка») - компонентный состав до бутанов включительно с указанием молярной доли группы C_5+ высшие, физико-химическая характеристика дебутанизированного конденсата (группы C_5+ высш.), потенциальное содержание группы C_5+ высшие в пластовом газе;
- физико-химические свойства пластовой воды (вязкость, коэффициент сжимаемости, плотность, минерализация и др);
- определения коэффициентов пористости и абсолютной проницаемости по образцам горной породы (кернам);
- определенные лабораторными испытаниями относительные фазовые проницаемости и капиллярные давления.

Входными данными для фильтрационного моделирования являются также результаты анализа разработки, включающие:

- анализ состояния фонда скважин;
- распределение добывающих скважин по дебитам нефти, обводненности и загазованности добываемой продукции;
- анализ причин отклонения текущих показателей разработки от проектных;
- построение характеристик вытеснения.

При моделировании наклонных и горизонтальных скважин дополнительно задаются:

- траектория наклонной и горизонтальной скважины и длина наклонного и горизонтального ствола, слоепересечения коллекторов пласта;
- интервалы притоков пластовых флюидов

Данные, приведенные выше, достаточны для построения фильтрационных моделей нелетучей нефти типа Маскета-Мереса (или black oil model), применительно к трехфазной фильтрации (нефть, газ, вода). При этом возможно растворение газовой фазы в нефтяной и водной фазах, а нефтяной - в газовой фазе.

При построении более сложных моделей фильтрации для методов увеличения нефтеотдачи (МУН), описания трещиновато-пористого коллектора и учета многокомпонентности системы пластовых флюидов необходимо применение соответствующей теории и дополнительных исходных данных.

3.3. Требования к точности исходных данных

Исходные данные для фильтрационного моделирования по их происхождению разделяются на три типа:

- передаваемые из геолого-математической модели;
- полученные в результате промысловых исследований и испытаний;
- определяемые в лабораторных исследованиях.

Точность данных первого типа зависит от погрешности:

- геофизических (каротажных) исследований;
- данных сейсморазведки 2D и 3D;
- определения структурно-геометрических параметров объекта разработки,
- определения контуров нефте- и газоносности;
- выделения коллекторов продуктивного пласта;
- определения интервалов перфорации.

Очевидно, что степень достоверности перечисленных данных зависит от количества контрольных точек, в которых получена информация о пласте.

Объем части пласта, из которой отбирается керновый материал, подвергаемый лабораторным исследованиям, находится в диапазоне от 0,00004 до 0,00016%, а по геофизическим данным от 0,022 до 0,088% от объема пласта. Все данные имеют различные погрешности в диапазоне от 5 до 20%, поэтому интегральную погрешность данных, получаемых из геолого-математической модели, можно оценить в 20% (приемлемая погрешность определения балансовых запасов углеводородов).

Точность данных второго типа определяется, прежде всего, результатами гидродинамических испытаний скважин, охваченный объем пласта колеблется от 33 до 100%. Поэтому данные этого типа являются более достоверными и приемлемая погрешность оценивается в интервале 10-20% (гидропроводность, пьезопроводность, скин-фактор)

Наиболее точно определяются данные третьего типа в лабораторных условиях

Это данные определения вязкости пластовых флюидов (погрешности до 2-3%), фазового равновесия (до 10%), относительных фазовых проницаемостей и

капиллярного давлений (10%) и т.д. В то же время некоторые из этих данных охватывают очень небольшую часть продуктивного пласта, поэтому интегральная погрешность оценивается в 10-20%.

В итоге общая интегральная погрешность входных данных для построения фильтрационной модели составляет не менее 15-20%.

Этим обстоятельством определяется необходимость проведения исследовательских работ по уточнению коллекторских и других параметров модели объекта разработки с использованием фактических данных по отборам и закачке флюидов в скважинах.

3.4. Создание фильтрационной модели

Для проведения фильтрационных расчетов с целью прогноза динамики технологических показателей и оптимизации системы разработки необходимо поставить цель исследования, выбрать объект (объекты) моделирования, тип и размерность модели и соответствующие программные средства.

3.4.1. Постановка целей исследования.

Фильтрационная модель является инструментом для исследования самых разнообразных вопросов на конкретной залежи с помощью численных расчетов на компьютере:

1. Оценка запасов по пластам и в целом по залежи.
2. Составление ТЭО и проектов разработки месторождения.
3. Анализ и минимизация риска разработки.
4. Исследование поведения скважин и групп скважин.
5. Изучение процессов фильтрации флюидов или их компонентов при разных воздействиях на пласт.
6. Выбор или совершенствование технологии разработки месторождения.
7. Выбор или реконструкция системы расстановки скважин.
8. Выбор оптимальных режимов работы скважин. Планирование добычи.
9. Обеспечение наибольших текущих дебитов нефти и/или наибольшего коэффициента нефтеизвлечения. Оптимизация показателей добычи
10. Уточнение свойств пласта и флюидов.
11. Поиск наилучших интервалов вскрытия.
12. Определение остаточных запасов, застойных зон на конкретные моменты времени.

13. Обоснование стратегии и тактики доразработки месторождения.

14 Управление внутрипластовыми потоками флюидов.

Для обеспечения эффективности проведения моделирования должна быть четко сформулирована и обоснована проблема, имеющая важное технико-экономическое значение. В качестве цели моделирования выбирается один или несколько из перечисленных пунктов или формулируется иная цель. В данном разделе с учетом технического задания приводится обоснование выбора цели моделирования.

3.4.2. Определение области исследования

Область исследования - это непосредственно объект, являющийся целью моделирования. Для выполнения последующих действий по созданию цифровой модели из геолого-математической модели передаются: размер моделируемой области, линзовидность, прерывистость, нарушения, внешняя область, количество скважин.

Месторождение (залежь) может рассматриваться как единое целое или, в случае его больших размеров, разбивается на участки (зоны) при значительной изменчивости геолого-физических свойств по площади. Эти участки характеризуются по фазовому состоянию флюидов как чисто нефтяные (ЧНЗ), газонефтяные (ГНЗ), водонефтяные (ВНЗ), газоводонефтяные (ГВНЗ) зоны. Участки также могут различаться по относительным фазовым проницаемостям.

Определяются границы участков, и создается база граничных условий, которая заполняется данными в процессе укрупненного математического моделирования всего объекта. Исходные данные для моделей участков поступают из баз геолого-промысловой, геолого-геофизической информации, а также из базы граничных условий. Далее решение задачи моделирования отдельных участков аналогично решению задачи моделирования для всего объекта.

В разделе приводится обоснование и схема выделения расчетных участков.

3.4.3 Выбор типа модели

В зависимости от физико-химических свойств насыщающих пласт флюидов и нагнетаемых агентов выбирают двухфазную, трехфазную или многокомпонентную (композиционную) модель фильтрации. При выборе типа модели должен также учитываться характер моделируемого процесса разработки.

Для поддержания пластового давления наиболее часто применяют заводнение или закачку газа. Для моделирования процессов вытеснения нефти водой при

давлениях выше давления насыщения нефти газом обычно достаточно использовать двухфазную математическую модель (трехфазную модель при постоянстве газового фактора). При разработке газонефтяных залежей или при закачке газа в пласт для учета подвижности всех фаз флюидов необходима модель трехфазной фильтрации нефти, газа и воды.

Для большинства терригенных коллекторов с нефтью, подчиняющейся обобщенному закону Дарси и в условиях исключающих фазовые переходы типа выпадения парафина, применима 3D модель изотермической трехфазной фильтрации (нефть, вода, газ) типа Маскета-Мереса. Для кавернозно-трещиновато-пористых коллекторов (карбонатные отложения и др.) может применяться модель двойной пористости, проницаемости типа Баренблатта-Желтова-Кочиной.

Если осуществляется вытеснение смешивающимися флюидами, модель следует модифицировать так, чтобы она воспроизводила процесс смешивания закачиваемой оторочки флюида с углеводородными фазами. При исследовании процесса заводнения с применением полимеров, добавляемых к воде, данные об изменении проницаемости в зависимости от насыщенности корректируются с учетом влияния полимеров, в результате чего изменяется характер кривых относительных проницаемостей.

Для расчета процесса разработки и методов увеличения нефтеотдачи газоконденсатных пластов, процесса водогазовой репрессии необходимо рассматривать нефть и газ как смесь компонентов, то есть использовать композиционные модели. Для описания фильтрационных течений многокомпонентных смесей может применяться модель Желтова-Розенберга

Для моделирования неизотермического течения системы пластовых флюидов (термические МУН) необходимо применение модели теплопереноса в пласте и окружающих его породах.

Для описания более сложных моделей могут вводиться дополнительно.

- расчет химической кинетики пластовой системы;
- расчет динамики напряжений и деформаций резервуара с учетом фактической реологии слагающих горных пород и тектонических напряжений

В разделе дается обоснование выбора типа модели

3.4.4. Обоснование размерности модели

Современные математические модели позволяют выполнять довольно точные гидродинамические расчеты, учитывающие большинство факторов, определяющих

картину фильтрации. Это - многопластовый характер эксплуатационных объектов, зональная и слоистая неоднородность пластов, их линзовидность и прерывистость, интерференция скважин, характер перемещения пластовых флюидов при различном порядке ввода и отключения скважин и т.п

Для решения задачи извлечения нефти с учетом перечисленных факторов в ПДГТМ, как правило, используются трехмерные модели. В 3D моделях в качестве основы обычно используется 3D сейсмика и/или данные эксплуатационного бурения.

Двухмерные модели используются в качестве временной меры, когда спрогнозировать закономерности изменения ФЕС в объеме резервуара с удовлетворительной точностью не представляется возможным вследствие низкой плотности геолого-геофизических наблюдений на поисково-разведочной стадии.

Двухмерные модели могут использоваться при исследованиях значительных по размерам многоскважинных систем (более 1000 скважин) на промежуточном этапе для определения граничных условий для трехмерных моделей отдельных участков месторождения

Для каждого случая применения двухмерной модели должно быть приведено обоснование.

Недопустимо применение плоских 2D математических моделей для определения показателей разработки водонефтяных зон, нефтегазоконденсатных, водоплавающих залежей нефти и газа, а также залежей с резко (более чем в 3-5 раз) изменяющимися вдоль вертикальной координаты коллекторскими свойствами

При исследовании процессов конусообразования рекомендуется использовать модель r-z, которая предназначена для моделирования одиночной скважины с радиальной симметрией и неоднородностью пласта в вертикальном направлении Модели конуса применяют для воспроизведения результатов исследований по кривым восстановления давления в скважинах. Этот способ также применяют при повторении истории разработки месторождения для того, чтобы определить исходные значения проницаемости.

3.5. Этапы построения фильтрационной модели

При создании фильтрационной модели должны быть выполнены следующие действия.

- Создать сетку модели и схему выделения слоев
- Определить свойства пласта.

- Определить свойства пластовых флюидов.
- Задать начальные условия, например, контакты флюидов и начальные давления.
- Расположить скважины и смоделировать перфорации.
- Задать дебиты по истории разработки и ограничения добычи для прогноза.
- Провести расчеты
- Проанализировать результаты

Рассмотрим последовательно действия по созданию модели

3 5.1 Создание сетки и схемы выделения слоев

При построении сетки на моделируемом объекте следует руководствоваться следующими принципами:

1. Обеспечить учет всех крупномасштабных деталей строения пласта (неоднородность, слоистость, выклинивания, сбросы) Дается обоснование количества и принципа выделения слоев, исходя из представлений о неоднородности объекта по разрезу

2. Для обеспечения точности расчетов, между скважинами рекомендуется размещать не менее трех - пяти ячеек сетки фильтрационной модели. Данная рекомендация основывается на опыте моделирования реальных объектов

3. Обоснование оптимальных размеров расчетных блоков рекомендуется проводить с помощью анализа чувствительности модели к ее размерности. Окончательное количество ячеек модели определяется из условия достижения сходности результатов расчетов при измельчении разностной сетки.

4. Желательна ориентация сетки по направлению осей тензора проницаемости, чтобы ориентировать сетку по потокам.

В разделе приводится схема размещения скважин на разностной сетке с учетом расположения ВНК и ГНК.

3 5.2. Характеристика пласта

Каждой ячейке сетки фильтрационной модели должно быть присвоено значение параметра пласта:

- общей толщины,
- эффективной толщины,
- эффективной пористости,

- проницаемости: одно значение для изотропного коллектора и три (шесть) значения для анизотропного коллектора,
- насыщенности нефтью, водой и газом,
- абсолютной глубины кровли.

При совпадении сеток геологической и фильтрационной модели ввод данных выполняется непосредственно из геологической модели.

Если сетки моделей не совпадают, создание и наполнение фильтрационной сетки осуществляется программными средствами преобразования геологической модели с использованием методов осреднения и расчета эффективных параметров. Основной задачей осреднения является получение эффективных характеристик, соответствующих масштабу ячейки фильтрационной модели.

При определении проницаемости и пористости по керну и по геофизическим исследованиям скважин характерный масштаб осреднения определяется сантиметрами. Для получения по этим данным эффективных характеристик, соответствующих масштабам расчетных ячеек фильтрационной модели, которые составляют обычно десятки и сотни метров, используются статистические методы.

При этом для получения эффективных характеристик объемных параметров (толщины, пористости) могут быть использованы их среднеарифметические (средневзвешенные) значения. Для осреднения проницаемости, которая имеет направленный (тензорный) характер, должны использоваться их среднегармонические значения, определяемые как суммы гидропроводностей по данному направлению. Для решения этой задачи разработаны различные модели и методы. Среди них в последние годы получила распространение техника осреднения - upscaling.

В разделе описываются использованные методы определения эффективных параметров и приводятся значения параметров для ячеек сетки.

3.5.3. Относительные фазовые проницаемости и капиллярные давления

Приводятся табличные и графические зависимости относительных фазовых проницаемостей и капиллярных давлений от насыщенности. Для определения капиллярных давлений и кривых относительных фазовых проницаемостей должен проводиться специальный анализ кернов.

3.5.3.1 Относительные фазовые проницаемости. В фильтрационных программах относительные фазовые проницаемости для каждой фазы задаются в виде таблиц или вычисляются по формулам. В таблицах или формулах должны быть

определены критические точки: насыщенности, при которых начинают двигаться нефть, вода, газ.

Особое внимание должно быть уделено обоснованию принятых для расчетов модифицированных функций фазовых проницаемостей. С учетом промысловых данных должны быть получены расчетным путем модифицированные фазовые проницаемости, учитывающие неоднородность объекта. На разрабатываемых месторождениях необходимо определять модифицированные фазовые проницаемости непосредственно на объекте по известной динамике добычи нефти, воды и газа из участков, разрабатываемых в первую очередь

Относительные фазовые проницаемости могут быть различны для разных зон объекта. Могут быть заданы и одинаковые относительные фазовые проницаемости, отличающиеся только критическими точками насыщенности и критическими точками на кривых фазовых проницаемостей. Последний подход известен как масштабирование (scaling) относительных фазовых проницаемостей и требует помимо ввода в компьютер таблиц фазовых проницаемостей еще и ввода массивов критических точек.

3.5 3.2. Функции капиллярного давления. При численном моделировании капиллярное давление задается как функция насыщенности смачивающего флюида и ее направления (пропитка - вытеснение) С увеличением насыщенности смачивающей фазы скачок капиллярного давления уменьшается. Заданному значению насыщенности соответствуют два значения капиллярного давления, величина которых зависит от способа замещения смачивающей фазой. Это явление называется капиллярным гистерезисом. Для трехфазного течения капиллярное давление нефть-вода является функцией водонасыщенности, капиллярное давление нефть-газ - функцией газонасыщенности.

Функции определяются экспериментально. Описание этих функций в виде формул затруднительно, поэтому в фильтрационной модели они задаются в виде таблиц. Существует теоретическая зависимость, связывающая капиллярное давление и относительные фазовые проницаемости, описываемая функцией Леверетта.

3.5.4. Свойства флюидов

Приводятся табличные и графические зависимости физико-химических свойств флюидов При изотермической фильтрации должны быть заданы зависимости вязкости, объемного коэффициента, растворимости как функция давления для каждого из флюидов при пластовой температуре.

В виде таблиц или формул вводятся зависимости параметров от давления:

- вязкость нефти, объемный коэффициент нефти, растворимость газа в нефти и нефти в газе в зависимости от давления при давлении выше и ниже давления насыщения;
- вязкость воды, объемный коэффициент воды и растворимость газа в воде в зависимости от давления;
- вязкость газа и объемный коэффициент газа в зависимости от давления;
- сжимаемость породы в зависимости от давления.
- плотность нефти, газа и воды в стандартных условиях.

При неизотермической фильтрации кроме того задаются зависимости этих параметров от температуры. Эти зависимости достаточно трудно описать в виде формул, поэтому в большинстве гидрогазодинамических программ ввод осуществляется в виде таблиц отдельно для каждого из флюидов.

3.5 5. Начальные условия

Задание начальных условий в пласте означает задание распределения давлений и насыщенностей по ячейкам на нулевой момент времени, соответствующий статическому равновесию, при котором скорости фаз равны нулю и давление является функцией глубины благодаря действию капиллярно-гравитационных сил.

Начальные условия могут быть заданы как известные значения в каждой ячейке сетки, так и могут быть рассчитаны с учетом гидростатического равновесия. В разделе описывается способ задания начальных условий и приводятся необходимые исходные данные.

3.5 6. Задание условий на границах расчетной области.

Дается описание условий на границах моделируемого объекта с учетом выделения отдельных участков.

Моделирование процессов разработки конкретного объекта выполняется при задании условий на скважинах и границах объекта. Возможны следующие условия на границах:

- отсутствие перетоков;
- заданные перетоки;
- заданные давления.

Задание условий на границах замкнутых залежей не вызывает вопросов. В случае моделирования отдельных участков большого нефтяного месторождения, имеющих, как правило, сообщаемость с объектом в целом, возникают трудности. В большинстве случаев приходится выполнять приближенное моделирование залежи в целом, чтобы определить условия на границе интересующего участка во времени, и затем использовать их для подробного моделирования выделенного участка.

3.5.7. Моделирование пластовой водонапорной системы

При построении гидродинамической модели объекта определяется объем, активность и степень взаимодействия с залежью законтурной области.

Учет влияния водоносных горизонтов осуществляется аналитическим или численным моделированием.

При аналитическом моделировании выполняется расчет влияния водоносного пласта. Затем вычисленный поток воды учитывается в качестве источника питания для ячейки, имеющей сообщаемость с водоносным горизонтом. Наибольшее распространение получили формулы постоянного (Steady-State), переменного (РОТ) водоносного горизонта и формулы Фетковича или Картера-Трейси.

При численном моделировании пластовой водонапорной системы сетка модели распространяется за пределы контура нефтеносности.

Размер законтурной области модели является предметом исследования, так как обычно неизвестен радиус депрессионной воронки. Размер законтурной области и ее характеристики уточняются при воспроизведении динамики пластового давления по истории разработки.

3.5.8. Моделирование скважин

Качество решения поставленной проблемы в большей степени определяется правильностью задания информации о скважинах. Для ввода исходных данных о скважинах в разделе должна присутствовать следующая информация:

1. Координаты скважины на сетке. В случае многопластовой залежи, наклонной или горизонтальной скважины количество координат определяется числом вскрытых ячеек.
2. Номер скважины и принадлежность к группе по критериям управления.
3. Коэффициент эксплуатации.
4. Коэффициент продуктивности.

5. Радиус скважины

6. Скин-фактор.

7. Режим работы скважины на конкретные даты (достаточно задать часть данных):

- забойное давление;
- давление на устье,
- депрессия;
- дебит нефти;
- дебит воды;
- дебит жидкости;
- дебит газа.

В случаях, когда гидродинамические потери давления в стволе являются значительными, перечисленный набор исходных данных может оказаться недостаточным для использования программы фильтрации. Тогда необходимо применять подпрограммы для моделирования гидродинамических процессов в самой скважине.

3.5.8.1 Задание условий на скважинах по истории разработки При повторении истории разработки в качестве входных данных по каждой скважине на конкретные даты задаются замеры дебита одной из фаз, дебит жидкости (вода + нефть) или давление из системы данных о добыче, источником которых являются промысловые данные (фонд скважин, вскрытие пластов, месячные эксплуатационные рапорты по скважинам, забойные давления и коэффициенты продуктивности).

Исходные материалы нередко содержат недостоверную информацию Занесение такой информации, настройка по ней фильтрационной модели или проверка правильности геологической модели недопустимы. Следовательно, поэтому до начала построения модели объекта необходимо тщательно выверить промысловую информацию, используя непосредственно «шахматки» промысла (если они сохранились). Анализ разработки и входных данных по скважинам являются ответственным этапом создания модели пластовой системы

3.5.8.2 Задание ограничений и управлений работой скважин для прогноза. Скважина может работать в одном из перечисленных выше режимов (п.3.5.8 п.7), выбранного в качестве управляющего воздействия. На другие режимы в этом случае могут быть наложены ограничения. Для дебитов фаз устанавливается допустимый верхний предел добычи Для давления устанавливается нижний предел в добывающих

и верхний предел в нагнетательных скважинах. Способ управления на скважине автоматически меняется при достижении одного из пределов. Таких переходов в программах предусматривается большое количество.

Предусматривается ряд дополнительных ограничений на работу скважин:

- обводненность,
- водонефтяной фактор;
- газонефтяной фактор;
- нижний предел дебита нефти или газа,
- минимальное пластовое давление,
- максимальное пластовое давление.

При достижении одного из ограничений скважина будет автоматически закрыта. В некоторых программах такое управление выполнятся в отношении отдельных прослоев и организовано по группам скважин. Скважины, закрытые по достижении ограничения, могут быть включены вновь, если предел больше не нарушается Закрытие скважины может быть осуществлено полностью или с учетом перетока по стволу скважины, расположенному в связанных слоях.

Автоматическое сокращение дебитов выполняется по достижению верхнего предела, например, максимальной добычи со скважины или группы скважин, при снижении давления в пласте ниже допустимого значения.

Для нагнетательных скважин в некоторых моделях предусматривается ее отключение, если в заданном радиусе все добывающие скважины закрыты.

Автоматическое закрытие скважин «на ремонт» предусматривается по достижению: указанного времени, экономического предела (например, дебита).

Моделирование автоматически прекращается, если все добывающие скважины отключены или заданный срок моделирования закончен. Контроль за разработкой осуществляется в фильтрационных программах автоматически. Проведенные или рекомендованные геолого-технологические мероприятия фиксируются в соответствующих выходных файлах

3.6. Уточнение параметров (адаптация) фильтрационной модели на основе анализа истории разработки

Если рассматриваемое месторождение уже эксплуатировалось в течение некоторого времени, то первым шагом моделирования должно стать воспроизведение существующей истории разработки. В ходе этого процесса добыча из месторождения

моделируется на основании существующей геологической модели. Фильтрационная модель корректируется итеративным способом до тех пор, пока она не окажется в состоянии воспроизвести фактическое распределение давления и многофазное течение флюидов.

По истории разработки пласта, его части или первоочередного участка оценивается достоверность выходных параметров и уточняются:

- параметры внешней области,
- геологическая модель и запасы нефти и газа,
- проницаемость и гидропроводность пласта,
- функции модифицированных относительных фазовых проницаемостей,
- функции адсорбции, десорбции.

На основе уточненной фильтрационной модели уточняется первоначально принятая геологическая модель.

В ходе воспроизведения истории может быть уточнена важная информация о наличии непроницаемых барьеров в пласте. Например, может оказаться, что совпадение результатов моделирования и фактических данных достигается лишь при наличии перетоков через плоскость сброса, считавшуюся ранее непроницаемой. В свою очередь это может свидетельствовать о дополнительных запасах нефти на изначально не принимавшихся во внимание участках месторождения

В процессе повторения истории разработки возможно использование как специальных адаптационных программ по решению обратных задач фильтрации, уточняющих ФЕС пласта в отдельных элементах, так и использование основной модели с уточнением функций относительных фазовых проницаемостей по отдельным областям и элементам. По результатам уточнения должны быть сделаны изменения в базе данных. В процессе адаптации важно использовать максимум всей имеющейся информации.

В этом разделе необходимо:

- привести графики и таблицы невязок расчетных и фактических показателей разработки по пласту в целом и по отдельным скважинам;
- объяснить причины несовпадения тех или иных показателей разработки в целом по пласту и по скважинам,
- привести поля распределения насыщенности нефтью, газом и водой, поля распределения удельных запасов нефти по объекту в целом (при необходимости по

гидродинамическим слоям) на начальный момент времени и на дату составления модели.

4. ФОРМЫ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ

4.1 Выходные данные - результаты построения геологических моделей

Результаты построения геологических моделей представляются в следующем виде в текстовой форме - в соответствующих разделах Отчета по созданию ПДГТМ, в электронной форме - на магнитных носителях либо в компьютере в составе базы данных. В электронной форме должны храниться:

- результаты обработки данных сейсморазведки - временные и глубинные разрезы (кубы);
- результаты интерпретации данных сейсморазведки - разрезы (кубы) ПАК, амплитуд, фаз, мгновенных частот, сеточные карты изохрон, глубин, скоростей, динамических параметров, координаты нарушений, выклинивания и замещения пластов;
- результирующие кубы объемных сеток всех параметров модели по всем промоделированным пластам – структурных, литологических, фильтрационно-емкостных, насыщенностей;
- результирующие сетки линейных запасов по каждому из объектов подсчета;
- пространственное положение пробуренных скважин,
- результаты обработки и интерпретации ГИС в попластовой или поточечной форме;
- результаты определений, анализа и обощения исследований кернов и проб пластовых флюидов;
- результаты обработки и интерпретации методов разведочной геофизики и дистанционных методов,
- результаты перфорации и испытаний пластов, включая данные ГДИ,
- результаты построения геологических моделей - используемые граничные значения, зависимости керн-керн, керн-ГИС, ГИС-ГИС, ГИС-сейсморазведка;
- двумерные и трехмерные сетки геологических параметров по всем моделируемым пластам;
- результаты подсчета запасов углеводородов

4.2. Выходные данные - результаты расчетов программ фильтрации

Результаты расчетов фильтрационных программ формируются и хранятся в виде таблиц, графиков, полей дискретных параметров и в изолиниях на заданные моменты времени:

1. Технологические показатели разработки (в целом по месторождению, по группе скважин, для каждой скважины):

- дебит нефти, газа, воды,
- обводненность, водонефтяной, газонефтяной фактор;
- накопленная добыча нефти, газа, воды;
- коэффициент нефтеизвлечения;
- остаточные запасы.

2. Распределение давлений

3. Распределение насыщенностей.

4. Рекомендации по геолого-технологическим мероприятиям.

5 Уточнение геологической модели.

При выдаче результатов рекомендуется обеспечивать:

- возможность визуализации 2D и 3D гидродинамических и геологических полей;
- интерактивное редактирование полей;
- возможность визуализации на полях скважин как горизонтальных, так и вертикальных,
- послойный просмотр моделей, просмотр разрезов, выдача двумерных изображений,
- анимационный просмотр динамики разработки

С заданным временным интервалом сохраняются следующие показатели разработки:

1. Текущая добыча воды, нефти, газа по скважинам, группам скважин, по месторождению

2. Накопленная добыча воды, нефти, газа по скважинам, группам скважин, по месторождению.

3 Текущая закачка воды или газа по месторождению.

4 Накопленная закачка воды или газа по месторождению

5 Коэффициент нефтеотдачи.

6 Водонефтяной фактор.

7. Обводненность.

8 Распределение насыщенностей (воды, нефти, газа) по пластам и профилям в виде массивов и карт.

9 Распределение давления по пластам и профилям в виде массивов и карт.

Все показатели могут быть выданы в виде карт, таблиц или графиков.

Выходная информация представляется в следующем виде

1. Таблица 3.7, а также таблицы 3 1 – 3 6 и 3.8.

2. Данные для экономического обоснования.

3 Карты насыщенностей и давления.

4 Карты и графики разработки.

5 Карты остаточных запасов.

6. План проведения ГТМ и других мероприятий по управлению процессом разработки.

Поскольку основной задачей создания ПДГТМ является уточнение запасов углеводородов, оценка эффективности выработки запасов и принятие решений по увеличению нефтегазоотдачи пластов, основным конечным материалом должны быть карты удельных запасов на различные даты разработки месторождений. Сопоставление их по времени дает полную картину выработки запасов по площади и разрезу

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В нем излагаются обобщенные выводы, основанные на результатах проведенных исследований и рекомендации по дальнейшему освоению месторождения и уточнению геолого-технологической модели. В выводах указывается степень изученности, количество и качество запасов нефти и газа, условия их залегания, анализ возможных вариантов разработки и достигаемые в результате их внедрения коэффициенты углеводородоотдачи.

Приводятся рекомендации по доразведке и наиболее рациональному способу разработки объектов, оценка общих перспектив разработки месторождения, проблемы и пути их решения, предложения по повышению качества и количества информации об объекте, дальнейшему научному сопровождению ПДГТМ и выполнению научно-исследовательских работ и т.д.

ЧАСТЬ III. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ И ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩИХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

1. ИНТЕГРИРОВАННАЯ БАЗА ДАННЫХ ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

1.1. Общие требования к организации единого информационного обеспечения ПДГТМ

Все работы по созданию геолого-технологических моделей, начиная со сбора данных и кончая выдачей итоговых документов и построением цифровых моделей, должны проводиться на единой информационной основе с использованием единой интегрированной базы данных.

Интегрированная база данных, по определению, должна содержать все виды геолого-геофизических данных и знаний, используемых при построении и постоянном функционировании геологических и фильтрационных моделей. Все данные должны единожды загружаться в интегрированную базу и быть доступны любому приложению.

Любые изменения в базе, связанные с коррекцией существующих или получением новых данных, могут производиться только с разрешения (с паролем) специалиста, ответственного за данный раздел базы.

Данные разного рода создаются и собираются в различных по профилю своей деятельности организациях, проходят определенные стадии контроля, первичной обработки прежде, чем поступают к специалистам, занимающимся непосредственно построением моделей. Поэтому должна быть создана технология, обеспечивающая функционирование распределенного банка данных.

Оптимальная технология требует создания специальной информационной инфраструктуры для создания и ведения распределенного банка данных.

Инфраструктура должна функционировать в условиях постоянного обновления и пополнения информации и должна обеспечивать пересчет геолого-технологической модели с учетом новых данных.

1.2. Требования к системе управления базами данных (СУБД)

Создаваемая технология построения постоянно-действующих моделей должна функционировать на основе мощной современной СУБД, обеспечивающей не только эффективное формирование и ведение интегрированной базы данных, но и эффективную работу всех приложений. К ним относятся прикладные программы, значительная часть которых уже существует, разработана с использованием средств различных СУБД, распространяемых на рынке программных продуктов.

Исходя из сказанного, можно перечислить основные требования к СУБД как основе создаваемой технологии построения ПДГТМ:

1) высокая производительность на узлах всех уровней,

2) обеспечение сохранности данных в условиях многопользовательского доступа,

3) наличие средств эффективной реализации распределенных систем, в частности средств тиражирования данных, обеспечивающих целостность информации во вторичных базах и гарантированную доставку данных при малой загруженности аппаратуры,

4) наличие единообразных средств хранения и копирования информации на узлах всех уровней, что позволяет строить любые схемы пересылки, вплоть до временного замещения узлов или перераспределения между ними функциональных задач,

5) мобильность и масштабируемость посредством наращивания мощности аппаратуры или смены платформы.

6) доступность и развитость всего спектра технологических инструментов, в частности, средств разработки приложений, средств объединения широкого спектра, источников данных от разных производителей, средств динамического объединения различных СУБД.

7) умеренные требования к аппаратной части,

8) наличие внутренних резервов и идеологических заделов для успешного развития в перспективе.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ ДЛЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Состав программно-технических средств, обеспечивающих функционирование изложенной выше структуры, выбирается специалистами нефтегазодобывающего предприятия. Основным требованием к этим средствам являются технологичность, достаточная полнота программного обеспечения, удобство доступа к данным и решения прикладных задач. Программное обеспечение должно позволять использовать все виды геолого-геофизической и другой информации даже при весьма ограниченном ее объеме на начальной стадии. Это связано с тем, что в дальнейшем модель должна отвечать смыслу термина «постоянно действующая» и сопровождать разработку месторождения на всех стадиях его «жизни».

Как показал опыт эксплуатации различных программно-методических средств, наиболее оптимальным является совместное применение отечественных и зарубежных пакетов программ при условии эффективного обмена данными между этими пакетами.

Состав технических средств определяется выбранными пакетами программ. Наиболее вероятно, что фактическая реализация системы будет базироваться на UNIX серверах и рабочих станциях (IBM, SUN, HP, SG) и персональных ЭВМ (IBM или IBM совместимых), объединенных в единую сеть. В настоящее время перспективно использование персональных ЭВМ на базе процессоров Pentium II и Pentium III, по своим возможностям приближающимся к UNIX ЭВМ.

В соответствии со сформулированными требованиями к системе с точки зрения решаемых задач и иерархии производственных отношений, существующих в нефтяной промышленности компьютеры нефтегазодобывающего объединения целесообразно связывать в вычислительную сеть

В настоящее время в ряде компаний созданы свои Информационно-аналитические центры. В зависимости от класса решаемых ими задач и географического места их расположения часть данных может передаваться в реальном времени, часть данных передается на машинных носителях.

Кроме серверов, рабочих станций и ПЭВМ соответствующие звенья сети должны быть оснащены плоттерами (цветными и черно-белыми), лазерными принтерами, диджитайзерами, сканерами, средствами ввода/вывода данных на машинные носители

(НМЛ, CD), архивными системами. Конкретное количество и распределение данных средств определяется проектом автоматизации для каждой компании.

ЛИТЕРАТУРА

1. Закон «О недрах» // Собрание законодательства Российской Федерации № 10, 1995.
2. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений / Миннефтепром. М., 1987.
3. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39-007-96). Минтопэнерго РФ М., 1996.
4. Положение о порядке составления, рассмотрения и утверждения технологической проектной документации на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 39-0147035-215-86 / Миннефтепром, М., 1986.
5. Регламент проведения авторских надзоров за реализацией проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений: РД 39-9-490-80. М , 1980.
6. Методические указания по проведению авторских надзоров за реализацией проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений: РД 39-0147035-203-87 М , 1986.
7. Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. М., ВНИГНИ, 1983.
8. Методическое руководство по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 39-0147035-205-86. М., 1985.
9. Методика определения технологических показателей разработки нефтяных и нефтегазовых залежей (ВНИИ-2) / Вахитов Г.Г., Сургучев М.Л., Баишев Б.Т. и др. М , ВНИИ, 1977.
10. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений: РД-39-100-91 ВНИИ нефть, ВНИИНПГ, ВНИПИТермнефть, АзНИПИнефть и др. М., 1991.
11. Методические указания по проведению геолого-промыслового анализа разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений: РД 39-0147035-202-87 М., 1987.
12. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением

результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов Калинин, 1990.

13. Методическое руководство по проектированию разработки нефтяных месторождений с применением гидроразрыва пластов на основе современных компьютерных технологий. РД 153-39 2-032-098 / Кац Р.М., Каневская Р.Д. и др. М., Минтопэнерго РФ, 1998.
14. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов М., 1983.
15. Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М., 1984.
16 Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов М., Недра, 1972.
17 Обязательные комплексы геофизических исследований нефтегазовых скважин. Мингео СССР 1983, 1986, 1991.
18 Обязательный комплекс и порядок проведения промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин МПР РФ, Минтопэнерго РФ, 1995.
19 Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. МПР РФ, Минтопэнерго РФ, 1999.
20. Системный контроль за разработкой нефтяных и нефтегазовых месторождений Западной Сибири геофизическими методами. Миннефтепром СССР, 1984.
21. Требования к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов. М., 1982.
22. Техническая инструкция по по проведению геофизических исследований в скважинах. Мингео СССР, Миннефтепром СССР, 1984.
23. Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ Миннефтепром СССР, 1987.
24. Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований скважин. РАО «Газпром», 1993 г.
25 Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. М., 1984.
26. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов ТЭО КИН из недр. М., 1987.
27 Инструкция по сейсморазведке. М., Министерство геологии СССР, 1986.

28 ГОСТ 7 63-90. Отчет о геологическом изучении недр. Общие требования к содержанию и оформлению. Госстандарт СССР, 1992.

29 Абасов М.Т, Закиров С.Н., Палатник Б.М. Адаптация геолого-математической модели газовой залежи при водонапорном режиме. ДАН СССР т.308, N2, 1989

30 Авербух А.Г. Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке М., Недра, 1982.

31. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем М., Недра, 1982.

32. Бабадаглы В.В., Изотова Т.С., Карпенко И.В., Кучерук Е.В. Литологическая интерпретация геофизических материалов при поисках нефти и газа. М., Недра, 1988.

33. Баишев Б.Т. и др. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1978.

34. Бакиров А.А., Мальцева А.К. Литолого-фациальный и формационный анализ припоисках и разведке скоплений нефти и газа. М., Недра, 1985.

35 Баренблатт Г И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М., Недра, 1984.

36 Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М., Недра, 1993.

37 Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Захаров М.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. М. Недра, 224с, 1992.

38 Берман Л.Б., Нейман В.С., Каргер М.Д. и др. Промысловая геофизика при ускоренной разведке газовых месторождений М., Недра, 1987.

39 Борисенко З.Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. М., Недра, 1980

40 Борисов Ю.П., Воинов В.В., Рябинина З.К. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. М , Недра, 1970.

41 Брусиловский А.И. Моделирование термодинамических свойств нефтяных и газоконденсатных систем // Нефтяное хозяйство, N11, 1997, с.43-47.

42 Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения нефтегазовых коллекторов. М., Недра, 1978.

43. Габриэлянц Г.А., Пороскун В.И., Сорокин Ю.В. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. М., Недра, 1986.

44. Гавура В.Е., Фурсов А.Я., Кочетов М.Н. и др Требования к исследованиям для подсчета запасов и проектированию разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. №7, 1988.

45 Гавура В.Е., Исайчев В.В., Курбанов А.К., Лапидус В.З, Лещенко В.Е., Шовкринский Г.Ю. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей. М., ВНИИОЭНГ, 1994.

46 Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика / Под. ред. В М.Запорожца. М., Недра, 1983.

47 Гиматудинов Ш.К. и др. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки М., Недра, 1983.

48 Гогоненков Г Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой. М., Недра, 1987.

49 Гогоненков Г.Н., Моисеев В.Н., Савостьянов В.А. Применение геофизических методов при доразведке и разработке нефтяных месторождений. Геология нефти и газа, N11, 1987.

50. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов М., Недра, 1986.

51. Гусейнов А.А., Гейман Б.М., Шик Н.С , Сурцуков Г.В. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа. М., Недра, 1988.

52. Гутников А.И., Жолдасов А.А., Закиров С.Н., Коноплев В Ю., Шведов В.М. Взаимодействие залежей газа и нефти с пластовыми водами М., Недра, 1991.

53. Двуреченский В.А., Гарипов В.З., Гогоненков Г.Н. и др. Создание на базе компьютерных технологий систем контроля и управления разработкой нефтяных месторождений. Состояние и проблемы // Сб. "Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние и проблемы" М., 1996.

54 Добрынин В.М., Ковалев А.Г. и др. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа М., ВНИИОЭНГ, 1988.

55 Емельянов Н.Н., Кочетов М.Н. К вопросу обоснования необходимого количества образцов при исследовании пористости пород по кернам в разрезах скважин // Труды ВНИИ. Вып XV. М , Недра, 1966.

56 Жабрев И.П., Терехова Н.И., Хургин Я.И., Поляков В.В., Эдельман И.Я. Моделирование геологической неоднородности с использованием многомерных моделей М., ИПНГ, 1991.

57 Жданов С.А., Максимов М.М., Хавкин А.Я., Рыбицкая Л.П., Цыбульская О.Г., Гогоненков Г.Н., Евстифеев В.И., Величкина Н.Ф., Юдин В.А. Проектирование разработки нефтяных месторождений с использованием постоянно-действующих геолого-технологических моделей. Нефтяное хозяйство, N3, 1997.

58. Желтов Ю.В., Мартос В.Н., Мирзаджанзаде А.Х. и др. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений. М., Недра, 1979.

59. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта М., Недра, 1975.

60. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М., Недра, 1986.

61. Закиров И.С. Уточнение модели пласта по фактическим данным разработки месторождения. Геология нефти и газа, N11, 1997.

62 Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений Внешторгиздат, 1998.

63 Закиров С.Н., Васильев В.И., Гутников А.И., Коршунова Л.Г., Колбиков С.В. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений. М., Недра, 1984.

64. Закиров С.Н., Сомов Б.Е., Гордон В.Я., Палатник Б.М., Юфин П.А. Многомерная и многокомпонентная фильтрация. М., Недра, 1988.

65 Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. М., Недра, 1976.

66. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. М., Недра, 1992.

67 Изотова Т.С., Денисов С.Б., Вендельштей Б.Ю. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики. М., Недра, 1993.

68. Интерпретация данных сейсморазведки. Справочник / Под ред. Потапова О.А. М., Недра, 1990.

69 Карагодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. М., Недра, 1980.

70 Каналин В.Г, Вагин С.Б., Токарев М.А., Ланчаков Г.А., Тимофеев В.А. Нефтегазовая геология и гидрогеология. М, Недра, 1997.

71. Каневская Р.Д. Влияние неполноты вытеснения нефти водой в отдельных пропластках на вид модифицированных фазовых проницаемостей слоистого пласта. // Сб. науч. тр ВНИИ. Вып. 103. М., 1988.

72. Кац Р.М., Каневская Р.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений с применением гидроразрыва пластов (ГРП) на основе современных компьютерных технологий. // Материалы научно-технической конференции «Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» в 1998-2005 гг.» (г. Ноябрьск, 1997).

73. Кричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений - проблемы моделирования. М., Недра, 1979.

74. Крылов А.П и др. Проектирование разработки нефтяных месторождений. Принципы и методы. М., Гостоптехиздат, 1962.

75. Кузилов И.А., Демушкин Ю.И., Хубльдиков А.И. Снижение пластового давления при разработке нефтяных месторождений Красноборского вала. Геология нефти и газа, N7, 1984.

76 Кульпин Л.Г., Мясников Ю А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М., Недра, 1974.

77. Кунин Н.Я., Кучерук Е.В. Сейсмостратиграфия в решении проблем поисков и разведки месторождений нефти и газа. М., ВИНИТИ, т.18, 1984.

78. Курбанов А.К. и др. Актуальные вопросы проектирования разработки нефтегазовых залежей. М., Недра, 1978.

79. Курбанов А.К., Атанов Г.А. К вопросу о вытеснении нефти водой из неоднородного пласта. // Нефть и газ Тюмени. Вып. 13, 1974.

80. Курбанов А.К., Кац Р.М., Андриасов А.Р. и др. Система проектирования разработки нефтегазовой залежи IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения. // Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений, состояние, проблемы и пути их решения. // Материалы совещания. // Альметьевск, сентябрь 1995 г.

81. Лебединец Н.П. Изучение и разработка месторождений с трещиноватыми коллекторами. М., Наука, 1997.

82. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1975.

83. Максимов М.М., Рыбицкая Л.П. Вычислительные машины и математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений. // Нефтяное хозяйство. № 3, 1993.

84. Максимов М.М., Рыбицкая Л.П. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1976.

85. Максимов М.М., Рыбицкая Л.П., Галушко В.В. Результаты тестирования программы «Laura». // Труды ВНИИнефть, вып.120, М., 1995.

86. Мирзаджанзаде А.Х., Филановский Ю.В. и др. Последовательная адаптация технологической схемы разработки нефтяной залежи. Геология, разведка и разработка нефтегазовых месторождений, N12, 1991.

87. Мкртчян О.М., Трусов Л.Л., Белкин Н.М., Дегтев В.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири. М., Наука, 1987.

88. Муромцев В С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. Л., Недра, 1984.

89. Мушин И.А., Бродов Л.Ю., Козлов Е.А., Хатьянов Ф.И. Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных. М., Недра, 1990.

90. Нестеров И.И., Васильев В.Б. Теория и практика нефтегазоразведочных работ. М., Недра, 1993.

91. Нефедова Н.И., Пих Н.А. Определение нефтегазонасыщения терригенных коллекторов. М., Недра, 1989.

92. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации: ОСТ 39-235-89.

93. Обстановки осадконакопления и фации / Под ред. Х.Рединга. М., Мир, 1990.

94. Оран Э., Борис Дж. Численное моделирование реагирующих потоков. Пер. с англ., М., Мир, 1990, 660с.

95. Петтиджон Ф., Поттер П., Сивер Р. Пески и песчаники. М., Мир, 1976.

96. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов: Справочник / И.Д.Амелин, В.А.Бадьянов, Б.Ю.Вендельштейн и др. Под ред. В.В.Стасенкова, И.С.Гутмана. М., Недра, 1989.

97. Прикладные вопросы седиментационной цикличности и нефтегазоносности. Новосибирск, Наука, 1987.

98. Птецов С.Н. Анализ волновых полей при прогнозировании геологического разреза. М., Недра, 1989.

99 Резванов Р.А., Закиров С.Н. Геофизические исследования скважин и информационное обеспечение проектов разработки месторождений углеводородов. Нефтяное хозяйство, N12, 1998.

100. Рейнек Г.Е., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления. М., Недра, 1980.

101. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. М., Недра, 1976.

102. Сейсмическая стратиграфия / Под ред. Ч.Пейтона. М., Мир, 1983.

103. Сейсморазведка. Справочник геофизика. М., Недра, 1981.

104. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления. М., Недра, 1989.

105. Справочник по нефтепромысловой геологии / Под ред. Быкова Н.Е., Максимова М.И., Фурсова А.Я. М., Недра, 1981.

106. Спутник нефтегазопромыслового геолога. Справочник / Под ред. И.П.Чоловского. М., Недра, 1989.

107. Сургучев М.Л., Фурсов Д.Я., Талдыкин К.С. Методика обоснования требований к изученности параметров для проектирования разработки месторождений // Нефтяное хозяйство, № 12, 1979.

108. Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1968.

109. Фурсов А.Я. Оптимизация изученности нефтяных месторождений. М., Недра, 1985.

110. Хавкин А.Я., Максимов М.М., Путохин В.С. Идентификация относительных фазовых проницаемостей по результатам гидродинамических расчетов. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. № 12, 1996.

111. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. М., Недра, 1976.

112. Шалимов Б.В., Швидлер М.И. О влиянии сетки на точность расчета гидродинамических показателей при численном моделировании пласта. // Сб. научн. тр. ВНИИ. Вып. 106. М., 1991.

113. Швидлер М.И. Статистическая гидродинамика пористых сред. М., Недра, 1985.

114. Щелкачев В.Н. Избранные труды. М., Недра, 1990.

115. Barker J.W., Thibeau S. A critical review of the use of pseudorelative permeabilties for upscaling. // SPERE. № 2, 1997.

116. Begg S.H., Carter R.R., Dranfield P Assigning effective values to simulator gridblock parameters for heterogeneous reservoirs. // SPERE. № 4, 1989.

117. Brusilovsky F.I., Zakirov S.N., Zakirov E.S., Chernov Yu.Ya, Nikulin D.V. Proven Oil Reserves Estimation. Paper SPE 56018. (February 1999, Richardson, TX).

118. M. de Buyl. Optimum fild development with seismic reflection data. TLE, April, 1989.

119. Christie M.A. Upscaling for reservoir simulation. // JPT. № 11, 1996.

120 Coats K.H., Dempsey T.R., Henderson T.H. The use of vertical equilibrium in two-dimensional simulation of three-dimensional reservoir performance. // SPEJ. № 1, 1971.

121. Haldorsen H.H. et al. Review of the stochastic nature of reservoirs in «Mathematics in oil production», ed. S.Edwards, P.R.King. Clarendon Press, Oxford, 1988.

122. Henrt W Posamentier, George P Allen. Siliciclastic sequence stratigraphy - concepts and applications.

123. King P.R. The use of renormalization for calculating effective permeability. // Transport in porous media. V. 4, 1989.

124. Kyte J.R., Berry D.W New pseudofunctions to control numerical dispersion. // SPEJ. № 4, 1975.

125. Long Nghiem, David A. Collins, Ravi Sharma. Seventh SPE Comparative Solution Project: Modelling of Horisontal Wells In Reservoir Simulation // Paper SPE 21221 presented at the SPE Symposium on Reservoir Simulation. - Anaheim, California, February 17-20, 1991.

126. Malik M.A., Lake L. A Practical Approach to Scaling up Permeability and Relative Permeabilities in Heterogeneous Permeable Media, paper SPE 38310 presented at the 1997 SPE Western Regional Meeting, Long Beach, CA, 25-27 June 1997.

127 Malik M.A. Geostatistical Reservoir Characteriztion and Scaling of Permeability and Relative Permeabilities, Ph.D. thesis, the University of Texas at Austin, December, 1996.

128 Michelsen M.L. The Isothermal Flash Problem. 1. Stability // Fluid Phase Equilibria. v.9, 1982, pp.1-20.

129. Michelsen M.l. The Isothermal Flash Problem. 2.Phase Split // Fluid Phase Equilibria. v.9, 1982, pp.21-40.

130. Richard C.Nolen - Hoeksema. The future role of geophisics in reservoir enineering. Geophisics, 1990.

131. Odeh A.S. Comparison of Solutions to a Three-Dimensional Black-Oil Reservoir Simulation Problem // JPT. - Vol. 33. - January 1981. - P. 13025.

132. Ponting D.K. Corner Point Geometry in Reservoir Simulation. Proc.1-st Europen Conferece on the Mathematics of Oil Recovery, Cambridge, 1989, pp.45-65

133 Ritchie J.C., Pilling D., Hayes S. Reservoir development, sequence stratigraphy and geological modelling of Westphalian fluvial reservoir of the Caister C Field, UK Southern North Sea. Petroleum Geoscience, v.4, N3, August, 1998.

134. Rovellini M., Brega F., Monico C. Facies related geological model: a reliable method to describe complex reservoirs. Petroleum Geoscience, v.4, N3, August, 1998.

135 Shiralkar, G S Reservoir Simulation of Generally Anisotropic Systems. SPERE, August 1990, p.409

136 Trappe H., Hellmich C Seismic characterization of Rotliegend reservoirs: from bright spot to stochastic simulation. First break, v 16, N3, March, 1998.

СТРУКТУРНЫЕ УРОВНИ, СТАДИИ И ЭТАПЫ СОЗДАНИЯ ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

1. СТРУКТУРНЫЕ УРОВНИ, НА КОТОРЫХ СОЗДАЮТСЯ ПОСТОЯННО-ДЕЙСТВУЮЩИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

Постоянно действующие геолого-технологические модели являются неотъемлемой частью единой системы контроля и управления запасами и процессами разработки. Процесс контроля и управления разработкой можно разделить на несколько этапов:

1. Создание системы контроля состояния объекта разработки, позволяющей получать надежную информацию о дебитах нефти и газа в добывающих скважинах, закачке воды и газа в нагнетательные скважины, о пластовых и забойных давлениях в скважинах и о свойствах пласта и протекающих в нем процессах.

2. Организация и ведение автоматизированных баз промысловых и геолого-геофизических данных, получаемых по каждой скважине объекта.

3. Создание постоянно действующих геолого-технологических моделей процессов разработки, информационное обеспечение которых осуществляется с помощью баз данных специальными программными средствами.

4. Уточнение параметров геолого-технологических моделей в автоматизированном или «ручном» режимах путем воспроизведения истории разработки с учетом данных бурения, эксплуатации, испытания и исследования новых скважин.

5. Выбор и обоснование наиболее эффективных вариантов разработки и управляющих воздействий в заданном интервале времени на основе математического моделирования процесса разработки и экономических расчетов.

6. Реализация выбранных вариантов и экономически обоснованных управляющих воздействий на объекте разработки. Такими управляющими воздействиями могут быть: изменение режимов работы скважин - дебитов, забойных давлений, изменение интервалов перфорации, проведение других геолого-технических мероприятий, остановка скважин, бурение и ввод в эксплуатацию новых скважин и т.п.

Постоянно-действующие геолого-технологические модели, как часть системы контроля и управления процессами разработки месторождений, создаются на четырех структурных уровнях - промысел, НГДУ, предприятие, институты и информационно-аналитические центры.

Уровень 1 - уровень первичного сбора информации об объектах, представляющих собой скважины, групповые замерные установки, кустовые насосные станции, дожимные насосы, трапы, сепараторы, деэмульсаторы и т.п. Информация о работе этих систем замыкается сама на себя и на верхние уровни выдается в качестве справки по запросам. Этот уровень является источником геолого-геофизической и технологической базовой информации о процессах разработки и местом прикладного управления процессом. На этом уровне производится управление работой отдельных скважин. Рабочие базы данного уровня формируются из разделов эталонной базы второго уровня (НГДУ).

Уровень 2 - уровень НГДУ, ЦНИПРов и ЦНИЛов. Этот уровень получает информацию с уровня 1, формирует и поддерживает базы промысловых и геолого-физических данных по скважинам, формирует геологическую модель участка, осуществляет математическое моделирование процессов разработки отдельных участков объектов разработки, обменивается информацией с первым и третьим уровнями.

Для этого уровня должны использоваться программы по выбору режимов работы добывающих и нагнетательных скважин, выбору геолого-технических мероприятий, проводимых на них с целью интенсификации добычи без существенных изменений существующих систем разработки (водоизоляционные работы, обработка призабойной зоны, дополнительная перфорация колонн, гидроразрыв пласта и т.п.). В НГДУ поддерживается раздел эталонной базы данных и цифровые модели. Из эталонной базы НГДУ обеспечивается экспорт данных в рабочие базы прикладных программ НГДУ, уровня 1, ЦНИПРов и ЦНИЛов.

Уровень 3. Уровень нефтегазодобывающих предприятий. Этот уровень - центр планирования и управления запасами и процессом разработки месторождений на базе геолого-технологических моделей, формирования и поддержки эталонной базы данных предприятия, координации научно-исследовательских и проектных работ, решения вопросов лицензирования.

Уровень 4. Уровень региональных и отраслевых научно-исследовательских и проектных институтов, геофизических предприятий, информационно-аналитических

центров нефтегазодобывающих предприятий. На этом уровне для каждого объекта разработки (как правило, это горизонт, пласт или их группа, разрабатываемые самостоятельной сеткой скважин) создается постоянно действующая геолого-технологическая модель. Исходные данные для построения моделей поступают из эталонной базы данных нефтегазодобывающего предприятия. Параметры моделей с определенной периодичностью (не реже одного раза в год) уточняются путем пересмотра геологической модели с учетом новых геолого-геофизических данных и воспроизведения истории разработки.

Затем составляется прогноз технологических показателей при реализуемой системе разработки, формируются варианты усовершенствования и оптимизации разработки в рамках уточненных моделей, рассчитываются прогнозные показатели этих вариантов и на этой основе геологическими службами НГДУ и нефтегазодобывающего предприятия составляются планы мероприятий по управлению разработкой. Уровень 4 при наличии соответствующего программно-аппаратного комплекса в нефтегазодобывающем предприятии, может быть реализован на 3 уровне.

С определенной периодичностью (не реже одного раза в год) производится адаптация модели объекта по данным истории разработки, и прогноз технологических показателей разработки на период до пяти лет.

Воспроизведение истории разработки на математической модели дает возможность наметить ряд прогнозных вариантов дальнейшей разработки объекта, позволяющих улучшить технологические показатели. С помощью технико-экономического анализа выбирается оптимальный вариант управления процессом разработки на заданный период времени.

После выбора оптимального варианта управления разработкой объекта производится декомпозиция последнего на отдельные участки. Декомпозиция включает в себя определение границ участков и создание базы граничных условий, которая заполняется данными в процессе математического моделирования объекта на стадии прогноза по оптимальному варианту.

На втором уровне создаются постоянно действующие геолого-математические модели отдельных участков объекта. Исходные данные для этих моделей поступают из баз геолого-промысловой, геолого-геофизической информации, а также из базы граничных условий, формируемой на третьем уровне. Далее решение задачи управления разработкой отдельных участков аналогично решению задачи управления

для всего объекта. В результате определяется оптимальный вариант управления разработкой участка.

Кроме того, с использованием результатов математического моделирования на период прогноза формируются базы уставок дебитов нефти и газа по добывающим скважинам, пластовых давлений и насыщенностей сеточных ячеек, содержащих добывающие скважины.

На первом уровне осуществляется управление работой отдельных скважин. Процедура решения задачи такова. Если скважина работает в соответствии с установкой, цель управления достигнута. Если параметры скважины выходят за пределы установки, то выясняется причина отклонения и выбирается мероприятие по нормализации режима ее работы. При возникновении аварийной ситуации скважина отключается. Дефицит добычи нефти по участку, вызванный отключением данной скважины, восполняется одной или несколькими другими скважинами.

Решение о «перекладывании» добычи нефти на конкретную скважину принимается на первом уровне. Далее с помощью экспертной системы, включающей математическую модель участка, содержащего отключенную скважину, производится анализ ее работы до момента отключения, и диагностируется причина выхода ее параметров за пределы уставки.

Так, например, устанавливается, какой газ прорвался в скважину: верхний - за счет конуса или краевой - за счет перемещения внутреннего или внешнего газонефтяного контакта. По результатам анализа принимается решение о дальнейшей судьбе отключенной скважины (консервирование, капитальный ремонт, перевод на другой способ эксплуатации, перевод на вышележащий объект и т.д.).

Несмотря на очевидные недостатки, связанные со сложностью управления и обмена информацией внутри многоуровневой системы, предлагаемый подход имеет ряд серьезных преимуществ по сравнению с полностью интегрированным и централизованным подходом.

Во-первых, иерархическое упорядочение позволяет повысить эффективность работы системы управления, так как в этом случае при выработке стратегии управления имеется возможность оперировать с интегральными показателями функционирования объекта (например, интегральными показателями разработки по участку или по группе скважин). Затем при переходе к более низкому уровню системы управления осуществляется конкретизация управляющих воздействий для каждой скважины.

Во-вторых, многоуровневая структура позволяет решать большие по объему задачи с помощью достаточно ограниченных вычислительных мощностей, в частности персональных ЭВМ. Используется декомпозиция, когда из сложной глобальной задачи (модели месторождения в целом) образуется иерархия подзадач (модели участков), которые решаются при помощи одного и того же расчетного блока.

В-третьих, в многоуровневой децентрализованной системе можно локализовать изменения в процедуре выработки решений, вызванные изменениями в протекании процесса на отдельном участке, и снизить тем самым затраты времени и средств. Система при этом быстрее адаптируется. Так, при изменении условий работы отдельной скважины граничные условия для участка меняются незначительно и глобальную модель месторождения пересчитывать не нужно.

И, наконец, в-четвертых, иерархическая организация системы управления повышает надежность ее функционирования, так как неисправности в работе какой-либо части системы не столь быстро распространятся на всю систему.

Адаптированная таким образом модель используется для прогноза ряда вариантов дальнейшей разработки объекта на любой прогнозный период. Из этих вариантов по результатам оценки их технико-экономической эффективности выбирается рекомендуемый к реализации вариант управления процессом разработки на заданный период времени.

2. СТАДИИ СОЗДАНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

Стадии создания геолого-технологических моделей приводятся в таблице.

N	Наименование этапа	Методы решения задачи	Исходные данные	Конечный результат
1	2	3	4	5
1	Оценка региональной геологии района, стратиграфии и тектоники.	Полурегиональная палеогеография, палеотектоника по ГИС.	Сейсморазведка 2D, грави и магниторазведка, опорные скважины, ГИС.	Стратиграфическая колонка, структурные карты. Региональная история геологического развития района.
2	Определение закономерностей осадконакопления и внутреннего строения циклов.	Выделение реперов (внешних и внутренних) по данным сейсморазведки и ГИС. Детальное расчленение разреза. Фациальный анализ.	Сейсморазведка 2D, 3D, ГИС, пластовый наклономер, керн.	Карты поверхностей зональных интервалов. Принципиальные геологические модели.
3	Построение литологической модели.	Оценка выдержанности коллекторов и покрышек. Определение петрофизических зависимостей. Определение параметров коллекторов по всей области моделирования.	Сейсморазведка 2D, 3D, ГИС, керн, испытания, физико-химические свойства нефтей.	Петрофизические зависимости. Карты коллекторских свойств.
4	Построение модели насыщения пласта флюидами.	Оценка положения контактов, интерпретация аномальных данных о положении ВНК и ГНК, определение PVT зависимостей.	Сейсморазведка 2D, 3D, ГИС, керн, испытания, флюиды.	Карты поверхностей контактов, положения контуров нефтеносности и газоносности.
5	Построение цифровой геологической модели.	Построение трехмерной геологической сетки, расчет параметров ячеек. Дифференцированный подсчет запасов нефти и газа.	Сейсморазведка 2D, 3D, ГИС, керн, испытания, флюиды.	Трехмерная сетка ячеек, характеризующихся идентификаторами, пространственным и координатами, значениями параметров Результаты подсчета запасов, геологические карты и профили.

1	2	3	4	5
6	Построение фильтрационной модели.	Выбор типа и размерности модели. Пересчет параметров геологической сетки в параметры фильтрационной модели.	Геологическая модель, керн, испытания, флюиды, фазовые проницаемости.	Фильтрационная модель залежи.
7	Решение гидродинамической задачи.	Расчет объемов добычи по заданной фильтрационной модели и фактическим характеристикам технологической схемы разработки.	Геологическая модель, история разработки, фонд скважин.	Фильтрационная модель, настроенная по истории разработки, карты насыщенности и давления. Карты и графики разработки.
8	Уточнение параметров фильтрационной модели на основе детального анализа истории разработки.	Сопоставление расчетных профилей притока, полученных по исходной модели, с фактическими за прошедший период. Согласование их путем внесения изменений в параметры исходной модели и повторных фильтрационных расчетов.	Геологическая, фильтрационная модели, история разработки, фонд скважин.	Настроенная на историю разработки фильтрационная модель. Относительные фазовые проницаемости.
9	Прогноз процесса разработки и выбор ГТМ с помощью постоянно действующей модели.	Прогноз процесса разработки при различных мероприятиях по регулированию процесса. Выбор режимов работы скважин и ГТМ по управлению процессом разработки.	Настроенные геологическая и фильтрационная модели. Данные контроля за разработкой и промысловых исследований.	Карты остаточных запасов, насыщенности, давлений. Профили выработанности запасов. План проведения ГТМ и других мероприятий по управлению. Добыча нефти, воды, газа, пластовые и забойные давления (карты, кривые).

3. ЭТАПЫ СОЗДАНИЯ МОДЕЛЕЙ

Геолого-технологические модели могут создаваться в несколько этапов в зависимости от:

- оснащенности нефтегазодобывающих предприятий средствами вычислительной техники,
- состояния дел в области компьютеризации технологии сбора и хранения геолого-промысловой информации
- уровня компьютерных технологий, применяемых в оперативной работе геологами и инженерами нефтегазодобывающих предприятий
- состояния изученности месторождения, задач, решаемых в процессе его освоения,
- квалификации исполнителей.

При создании постоянно действующих геолого-технологических моделей их сквозное обеспечение данными и информацией возможно при условии определенной стандартизации по видам интерфейсов и другим параметрам, позволяющим облегчить процедуры обмена, с одной стороны, и включения макропрограммных средств, с другой стороны. При этом главным критерием должно быть наличие необходимых средств, реализованных в виде определенной и четко регламентированной последовательности операций, направленной на достижение цели (решение конкретной задачи или задач).

Несмотря на активное развитие работ по созданию постоянно действующих моделей, они еще не вышли на стадию производственного применения. Ни в одном нефтегазодобывающем предприятии не смоделированы все элементы системы: ИВЦ - аппарат нефтегазодобывающего предприятия - НГДУ - цеха, с целью реализации конечной цели - управления разработкой и запасами.

В связи с изложенным, нефтяным компаниям и нефтегазодобывающим предприятиям рекомендуется на основании своего опыта моделирования или опыта других организаций реализовывать комплексные проекты автоматизации, охватывающие все звенья технологической цепи.

На первой стадии реализации Комплексного проекта должна осваиваться полная цепочка ИВЦ - аппарат нефтегазодобывающего предприятия - НГДУ - цеха - промысел как минимум одного НГДУ. После отладки всей технологической цепочки технологии могут быть тиражированы на другие НГДУ.

В целом последовательность работ по приобретению программно-аппаратных средств, их освоению и созданию модели может включать следующие этапы:

1) Разработка концепции автоматизации геологической службы Компании.

2) Составление проекта реализации концепции.

3) Составление контракта и приобретение основных компонентов системы в объеме, позволяющем моделировать весь технологический процесс:

- технические и программные средства для ИВЦ (файл-сервер, графические рабочие станции, X-терминалы, персональные ЭВМ, сетевые средства для ведения базы данных и архива, обеспечения решения задач и реализации справочно-информационного режима для аппарата компании);
- технические и программные средства для НГДУ;
- технические и программные средства для ПО Геофизика и УГР;
- технические и программные средства для НИПИ.

На первом этапе целесообразно реализовать системы в полном объеме только в ИВЦ (для аппарата компании), НИПИ, ПО Геофизика и части НГДУ, что позволит более эффективно сконцентрировать усилия по отладке системы и технологий. Дооснащение остальных НГДУ целесообразно перенести на второй этап внедрения новых систем.

4) Освоение и подготовка к внедрению приобретенных пакетов программ, отработка технологии подготовки проектов разработки и регулирования разработки на базе детальных геологических моделей и результатов математического моделирования. Включение в систему российских пакетов программ и технологий.

5) Освоение системы средств ведения базы данных и архива с целью формирования баз данных, реализации стандартных запросов, входящих в состав регламентных документов, освоения подготовки новых видов графических регламентных документов.

6) Освоение и внедрение сетевого режима работы в виде обмена данными, информацией, получения справок распределенной базы данных, включая передачу данных в Компанию.

7) Освоение новых технологий и включение существующих технологий в общую систему.

8) Тиражирование системы: приобретение дополнительных средств вычислительной техники и пакетов программ или лицензий на освоенные пакеты (второй этап внедрения).

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

1. 2.1. Общие сведения о месторождении.

2. 2.2. Сведения о геолого-геофизической изученности.

3. 2.3. Глубины залегания кровли стратиграфических подразделений в разведочных скважинах.

4. 2.4. Краткие сведения о залежах месторождения.

5. 2.5. Химический состав и физические свойства пластовых вод.

6. 2.6. Характеристика толщин и неоднородности продуктивных пластов.

7. 2.7. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов.

8. 2.8. Свойства пластовой нефти.

9. 2.9. Результаты испытаний и исследований скважин.

10. 2.10. Запасы углеводородов, состоящие на балансе.

11. 2.11. Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа.

12. 2.12. Сводная таблица подсчетных параметров, запасов свободного газа.

13. 2.13. Структура геологических запасов месторождения.

14. 2.14. Сопоставление величин подсчетных параметров и запасов нефти, принятых в настоящем отчете и по предыдущему подсчету.

15. 2.15. Выполненный комплекс геофизических исследований разведочных скважин.

16. 2.16. Сведения об освещенности керном продуктивного пласта и объемах выполненных работ по анализу кернового материала.

17. 2.17. Результаты статистической обработки петрофизических анализов керна.

18. 2.18. Основные петрофизические зависимости и алгоритмы определения ФЕС.

19. 3.1. Характеристика фонда скважин.

20. 3.2. Сравнение проектных и фактических показателей разработки (пласт).

21. 3.3. Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения в целом.

22. 3.4.1. Фазовые проницаемости в системе нефть-вода.

23. 3.4.2. Фазовые проницаемости в системе нефть-газ.

24. 3.5. Геолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождения.

25. 3.6. Результаты уточнения параметров фильтрационной модели при повторении истории разработки.

26. 3.7. Характеристика основного фонда скважин.

27. 3.8. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости.

28. 3.9. Виды и объемы исследовательских работ по месторождению.

Табл.2.1.

Общие сведения о месторождении

№№ пп	Наименование		Характеристики
1	2		3
1.	Название месторождения		
2.	Место расположения		
3.	Недропользователь		
4.	№ лицензии недропользователя		
5.	Организация-Исполнитель		
6.	№ лицензии Исполнителя на выполнение проектных работ		
7.	Программные продукты, на которых выполнялось моделирование		
8.	Сроки выполнения работы		
9.	Год открытия месторождения		
10.	Год ввода месторождения в разработку		
11.	№№ протоколов утверждений запасов		
12.	№№ протоколов утвержденных проектных документов		
13.	Геологические запасы углеводородов, числящиеся на Государственном балансе, тыс.т		
14.	Извлекаемые запасы углеводородов, числящиеся на Государственном балансе, тыс.т		
15.	Накопленная добыча	нефти, млн.т	
		газа, млн.нм.куб	
		воды, млн.т	

Табл.2.2.

Сведения о геолого-геофизической изученности

№№ пп	Наименование		Характеристики
1	2		3
1.	Число разведочных скважин, шт.	всего	
		в контуре нефтеносности	
2.	Число эксплуатационных скважин, шт	всего	
		в контуре нефтеносности	
3.	Объем проходки с отбором керна в продуктивных пластах, м		
4.	Вынос керна из продуктивных пластов, м		
5.	Количество исследований керна, участвующих в построении модели, шт	пористости	
		проницаемости	
		водонасыщенности	
		остат.нефтенасыщенности	
		коэф.вытеснения	
		кривых ОФП	
6.	Количество проб нефти, шт	всего	
		в т.ч. глубинных	
7.	Объемы сейсморазведочных работ, пог.км/кв.км	МОВ	
		ОГТ 2D	
		ОГТ 3D	

Табл.2.3.

Глубины залегания кровли стратиграфических подразделений

в разведочных скважинах

№ скв.	Стратиграфический индекс	Название подразделения	Глубина, м	Абсолютная отметка, м
1	2	3	4	5

Табл.2.4.

Краткие сведения о залежах месторождения

Пласт	Залежь	Тип залежи	Глубина залегания пласта в своде, м		Высотное положение, абс. отм, м		Размеры залежи, м			Пределы изменения эффективных толщин, м		Пределы изменения дебитов скважин, куб.м/сут	
			глубина	абс. отм.	ВНК	ГНК	длина	ширина	высота	общих	нефтенасыщенных	по жидкости	по нефти
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12	14

Табл.2.5.

Химический состав и физические свойства пластовых вод

Пласт	Число проб, шт	Плотность воды, г/куб.см	Вязкость, МПа*с	Температура, град.С	Тип вод	Общая минерализация, г/л
1	2	3	4	5	6	7

Табл.2.6.

Характеристика толщин и неоднородности продуктивного пласта

Параметр	Показатели		Зоны пласта			Пласт в целом
			ЧНЗ	ВНЗ	ГНЗ	
1	2		3	4	5	6
Общая толщина, м	Среднее					
	Коэффициент вариации					
	Интервал изменения	от				
		до				
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Среднее					
	Коэффициент вариации					
	Интервал изменения	от				
		до				
Эффективная газонасыщенная толщина, м	Среднее					
	Коэффициент вариации					
	Интервал изменения	от				
		до				
Эффективная водонасыщенная толщина, м	Среднее					
	Коэффициент вариации					
	Интервал изменения	от				
		до				
Коэффициент песчанистости, д.ед.	Среднее					
	Коэффициент вариации					
	Интервал изменения	от				
		до				
Коэффициент расчлененности, д.ед.	Среднее					
	Коэффициент вариации					
	Интервал изменения	от				
		до				

Табл.2.7.

Характеристика фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов

Метод определения	Показатели		Параметры			
			Пористость, д.ед	Проницаемость, мкм^2	Нефтенасыщенность, д.ед	Водонасыщенность, д.ед
1	2		3	4	5	6
По керну	Количество образцов					
	Среднее					
	Коэффициент вариации					
	Интервал изменения	от				
		до				
По ГИС	Количество пластопересечений					
	Среднее					
	Коэффициент вариации					
	Интервал изменения	от				
		до				
По ГДИ	Количество исследований					
	Среднее					
	Коэффициент вариации					
	Интервал изменения	от				
		до				

Табл.2.8.

Свойства пластовой нефти

Показатели		Пласт		
		Количество скважин. шт	Количество проб, шт	Среднее значение
1		2	3	4
Давление насыщения. МПа				
Вязкость в пластовых условиях. МПа*с				
Вязкость в поверхностных условиях. МПа*с				
Газосодержание. м.куб/т				
Объемный коэффициент. д.ед				
Температура насыщения парафином. гр.С				
Температура застывания. гр.С				
Массовое содержание. %	серы			
	смол			
	асфальтенов			
	парафинов			
	солей			
	воды			
	мехпримесей			
Классификация нефти				

Табл.2.9.

Результаты испытаний и исследований скважин

Пласт	№ скв.	Интервал залегания, м		Интервал опробования, м		Вид опробования	Дебит жидкости, куб.м/сут	% воды в продукции	Депрессия, МПа d штуцера, мм	Удельная продуктивность, куб.м/(м*сут*МПа)
		глубина	абс. отм	глубина	абс. отм					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Табл.2.10

Запасы углеводородов, состоящие на балансе

Название документа	№ протокола, дата утверждения	Пласт		
		Геологические запасы. тыс.т	КИН, д.ед.	Извлекаемые запасы, тыс.т
1	2	3	4	5

Табл.2.11.

Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа

Пласт	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс.кв.м	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.куб.м	Коэффициент пористости, д.ед	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	Пересчетный коэффициент, д.ед.	Плотность нефти, г/куб.см	Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	Газовый фактор, куб.м/т	Начальные балансовые запасы растворенного газа, млн.куб.м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Табл.2.12.

Сводная таблица подсчетных параметров, запасов свободного газа

Пласт	Зона	Категория запасов	Площадь газоносности, тыс.кв.м	Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс.куб.м	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед	Начальное пластовое давление, МПа	Пластовое давление на дату подсчета, МПа	Поправка на температуру	Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта	Начальные балансовые запасы свободного газа, млн.куб.м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Табл.2.13.

Структура геологических запасов месторождения

Пласт	Доля запасов от общих														
	Категория			Зона			Нефтенасыщенная толщина, м				Проницаемость, мкм^2				
	В	C_1	C_2	ЧНЗ	ВНЗ	ГНЗ	0-4	4-8	8-12	>12	0.001-0.005	0.005-0.015	0.015-0.050	0.050-0.250	0.250-1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Табл.2.14.

Сопоставление величин подсчетных параметров и запасов нефти, принятых в настоящем отчете и по предыдущему подсчету

Пласт	Категория	Вариант подсчета запасов	Площадь нефтеносности, тыс.кв.м	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.куб.м	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ел.	Пересчетный коэффициент, д.ед	Плотность нефти, г/куб.см	Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	Изменение представленных запасов нефти к подсчитанным ранее, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		настоящий									
		прежний									

Табл.2.15.

Выполненный комплекс геофизических исследований разведочных скважин

№№	№ скв.	Методы ГИС																Приме-чание
		ПС	АМ= 0.5	АО= 0.45	АО= 2.25	АО= 4.25	АО= 8.5	Микро-зонды	Кавер-номер	Резис-тивиметр	ГК	НК	НК	БК	МБК	АК	ГГК	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

Табл.2.16.

Сведения об освещенности керном продуктивного пласта и объемах выполненных работ по анализу кернового материала

Пласт	Количество скважин, шт		Толщина продуктивного пласта, м				Проходка с отбором керна, м	Вынос керна, м	Освещенность керном, %		Количество определений по образцам керна, шт				Примечание
	общее	продук. части	общая	эффект.	нефтенасыщ.	газонасыщ.			общей толщины	нефтегазонасыщенной части	пористости	проницаемости	остаточной воды	гран. состава	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Табл.2.17.

Результаты статистической обработки петрофизических анализов керна

Пласт	Варианты стат. обработки	Петрофизические параметры											
		Пористость, д.ед.				Проницаемость, мкм^2				Остаточная водонасыщенность, д.ед			
		среднее	диапазон		число образцов	среднее	диапазон		число образцов	среднее	диапазон		число образцов
			от	до			от	до			от	до	
	Все образцы керна												
	Выборка по *коллекторам*												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Табл.2.18.

Основные петрофизические зависимости и алгоритмы определения ФЕС

Пласт	Решаемая задача	Зависимость (параметр)	Уравнение регрессии (значение)	Количество точек	Коэффициент корреляции
	Разделение «коллектор-неколлектор»	Кп			
		Кпр			
		Кв			
	Разделение «вода-нефть»	Rп - Апс			
		Rик - Апс			
	Петрофизические связи	Кп - Кпр			
		Кпр - Кво			
	Определение ФЕС	Кп - Апс			
		Кпр - Апс			
		Кв - Rп, Кп			
1	2	3	4	5	6

Таблица.3.1.

Характеристика фонда скважин
(Объект)

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
1	2	3
Фонд добывающих скважин	Пробурено Возвращено с других горизонтов Всего В том числе: Действующие из них фонтанные ЭЦН ШГН бескомпрессорный газлифт внутрискважинный газлифт Бездействующие В освоении после бурения В консервации Переведены под закачку Переведены на другие горизонты Ликвидированные	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено Возвращено с других горизонтов Переведены из добывающих Всего В том числе: Под закачкой Бездействующие В освоении после бурения В консервации В отработке на нефть Переведены на другие горизонты Ликвидированные	
Фонд газовых скважин	Пробурено Возвращено с других горизонтов Всего В том числе: Действующие Бездействующие В освоении после бурения В консервации Переведены на другие горизонты Ликвидированные	

При необходимости дополнительно приводится фонд скважин-дублеров, водозаборных, специальных и других скважин.

Таблица 3.2.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки (пласт)

Показатели	19.. г.		19.. г.	
	проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5
Добыча нефти всего, тыс.т/год				
в том числе:				
из переходящих скважин				
из новых скважин				
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				
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 скважин на конец года, шт				
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины				
по нефти, т/сут				
по жидкости, т/сут				
Среднесуточный дебит новых скважин				
по нефти, т/сут				
по жидкости, т/сут				

1	2	3	4	5
**Среднесуточный дебит 1 скважины по газу, тыс.нм^3/сут				
Среднесуточная приемистость нагнетательной скважины, м^3/сут				
Среднее давление на забоях добывающих скважин (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 балансовые 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 3.3.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения в целом

Показатели	19.. г.		19... г.	
	проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5
Добыча нефти всего, тыс.т/год				
в т.ч. за счет метода повышения нефтеизвлечения				
Накопленная добыча нефти, тыс.т				
в т.ч. за счет метода повышения нефтеизвлечения				
Добыча нефтяного газа, млн.м^3/год				
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м^3				
Добыча газа из газовой шапки, млн.м^3/год				
Накопленная добыча газа из газовой шапки, млн.м^3				
Газовый фактор, м^3/т				
Добыча конденсата, тыс.т/год				
Накопленная добыча конденсата, тыс.т				
Добыча жидкости всего, тыс.т/год				
Накопленная добыча жидкости, тыс.т				
*Закачка рабочего агента годовая, тыс.м^3/год				
*Закачка рабочего агента накопленная, тыс.м^3				
Фонд добывающих скважин на конец года				
Фонд нагнетательных скважин на конец года				
Количество действующих добывающих скважин на конец года				
Количество действующих нагнетательных скважин на конец года				
Средний дебит 1 действующей скважины на конец года, т/сут нефти				
жидкости				
Капитальные вложения, млн.руб.(основные фонды)				
Себестоимость добычи 1 т нефти, руб./т				

* Приводятся в том числе показатели по каждому компоненту рабочего агента (ПАВ, полимер, щелочь и т. д.).

Таблица 3.4.1.

Фазовые проницаемости в системе нефть-вода

Насыщенность водой, д.ед.	Фазовая проницаемость для воды, д.ед.	Фазовая проницаемость для нефти, д.ед.	Капиллярное давление нефть-вода, МПа
1 4	2	3	

Таблица 3.4.2.

Фазовые проницаемости в системе нефть-газ

Насыщенность газом, д.ед.	Фазовая проницаемость для газа, д.ед.	Фазовая проницаемость для нефти, д.ед.	Капиллярное давление газ-нефть, МПа
1 4	2	3	

Примечание:

В случае использования модели двухфазной фильтрации достаточно привести таблицу 3.4.1.

Таблица 3.5.

Геолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождения

Параметры	Объекты	
1	2	3
Средняя глубина залегания, м		
Тип залежи		
Тип коллектора		
Площадь нефтегазоносности, тыс.м^2		
Средняя общая толщина, м		
Средняя газонасыщенная толщина, м		
Средняя нефтенасыщенная толщина, м		
Средняя водонасыщенная толщина, м		
Пористость, %		
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.		
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.		
Средняя нефтенасыщенность газовой шапки, доли ед.		
Средняя насыщенность газом газовой шапки, доли ед.		
Проницаемость, мкм^2		
Коэффициент песчанистости, доли ед.		
Коэффициент расчлененности, доли ед.		
Начальная пластовая температура, °С		
Начальное пластовое давление, МПа		
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа-с		
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3		
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3		
Абсолютная отметка ВНК, м		
Объемный коэффициент нефти, доли ед.		
Содержание серы в нефти, %		
Содержание парафина в нефти, %		
Давление насыщения нефти газом, МПа		
Газосодержание нефти, м^3/т		
Содержание стабильного конденсата, г/м^3		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа-с		
Плотность воды в пластовых условиях, т/м^3		
Средняя продуктивность, х10 м^3 (сут-МПа)		
Начальные балансовые запасы нефти, млн.т		
(утв. ГКЗ РФ или на балансе ГГП "Росгеолфонд")		
в том числе: по категории С1/С2		
Начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т		
(утв. ГКЗ РФ или на балансе ГГП "Росгеолфонд")		
в том числе: по категории С1/С2		
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.		
в том числе: по запасам категории С1/С2		
Начальные балансовые запасы свободного газа, млн.м^3		
(утв. ГКЗ РФ или на балансе ГГП "Росгеолфонд")		
в том числе: по категории С1/С2		
Начальные балансовые запасы конденсата, млн.т		
Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.		

Таблица.3.6.

Результаты уточнения параметров фильтрационной модели при повторении истории разработки

Время: лет

NN	Скважина	Добыча жидк. тыс.т/пер		Погреш ность, %	Добыча нефти, тыс.т/пер		Погреш ность, %	Добыча воды, тыс.т/пер		Погреш ность, %	Обводнен- ность, %	
		факт.	расч.		факт.	расч.		факт.	расч.		Факт.	расч.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
За период												

Закачка воды, тыс.т/пер		Погреш ность, %	Забойное давление, МПа		Погреш ность, %	Пластовое давление, МПа		Погреш ность, %
факт.	расч.		факт.	расч.		факт.	расч.	
14	15	16	17	18	19	20	21	22
За период								

Характеристика основного фонда скважин

Объект Вариант

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения				Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин			Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость одной нагнет. скважины, $м^3$/сут
	Всего	добывающих	нагнетательных	газовых			всего	в т.ч. нагнетательных	всего	механизированных	газовых		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс. $нм^3$ в сутки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

п.п. 10, 11, 12, 13 - на конец периода.

Таблица 3.8

Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости

Объект *Вариант*

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, млн.т	Отбор извлекаемых запасов,%	Коэффициент нефтеизвлечения доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, млн.		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов млн. $м^3$		Компенсация отбора закачкой,
		начальных	текущих				Всего	мех. спосо	Всего	мех. способ		Годовая	Накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Продолжение табл 3.8

Добыча нефтяного газа, млн.$нм^3$		Добыча свободного «прорывного» газа млн.$м^3$		Добыча свободного газа из газовых скважин, млн. $м^3$		Добыча конденсата, млн. т		Проектный уровень добычи свободного газа. млн.$м^3$	Коэффициент газоотдачи, доли ед.
годовая	накоплен.	годовая	накоплен	годовая	накоплен	годовая	накоплен		
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25

п.п. 2, 8, 9, 12, 13, 14, 16 - суммарные за период

Таблица 3.9.

Виды и объемы исследовательских работ по месторождению

№№ п/п	Категория скважин	Количество скважин (числитель) и периодичность (знаменатель) исследовательских работ по видам							Примечание
		Снятие индикаторных диаграмм	Снятие кривой восстановления (падения) давления	Гидропрослушивание и интерференция скважин	Замер пластового и забойного давлений	Отбор глубинных проб	Контроль положения ВНК	Замер забойным дебитомером	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Добывающие								
	в т.ч. фонтанные								
	газлифтные								
	ЭЦН								
	ШГН								
2	Нагнетательные								
3	Контрольные								
4	Наблюдательные								
5	Пьезометрические								

ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Схема расположения месторождения на местности с указанием основных водных артерий, населенных пунктов, транспортных и нефтегазопроводных коммуникаций.
2. Сводный геолого-геофизический разрез.
3. Карты изохрон по отражающим горизонтам.
3. Структурные карты по отражающим горизонтам.
4. Карты средних скоростей.
5. Карты атрибутов по отражающим горизонтам.
5. Карта углов наклона по отражающим горизонтам.
6. Сейсмогеологические профили по линии скважин.
7. Сейсмогеологические палеопрофили по линии скважин.
8. Карты временных интервальных толщин.
9. Карты интервальных толщин.
10. Структурные карты по кровле коллектора продуктивных пластов.
11. Структурные карты по подошве продуктивных пластов.
12. Схематические геологические профили продуктивных отложений по линиям пробуренных скважин.
13. Корреляционные схемы по линиям геологических профилей.
14. Карты эффективных толщин коллекторов.
15. Карты эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин.
16. Карты (сетки) распространения продуктивных пластов с размещенными на них проектными и пробуренными нефтяными и нагнетательными скважинами и сводные схемы размещения скважин по месторождению с контурами нефтегазоносности продуктивных пластов.
17. Карты коэффициента пористости общие, нефтенасыщенной и водонасыщенной части пластов.
18. Карты проницаемости общие, нефтенасыщенной и водонасыщенной части пластов.
19. Карты коэффициента водонасыщенности общие, нефтенасыщенной и водонасыщенной части пластов (текущие и на прогнозный период).
20. Карты коэффициента нефтенасыщенности общие, нефтенасыщенной и водонасыщенной части пластов.

21. Карты линейных запасов.

22. Карты остаточных запасов нефти (текущие и на прогнозный период).

24. Графики добычи нефти, жидкости, закачки агентов, темпов выработки запасов нефти, характеристики вытеснения.

25. Карты текущего состояния разработки объектов.

26. Графики проектных и фактических уровней добычи нефти, жидкости, закачки агентов, обводненности и др.

27. Карты изобар (текущие и на прогнозный период).

gost.e-ecolog.ru