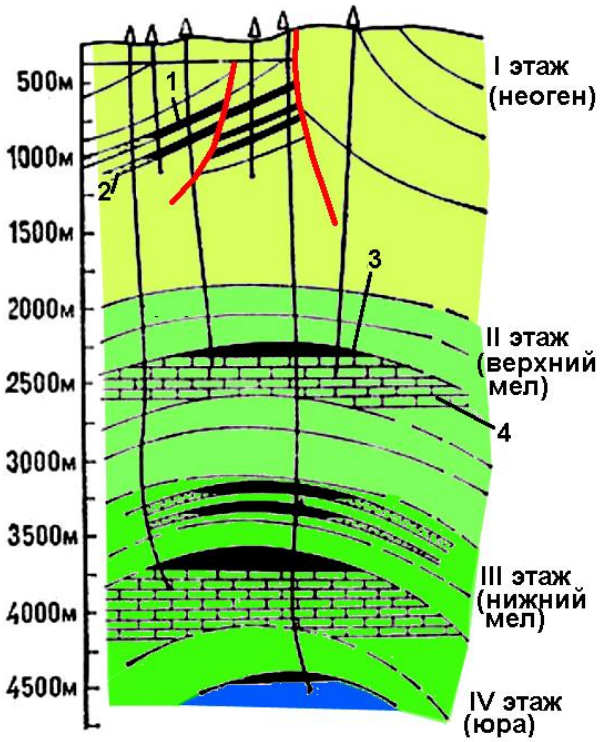
Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Клочков Юрий Сергеевич
Должность: Ректор
Дата подписания: 16.10.2020 10:19:46
Уникальный программный ключ:
3beb265d5d589e7ff4c954946f5ad99a1e70ac12

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Г.П. Мясникова, Р.Г. Лебедева

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТИ И ГАЗА

Учебно-методическое пособие
для выполнения курсовых работ



Тюмень
ТИУ
2017

УДК 550.8-032.32 (075.8)
ГРНТИ 38.57

Рецензенты:
доктор геолого-минералогических наук, профессор В.Н. Бородкин
доктор геолого-минералогических наук, профессор Е.М. Максимов

Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа: Учебно-методическое пособие для выполнения курсовых работ [Текст] / Мясникова Г.П., Лебедева Р.Г – Тюмень: ТИУ, 2017. – 58 с.
ISBN 978-5-9961-0562-5

В учебно-методическом пособии разработаны методические рекомендации и требования для студентов по подготовке и защите курсовой работы по дисциплине «Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа, предлагаются типовые задания, примерный развернутый план и дается краткая характеристика его основных разделов. Дополнительно излагается описание способов разведки отдельных залежей, дается обоснование расчета оптимального количества разведочных скважин, приводится описание нефтегазоносных комплексов и флюидоупоров Западной Сибири, уделяется внимание применяемым классификациям запасов нефти и горючих газов, стадийности геологоразведочных работ на нефть и газ, раскрываются основные понятия и термины, используемые в пособии.

Учебно-методическое пособие предназначено для студентов направления 21.05.02 Прикладная геология, содержит требования, рекомендации и критерии оценки курсовой работы.

ISBN 978-5-9961-0562-5

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Введение……	4
1.	Выбор темы и обязанности студента и научного руководителя ….....	4
2.	Требования, предъявляемые к курсовой работе ……	8
3.	Структура курсовой работы …….....	10
3.1.	Структура реферативной курсовой работы ……...	11
3.2.	Структура курсовой работы, подготовленной по материалам производственной практики…….……	13
4.	Рекомендации к главе 2 по отдельным темам курсовой работы ……	17
4.1.	Разведка мелких месторождений…….....	17
4.2.	Разведка нефтяных оторочек…….....	18
4.3.	Доразведка и проведение опытно-промышленной эксплуатации……	21
4.4.	Анализ разведки месторождения……	22
4.5.	Проект разведочных работ одного этажа разведки месторождения	27
4.5.1.	Этаж разведки, базисная залежь, запасы базисной залежи……...	27
4.5.2.	Расчет минимально необходимого количества скважин для разведки месторождения (этажа разведки)……....	27
4.5.3.	Система размещения скважин…….....	30
4.5.4.	Расчет проектной глубины разведочных скважин ……...	31
4.6.	Предварительная разведка (подстадия оценки месторождения)…….	32
4.7.	Нефтегазоносные комплексы и флюидоупоры Западной Сибири…...	33
4.8.	Материалы подсчета запасов ……..	37
4.9.	Классификации запасов, применяемые на основе международных стандартов …….	40
4.10.	Стадийность поисково-разведочного процесса …….……..….	41
4.11.	Опорные отражающие горизонты Западно-Сибирского бассейна ….	45
5.	Порядок защиты и критерии оценки курсовой работы…….....	47
	Список литературы……...	50
	Основные понятия и термины……..……...	51
	Приложение 1. Рекомендуемый перечень реферативных курсовых работ ……..	54
	Приложение 2. Образец оформления титульной страницы курсовой работы ……...	56
	Приложение 3. Образец оформления таблицы …….	57

Введение

Настоящее учебно-методическое пособие можно использовать в качестве руководства для выполнения курсовой работы по дисциплине «Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа». Курсовая работа по данной учебной дисциплине выполняется студентами IV курса на заключительном этапе изучения дисциплины в соответствии с учебным планом по направлению 21.05.02 «Прикладная геология», поэтому обязательна для всех студентов.

Курсовая работа служит средством для закрепления знаний по данной дисциплине, развивает навыки самостоятельного выполнения работы по месторождению (залежи) на базе материалов, собранных студентом при прохождении производственной практики, оказывая существенную помощь студентам при работе над дипломным проектом.

При отсутствии необходимого количества фактического материала студент имеет возможность по решению руководителя курсовой работы выбрать тему из предложенных вариантов (Приложение 1).

Курсовая работа выполняется студентами дневного обучения и студентами-заочниками, после защиты хранится на кафедре на протяжении двух лет.

1. Выбор темы и обязанности студента и научного руководителя

Тематика курсовой работы должна отвечать задачам дисциплины «Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа». Курсовая работа может строиться на фактическом материале – отчетах и проектах с производственной практики, на научных работах сотрудников кафедры, на исследовательских работах геологов, на достижениях в области геологии, поисков и разведки нефти и газа с привлечением статей из журналов, авторефератов диссертаций на соискание ученой степени кандидата (доктора) геолого-минералогических наук.

Лучшие работы могут быть отобраны для участия в студенческой академии наук с опубликованием в сборнике «Кристаллы творчества»: материалы докладов студенческой академии наук /под общ. ред. Т.В. Семеновой. - Тюмень: ТИУ.

Тематика курсовой работы в зависимости от выбора может быть следующей:

1) ***Курсовая работа по материалам, собранным во время прохождения производственной практики*** направленная на закрепление, углубление, обобщение знаний по учебной дисциплине «Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа», освоение элементов научно-исследовательской работы, умение систематизировать и обобщать имеющиеся геолого-геофизические материалы. Студент выполняет общую

геологическую часть: описание физико-географического положения, геолого-геофизической изученности, стратиграфии, тектоники, нефтегазоносности по разрезу месторождения, и специальную (проектную) часть.

Темами курсовых работ могут быть:

1. *Оценка перспектив нефтегазоносности локального поднятия (неструктурной ловушки) и проектирование поисковых работ.*
2. *Обоснование проекта разведки залежи или месторождения в целом*.
3. *Доразведка залежей углеводородов на стадии промышленной эксплуатации или опытно-промышленная эксплуатация*.
4. *Анализ разведки месторождения или залежи, находящейся в эксплуатации*.
5. *Проект разведки базисной залежи месторождения.*
6. Обоснование проекта поисково-оценочных работ на месторождении нефти и газа.
7. Уточнение геологического строения и подсчет запасов нефти (газа) залежи месторождения.
8. Уточнение геологической модели строения резервуара ачимовских отложений месторождения с целью обоснования объемов разведочного бурения.
9. Анализ геологоразведочных работ с целью оценки перспектив нефтегазоносности неокомских (ачимовских) отложений месторождения.

Объем курсовой работы 20-30 стр. до 35 стр. компьютерного текста (без учета приложений).

Среди графического материала обязательными являются:

1. Схемы корреляции продуктивных отложений по разрезам скважин в масштабе 1:500 или 1:200. Рекомендуемое количество схем – два: в широтном и меридиональном направлениях.
2. Структурные карты по основным отражающим горизонтам (в Западной Сибири): «А» (отражает строение фундамента), «Т» (строение кровли тюменской свиты), «Б» (J_3 t-b) , «Г» (K_2s), возможно другие, минимальное количество – 1-2 карты.
3. Временной сейсмический разрез (один, два), обязательно широтный.
4. Геологический разрез по линии скважин, используемых на схемах корреляции.
5. Подсчетные планы по продуктивным пластам с нанесением контуров залежей, оцениваемых по разной категории запасов и положением проектируемых поисковых или разведочных скважин.

Допускается для курсовой работы один-два наиболее важных из 5 графических приложений в зависимости от выбранной темы в формате А1 или А3, так чтобы графический материал был читаемым.

Обязательными иллюстрациями (рисунками) в тексте являются:

1. Обзорная карта района работ с нанесением всех открытых в районе месторождений, с орогидрографией, нефтегазопроводами и положением железной дороги.
2. Карты-схемы геолого-геофизической изученности (с нанесением профилей МОВ ОГТ, КМПВ и пробуренных скважин до эксплуатации).
3. Тектоническая (выкопировка) схема района работ.

Курсовая работа состоит из двух частей: общей геологической части и специальной (проектной). В предложенной четвертой теме проектная часть заменяется анализом подтверждаемости строения залежей и запасов в них при эксплуатации месторождения.

2) ***Реферативная курсовая работа.*** Её задачей является глубокая проработка специальной геологической литературы о состоянии изученности какого-либо раздела дисциплины «Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа», возможно на примере конкретного района или самостоятельное углубленное изучение важной темы, актуальной в настоящее время и отвечающей требованиям нефтегазовой отрасли. Выполнение работы должно способствовать пробуждению интереса к научным исследованиям, которые обычно начинаются с подбора литературы о состоянии изученности данного вопроса. Предварительные темы на выбор студенту размещены в Приложении 1. Студент также может предложить свою тему курсовой работы. *Объем курсовой работы 20-30 стр.*

«Реферативная курсовая работа» не означает «реферат».

Реферат – это (лат.referre – докладывать, сообщать) 1) доклад на определенную тему, включающий обзор соответствующих литературных и других источников; 2) изложение содержания научной работы, книги, статьи [1].

Курсовая работа – это промежуточная квалификационная работа, выполняемая студентами высших учебных заведений для более глубокого проникновения в проблематику выбранной специальности. Курсовая работа содержит теоретическую информацию и отражает основанное на ней личное мнение автора относительно решения исследуемой проблемы. Курсовая работа это самостоятельная комплексная работа студента, оформленная в виде научного отчета, доклада, статьи. В процессе выполнения работы студенты решают учебно-исследовательские задачи, которые носят творческий характер.

Студенту назначается руководитель курсовой работы, который выдает ему

задание, определяет график работы над темой, проводит индивидуальные консультации со студентами. Таким образом, курсовая работа выполняется при систематическом контакте с руководителем – преподавателем кафедры геологии месторождений нефти и газа. За каждым студентом распоряжением директора института геологии и нефтегазодобычи утверждается тема курсовой работы и назначается руководитель в начале весеннего учебного семестра. В соответствии с утвержденной темой каждый студент самостоятельно её выполняет, сдает выполненную работу на проверку и защищает согласно графику в установленный срок [2].

Научный руководитель курсовой работы:

- предлагает список тем курсовых работ;
- совместно со студентом формулирует тему курсовой работы и оказывает помощь в подборе литературы;
- составляет график работы студента;
- дает рекомендации по эффективной организации работы над темой исследования;
- проводит консультации со студентами в процессе подготовки курсовой работы;
- осуществляет контроль готовности курсовой работы;
- проверяет и оценивает курсовую работу;
- присутствует на защите студентом курсовой работы;
- оценивает и выставляет в зачетно-экзаменационную ведомость и зачетную книжку студента баллы по курсовой работе.

Студент:

- выбирает тему курсовой работы;
- приступает к работе в начале семестра;
- самостоятельно оценивает актуальность и значимость проблемы, связанной с темой курсовой работы;
- осуществляет сбор информации;
- формулирует цель и задачи и оформляет решение задач в тексте курсовой работы;
- посещает руководителя в дни консультаций (1 раз в две недели);
- готовит доклад или презентацию для защиты курсовой работы (на 5 минут);
- по окончании выступления студент должен ответить на вопросы руководителя и присутствующих в аудитории.

Студент не допускается до защиты курсовой работы, если:

- оформление работы не соответствует требованиям, изложенным в учебно-методическом пособии;

- содержание работы не соответствует теме исследования;
- студент не работал в соответствии с установленным графиком;
- студент не сдает работу для оценивания руководителю в срок.

2. Требования, предъявляемые к курсовой работе

Курсовая работа – это научное исследование, предполагающее творческий подход к проработке его содержания, грамотность оформления.

Основные требования к курсовой работе:

- актуальность выбранной темы;
- соответствие названия работы её содержанию;
- обзор литературы по рассматриваемой проблеме;
- теоретическая и практическая значимость;
- недостаточная (достаточная) разработанность проблемы;
- логическое изложение материала;
- обоснованность выводов.

Оформление работы должно соответствовать требованиям к составлению курсовых работ, правилам составления списков используемой литературы (ГОСТР 7.0.5-2008), графических приложений, рисунков, а также соблюдения ссылок на литературные источники и рисунки в тексте по ходу изложения курсовой работы. Например, [1] – ссылка на литературу из прилагаемого «Списка литературы» под номером 1.

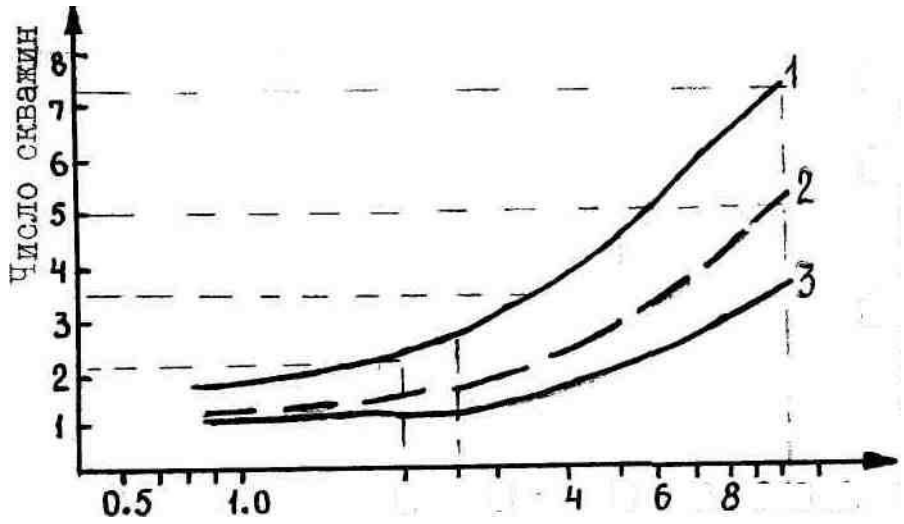
Курсовая работа должна быть выполнена четким, кратким языком, стилистически грамотно, печатным способом, на одной стороне листа белой бумаги формата А4 (210 х 297 мм), междустрочный интервал - одинарный, шрифт Times New Roman 14, черный, прямой. Для надписи рисунков к тексту, условных обозначений к ним, оформления таблиц допускается шрифт Times New Roman 12. Размеры полей текста курсовой работы: слева и справа – 2 см, сверху 2 см, снизу – 3 см, выравнивая по ширине с автоматическим переносом слов с одной строки на другую в Word.

Нумерация страниц обязательна и начинается с титульного листа, посередине, внизу страницы. На титульной странице цифра «1» не проставляется. На следующей странице («Оглавление») проставляется цифра «2». Весь последующий объем курсовой работы, включая список использованной литературы и приложения, нумеруются по порядку до последней страницы. Номер страницы проставляется в центре нижней части листа.

Точки в конце заголовков глав, параграфов, разделов не ставятся. При переходе с изложения одной мысли к другой текст начинать с нового абзаца. Отступ – 1,25 см.

Все иллюстрации в тексте именуются рисунками и обозначаются словом «**Рис. 1**», нумеровать их следует арабскими цифрами сквозной нумерацией. При ссылках на рисунки следует писать (рис.1). *Ссылка обязательна.* Рисунки следует располагать непосредственно после текста, в котором они упоминаются впервые, или на следующей странице.

Рисунки сопровождаются наименованием и, при необходимости, пояснительными данными (масштаб, условные обозначения и т.д.). Слово «Рис» определенного порядкового номера и наименование помещают после пояснительных данных и располагают следующим образом:



1 -фактическое количество скважин; 2-количество скважин, рекомендуемое как оптимальное для терригенных коллекторов 3-количество скважин, рекомендуемое как оптимальное для карбонатных коллекторов

Рис.1. Зависимость числа поисковых и разведочных скважин от площади мелких залежей в Волго-Уральской провинции (Громека В. и др.,1989)

В подрисуночных надписях обязательно указывать авторов, источники информации.

Если рисунок превышает размер страницы (рисунок в формате А3), страница складывается, и нумеруется как одна. Иллюстрации можно делать как в цветном, так и в черно-белом виде. Их можно выполнять как от руки, так и на компьютере.

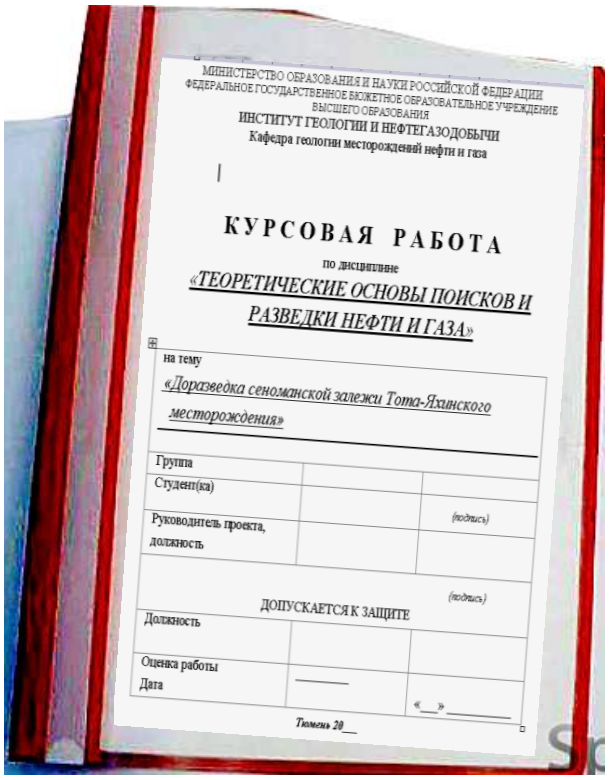
Геологические разрезы по скважинам, схемы корреляции, подсчетные планы по продуктивным пластам и другие графические приложения рекомендуется размещать в конце курсовой работы, как Приложение 1 (Приложение 2 и т.д.), при этом обязательны надписи и условные обозначения.

Список литературы размещается в конце текстовой части. При наличии приложений к курсовой работе, последние размещают после списка литературы. Список литературы составляется в порядке ее

использования по фамилиям авторов или названия источника (если авторов более трех). Указывают фамилии и инициалы автора (авторов), название работы, издательство, год издания, количество страниц. В качестве примера оформления можно воспользоваться списком литературы данного учебно-методического пособия. При использовании ресурсов сети Интернет следует привести ссылку на использованный в ходе выполнения курсовой работы источник.

Сокращение слов не допускается, кроме общепринятых сокращений.

Все листы курсовой работы должны быть прошиты, переплетены или скреплены скоросшивателем (сброшюрованы) перед тем, как получить допуск к защите (рис.2).


МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ
Кафедра геологии месторождений нефти и газа

КУРСОВАЯ РАБОТА

по дисциплине

«ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТИ И ГАЗА»

на тему

«Доразведка сеноманской залежи Тота-Яхинского месторождения»

Группа

Студент(ка) (подпись)

Руководитель проекта, должность (подпись)

ДОПУСКАЕТСЯ К ЗАЩИТЕ

Должность

Оценка работы

Дата «__» _____

Тюмень 20__

Рис.2. Пример оформления курсовой работы (внешний вид)

3. Структура курсовой работы

Обязательные элементы курсовой работы*:*

1) титульный лист (Приложение 2), подписанный автором и руководителем;
2) оглавление с указанием введения, глав, разделов, заключения, списка литературы, графических приложений и соответствующих им страниц;
3) введение;
4) основной текст, состоящий из глав и разделов (подразделов);

5) заключение;
6) список литературы;
7) приложения (если есть), оформляют на отдельных листах и размещают в конце текста.

3.1. Структура реферативной курсовой работы

Студент начинает работу с подбора литературы. После просмотра всех источников по теме курсовой, оставляет литературу, которую непосредственно использует в работе.

Студентам, получившим задание, рекомендуется, в первую очередь просмотреть тематический и региональный каталоги в библиотеке с целью отыскания сводных, обобщающих работ по данному региону или данной теме (например, «Управление процессом разведки нефтяных и газовых месторождений», «История геологического развития Западной Сибири», «Геологическое строение Западной Сибири», и т.д.). Затем следует просмотреть выпуски журналов по геологии за последние годы с целью занесения в свою картотеку опубликованных работ (особенно в периодических изданиях) по данному вопросу. Рекомендуется следующие журналы: «Отечественная геология (стратиграфия)», «Геология нефти и газа», «Геология, разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», «Известия вузов. Нефть и газ», «Нефтегазовая вертикаль», «Нефтяное хозяйство», «Petroleum Science and Engineering» и др.

Студент должен помнить, что качество, содержательность и аргументация выводов определяются в первую очередь полнотой проработки литературных источников по заданной теме.

Все главы курсовой работы должны быть взаимно увязаны и согласованы с рисунками, таблицами и графическими приложениями. Рекомендуемые объемы глав указаны ориентировочно и могут быть иными.

Реферативная курсовая работа должна включать:

Оглавление (1 -2 стр.)

Введение (1-2 стр.)

Основная часть курсовой работы подразделяется на главы и (или) параграфы. Главы, при необходимости, могут разделяться на параграфы. Для курсовых работ допускается подразделение основной части только на параграфы.

1. *Общие сведения* (общая характеристика вопроса, общие понятия) (1-2 стр.)

2. *История изучения вопроса* (изученность вопроса, 2-3 стр.)

3. *Специальная глава* (о разработке этого вопроса в данном районе, в России или за рубежом). Должна сопровождаться большим количеством

рисунков и графических приложений (карт, схем, разрезов, зарисовок, фотографий), объем 15 и более стр.

4. *Дополнительные главы* (разделы), в соответствии с поставленными задачами с превышением указанного объема до 35 страниц.

Заключение (1-2 стр.).

Литература.

Приложения (если имеются).

Во введении обосновывается выбор темы, её актуальность.

Излагается *цель курсовой работы* (например, изучить, разработать, выявить, обосновать) и для достижения указанной цели формулируются *задачи* исследования (3-5 задач). Формулировки этих задач необходимо делать как можно более тщательно, поскольку описание их решения должно составить содержание глав курсовой работы. *Обычно заголовки курсовой работы рождаются из содержания задач*.

Раскрывается значение объекта исследования и рассматриваемых в нем вопросов, указывают методы, приемы исследования и использованные материалы (отчеты, книги, учебники, монографии, статьи и др.).

Чтобы сообщить о состоянии разработанности выбранной темы, составляется краткий обзор литературы, который в итоге должен привести к выводу, что именно данная тема еще не раскрыта (*или раскрыта лишь частично или не в том аспекте*) и потому нуждается в дальнейшей разработке.

Во введении не должны присутствовать рисунки, схемы, таблицы, формулы.

Библиография содержит 2-3 и более источников литературы.

В общих сведениях возможно описание проблемы, раскрытие понимания исследуемого явления в трудах разных авторов, и отражение собственного видения на предмет. На основе изученных работ отечественных и зарубежных авторов рекомендуется изложение сущности исследуемой проблемы и рассмотрение различных подходов к ее решению.

В истории изучения возможна краткая характеристика проводимых исследований по данной тематике в хронологической последовательности. В главе можно отразить краткое содержание основных полученных результатов различными исследователями по данному вопросу (краткая характеристика результатов прошлых исследований).

В специальной (основной) главе, которую можно разбить на разделы и параграфы, рекомендуется обобщить сведения из разных литературных источников по данной теме, возможно изложение аргументированного авторского подхода (Вашего подхода) к рассмотренным концепциям, точкам зрения, проблеме. Возможно изложение того, как данная тема была представлена в трудах известных ученых прошлого, настоящего и отразить Вашу точку зрения, показать достижения и недостатки по данной

проблеме. Глава может состоять из двух разделов – теоретического и практического.

В заключении даются *основные выводы по главам и разделам*, кроме того, можно указать на то, что остается неясным и вызывает сомнения, изложить рекомендации о направлении дальнейших исследований.

Список литературы должен содержать наименование источников, которые были непосредственно использованы автором в работе. Ссылка на литературу (авторов) в тексте обязательна.

Вспомогательные или дополнительные материалы, которые загромождают текст основной части работы, рекомендуется размещать в Приложениях.

3.2. Структура курсовой работы, подготовленной по материалам производственной практики

Во введении сообщается о месте прохождения практики, должности, конкретном участии в геологоразведочном процессе; указывается объект курсовой работы (проекта), цели и задачи, отмечается и какой материал был собран, что сделано самостоятельно, а что взято из отчетов и различных документов. Обосновывается выбор темы, ее актуальность.

Излагается *цель курсовой работы* (например, изучить, разработать, выявить, обосновать) и для достижения указанной цели формулируются *задачи* исследования.

Объем 1-2- стр.

1. Общая геологическая часть

I. I. Физико-географический очерк

В этом разделе приводится краткая характеристика о рельефе местности, речной сети, заболоченности, климате, растительном и животном мире, характере вечной мерзлоты, населении, о состоянии дорожно-транспортных путей, природно-охранном статусе территории, определяющая доступность и условия проведения геологоразведочных работ. Раздел может сопровождаться обзорной картой масштаба 1: 1000000 или мельче. Раздел может быть представлен в виде таблицы (Приложение 3).

Объем - 2-3 стр.

1.2. Геолого-геофизическая и изученность

Этот раздел должен отразить вид, время и результаты региональных и детальных геологических и геофизических исследований на изучаемой территории, объем, достигнутую плотность сейсмопрофилей (на единицу площади). Состояние фонда пробуренных скважин. Необходимо указать масштабы разных видов съемок, время выявления и подготовки ловушек к поисковому бурению. Отметить, когда и как были открыты ближайшие

месторождения. Если объект в разведке, нужно указать количество пробуренных скважин - общее и, в том числе, количество пробуренных скважин на поисково-оценочном этапе, на разведочном этапе.

Раздел может быть представлен в виде таблицы, но он обязательно иллюстрируется схемой геофизической изученности.

Объем 2-3 стр.

Таблица 3.1

Геофизическая изученность месторождения

Номер СП, год заверше-ния работ	Организация, ответственный исполнитель	Изученные объекты, масштаб и вид работ	Основные результаты работ
Морские работы			
29/76-6/76	ПГО «Севергеофизика» С.П. Сартанов	Рекогносцировочные профильные морские сейсморазведочные работы МОВ в Обской и Тазовской губах. М 1:500000	Выделен ряд устойчиво прослеживаемых отражающих горизонтов, выполнены структурные построения. В пределах Тазовской губы впервые выделены Адерпаютинская и Антипаютинская структуры.

1.3 Литолого-стратиграфический очерк

Дается последовательное описание всех стратиграфических подразделений, начиная от фундамента.

Если нижние горизонты разреза бурением не изучены, их характеристика приводится по соседним площадям и с учетом сейсморазведки оценивается их предполагаемая глубина залегания. Стратиграфическое описание дается по международной, региональной и местной стратиграфическим шкалам, т.е. сначала указывается группа, система, отдел, ярус, а детальное литологическое описание приводится по свитам. В конце описания каждой свиты указывается ее толщина и палинологическое или палеонтологическое заключение о возрасте.

Указывается характер и условия залегания различных стратиграфических подразделений по отношению друг к другу, наличие несогласий, перерывов в осадконакоплении.

Этот раздел может иллюстрироваться сводным литолого-стратиграфическим разрезом, последний входит в обязательную графику дипломного проекта.

Объем до 10 стр.

Раздел пишется по следующему шаблону [3]:

Мезозойская группа (MZ)

Мезозойские отложения включают отложения юрской, меловой системы. Но широко развиты отложения лишь меловой системы в южной части региона. Толщина - более 1000 метров.

Меловая система (К)

Отложения представлены нижним и верхним отделами. Нижний отдел меловой системы слагают преимущественно терригенные отложения, верхний – терригенно-карбонатные.

Нижнемеловой отдел ($К_1$)

Нижнемеловые отложения представлены аптским $К_1а$ и альбским $К_1al$ ярусами.

Аптский ярус - $К_1а$

Коренные выходы аптского яруса наблюдаются в южной части района – в верховьях реки Хадажки, по реке Пшиш, вдоль ручья Куринский. Ярус сложен глинами темно-серыми, серыми алевритистыми с прослоями более светлых песчаников и алевролитов с конкрециями и прослойками сидеритизированных алевролитов. Размер конкреций от 1-3 до 5-10 см. Граница между аптским и альбским ярусами проводится условно по появлению в разрезе этого конгломерата – «куринского горизонта», его рассматривают как базальный горизонт альбского яруса. Средняя толщина яруса около 700 м.

1.4. Тектоника

В этом разделе приводятся сведения о региональном тектоническом строении и структурных этажах и ярусах района, где расположен объект изучения; приводится структурная морфологическая характеристика поверхностей продуктивных пластов и основных отражающих горизонтов (порядок структуры, форма, направление осей, размеры, углы наклона крыльев, осложненность структуры разрывными нарушениями и т.д.). Морфологические данные по структуре можно свести в таблицу.

В этом разделе Вы должны дать анализ динамики роста структуры по продуктивному горизонту, построить график прироста амплитуды поднятия; провести анализ соответствия морфологии структурных планов по материалам сейсморазведки и бурения. Если на территории объекта или соседних площадях трассируются разломы, необходимо дать их характеристику (азимуты простирания, амплитуды смещения, типы и т. д.).

Раздел иллюстрируется схемой или выкопировкой из тектонической карты с приложением списка тектонических элементов карты, структурными картами, геологическими разрезами.

Объем 4-5 стр.

1.5 Гидрогеология

В этом разделе дается характеристика подземных вод по водоносным комплексам, экранируемых региональными и субрегиональными водоупорами. Химический состав подземных вод приводится в виде таблицы. Очень важными являются сведения о газонасыщенности вод, содержании в них бензола, фенола, толуола и металлов. Эти данные могут быть использованы как прямые показатели нефтегазоносности.

Объем 2-3 стр., включая таблицу «О химическом составе вод».

1.6 Нефтегазоносность

В этом разделе даются краткие сведения о нефтегазоносности района, нефтегазоносных комплексах и описание всех открытых на месторождении залежей. Более детально рассматриваются залежи этажа разведки планируемых работ.

При описании залежей обязательно указываются:

- дебиты УВ (от - до);
- толщины продуктивных пластов – общие, эффективные, эффективные нефтегазонасыщенные;
- коллекторские свойства;
- пластовое давление и пластовая температура;
- принятые абсолютные отметки водонефтяных (ВНК), газонефтяных (ГНК) или газоводяных (ГВК) межфлюидных контактов;
- размеры залежей – длина, ширина, площадь, высота;
- толщина покрышки;
- тип залежи по морфологии ловушек, фазовому составу, запасам УВ.

Раздел сопровождается таблицами испытания продуктивных пластов и свойств нефти, газов, конденсатов глубинных и поверхностных проб.

Этот раздел иллюстрируется выкопировкой из «Обзорной карты месторождений нефти и газа Западной Сибири», 1990 г. или более позднего составления; геологическим разрезом, отражающим строение этажа разведки и положение залежей УВ.

2. Специальная (проектная) часть

Заключение.

Литература.

Приложения.

4. Рекомендации к главе 2 по отдельным темам курсовой работы

4.1. РАЗВЕДКА МЕЛКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В нефтегазоносных районах с высокой степенью освоения начальных потенциальных ресурсов, таких, например, как Сургутский и Вартовский Западной Сибири, объектами поисково-разведочных работ

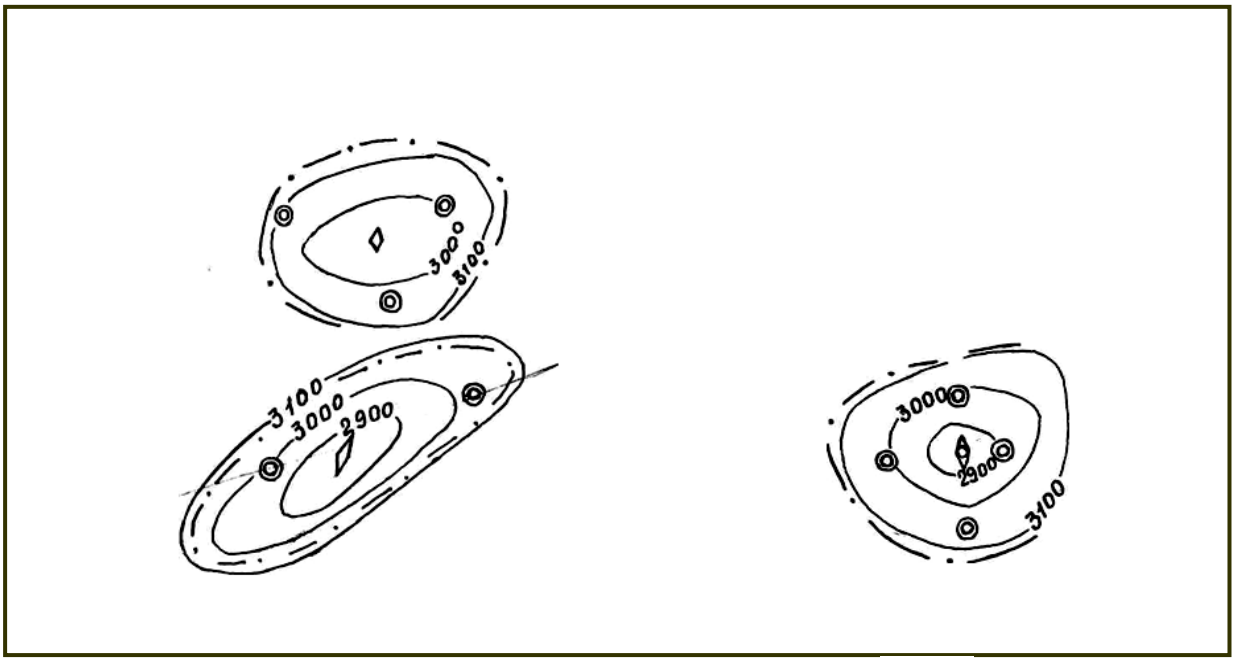
становятся малоразмерные ловушки с мелкими по запасам залежами углеводородов (УВ). К таким объектам относят ловушки площадью менее 10 км^2 (реже до 20 км^2) и извлекаемыми запасами нефти до 10 млн. т, газа - до 10 млрд. м^3. В соответствии с классификацией запасов нефти и горючих газов, утвержденной Минприроды Росси в 2013году, месторождения относятся к мелким по величине извлекаемых запасов *от 1 до 5* млн. т (млрд. м^3 по газу), к средним *от 30 до 5* млн. т. (млрд. м^3) [4].

Для мелких месторождений характерно одностадийное проектирование разведки. Используется в основном одноэтажная система разведки и только при несовпадении структурных планов залежей, рационально применение поэтажной разведки.

На мелких месторождениях, как правило, наблюдается переразведанность и низкая успешность бурения разведочных скважин, значительное количество их оказывается за контуром залежей. Одной из причин этого является низкое качество подготовки объектов к бурению геофизическими методами. Поэтому большое значение при разведке мелких залежей имеет проведение детальной сейсморазведки масштаба 1:25000 и 1:10000 (плотности профилей около 5 км/км^2) и комплексирование методов детальной сейсморазведки с глубоким бурением и геохимическими съемками. Рекомендуется обязательное проведение в первой скважине ВСП (вертикального сейсмопрофилирования), АК (акустического каротажа), ГГК (гамма-гамма каротажа) с целью переинтерпретации сейсмических материалов.

Расчёт необходимого числа разведочных скважин определяется размерами базисной залежи, сложностью её строения, ожидаемыми запасами, а также накопленным опытом разведки в других регионах. Наиболее типичным полигоном для обработки методики разведки небольших месторождений является Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, где за последние годы преобладают открытия мелких месторождений. На рис. 1 показана зависимость поисково-разведочных скважин от площади залежей с терригенными и карбонатными коллекторами. Из рисунка видно, что залежи площадью 2-2,5 км^2 разведывались двумя скважинами - одной поисковой и одной разведочной, а залежи площадью 5 км^2 - четырьмя скважинами.

Следует отметить, что на залежах с площадью 2-3 км^2 половина запасов категории C_1 может быть оценена уже по поисковой скважине – открывательнице. Для таких залежей рекомендуется разведочные скважины не бурить, а доизучение залежи проводить детализационной сейсморазведкой и эксплуатационными скважинами (опережающими эксплуатационными).



◊ - поисковая скважина; ◎ - проектная разведочная скважина; — внешний контур нефтеносности; 3100 - изогипсы по кровле пласта

Рис. 3. Примеры размещения разведочных скважин

Все проектные скважины располагаются на разных гипсометрических отметках по системе двух пересекающихся или трёх радиальных профилей, расположенных под ∠ 120° от поисковой скважины первооткрывательницы или на линии одного профиля, расположенного под углом к длинной оси структуры (рис.3).

4.2. РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК

Если при поисках и оценке газовой, газоконденсатной залежи установлено *наличие нефтяной оторочки* и несколькими скважинами подтверждено её промышленное значение, то проектируется её детальная разведка с учётом морфологического строения и мощности.

По морфологии оторочки делятся на:

- *массивные*, подстилающие газовую залежь на всей площади (нефтяные оторочки массивной залежи);
- *кольцевые*, оконтуривающие газовую залежь по периметру и подстилающие её частично - на крыльях и периклиналях (нефтяные оторочки пластово-сводовой залежи);
- *смещённые* в определённом направлении, иногда их называют «висячими» или «клиновидными».

Нефтяные оторочки имеют горизонтальные и наклонные ВНК, наклон составляет до нескольких сот метров.

Разведка массивных оторочек ведётся одновременно с газовой залежью. В скважинах, вскрывших пласт с нефтью и газом, проводится

раздельное опробование. Расстояния от ГНК и ВНК выбираются, исходя из толщины нефтяной оторочки, но рекомендуется опробовать среднюю часть оторочки, чтобы получить чистую нефть; интервал опробования не должен превышать 3-5 м. Это не всегда удаётся, чаще получают нефть с газом или нефть с водой, когда толщина нефтяных оторочек не превышает 10 м.

Расстояние между разведочными скважинами зависит от соотношения запасов нефти и газа в двухфазной залежи, от сложности ее строения и величины запасов. В среднем они будут превышать в 1,5 раза принятые в данном районе расстояния между нефтяными разведочными скважинами, но на отдельных участках-полигонах их рекомендуется принимать близкими к расстоянию между эксплуатационными скважинами. Опытно-промышленные участки выбираются в присводовой и в крыльевой частях залежи. Опытно-промышленная эксплуатация (ОПЭ) проводится для исследования добывных возможностей нефти из оторочек пластов. Участок площадью 4-5 км^2 проектируется в районе скважины с максимальным дебитом нефти, на нём размещаются две разведочные скважины, переходящие на стадии разработки в эксплуатационные и 8-эксплуатационных, всего 11 скважин с плотностью сетки около 0.5 км^2/скв. (Пример приведен из практики работ по разведке нефтяной оторочки пласта БУ$_{10\text{-}11}$ на северном куполе Уренгойского месторождения).

Кольцевые нефтяные оторочки рекомендуется разведывать короткошаговыми профилями из 3-5 скважин, ориентированными вкрест простирания структуры. Профиль скважин разбуривается по восстанию и падению пласта от разведочной (или поисковой) скважины, вскрывшей оторочку и давшей промышленный приток нефти. Порядок разбуривания *скважин* лучше выбирать от внутреннего контакта к внешнему ВНК. Это уменьшит количество законтурных скважин. Каждая последующая скважина на профиле - "зависимая", ее заложение обусловлено результатами предыдущей.

На кольцевой нефтяной оторочке первые профили скважин бурятся на пологом крыле, где ее ширина наибольшая, они закладываются вкрест простирания оторочки, а на крутом, где ширина ее сокращается, профили скважин закладываются под углом к простиранию изогипс. Разведку кольцевых оторочек рекомендуется проводить как профильными скважинами с расстоянием между ними в 500-600 м, так и единичными скважинами по периметру оторочки, с размещением последних на разных гипсометрических отметках и расстояниями друг от друга в 1-4 км (в зависимости от площади, запасов и т. д.).

Равномерное расположение скважин по периметру нефтяной оторочки, как показали исследования в Западной Сибири, оказалось малоэффективным для подготовки к разработке. В районах заложения их короткошаговых профилей рекомендуется выбирать участки для

проведения опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) и бурения опережающих эксплуатационных скважин (ОЭС). Критериями для выбора участка являются высокие притоки нефти и наибольшие эффективные нефтенасыщенные толщины.

В процессе опытно-промышленной эксплуатации определяются рабочие дебиты при допустимых депрессиях, устанавливается оптимальное положение интервалов перфорации относительно ГНК, ГВК, оцениваются добывные возможности этих участков - максимальные отборы на одну скважину, эффективность использования *различных методов* интенсификации добычи нефти, уточняются размеры оторочки, контакты, подсчетные параметры. В случае небольшой толщины нефтяной оторочки (<8 м) рекомендуется исследовать режим работы нескольких скважин в условиях одновременного притока нефти и газа.

При разведке многопластового газонефтяного месторождения с несколькими нефтяными оторочками необходимо при проектировании разведочных и опережающих эксплуатационных скважин учитывать возможности объединения залежей с оторочками в один эксплуатационный объект.

При оценке запасов нефти в оторочках основные погрешности связаны с неправильными определениями межфазовых контактов. По данным В.П. Савченко, погрешность определения положения контактов в несколько метров может привести к искажению истинной оценки значимости нефтяной оторочки в несколько раз. Как отмечает Габриэлянц Г.А. [5], неправильное определение ВНК на Оренбургском газоконденсатном месторождении привело к занижению почти в два раза высоты нефтяной оторочки основной газоконденсатной залежи, площади ее распространения (принималась кольцевой, оказалась массивной), а в итоге и к резкому занижению запасов нефти. Уточнения были сделаны по ГИС в скважинах, пробуренных на нефтяной основе по материалам повторного нейтронного каротажа.

Разведка клиновидных нефтяных оторочек, смещенных, например, гидродинамическим напором вод, основана на изучении направления напора подземных вод в пласте. Для этого рекомендуется строить карты приведенных пластовых давлений и пьезометрических напоров. Первые разведочные скважины размещают в районе той скважины, где получена нефть, перпендикулярно к линиям равных приведенных давлений или гидроизопьез.

Клиновидная оторочка бывает, как массивной, так и кольцевой. Второй профиль скважин закладывается на структуре в районе наименьших давлений или гидроизопьез, куда и предполагается смещение оторочки, направление профиля выбирают вкрест простиранию гидроизопьез, а расстояние между скважинами принимают близким к расстоянию между эксплуатационными скважинами с учетом

использования их в дальнейшем в качестве эксплуатационных. Перпендикулярно второму профилю разбуривается третий профиль скважин. Районы профилей выбирают в качестве полигонов с опережающим эксплуатационным бурением, между разбуренными профилями закладываются одиночные разведочные скважины.

4.3. ДОРАЗВЕДКА И ПРОВЕДЕНИЕ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

4.3.1 Доразведка

Эти геологоразведочные работы проводятся в следующих ситуациях:

- по базисной залежи соотношение запасов категорий C_1 и C_2 соответствует требованиям для составления технологической схемы разработки (запасы категории C_1 составляют 70-80 %), но контуры других залежей не расположены полностью в контуре базисной залежи, их требуется доразведать;
- залежь – базисная в конце завершения разведки оказалась более сложной и требуется бурение дополнительных скважин и проведение дополнительной более детальной сейсморазведки, даже если C_1 =70-80 %;
- в процессе детальной разведки появились данные свидетельствующие об изменении модели базисной залежи или других объектов в разведочном этаже.

При доразведке сложнопостроенных залежей УВ часто возникает необходимость проведения детальных сейсморазведочных работ, которые позволят построить более точную модель строения базисных залежей и продуктивных пластов. Использование акустического каротажа и плотностного гамма-гамма каротажа, СК, ВСП существенно повышает достоверность сейсмических построений. В результате проведения сейсморазведочных работ может резко измениться морфология залежей, как базисных, так и более мелких. Это позволит внести коррективы как в проект бурения доразведочных скважин, так и в технологическую схему разработки.

В курсовой работе по этой теме рассчитывается количество скважин, определяются: их положение в плане, геологические задачи, которые они должны решить, проектные глубины, и исследования, которые должны выполняться по этим скважинам.

4.3.2 Опытно-промышленная эксплуатация (ОПЭ)

ОПЭ обязательна для газовых и газонефтяных месторождений, но часто она проводится и для нефтяных залежей. Срок проведения от

нескольких месяцев до 3-х лет. Осуществляется фондом разведочных скважин и опережающих эксплуатационных. Для газовых залежей главной задачей ОПЭ является подсчет запасов по падению давления и получение необходимых исходных данных для составления проекта разработки и обустройства промысла, установления технологического режима, расчета количества эксплуатационных скважин, их конструкции.

В результате ОПЭ должны быть выявлены и установлены: условия дренирования залежей, продуктивность скважин, рабочие дебиты, предельно допустимые депрессии на пласт.

На ОПЭ участках проводятся работы по интенсификации притоков.

В залежах с активным упруговодонапорным режимом желательно иметь профили пьезометрических скважин для наблюдения за распределением падения давления в законтурной области.

Для залежей с большой высотой – необходимо иметь данные о распределении давления по разрезу и возможность сравнивать падение давления в разных частях пласта продуктивного горизонта.

По скважинам, эксплуатирующим одновременно несколько пластов в комплекс исследований обязательно должна включаться глубинная дебитометрия, термометрия, радиоактивный каротаж, отборы проб воды.

При упруговодонапорном режиме проводят специальные исследования за продвижением воды.

В процессе ОПЭ должен проводиться следующий обязательный комплекс наблюдений: систематические и периодические замеры пластовых, устьевых, статических давлений, замеры температур, уровней жидкости в пьезометрических скважинах, проницаемости, гидропроводности, положения ГВК, рабочих дебитов выхода конденсата и воды по скважинам, замеры давлений в законтурных скважинах.

Комплекс исследований должен определить уровни добычи.

4.4. АНАЛИЗ РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В общем цикле поисково-разведочных работ наиболее затратным является разведочный этап. К числу важнейших элементов методики разведки относят:

1) определение рационального предела изученности месторождения;

2) обоснование необходимого количества, оптимальной системы и последовательности размещения разведочных скважин, обеспечивающих высокую успешность бурения и сокращение сроков подготовки месторождения к разработке;

3) выбор оптимальных видов и объемов исследовательских работ, работ по опробованию в скважинах.

От уровня обоснованности этих показателей разведки зависят качество подготовки исходных параметров для подсчета запасов и

проектирования разработки, а, следовательно, эффективность геологоразведочных работ.

Если на месторождении выделяется несколько этажей разведки, то для анализа выбирается один из них (рис. на титульном листе данного пособия). В разделе даётся обоснование выделения этажа разведки и базисной залежи в нём. Приводится характеристика этих объектов (глубина, толщина, количество залежей, их фазовое состояние, тип - для этажа; площадь, запасы УВ, дебиты, морфология ловушки - для базисной залежи).

Детально рассматриваются закономерности строения продуктивного пласта базисной залежи. Для описания пользуются схемами (в количестве 1-2) детальной пластовой корреляции по диаграммам стандартного комплекса ГИС (КС, ПС, ИК) и картами эффективных толщин. Выявляются закономерности по разрезу пласта и характер изменения строения в плане. Привлекаются по возможности схемы изменения ёмкостно-фильтрационных свойств по пласту в плане (открытой пористости, проницаемости).

Анализ разведки даётся по стадиям детальной и доразведочной. В соответствии с Временным положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ, утвержденным в 2001 г., разведочный этап состоит из одной стадии «разведки и пробной эксплуатации» [6].

На стадиях разведочного этапа рассматриваются следующие общие вопросы:

1. Проектируемые работы - расчёт количества разведочных скважин, их глубина, местоположение в плане, очерёдность бурения, геологические задачи, решаемые ими.
2. Фактическое выполнение проекта - количество и местоположение пробуренных скважин, очерёдность бурения, забой. Отмечаются отклонения от проекта и те уточнения, изменения, которые внесли пробуренные скважины - в представления о строении залежей, объединяемых в один этаж разведки. Для каждой стадии разведки приводится обоснование ВНК, ГВК, ГНК базисной залежи. Все неоднозначно принятые (спорные) решения обязательно оговариваются.

Для каждой проведённой стадии разведки рассчитываются: плотность сетки скважин ($км^2$/скв. или га/скв.), расстояния между скважинами (от - до, среднее), необходимое количество скважин, их доля (в %) от общего количества разведочных скважин, успешность проведённых работ (отношение продуктивных скважин к общему количеству разведочных скважин), запасы нефти, газа, конденсата и соотношение запасов разных категорий.

При анализе разведки указывается система разведки - профильная, треугольная, кольцевая, смешанная и тактика проведения работ - "ползущая или сгущающаяся".

Даётся расчёт (по любой методике) оптимального количества разведочных скважин, необходимых для подготовки к промышленной разработке базисной залежи.

При анализе доразведки и опытно-промышленной эксплуатации даётся обоснование необходимости их проведения, указываются задачи, которые должна решить каждая скважина, и тактические результаты.

После анализа разведочных работ рассматривается динамика оценок запасов нефти и газа на месторождении или базисной залежи по мере изученности.

Желательно включить в сравнительный анализ ресурсы и запасы до и после поискового бурения и оценить подтверждаемость перспективных ресурсов категории (C_3). Указываются наиболее меняющиеся подсчётные параметры.

В заключении приводится комплекс исследований и работ, проводимых по разведочным скважинам (ГИС, отбор керна, флюидов, опробование, испытание, гидродинамические исследования), приводятся сведения о геолого-экономической эффективности проведённых разведочных работ (себестоимость подготовки 1т нефти или 1000 $м^3$ газа, прирост запасов на 1м проходки или 1 скважину).

Главу 2 по анализу разведки рекомендуется представить следующими разделами:

1. Обоснование выделения этажа разведки и базисной залежи.
2. Литологическая характеристика продуктивного пласта базисной залежи.
3. Анализ работ на стадии разведки.
4. Анализ работ при доразведке и опытно-промышленной эксплуатации.
5. Основные геолого-технические данные по поисково-оценочным и разведочным скважинам.
6. Сравнительный анализ оценок запасов УВ на разных стадиях поисково-разведочных работ.
7. Сопоставление подсчетных параметров, принятых при повторном подсчете запасов.
8. Комплекс работ, исследований в поисковых и разведочных скважинах (табл.4.1.).
9. Геолого-экономическая эффективность проведённых поисково-разведочных работ.

Эта глава сопровождается следующими графическими приложениями:

1. Структурная карта по основному отражающему горизонту. Для залежей нижнего мела, верхней и средней юры - по горизонту "Б", для залежей верхнего мела - по горизонту "Г", для залежей апта и альба – по отражающему горизонту (ОГ) "М". Для залежей нижней юры - кровли пласта $Ю_{10}$ - по ОГ " $Т_3$", или для кровли пласта $Ю_{11}$ - " $Т_4$", ОГ "А" по подошве осадочного чехла.
2. Схема корреляции (от одной до двух) продуктивных пластов этажа разведки или базисной залежи.
3. Геологический разрез (желательно по линии скважин, указанных на корреляционных схемах).
4. Карты эффективных толщин (две-три).
5. Подсчетные планы базисной залежи на стадии разведки.
6. Схемы опробования скважин для определения ВНК, ГВК, ГНК.
7. Схема проекций контуров всех залежей одного этажа разведки, на горизонтальную плоскость.

В таблице 4.1 приведен оптимальный геофизический комплекс (ГИС), применяемый в условиях Западной Сибири, который позволяет решать следующие геологические задачи [7]:

1. Литологическое расчленение разреза.
2. Корреляция выделенных объектов по площади, району, области; стратификация разреза.
3. Реконструкция палеогеографических обстановок седиментации.
4. Выделение коллекторов, определение эффективных толщин.
5. Определение коллекторских свойств: пористости, проницаемости продуктивных пластов.
6. Оценка характера насыщения пластов, определение контактов (ВНК, ГНК, ГВК) и эффективных нефтегазонасыщенных толщин.
7. Выбор объектов для опробования в разрезе.
8. Анализ отрицательных результатов опробования при положительном прогнозе насыщения и наличии нефтегазонасыщенного керна.

Таблица 4.1.

Оптимальный геофизический комплекс для поисковых и разведочных скважин Западной Сибири (Нелепченко О.М., Ахияров В.Х., 1990)

Группа методов	**Общие исследования, Масштаб глубин 1:500**	**Детальные исследования, масштаб глубин 1:200**
ОСНОВНЫЕ	1. Стандартный электрокаротаж (два градиент зонда, потенциал зонд, КС и ПС) 2. Индукционный каротаж (ИК) 3. Кавернометрия (КВ) профилеметрия – Прф 4. Гамма-каротаж 5. Нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) 6. Акустический каротаж (АК) 7. Инклинометрия 8. Термометрия 9. Газовый каротаж* 10. ОЦК электротермометрия 11. Акустическая цементометрия	1.Боковое каротажное зондирование (шесть градиент-зондов) ПС, резистивиметрия 2.Микрокаротаж (МК) 3. Индукционный каротаж (ИК) 4. Микрокавернометрия (Мкв) 5. Боковой микрокаротаж (БМК) 6. Гамма-каротаж (ГК) 7. Нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) 8.Акустический каротаж (АК) 9. Кавернометрия (профилеметрия) скважин (Кв, Прф) 10.Гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК - П) 11. Боковой каротаж (БК)
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ	12. Гамма-гамма цементометрия (ГГК- Ц). 13. АКЦ методом реверберационных волн (АКЦ-Р) 14. Боковой каротаж (БК)	12. Гидродинамический каротаж (ГДК). 13. Опробователь пластов на кабеле (ОПК) 14. Акустический каротаж широкополостный (АКШ) 15. Ядерный магнитный каротаж (ЯМК) 16. Многозондовый нейтронный каротаж (МНК) 17. Сверлящий керноотборник (СКО) 18. Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) 19. Спектральный гамма-каротаж (СГК)**

* Газовый каротаж – основной метод для поисковых скважин, дополнительный – для разведочных скважин, и, проводится в единичных случаях. Основная задача, которую он решает, прогноз характера насыщения пластов: вода, нефть, газ.
* * Методы, находившиеся в освоении.

4.5. ПРОЕКТ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ОДНОГО ЭТАЖА РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

4.5.1. Этаж разведки, базисная залежь, запасы базисной залежи

- Дать характеристику этажа разведки (глубин залегания, сколько объединяет залежей, дать их краткую геологическую характеристику: размеры, фазовое состояние, дебиты, типы коллекторов); показать каким образом учитывались геологические, технологические, экономические факторы при выделении этажа.
- Выделить в разрезе этажа разведки базисную залежь. При этом базисные залежи изучаются более детально, чем мелкие, а наиболее значимые из мелких залежей могут рассматриваться как возвратные. Дать проекции всех залежей одного этажа (ВНК, ГВК) на одну горизонтальную плоскость. При несоответствии площадей нефтегазоносности, достигающей 50 %, разведка ведется полуторной сеткой скважин, при соответствии – одинарной сеткой. Приложить к курсовой работе подсчетный план базисной залежи.
- Дать описание по схеме корреляции строения пласта, вмещающего базисную залежь; выделить его на геологическом профиле, показать в нем базисную залежь.
- Сделать оценку запасов базисной залежи на начало разведки.

4.5.2. Расчет минимально необходимого количества скважин для разведки месторождения (этажа разведки)

Расчет ведется по разработанным программам на компьютере. Программы многовариантные, адаптированные к разным этапам разведки, вносят автоматически изменения по результатам каждой пробуренной разведочной скважине. Расчет оптимального минимального количества скважин определяется запасами базисной залежи, ее площадью, сложностью строения продуктивного пласта, вмещающего базисную залежь, сложностью структурного плана и др.

Для полной разведки *нефтяной залежи* требуется по расчетам (Шпильман В.И., Плавник Г.И., 1978 г.) следующее количество скважин:

- Для пластово-сводовой нефтяной базисной залежи

$$N_p = \exp^{\frac{0,2}{0,092-0,0053\,\mathrm{LnQ}}} - N_n$$

- Для структурно-литологической нефтяной базисной залежи

$$N_p = \exp^{\frac{0,2}{0,092-0,0053\,\mathrm{LnQ}}} + 0,65\sqrt{\mathrm{Q}} - N_n$$

- Для нефтегазовой залежи (с нефтяной оторочкой)

$$N_p = \exp^{\frac{0,2}{0,092-0,0053\,\mathrm{Ln}\omega}} + 0,65\sqrt{\mathrm{Q}} - N_n,$$

где Q - запасы (геологические) базисной залежи;

$\omega = e^{\frac{0,2}{0,092-0,0053\ln q}}$;

N_p - необходимое число разведочных скважин;

N_n - количество поисковых скважин.

Минимально необходимое количество скважин для разведки залежи прогнозируется по данным анализа зависимостей между количеством скважин, достаточных для разведки месторождения и определяемых по графикам стабилизации, и параметрами сложности продуктивного пласта, структурной карты и режимными параметрами.

Васильев В.Б. и Нестеров И.И. (1979, 1980, 1993) предложили графики и формулы к ним для расчета количества скважин, необходимых для полной разведки залежей, разной сложности, используя не запасы залежи, а отдельные подсчетные параметры [8].

$$N_0 = 4,892\ \lg^2 Z_1 - 14,5223\ \lg Z_1 + 13,3023 \pm 2,2$$
$$R = 0,8$$
$$N_0 = 2,5377\ \lg^2 Z_2 - 7,9596\ \lg Z_2 + 5,9471 \pm 1,9$$
$$R = 0,929$$
$$N_0 = 3,3702\ 1g^2 Z_3 - 15,1774\ \lg Z_3 + 18,568 \pm 2,1$$
$$R = 0,907$$

,

где N_0 - общее количество скважин - min необходимое для поисков и разведки месторождения;

$N_Д$ - минимальное число скважин для детальной разведки

$$N_Д = N_0 - N_n;$$

N_n - число поисковых и оценочных в пределах контуров залежи;

$\overline{h_0}$ - среднее значение общей толщины продуктивного пласта;

$\overline{h}$ - средняя эффективная толщина продуктивного пласта;

$\overline{m}$ - средняя величина эффективной пористости продуктивного пласта;

$\bar{\eta}$ - средняя величина нефтенасыщенности;

S – предполагаемая площадь залежи;

S_C - площадь структуры, контролирующей залежь;

ℓ_C - периметр структуры по замыкающей изогипсе;

R – парные коэффициенты корреляции между N_0 и Z_1, Z_2, Z_3.

Z_1, Z_2, Z_3 – коэффициенты сложности залежей пластового типа, вычисляемые в зависимости от наличия информации.

$$Z_1 = \overline{h_0} S / \bar{h};\ Z_2 = \frac{\overline{h_0} S}{\bar{h} m \eta};\ Z_3 = \frac{\overline{h_0} S l_c}{\bar{h} m \eta 3{,}545\sqrt{S_c}}.$$

Если принять: а – высота залежи, $\eta_{гн}$ - газонефтенасыщенность, то $z_{2ГН} = \frac{\overline{h_0}}{\bar{h}} \frac{a}{m \eta_{гн}}$, тогда для залежей газа или нефти массивного типа общее необходимое число скважин можно определить, как

$N_0 = 13.91 \lg Z_{2гн} - 28.3675 \pm 2{,}3$ для газонефтяных.

Умножив правую часть уравнения на коэффициент θ, можно убедиться, что корреляционные связи несколько усиливаются.

Для удобства можно воспользоваться формулой:

$$N_Д = [(2{,}5377 \lg^2 z_2 - 7{,}9596 \lg z_2 + 5{,}9471)\theta + R] - N_n, \qquad (1)$$

где R – число скважин, которое необходимо пробурить, чтобы убедиться в стабилизации основных подсчетных параметров;

$K_{нг}$ - коэффициент извлечения нефти и газа;

θ - коэффициент, учитывающий вязкость флюидов и фильтрационные свойства коллектора залежи:

$$\theta = \sqrt[3]{\frac{1.1 - K_{нг}}{K_{нг}}}.$$

И соответственно:

$N_0 = 14.3 \lg Z_1 гр - 19.9726 \pm 2.3$, где $Z_1 = \overline{h_0} a / \bar{h}$,

$$N_Д = [(4{,}892 \lg^2 Z_1 - 14{,}5223 \lg Z_1 + 13?3023)\theta + R] - N_n. \qquad (2)$$

А также:

$N_0 = 13.6 \lg Z_{3гн} - 30.513 \pm 1.8$, где $Z_3 = \frac{\overline{h_0}\, a l_c}{\bar{h}\ \bar{m}\ \bar{\eta}_{ГН}\ 3{,}545\sqrt{S_c}}$,

$$N_Д = [(3{,}3702 \lg^2 Z_3 - 15{,}1774 \lg Z_3 = 18{,}568)\theta + R] - N_n \qquad (3)$$

Формулы (1) - (3) справедливы и равноценны для пластовых нефтяных месторождений преимущественно Среднеобской нефтегазоносной области.

$$N_Д = [(14{,}3\lg Z_1 - 19{,}9726)\theta + R] - N_n \quad (4)$$

$$N_Д = [(13{,}91\lg Z_2 - 28{,}3675)\theta + R] - N_n \quad (5)$$

$$N_Д = [(13{,}61\lg Z_3 - 30{,}513)\theta + R] - N_n \quad (6)$$

Формулы (4) - (6) справедливы для массивных нефтяных и газовых залежей преимущественно северных районов Западной Сибири.

В Западной Сибири среднее расстояние между скважинами при равномерной сетке принимается: для нефтяных залежей 2-3 км, реже 4-5 км, а для газовых - в 1,5-2 раза больше, исключая уникальные по запасам залежи.

4.5.3. Система размещения проектных скважин

Система размещения скважин выбирается в зависимости от строения залежей, формы структуры. Выделяются следующие основные системы размещения скважин: *профильная, кольцевая, треугольная, смешанная*.

Скважины могут размещаться равномерно и неравномерно по площади, но равномерно по объему нефтенасыщенных пород. В последнем случае максимальная плотность скважин будет характерна для сводовых (чисто нефтяных, газовых) частей залежи, а в водонефтяной части она будет низкой. Рекомендуется мало бурить разведочных скважин вблизи литологических экранов, эти зоны как правило, характеризуются непромышленными дебитами и не разрабатываются.

По охвату площади традиционно выделяются *две системы разведки*. Разведку ведут по *«ползущей» или «сгущающейся»* системе. Первая – предусматривает постепенный охват площади залежи сеткой скважин, причем расстояния практически не требуют последующего уплотнения. «Ползущая» система более осторожная, меньше бурится непродуктивных скважин, коэффициент успешности разведки выше, но времени на разведку затрачивается значительно больше и эффективна для разведки залежей, имеющих сложный контур нефтегазоносности. Треугольная система размещения скважин является разновидностью ползущей.

При «сгущающейся» системе времени на разведку затрачивается меньше, но коэффициент успешности разведки, как правило, ниже, так как не лишена риска попадания части скважин за пределы контура нефтегазоносности. Сгущающаяся система охватывает в начале разведки всю предполагаемую площадь месторождения с последующим уплотнением, чаще применяется для изучения месторождений, приуроченных к положительным структурным формам.

Расстояние между профилями рекомендуется рассчитывать по следующей формуле $\ell_n = \nu \sqrt{\frac{1.275\ S_з}{N_{пр}}}$, где

ν - коэффициент сложности залежи;

$N_{пр}$ - количество поисково-разведочных скважин;

$S_з$ - площадь залежи.

Коэффициент сложности можно заменить коэффициентом неоднородности.

4.5.4 Расчет проектной глубины разведочных скважин и заключение по проекту разведки

Расчет проектной глубины разведочных скважин зависит от положения базисной залежи в этаже разведки. Проектная глубина определяется по формуле:

$$H_{пр} = H_{б.з} + Альтитуда + M_{б.з.} + \Delta H_c + H_б + H_2, \text{ где}$$

$H_{пр}$ - проектная глубина разведочных скважин;

$H_{б.з.}$ - абсолютная отметка кровли залегания пласта, вмещающего базисную залежь;

$M_{б.з.}$ - толщина пласта, вмещающего базисную залежь;

ΔH - ошибка в построении структурной карты по основному продуктивному пласту (принимается равной 25 м);

$H_б$ - толщина пород под «башмаком» колонны (принимается равной 20 м);

H_2 - толщина отложений от подошвы основного продуктивного пласта до подошвы разведочного этажа, если базисная залежь залегает не в подошве эксплуатационного этажа.

В проекте должны быть указаны «зависимые», «независимые» и резервные скважины, последние – на случай аварий непредвиденных геологических ситуаций (обнаружились разломы, которые не выделялись по сейсморазведке, наблюдается несоответствие структурных планов и т. д.). Для каждой разведочной скважины должны быть определены геологические задачи, которые она должна решить.

В заключении проекта должны быть указаны: оптимальный комплекс геофизических промысловых исследований по скважинам (табл.4.1), объем керна для исследований и виды лабораторных исследований, предусмотрены меры по охране окружающей среды.

Основная цель разведки – подготовить месторождение к эксплуатации, а для этого нужно перевести запасы из категории C_2 в C_1 в размере 75-80 %.

В настоящее время в соответствии с методическими рекомендациями [9] месторождение считается подготовленным к промышленной разработке при условии, что запасы нефти / газа категории C_1 составляют > 30 % от всех запасов залежи.

Сокращение сроков разведки имеет смысл только в том случае, если месторождение сразу передается в разработку. Если разведка преследует только цель – выполнение плана по приросту запасов, то это приводит к замораживанию средств. Оптимальная разведка должна обеспечивать такие темпы работ, которые бы учитывали сроки ввода месторождения в разработку.

Главные экономические показатели:

1) прирост запасов на 1 м проходки или законченную скважину;
2) сокращение продолжительности геологоразведочных работ и ускорение вовлечения открытых месторождений в разработку;
3) сокращение сроков разведки, для чего необходимо совершенствовать методики и технологии ведения разведочных работ (за счет внедрения в производство нового оборудования – автоматизированных буровых установок, новых типов долот, двигателей и т. д.)

Значительное сокращение времени разведки осуществляется за счет улучшения организации геологоразведочных работ. Опытно-промышленная эксплуатация позволяет быстрее выйти на проектный уровень добычи.

По мере разведки Вы рассчитываете прирост запасов нефти (газа) категории C_1 по каждой разведочной скважине.

4.6. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ РАЗВЕДКА (ПОДСТАДИЯ ОЦЕНКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Курсовая работа может выполняться только для предварительной разведки (по временной классификации 2001 г. – предварительная разведка не осуществляется, вместо нее, оценка запасов производится на стадии поиска и оценки поискового этапа геологоразведочных работ (рис.5)). Первые разведочные (оценочные) скважины рекомендуется располагать на профиле со скважиной – первооткрывательницей как вниз по падению пласта, так и вверх и на профиле перпендикулярно к первому профилю. Что позволит определить до проведения разведочных работ предварительные размеры залежей.

Рациональной системой размещения оценочных скважин является профильная система.

Основная цель предварительной разведки (подстадии оценки) – установить промышленную значимость открытого месторождения и залежей в нем.

Задачи, которые решаются на предварительной стадии разведки (подстадии оценки, 2001):

- установление основных параметров – необходимых для подсчета запасов;
- установление коэффициентов продуктивности скважин и добывных возможностей;
- подсчет запасов по категориям C_1 и C_2 на месторождении и отдельных залежах;
- составление проекта разведки для всего месторождения;
- составление проекта разведки для каждого разведочного этажа;
- выделение этажей разведки;
- в отдельных случаях проводится опытная эксплуатация.

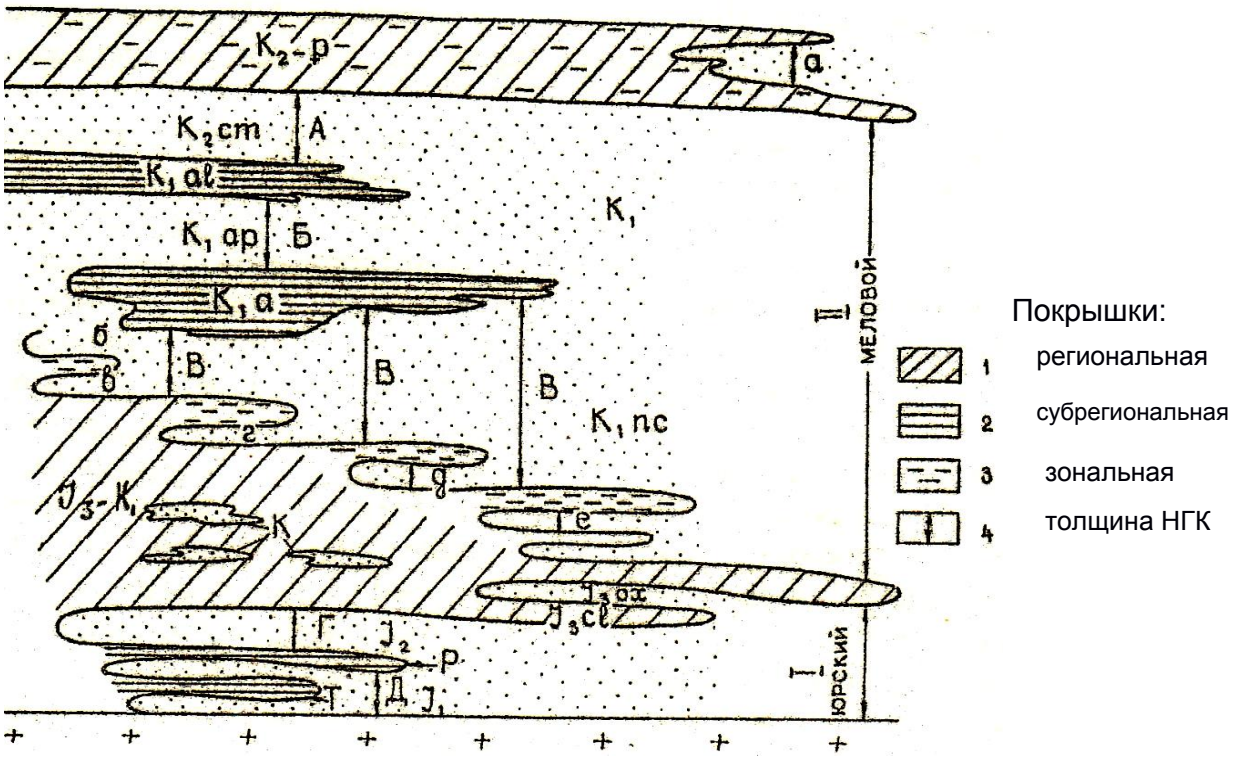
4.7. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ И ФЛЮИДОУПОРЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

При описании объектов, представленных на рис.4 были использованы карты, обобщения материалов, которые производились Н.Ф. Бересневым, Ю.В. Брадучаном, Г.П. Евсеевым, А.Е. Еханиным, Н.Х. Кулахметовым, Г.П. Мясниковой, В.И. Шпильманом, И.И. Нестеровым, Г.И. Плавником, Л.Г. Судатом и другими исследователями.

Юрский мегарегиональный нефтегазоносный комплекс (юрский надкомплекс) образован песчано-глинистыми отложениями нижней и средней юры в центральной части Западной Сибири, а по направлению к палеозойскому обрамлению, где исчезает покрышка между отложениями J_{1-2} и J_3, в него включаются и верхнеюрские отложения. Надкомплекс образован в центральных нефтегазоносных областях (НГО) терригенными породами тюменской свиты, на северо-востоке – терригенными породами большехетской серии, ближе к горным обрамлениям в его состав входят: на западе вогулкинская и тюменская свиты; на востоке – наунакская и тюменская [10].

Юрский надкомплекс расположен между фундаментом и верхнеюрско-нижнемеловой региональной покрышкой. [7].

Нефтегазоносность этого надкомплекса связана с тремя региональными нефтегазоносными комплексами (нижнеюрский, среднеюрский, верхнеюрский) и пятью группами пластов: $Ю_{10}$ - $Ю_{12}$; $Ю_{3\text{-}9}$; $Ю_2$, $Ю_1$, $Ю_0$.



Условные обозначения:

1- глинистые региональные покрышки: K_2-P -верхнемеловая-палеогеновая, J_3-K_1 – верхнеюрско-нижнемеловая;

2 – субрегиональные покрышки: K_1al – альбска(ханты-мансийская), K_1a – аптская (алымская), Р – родомская (J_1t-J_2a), Т- тогурская(J_1t- J_1p);

3- зональные покрышки;

проницаемые нефтегазоносные объекты: мегарегиональные нефтегазоносные комплексы (надкомплексы): I –юрский (J), II- меловой (K);

региональные НГК: А-сеноман-альбский; Б - аптский; В – неокомский; Г-среднеюрский; Д- нижнеюрский;

б, в, г, д, е, и – зональные НГК (резервуары), осложняющие региональные НГК;

а, к – зональные НГК, осложняющие региональные покрышки.

Рис.4. Принципиальная схема строения нефтегазоносных комплексов Западно - Сибирского седиментационного бассейна [7]

Первая группа ($Ю_{10}$ - $Ю_{12}$) - это базальные пласты платформенного чехла, приуроченные к подошвенной части рассматриваемого комплекса. Накапливались эти пласты в начальную стадию нижнеюрской трансгрессии, сложены преимущественно грубыми осадками, занимающими наиболее прогнутые участки Западной Сибири. Покрышкой для пласта $Ю_{10}$ служит родомская субрегиональная пачка глин, покрышкой для $Ю_{11-12}$ - субрегиональная тогурская пачка глин.

Вторая группа – пласты $Ю_{3-9}$ образуют разрез тюменской свиты, которая накапливалась в условиях резко и быстро меняющихся обстановок седиментации. Песчаные разности плохо отсортированы, не образуют единых пластов, прослеживающихся на значительные расстояния.

Нефтеносность этих пластов имеет место там, где распространены, так называемые, склоновые формации. То есть на склонах крупных выступов фундамента, таких как Красноленинский, Урненский и др. [11].

Завершает разрез тюменской свиты пласт $Ю_2$. Отложения имеют келловейский возраст и по существу являются базальным горизонтом позднеюрской морской трансгрессии.

В северной части Западной Сибири, к северу от Мессояхского порога (Ямальский и Гыданский полуострова) в раннесреднеюрское время существовала иная обстановка седиментации. Здесь накапливались осадки семи свит – от зимней (внизу) до малышевской (вверху).

Эта толща в целом представляет собой макрофлиш, состоящий (от 50- до 180м.) из переслаивающихся пачек преимущественно песчаных и глинистых отложений, которые накапливались в морском бассейне, отделенным от внутренней части Западной Сибири Мессояхским порогом, где имели место другие палеообстановки накопления пород-коллекторов и исходного $С_{орг.}$ [11].

В юрском надкомплексе выделяются (снизу - вверх) три субрегиональные покрышки:

- *Тогурская субрегиональная покрышка,* экранирующая пласт $Ю_{11-12}$;
- *Родомская субрегиональная покрышка,* экранирующая нижнеюрский РНГК;
- *Келловейская субрегиональная покрышка* (нижневасюганская или её аналоги), экранирующая среднеюрский региональный нефтегазоносный комплекс (РНГК).

На Ямале и Гыдане количество покрышек и комплексов удваивается.

Верхнеюрский региональный нефтегазоносный комплекс выделяется между нижним региональным экраном и келловейской субрегиональной покрышкой. Он представлен песчано-глинистыми отложениями келловейского, оксфордского, кимериджского и титонского (волжского) ярусов, формировавшихся в морских, реже прибрежно-морских условиях. Комплекс сложен породами нескольких нефтегазоносных свит, в том числе абалакской, васюганской, георгиевской и баженовской, а также вогулкинской толщей и ее аналогами.

Продуктивны породы васюганской (пласт $Ю_1$), абалакской ($Ю_1$), баженовской (пласт $Ю_0$) свит.

Верхнеюрско-нижнемеловая региональная покрышка распространена на площади около 1800 тыс. км^2. В разрезе глинистое тело, образующее экран, имеет вид асимметричной линзы. На востоке в состав покрышки входят породы верхнеюрского возраста, в Центральном Приобье – верхнеюрского и валанжинского, в районе фроловского глинистого барьера к ней подключаются и отложения готерива-баррема.

В западной части провинции значительная часть верхнеюрских отложений относится к проницаемому комплексу, и подошва покрышки поднимается стратиграфически выше.

Формирование покрышки происходило в морских условиях. Регрессия моря привела к формированию васюганского полузамкнутого резервуара, осложняющего покрышку. В титонский (волжский) век море занимало огромную часть провинция, почти везде формировались глинистые отложения, сильно обогащенные органическим веществом (ОВ). Образовалось ядро покрышки – породы тутлеймской и баженовской свит. В берриасский век произошли существенные изменения тектонического режима ряда участков, предшествовавшие обширной регрессии моря. Это привело к широкому развитию течений, формированию вытянутых в субмеридиональном направлении песчаных тел ачимовской толщи, баров и песчаных банок.

Толщина покрышки достигает 800-900 м. При толщинах менее 100 м она становится невыдержанной [Мясникова Г.П., 1974 г.].

Покрышка осложнена тремя резервуарами (васюганский, ачимовский, баженовский), в которых содержится основная доля запасов юрской нефти в центральных районах провинции. С ними связаны такие месторождения, как Первомайское, Северо-Варьеганское, Покамасовское (пласт $Ю_1$ васюганской свиты продуктивен), Салымское (пласт $Ю_0$ баженовской свиты продуктивен), Малобалыкское, Когалымское и другие месторождения (залежи открыты в ачимовских отложениях).

Меловой надкомплекс выделяется между верхнеюрско-нижнемеловой и верхнемеловой – палеогеновой региональными покрышками.

В разрезе мелового надкомплекса прослеживаются две субрегиональные покрышки – альбская ($К_1$al), или ханты-мансийская и аптская ($К_1$a), или алымская и серия зональных покрышек, называемых быстринской, пимской, сармановской, чеускинской пачками (рис.4).

Первые две экранируют два РНГК – аптский ($К_1$a) и неокомский ($К_1$nc), а зональные покрышки экранируют резервуары, объединяющие 2-3 гидродинамически связанных песчаных пласта (в, г, д, е).

Неокомский региональный нефтегазоносный комплекс ($К_1$nc)-основной нефтеносный объект Западной Сибири. Толщина комплекса меняется в центральной части бассейна от 100 до 600 м, на севере от 500 до 800 м. Изменение толщины происходит в основном в связи с замещением песчаных коллекторов глинами в нижней части комплекса с востока на запад.

Формировались отложения неокомского комплекса на фоне общей регрессии моря. Регрессия сопровождалась подчиненными трансгрессиями, во время которых над резервуарами формировались зональные покрышки.

Аптская субрегиональная покрышка (алымская), перекрывающая неокомский комплекс, занимает в центральной части плиты площадь около 600 тыс. км^2. Максимальная толщина покрышки 260 м, накопление глин, образующих её, происходило в морских условиях, в восстановительной геохимической обстановке. Расчеты показывают, что покрышка становится ненадежной при толщине отложений 6-10 м.

Аптский региональный нефтегазоносный комплекс выделяется между двумя субрегиональными глинистыми покрышками - альбской и нижнеаптской в западной и северо-восточной части провинции. Толщина изменяется от 50-300 м на западе, 200-850 м на севере. Характерно высокое содержание песчаного материала. Открыты нефтяные и газовые залежи.

Альбская (ханты-мансийская) субрегиональная покрышка площадью распространения 750 тыс. км^2 перекрывает аптский комплекс. Покрышка становится ненадежной при толщине 30 м. Общая толщина покрышки изменяется от 25 до 165 м.

Между верхней региональной покрышкой и субрегиональной альбской выделяется *региональный сеноман-альбский нефтегазоносный комплекс (K_2 al-s).* Толщина резко изменяется от 100-300 м (на западе провинции) до 1300-1500 м (на севере) м. Продуктивные отложения связаны с верхней частью покурской свиты (пласты группы ПК) и покрываются глинистыми отложениями кузнецовской (турон), березовской (турон-кампан) и других свит.

Здесь сконцентрированы огромные запасы газа, основные же залежи располагаются в сеномане (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Заполярное, Губкинское месторождения). Газ метановый, сухой, нередко имеются нефтяные оторочки [10].

Покурская свита, развита в центральных, северных и частично южных районах Западной Сибири. Отложения накапливались в основном в континентальных условиях.

Верхнемеловая – палеогеновая региональная покрышка перекрывает меловой надкомплекс. Площадь ее распространения 1800 тыс. км^2, сложена глинистыми породами толщиной 500-800 м. В восточном, северо-восточном направлениях направлением над кузнецовскими глинами в нижней части покрышки появляются песчано-алевритовые породы (газсалинская и ипатовская свиты), образующие резервуар, осложняющий покрышку.

4.8. МАТЕРИАЛЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

Материалы подсчета запасов включают [12]:

- текстовую часть,
- табличные приложения,
- графические приложения.

ТЭО КИН является частью материалов по подсчету запасов и представляется в виде отдельного тома.

Текст отчета содержит следующие главы:

1. Ведение.
2. Общие сведения о районе работ и месторождении полезных ископаемых.
3. Сведения о геологическом строении района и месторождения полезных ископаемых.
4. Сведения о геологоразведочных работах.
5. Сведения об использовании данных сейсморазведки для подсчёта запасов.
6. Сведения о геофизических исследованиях скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных.
7. Сведения о нефтегазоносности месторождения.
8. Сведения о гидрогеологических и геокриологических условиях.
9. Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов и покрышек по результатам исследования керна.
10. Сведения о составе и свойствах нефти, газа и конденсата, оценка промышленного значения их попутных полезных компонентов.
11. Сведения о разработке месторождения.
12. Обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов.
13. Обоснование коэффициентов извлечения нефти (КИН), коэффициентов извлечения конденсата (КИК) и коэффициентов извлечения газа (КИГ) по месторождениям, находящимся в разведке.
14. Информация о построении трёхмерной геологической модели.
12. Сопоставление подсчитанных запасов полезных ископаемых с числящимися запасами на государственном балансе запасов полезных ископаемых и с ранее утвержденными, при наличии такой ситуации.
13. Информация о мероприятиях по охране недр и окружающей среды.
14. Обоснование подготовленности месторождения (залежи) для промышленного освоения.
15. Анализ качества и эффективности геологоразведочных работ.
16. Сведения о параметрах, влияющих на вязкость, проницаемость и стратиграфическую принадлежность.
17. Заключение.
18. Список использованных материалов. В раздел включается перечень литературы и других источников, использованных при составлении отчета.

Графические приложения

1. Обзорная карта расположения месторождения.

2. Структурная карта по данным геофизических исследований, структурного бурения или иных исследований, послужившая основой для постановки глубокого бурения.
3. Геологические разрезы (один продольный и как минимум один поперечный) по месторождению.
4. Сводный (нормальный) геолого-геофизический разрез месторождения в масштабе от 1:500 до 1:2000.
5. Схемы корреляции продуктивных пластов в масштабе 1:200, составленные по данным каротажа и описания керна, при значительной толщине продуктивного разреза (до 1000 м) схемы корреляции даются в масштабе 1:500. Для слабо изученных месторождений рекомендуется составление схемы сопоставления отложений с разрезами соседних хорошо изученных месторождений, аналогичных по геологическому строению.
6. Структурные карты по подошве коллекторов каждого продуктивного горизонта в масштабе подсчетного плана (представляется по пластовым залежам для обоснования положения внутренних контуров нефтегазоносности);
7. Схемы опробования каждого продуктивного пласта для обоснования положения флюидальных контактов.
8. Карты изопахит суммарной эффективной и нефтенасыщенной (газонасыщенной) толщины пласта в масштабе подсчетных планов.
9. Подсчетные планы по каждому пласту в масштабе 1:5000-1:50000. Подсчетный план - основной графический документ при подсчете запасов.

Подсчетный план составляется на основе структурной карты по кровле продуктивного пласта коллектора. Карты строятся в масштабе 1:5000 до 1:50000 в зависимости от размеров и сложности геологического строения залежи. В отдельных случаях, при подсчете запасов по крупным и уникальным месторождениям масштаб может быть принят 1: 100 000 [9].

Табличные приложения

Табличные приложения должны содержать исходные и промежуточные данные, необходимые для проверки операций по подсчету запасов.

1. Таблица объема поисково-разведочного бурения.
2. Таблица сведений о толщине продуктивного пласта и его освещенности керном.
3. Таблица результатов опробования и исследования скважин.
4. Таблица выполненного комплекса геофизических исследований скважин.
5. Таблица химического состава и физических свойств пластовых вод.

6. Таблица средних величин пористости (трещиноватости, кавернозности), проницаемости, вязкости, нефтегазонасыщенности.
7. Таблица подсчетных параметров и запасов нефти, растворенного газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов.
8. Таблица подсчетных параметров и запасов газа и содержащихся в нём попутных полезных компонентов.
9. Таблица сопоставления вновь подсчитанных запасов нефти (газа) и параметров подсчета с ранее утвержденными запасами государственной комиссией по запасам и числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых.

4.9. КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА ОСНОВЕ МЕЖДУНАРОДНЫХ СТАНДАРТОВ

Запасы нефти и газа являются одними из главных факторов, по которым инвесторы, банки, акционеры определяют стоимость компании. Поэтому очень важно, чтобы оценка запасов осуществлялась на основе общепринятых мировых стандартов, и по единой методике и однообразной форме отчетности.

Для представления информации акционерам, банкам и прочим, компании осуществляют классификацию запасов и оценку стоимости на основе требований международных стандартов на основе требований международных стандартов (в России наиболее распространенной является «Классификация комиссии по ценным бумагам и биржам США (SEC) и общества инженеров-нефтяников (SPE), утвержденной в России в 2005 году).

По Классификации SPE выделяется три основных категории запасов: *доказанные, вероятные и возможные*.

Доказанные запасы P_1 или ТР – суммарные доказанные запасы залежи, разработка которых считается рентабельной с вероятностью 90 % при использовании существующих технологий с учетом существующих цен на нефть и производственных условий. Они делятся на две подкатегории: *доказанные разрабатываемые PDP*, а также планируемые к разработке в качестве возвратных объектов к разработке - PDNP, если разработка возвратного фонда требует «незначительных затрат капитала».

Доказанные неразрабатываемые (PUD) запасы участков залежи, планируемые к эксплуатации, на которые уже утверждено финансирование или меняется долгосрочный проектный документ разработки.

Вероятные (P_2) *запасы* участков, для которых вероятность рентабельной разработки с вероятностью 50 %. Они подразделяются на две подгруппы:

Вероятные не разбуренные – запасы не разбуренных участков месторождений, находящиеся на удалении от площадей, которые изучены

бурением или сейсморазведкой, или участков, на которых получены довольно низкие дебиты углеводородных (УВ) флюидов.

Вероятные дополнительные – объем запасов, извлечение которых обеспечивается изменением схемы заводнения или применением методов повышения нефтеотдачи, требующие дополнительного времени, исследований или пробной эксплуатации для повышения достоверности прогноза – до 90 %.

Возможные (Р $_3$) *запасы* участков залежей, для которых вероятность рентабельной разработки составляет 10 %. К ним относятся запасы на участках месторождений, разработка на которые на данный момент является нерентабельной.

Сумма доказанных и вероятных запасов по классификации SPE соответствует категории наиболее вероятных запасов.

4.10. СТАДИЙНОСТЬ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО ПРОЦЕССА НА НЕФТЬ И ГАЗ

Непрерывный процесс изучения земных недр с целью выявления месторождений (залежей) нефти и газа, и их подготовки к промышленному освоению условно делится на ряд этапов и стадий. Схема стадийности (последовательного ведения) геологоразведочных работ применительно к нефтяным месторождениям впервые была принята Госгеолкомом СССР в1965. Она получила развитие в последующих положениях (1969, 1983, 2001 гг.).

Различают три основных этапа геологоразведочных работ на нефть и газ (рис.5):

1. Региональный этап

Целью работ является изучение основных закономерностей геологического строения, оценка перспектив нефтегазоносности и определение первоочередных районов и литолого-стратиграфических комплексов для постановки поисковых работ на нефть и газ.

Стадия прогноза нефтегазоносности - самая ранняя (первая) стадия, где основным объектом исследования являются осадочные бассейны и их части. На стадии проводится выбор первоочередных объектов – нефтегазоперспективных районов и зон нефтегазонакопления, перспективных комплексов и обосновываются перспективные направления дальнейших исследований [6].

Стадия оценки зон нефтегазонакопления. Исследуют нефтегазоперспективные зоны, зоны нефтегазонакопления, обосновывают выбор районов и устанавливают очередность проведения в них поисковых работ на нефть и газ.

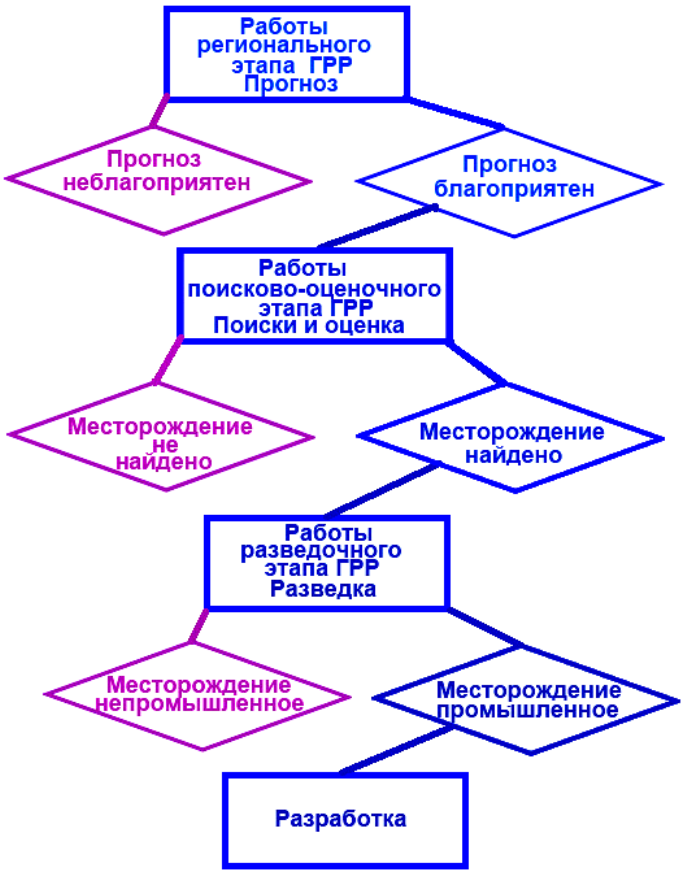


Рис. 5. Схема стадийности геологоразведочных работ на нефть и газ

Региональный этап изучения проводится до тех пор, пока существуют благоприятные предпосылки для обнаружения новых перспективных комплексов на неосвоенных глубинах и зон нефтегазонакопления в слабоизученных районах.

Выполняется оценка ресурсов по категориям прогнозных ресурсов D_1, D_2 в соответствии с временной классификацией 2001г. *(оценка прогнозных ресурсов D_2 и перспективных ресурсов D_1 по классификации 2016 г.).*

2. Поисковый этап

Стадия выявления объектов поискового бурения.

На стадии выявления объектов проводится сейсморазведка по системе взамоувязанных профилей.

Стадия заканчивается выявлением ловушек в зонах с установленной или возможной нефтегазоносностью и оценкой ресурсов $D_{1л}$ в соответствии с временной классификацией 2001 г., по классификации 2016 г. *оценкой локализованных ресурсов – $D_л$* (рис.6).



Рис. 6. Схема категорий ресурсов в соответствии с классификацией 2016 г. (по материалам НАЦРН им. В.И. Шпильмана)

Стадия подготовки объектов.

На стадии подготовки объектов основной метод 2D сейсморазведки площадным способом.

Стадия заканчивается подготовкой паспортов ловушек и оценкой ресурсов C_3 в соответствии с временной классификацией 2001 г., по *классификации 2016 г. – оценкой подготовленных ресурсов* D_0 (рис. 7).



Рис.7. Схема соответствия запасов и ресурсов Классификаций 2001 и 2006 гг. (по материалам НАЦРН им. В.И. Шпильмана)

Стадия поиска и оценки месторождений (залежей).

Объектами проведения работ являются ловушки, подготовленные к поисковому бурению.

Основные работы:

- ✓ Бурение.
- ✓ Опробование и испытание поисковых скважин.
- ✓ Геофизические исследования скважин (ГИС).

Стадия поиска и оценки месторождений.

Стадия *завершается* получением промышленного притока нефти или газа, в этом случае производится оценка запасов.

Ресурсы категории C_3 (D_0 *в классификации 2016 г.*) переводятся в категории C_1 и C_2.

В случае отрицательного результата бурения ресурсы C_3 (D_0) могут списываться или уточняться и переоцениваться.

Подстадия оценки месторождений (залежей).

Цель - предварительная геометризация залежей и оценка запасов по категории C_1, C_2, определение промышленной значимости месторождения.

3. Разведочный этап

Цель – изучение характеристик месторождений (залежей), обеспечивающих составление технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации), а также уточнение промысловых характеристик эксплуатационных объектов в процессе разработки (доразведка).

Этап состоит из одной стадии:

Стадия разведки и пробной эксплуатации.

Объектами являются месторождения (залежи) имеющие промышленное значение.

Этап *заканчивается* подготовкой месторождения (залежи) к разработке.

Подсчет запасов по категориям C_1, C_2 (C_1, C_2, B_1, B_2 [4]).

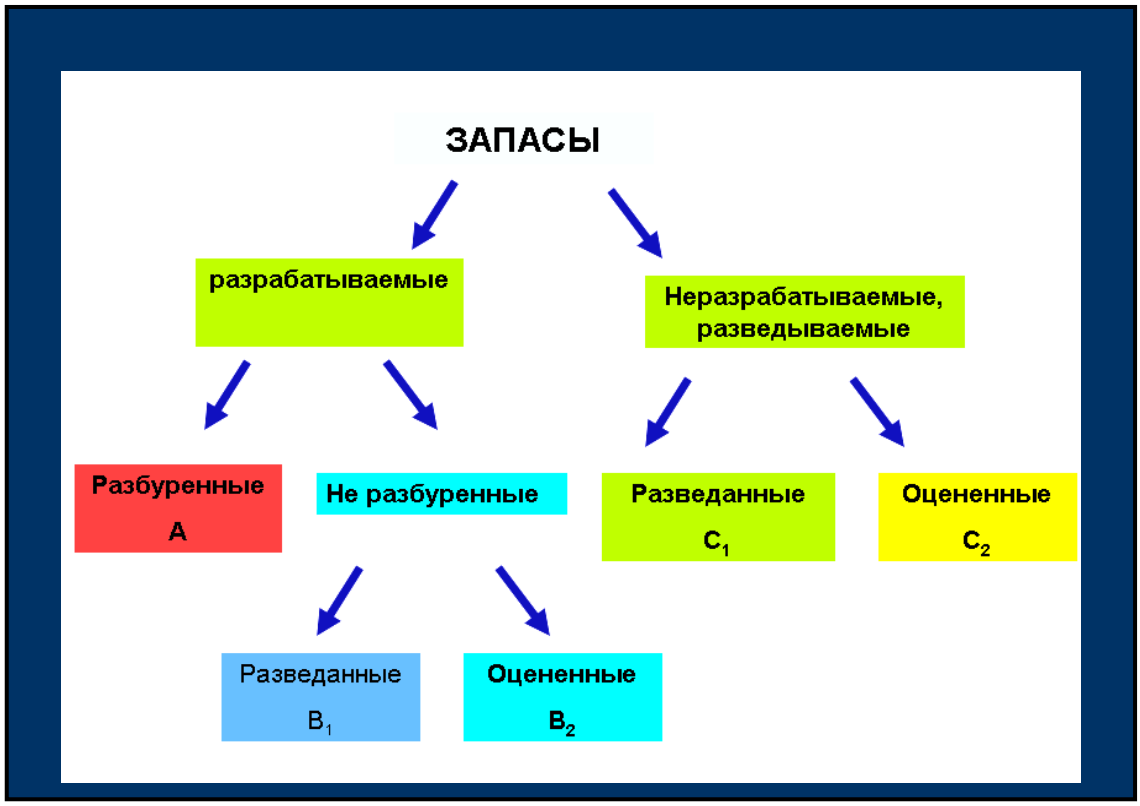


Рис. 8. Схема категорий запасов в соответствии с классификацией 2016 г. (по материалам НАЦРН им. В.И. Шпильмана)

На ***этапе разработки месторождений*** выполняются следующие геологоразведочные работы:

- ✓ доразведка залежей;
- ✓ поиск по нижележащим или промежуточным горизонтам;
- ✓ перевод запасов в более высокие категории *B_2, B_1, A (классификация 2016 г.)*.

4.11. ОПОРНЫЕ ОТРАЖАЮЩИЕ ГОРИЗОНТЫ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА

Отражающий горизонт «А» выделяют [13] в приконтактной зоне фундамента и чехла. В большей части территории Западной Сибири ОГ «А» приурочен к эрозионной поверхности разновозрастных толщ, дислоцированность которых, как правило, в той или иной степени выше, чем залегающего на них комплекса пород (рис. 10). Абсолютные отметки глубин отражающего горизонта «А» составляют 3—4 км в Широтном Приобье, достигая 10—12 км на северо-востоке провинции.

Опорный отражающий горизонт «Б» формируется в основном на контакте между сравнительно маломощными (20—40 м) глубоководно-морскими битуминозными глинами баженовской свиты и перекрывающими их глинистыми и песчано-глинистыми отложениями неокома. Нижняя часть разреза баженовской свиты образовалась в кимериджский и титонский века, верхняя — имеет скользящий возраст. Волна «Б» динамически ярко выражена, прослеживается в большей части

территории и является основным сейсмическим репером. В разрезах большинства скважин центральных районов баженовские глины четко выделяются на каротажных диаграммах в виде реперной пачки резко повышенных значений удельных сопротивлений и естественной радиоактивности. На востоке Западной Сибири отражающий горизонт «Б» теряет опорные свойства и замещается серией пологоклиноформных отложений. Литологически это выражается потерей битуминозности баженовских глин, появлении и увеличении количества и толщин песчаных прослоев в восточном направлении.

Горизонт «М», прослеживаемый в неокомских отложениях, в западных и центральных районах Западной Сибири обладает опорными свойствами. Динамическая выразительность отраженных волн ослабевает при движении на восток, что связано с опесчаниванием кошайской глинистой пачки (рис. 11).

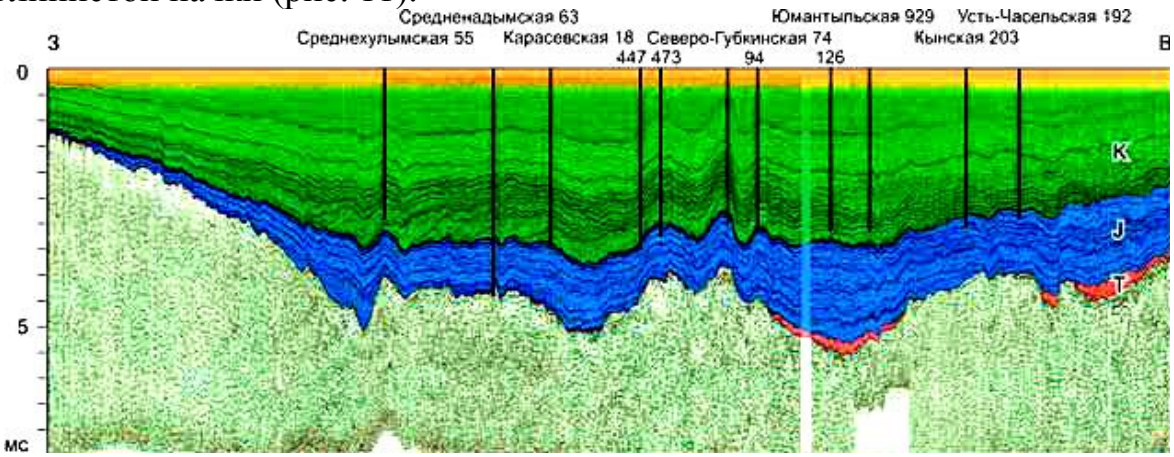


Рис. 10. Корреляция сейсмоотражающих границ в объеме мезозойского чехла Западно-Сибирского бассейна по региональному профилю 22 [14]

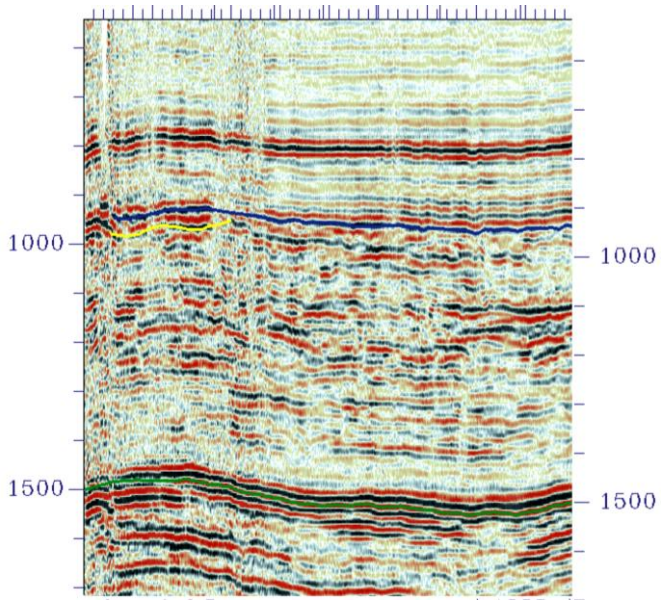


Рис. 11. Временной разрез, на котором выделяются ОГ «Г» (на уровне 1000 м) и «М» (~1500 м).

Отражающий горизонт «Г» (в апт-альб-сеноманском комплексе) - наиболее устойчивый из верхнемеловых отражающих горизонтов, на формирование которого основное влияние оказывает *подошва глин кузнецовской свиты* туронского возраста. В восточных и западных районах Западной Сибири горизонт «Г» теряет свойства опорного [13].

5. Порядок защиты и критерии оценки курсовой работы

К публичной защите студентом готовится устный доклад (возможно с презентацией), рассчитанный на 5-10 минут. В ходе доклада необходимо кратко изложить содержание работы, последовательно озвучив основные выводы по каждой главе (разделу). После доклада преподаватель и присутствующая публика могут задать вопросы по теме курсовой работы.

При защите студент должен знать содержание своей работы, значения всех слов и понятий, употреблявшихся им в работе; понимать, как построены приведенные в работе схемы, уметь их воспроизвести, уметь обосновать все выводы, сделанные им в работе. В противном случае, даже правильно написанная работа может быть отклонена или принята с низкой оценкой.

Окончательная оценка слагается из оценки черновиков, оценки содержания, оформления работы и оценки по защите (доклад с ответами на вопросы).

Оценка курсовой работы складывается в соответствии с условиями рейтинга:

Таблица 5.1.

Количество баллов за курсовую работу

№ п/п	Наименование оцениваемых работ	БАЛЛЫ	
		мин.	макс.
1	Актуальность выбранной темы, полнота и правильность раскрытия темы; раскрыты и точно употреблены основные понятия и определения	5	10
2	Теоретическая обоснованность выводов и предложений	10	20
3	Конкретность, четкость, логичность, аргумен-тированность изложения материала, правильность выполнения графических приложений	10	20
4	Умение автора анализировать и сопоставлять различные точки зрения на проблему исследования	10	20
5	Защита работы в форме доклада (презентации)	10	20
6	Полнота и корректность ответов на поставленные вопросы при защите работы, приведены примеры, иллюстрирующие теоретические положения	5	10
ИТОГОВЫЙ РЕЙТИНГОВЫЙ БАЛЛ		50	100

Пояснения к таблице 5.1.

«от 91до 100 баллов» ставится, если:

- раскрыты и точно употреблены основные понятия и определения;
- сущность вопросов раскрыта полно, развернуто, структурировано, логично;
- использованы при ответе примеры, иллюстрирующие теоретические положения;
- представлены разные точки зрения на проблему;
- выводы обоснованы и последовательны;
- диалог с преподавателем выстраивается с обоснованием связи сути вопросов по теме с другими вопросами и разделами учебной дисциплины;
- полный и оперативный ответ на дополнительные вопросы.

«от 76 до 90 баллов» ставится, если:

- частично раскрыты основные понятия;
- в целом материал излагается полно, по сути вопроса;
- использованы при ответе примеры, иллюстрирующие теоретические положения;
- выводы обоснованы и последовательны;
- выстраивается диалог с преподавателем по содержанию вопроса;
- ответил на большую часть дополнительных вопросов.

«от 61 до 75 баллов» ставится, если:

- раскрыта только меньшая часть основных понятий;
- не достаточно точно употреблены основные категории и понятия;
- не достаточно полно и не структурировано выглядит ответ по содержанию вопросов;
- не использованы примеры, иллюстрирующие теоретические положения;
- не рассматриваются разные точки зрения на проблему;
- диалог с преподавателем не выстроен;
- возникли проблемы в обосновании выводов, аргументаций;
- нет ответа на большинство дополнительных вопросов.

«до 60 баллов» ставится в случае, если:

- не раскрыто ни одно из основных понятий;
- студент не знает основных определений и понятий дисциплины;
- допущены существенные неточности и ошибки при изложении материала;
- нет ответа на дополнительные вопросы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Словарь иностранных слов: Свыше 21000 слов /отв. редакторы В.В. Бурцева, Н.М. Семенова. - 2-е изд., стереотип. - М.: Рус.яз. - Медиа, 2004. -820 с.
2. Методические указания для выполнения курсовых работ по дисциплине «Структурная геология» для студентов, обучающихся по направлению 21.05.02 «Прикладная геология»/ составители: Лебедева Р.Г., Максимов Е.М.; Тюменский государственный нефтегазовый университет. - Тюмень: Издательский центр БИК ТюмГНГУ, 2016. - 33 с.
3. Геолого-съемочная практика: Учебное пособие, 2-е доп. /Мясникова Г.П., Лебедева Р.Г.- Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. - 81 с.
4. Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов [Текст]: Приказ Минприроды России от 01.11.2013 г. № 477. (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 г.).
5. Габриэлянц Г.А., Пороскун В.И., Сорокин Ю.В. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. - М.: Недра, 1985. - 304 с.
6. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ [Текст]: Приложение № 1 к приказу МПР РФ от 7.02.2001 № 126.
7. Мясникова Г.П., Шпильман В.И. Методы выявления перспективных зон и месторождений нефти и газа: учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 1995. - 125 с.
8. Нестеров И.И., Васильев В.Б. Учебное издание. Теория и практика нефтегазоразведочных работ. - М.: Недра, 1993. - 329 с.
9. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов [Текст]: приказ Минприроды России от 01.02.2016 г. № 3-р.
10. Шпильман В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности. Екатеринбург, Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2010. - 236 с.
11. Соколовский А.П. Физические процессы в геологоразведочном производстве: учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. - 51 с.
12. Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов [Текст]: приказ Минприроды России от 28.12.2015, № 564.
13. Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири [Текст] /А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров (мл.). // Геология и геофизика, т. 52. - 2011, № 8. - С.1001-1012.
14. Словарь по геологии нефти и газа. - Л.: Недра, 1988. - 679.

15. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Габриэлянц Г.А., Керимов В.Ю., Мстиславская Л.П. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа/ Под ред. Э.А.Бакирова и В.Ю. Керимова: Учебник для вузов. В 2-х кн.-4-е изд., перераб. и доп.- Кн.2: Методика поисков и разведки скоплений нефти и газа. - М.: ООО «Издательский дом Недра», 2012. - 416 с.
16. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа. Учебно-методическое пособие для выполнения курсовых работ. [Текст] / Мясникова Г.П., Лебедева Р.Г – Тюмень: ТИУ, 2017. – 58 с.

Основные понятия и термины

Абсолютная отметка-глубина в метрах от кровли исследуемого пласта до уровня Мирового океана;

базисная залежь (базисный горизонт разведки) – нефтегазоносный горизонт в пределах этажа разведки, отличающийся наибольшей промышленной значимостью, методика разведки определяется особенностями его строения и положением в разрезе [14];

газовые (Г) месторождения (залежи), содержащие только газ;

газоконденсатные (ГК) месторождения (залежи), содержащие газ с конденсатом;

газонефтяные (ГН) месторождения (залежи), в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему нефтяную часть залежи;

горизонт – 1. *без географического названия* – это термин свободного пользования, обозначающий характерный слой или группу слоев, выделяющихся резкой литологической особенностью, приуроченностью к ним какого-либо полезного ископаемого (например, продуктивный горизонт). 2. *с географическим названием* – в отечественной литературе основная таксономическая единица региональных стратиграфических шкал, объединяющая по горизонтали одновозрастные свиты или части свит [14];

горизонт маркирующий – толща более или менее однородных пород, выдержанных по простиранию;

залежь нефти (газа) – это любое естественное скопление нефти и газа в одном или группе гидродинамически связанных пластов, контролируемое единым (общим) ВНК или ГВК;

запасы - это количество углеводородов (нефть, газ, конденсат) заключенных в открытых залежах и подсчитанное по результатам геологоразведочных работ и разработки;

зона нефтегазонакопления – ассоциация смежных и сходных по геологическому строению месторождений нефти и газа, приуроченных в

целом к единой группе генетически связанных между собой ловушек структурного или литолого-стратиграфических типов;

коллектор – породы имеющие (поры, трещины, каверны), способные содержать и отдавать нефть, воду или газ;

мегапровинция - обширная по площади и объему осадочного выполнения территория, охватывающая целиком платформу или значительную ее часть с прилегающими к ней перикратонными частями и краевыми прогибами, включающими несколько принципиально близких по набору формаций и возрасту основных продуктивных комплексов провинций, в отдельных случаях только одну провинцию, обладающую крупными потенциальными ресурсами углеводородов;

месторождение (местоскопление) углеводородов – одно и несколько залежей в земной коре, приуроченные к одной локальной площади, контролируемой единым тектоническим элементом;

нефтяные (Н) месторождения (залежи), содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;

нефтегазовые (НГ) месторождения (залежи), к ним относятся газовые залежи с нефтяной оторочкой и залежи, в которых газовая шапка превышает по объему нефтяную часть залежи;

нефтегазоконденсатные (НГК) месторождения (залежи), содержащие нефть, газ и конденсат;

нефтегеологическое районирование - это разбиение территории на отдельные части по степени сходства геологического строения и развития, а также составу слагающих их осадочных формаций, флюидов газа (нефти);

нефтегазоносная провинция - значительная по размерам и стратиграфическому объему осадочного выполнения обособленная территория, приуроченная к одной или группе смежных крупных геотектонических структур (антеклизе, синеклизе, авлакогену, впадине и т.п.). Геотектонические структуры обладают сходными чертами геологического строения и развития, общностью стратиграфического диапазона нефтегазоносности, близкими геохимическими, литолого-фациальными и гидрогеологическими условиями, а также большими возможностями генерации и аккумуляции углеводородов.

нефтегазоносный пояс - совокупность нефтегазоносных провинций (месторождений) в пределах той или иной системы складчатости, генетически связанных с ее формированием, имеющих широтное простирание;

нефтегазоносный бассейн – структура земной коры, выполненная осадочными комплексами пород, вмещающих нефть и газ;

нефтегазоносная область – территория, приуроченная к одному целостному крупному геоструктурному элементу, характеризующемуся общностью геологического строения и геологической истории развития,

включая региональные палеогеографические и палеотектонические условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение отдельных геологических периодов и эпох [15];

нефтегазоносный район – часть нефтегазоносной области, объединяющая ту или иную ассоциацию зон нефтегазонакопления, выделяющаяся или по геоструктурному, или географическому признаку [15];

нефтегазоносный региональный комплекс – литолого-стратиграфический комплекс горных пород в составе нефтегазоносных формаций характеризующийся региональной нефтегазоносностью в пределах обширных территорий. Комплекс пород охватывает ряд смежных крупных структурных элементов (своды, впадины) и нередко развитых в пределах целых нефтегазоносных провинций [15];

нефтегазоносный субрегиональный комплекс – литолого-стратиграфический комплекс пород в составе нефтегазоносных формаций, который нефтегазоносен только в пределах одной нефтегазоносной области, приуроченной к одному из крупных структурных элементов [15];

нефтегазоносный зональный комплекс – литолого-стратиграфический комплекс, нефтегазоносный только в пределах отдельных районов или зон нефтегазонакопления;

оторочка нефтяная – нефтеносная часть нефтегазовой залежи, масса нефти в которой (геологические запасы) не превышает 50 % общей массы нефти и газа в залежи;

площадь залежи – площадь, ограниченная внешним контуром нефтегазоносности;

разрез временной – совокупность сейсмических трасс со спрямленными осями синфазности отражений, воспроизведенных во временном масштабе, в простых геологических условиях приближенно иллюстрирует строение геологического разреза [14];

ресурсы нефти и газа - это количество углеводородов, находящихся в недрах в виде скоплений нефти, газа и конденсата доступное для оценки на основе прямых или косвенных геологических данных;

система поисков и разведки – последовательность выявления и оценки промышленной нефтегазоносности залежей в разрезе продуктивных отложений месторождения.

система размещения скважин – схема расположения точек заложения скважин на перспективной или нефтегазоносной площади и последовательность их бурения, обеспечивающее достоверное и эффективное решение геологоразведочных задач в конкретных геологических условиях [14];

стадийность геологоразведочных работ – рациональная последовательность ведения работ по планомерному изучению нефтегазоносности недр, обеспечивающая эффективную подготовку разведанных запасов нефти, газового конденсата и горючего газа в

соответствии с установленными требованиями для промышленного освоения месторождений этих полезных ископаемых [14];

фация – определенный тип осадочных пород, накапливающихся в определенных физико-географических условиях;

фундамент – складчатое (кристаллическое) основание платформенного чехла;

этаж разведки – часть разреза месторождения, включающая один или несколько нефтегазоносных горизонтов, которые могут быть разведаны одной скважиной или самостоятельной сеткой скважин [14];

этаж нефтегазоносности – интервал разреза (в метрах) от первого снизу до самого верхнего продуктивного горизонта на месторождении, в районе, в бассейне и т.д. [14].

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
РЕКОМЕНДУЕМЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ РЕФЕРАТИВНЫХ КУРСОВЫХ РАБОТ

1. Состояние и перспективы нефтегазоносности на шельфе РФ (можно только Карского моря, Баренцева моря).
2. Прогноз нефтегазоносности и поиски скоплений углеводородов арктического шельфа России.
3. Прогноз нефтегазоносности и поиски скоплений углеводородов на шельфе Дальнего Востока (о. Сахалин, Курильские острова).
4. Нефтегазоносность кристаллических пород фундамента осадочных бассейнов Евразии.
5. Геофлюидодинамические основы прогнозирования нефтегазоносности недр.
6. Геодинамические основы прогнозирования нефтегазоносности литосферы.
7. Состояние и перспективы геологоразведочных работ на нефть и газ.
8. Состояние и перспективы геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах Гыданского полуострова.
9. Состояние и перспективы геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах полуострова Ямал.
10. Особенности разведки литологических, мелких, газовых и газоконденсатных залежей, нефтяных оторочек.
11. Поиск залежей УВ в глубокозалегающих горизонтах (J, P - T).
12. Нефтегазогеологическое районирование Западно - Сибирской нефтегазоносной провинции.
13. Тектоника платформенного чехла Западно - Сибирской платформы.
14. Тектоника платформенного чехла Восточно-Европейской платформы.
15. Эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ.
16. Поисково-оценочный этап геологоразведочных работ на нефть и газ.
17. Особенности разведки нефтяных и газовых месторождений.
18. Закономерности размещения залежей газа и газоконденсата в России.
19. Качественная и количественная оценка нефтегазоносности.
20. Тектонические критерии нефтегазоносности. Глобальная тектоника и нефтегазоносность: роль процессов спрединга и субдукции в нефтегазонакоплении. Нефтегазоносность пассивных и активных окраин континентов.
21. Литолого-палеогеографические исследования при проведении нефтегазопоисковых работ.

22. Теромобарические условия формирования углеводородов и показатели нефтегазоносности.
23. Размещение поисковых и оценочных скважин. Стратегия поиска. Определение количества поисковых и оценочных скважин.
24. Тектонические карты Западной Сибири, принципы их составления.
25. Принципы выделения и классификации геоструктурных элементов при геотектоническом и нефтегазогеологическом районировании для целей прогнозирования нефтегазоносности недр.
26. Особенности доразведки залежей нефти и газа.
27. Нефтегазоматеринские и нефтегазопродуцирующие толщи.
28. Закономерности размещения нефти и газа по нефтегазоносным провинциям России.
29. Объекты регионального прогнозирования нефтегазоносности недр.
30. Геоструктурные элементы различных порядков, контролирующие нефтегазонакопление платформенных территорий.
31. Геоструктурные элементы различных порядков, контролирующие нефтегазонакопление геосинклинальных и переходных территорий.
32. Основные генетические типы зон нефтегазонакопления.
33. Региональные, субрегиональные, зональные нефтегазоносные комплексы и флюидоупоры Западной Сибири.
34. Вклад отечественных геологов в разработку теоретических основ поисков и разведки нефти и газа.
35. Закономерности размещения нефти и газа в Западно - Сибирском мегабассейне.
36. Результаты глубокого бурения в Западной Сибири.
37. Местная стратиграфическая шкала и принципы индексации пластов в Западной Сибири.
38. Прямые (дистанционные) методы поисков залежей углеводородов.
39. О количестве разведочных скважин для разведки базисной залежи.
40. Абиогенное происхождение нефти.
41. К вопросу о биогенном происхождении нефти и газа.
42. Нетрадиционные ресурсы как источники углеводородов.
43. Комплекс видов исследований и графических материалов на разведочном этапе геологоразведочных работ на нефть и газ.
44. Комплекс видов исследований и графических материалов на различных стадиях поисково-оценочного этапа геологоразведочных работ на нефть и газ.
45. О региональном этапе геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири.
46. Состояние и перспективы развития сырьевой базы (углеводороды) России.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ОБРАЗЕЦ ОФОРМЛЕНИЯ ТИТУЛЬНОЙ СТРАНИЦЫ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ
Кафедра геологии месторождений нефти и газа

К У Р С О В А Я Р А Б О Т А

по дисциплине

«ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТИ И ГАЗА»

на тему

«Доразведка сеноманской залежи Тота-Яхинского месторождения»

Группа
Студент(ка)

(подпись)

Руководитель проекта,
должность

(подпись)

ДОПУСКАЕТСЯ К ЗАЩИТЕ

Должность

Оценка работы _____
Дата «___» _____

Тюмень 20___

ПРИЛОЖЕНИЕ 3
ОБРАЗЕЦ ОФОРМЛЕНИЯ ТАБЛИЦЫ

Таблица 1.1.

Географо-экономические условия Тота-Яхинского месторождения

Наименование	Географо-экономические условия
Географическое положение района работ	В административном отношении район проектируемых работ находится в пределах Тазовского района, Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области
Место базирования	Тота-Яхинское месторождение расположено на южном побережье Гыданского полуострова в заполярной части Западной Сибири, причем часть площади расположена в акватории Тазовской губы

Учебное издание

Составители
МЯСНИКОВА Галина Петровна
ЛЕБЕДЕВА Рушания Габдулловна

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТИ И ГАЗА

Учебно-методическое пособие для выполнения курсовых работ

В авторской редакции

Подписано в печать Формат 60х90 1/16. Усл. печ. л. 2,6
Тираж 50 экз. Заказ №

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.
Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52