

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра геологии нефти и газа

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ И ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

*Методические указания к лабораторным работам
для студентов специальности 21.05.02*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2020

УДК 553.982.04(0765) (073)

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ И ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА: Методические указания к лабораторным работам / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *О.М. Прищепина, Т.В. Родина, Ю.В. Нефедов*. СПб., 2020. 56 с.

Лабораторные работы направлены на закрепление теоретических знаний и получение практических навыков. Предложенный перечень лабораторных работ соответствует основным изучаемым дисциплиной понятиям и классификациям и направлен на закрепление и развитие компетенций, предусмотренных рабочей программой.

Предназначены для студентов специальности 21.05.02 «Прикладная геология» специализации «Геология нефти газа».

Научный редактор проф. *Жарков А.М.*

Рецензент канд. геол.-минерал. наук *О.Е. Смирнов* (ФГБУ «ВНИИОкеангеология»)

© Санкт-Петербургский
горный университет, 2020

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ И ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

*Методические указания к лабораторным работам
для студентов специальности 21.05.02*

Сост.: *Ю.В. Нефедов, О.М. Прищепина, Т.В. Родина*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой
геологии нефти и газа

Ответственный за выпуск *Ю.В. Нефедов*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 30.06.2020. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 3,3. Усл.кр.-отт. 3,3. Уч.-изд.л. 3,1. Тираж 75 экз. Заказ 486.

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2

ВВЕДЕНИЕ

Методические указания к лабораторным работам являются учебным изданием, нацеленным на закрепление практических навыков, обучение использованию теоретических знаний при освоении дисциплины «Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа» – профилирующей дисциплины для специальности 21.05.02 «Прикладная геология» специализации «Геология нефти и газа».

Практикум направлен на овладение навыками, которые используются в практической деятельности геолога, специализирующегося в области нефтегазовой геологии и получившего теоретические знания по данному направлению. С целью усвоения знаний в предлагаемом издании содержатся задания и упражнения практического характера. Лабораторный практикум содержит небольшую теоретическую часть (требующуюся для понимания основ решения практических заданий).

Предметом изучения дисциплины являются как методы подсчета запасов нефти и газа и подготовки данных для его проведения, так и методы оценки локализованных и прогнозных ресурсов.

Отдельный блок изучения дисциплины посвящен методам оценки ресурсов как локализованных, так и прогнозных. В качестве основного метода оценки локализованных ресурсов нефти и газа подготовленных к бурению объектов предлагается использовать объемный метод. При подготовке лабораторных работ использован актуализированный фактический материал по нефтяным и газовым месторождениям различных нефтегазоносных провинций России.

Поскольку для количественной оценки прогнозных ресурсов при разной изученности применяются разнообразные методы, рассмотрен наиболее распространенный из них – метод геологических аналогий с использованием широкого круга критериев (тектонических, литологических, геохимических), определяющих коллекторские свойства, свойства покрышек и нефтегазовый потенциал).

Предлагаемый лабораторный практикум позволяет решать на занятиях различные инженерные задачи, являющиеся типовыми при

проведении подсчета запасов нефти и газа и прогнозе перспектив нефтегазонасыщенности участка недр или территории исследования.

В результате выполнения цикла лабораторных работ должны быть получены и закреплены следующие навыки и компетенции:

представления о графических методах изображения геологических объектов, вмещающих залежи нефти и газа;

знания о способах графического решения геологических задач;

умение составлять геологические карты, разрезы, схемы характеризующие объект подсчета запасов или объект оценки ресурсов;

знание методов выделения подсчетных объектов, методов подсчета геологических и извлекаемых запасов нефти и газа при разной степени изученности;

представления о способах получения подсчетных параметров;

умение производить подсчет запасов нефти и газа;

умение готовить данные для оценки локализованных и прогнозных ресурсов;

умение проводить подсчет локализованных ресурсов нефти и газа;

навыки использования метода геологических аналогий для оценки ресурсов углеводородов;

умение использовать в практической деятельности показатели эффективности геологоразведочных работ (успешность, достоверность и подтверждаемость ресурсов).

Для каждого практического задания предлагается от нескольких вариантов, позволяющих закрепить навыки построения графических документов и проведения расчетов в рамках рассмотренных вопросов, а также дать возможность преподавателю получить представление о промежуточных и итоговых результатов освоения материала.

Лабораторный практикум, преимущественно, ориентирован на ознакомление с методами подготовки геологических документов и данных для подсчета запасов нефти, газа, конденсата и методами оценки локализованных и прогнозных ресурсов углеводородов.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1

Построение схемы корреляции продуктивных отложений. Построение схемы опробования. Определение положения ВНК и ГВК

В соответствии с «Методическими рекомендациями по применению Классификации запасов нефти и горючих газов» [5, 9] скопления нефти и газа в ловушках различного морфологического и генетического типов являются объектами подсчета запасов нефти и газа.

На основании выполненных геологоразведочных работ определяются объекты подсчета запасов, для каждого из которых строится геологическая модель, характеризующая форму залежи, ее границы и внутренние неоднородности.

На первом этапе подготовки данных для оценки объема определяются поверхности, которые ограничивают и контролируют границы залежи. К ним относятся /9/:

- поверхности кровли и подошвы пластов (в пределах которых находятся скопления углеводородов), отделяющие пласт от перекрывающих непроницаемых пород, а также от подстилающих пластов;
- поверхности, разделяющие продуктивный пласт на зоны с разным составом флюидов (разным характером насыщения пластов) - поверхности водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК) и газовой (ГВК) контактов;
- поверхности, разграничивающие породы-коллекторы от непроницаемых пластов, обусловленные изменением свойств пород, их литологическим составом, петрофизическими свойствами или другими геологическими неоднородностями (например, несогласием);
- поверхности дизъюнктивных нарушений, обуславливающих гидродинамическое разобщение разных блоков пород относительно друг друга.

Ограничивающие поверхности в линиях их пересечения контролируют границы распространения залежи. В качестве таких границ (линий) выделяются внешний и внутренний контур

нефте(газо)носности залежи, линии выклинивания коллекторов, линии тектонического (дизъюнктивного) нарушения и др.

С целью подготовки данных для расчетов объема залежи проводится геометризация не только ограничивающих залежь поверхностей, но и расчленение по емкостным, фильтрационным свойствам пород-коллекторов и физико-химическим свойствам флюидов, которые отражаются на картах:

- эффективных и насыщенных толщин пород-коллекторов, характеризующих изменение эффективного насыщенного объема залежи;
- пористости, проницаемости и насыщенности пород-коллекторов, отражающих изменение емкостных свойств пород-коллекторов в пределах залежи;
- свойств флюидов насыщающих породы-коллекторы, характеризующих изменение свойств флюидов по площади и разрезу залежи.

Корреляция разрезов скважин

При наличии на площади работ нескольких поисковых или разведочных скважин с целью геометризации залежи и построения геологической модели проводится детальная корреляция разрезов скважин.

Основной целью корреляции является выявление разновозрастных пластов в разрезе скважин, прослеживания их между соседними скважинами, изменения таких свойств как толщина, литологический и физический состав пород, изменчивость свойств. Также корреляция позволяет выявить последовательность залегания пород и выпадающие из разреза толщи и пласты.

Корреляция разрезов скважин выполняется на основе данных геофизических исследований скважин (ГИС) и базируется на выделении и прослеживании в разрезах скважин реперов (региональных и локальных) и расчленении *разреза между ними* на однородные и неоднородные интервалы, различающиеся по литологическому составу пород и характеру насыщения коллекторов различными флюидами.

В качестве *реперных границ* наиболее часто используются глинистые пласты, пропластки углей, или, наоборот, пласты плотных карбонатных пород.

Важным этапом корреляции является выбор скважины с *эталонным разрезом*. Он должен отвечать следующим характеристикам: быть наиболее полным, содержать все, прослеживаемые на изучаемой площади реперы, быть хорошо дифференцированным, иметь представительную изученность как геофизическими исследованиями скважины, так и по керну и опробованием. Одним из условий выбора скважины с эталонным разрезом является ее расположение в центральной части изучаемой площади.

На эталонном разрезе производят индексацию реперных горизонтов, стратиграфических подразделений и всех продуктивных пластов.

На следующем этапе корреляции поочередно сравниваются разрезы скважин ближайших к эталонной. В коррелируемой паре скважин прослеживают сначала реперы и сопоставляются отдельные пласты между реперами. Затем выполняется *последовательная попарная корреляция разрезов скважин, более удаленных от эталонной скважины*.

Корреляционные схемы, составленные по данным каротажа, должны включать результаты описания керна в местах его отбора, результаты выделения поровых и проницаемых пород, нефте- и газонасыщенных интервалов, интервалов перфорации, положений контактов нефть-вода, газ-нефть и газ-вода, отметки глубин и абсолютные отметки.

Последовательность корреляции предусматривает этапы прослеживания границ от более надежных и обоснованных к менее надежным и выдержанным. Таким образом, сначала соединяются основные, потом дополнительные реперы. Затем прослеживаются выдержанные глинистые разделы, карбонатные слои и пласты-коллекторы.

При выдержанной последовательности напластования (согласном залегании) границы проводятся прямыми линиями, а при невыдержанном (несогласном) – волнистыми. В случае выявления

между скважинами замещения (литологии или фаций) они отражаются на схеме корреляции ломаной вертикальной линией.

Детальная корреляция позволяет перенести от эталонной скважины отбивки стратиграфических границ пластов и горизонтов, кровли и подошвы пластов-коллекторов.

С целью возможности отражения деталей строения изучаемого интервала пласта в скважине вертикальный масштаб варьирует от толщины, а горизонтальный масштаб выбирается соответственно масштабу структурной карты и тогда он варьирует от 1:50000 до 1:25000 (иногда до 1:10000). Горизонтальный масштаб при значительной толщине продуктивного разреза или отражении на схеме корреляции нескольких пластов в пределах единого комплекса схемы корреляции даются в масштабе 1:1000. При меньших толщинах выбирается масштаб 1:500.

Скважины на схемах детальной корреляции разрезов размещаются в последовательности, соответствующей отражению реальной последовательности расположения на местности.

На схемах корреляции отражаются диаграммы ГИС, результаты изучения керна и результаты опробования скважин в исследуемой толще или интервале.

Схема опробования и обоснование уровня водонефтяного и газоводяного контактов

Схема опробования является одним из важнейших элементов геологической документации, сопровождающей отчет по подсчету запасов нефти и газа. Схема опробования строится на основе комплексных результатов опробования скважин и интерпретации, выполненных в скважинах ГИС.

На схеме указываются глубина и абсолютные отметки интервалов, выделенных по результатам интерпретации ГИС пластов-коллекторов, результаты опробования и перфорации, и характеристика нефтегазонасыщенности по данным каротажа.

Основным предназначением схемы опробования является обоснование положения границ раздела флюидов. Схема опробования подразумевает обоснование положений контактов нефть-вода (ВНК), газ-нефть (ГНК) и газ-вода (ГВК).

Схемы опробования составляются с сохранением в масштабе расстояний между скважинами с указанием абсолютных отметок кровли или подошвы пластов, отсчитываемых от уровня моря.

Водонефтяной контакт – граница, разделяющая в пласте нефть и воду. Определение положения ВНК базируется на интерпретации геофизических исследований скважин и опробовании скважин непосредственно в процессе бурения. Сопоставление результатов опробования при изучении необсаженных и обсаженных неперфорированных скважин с данными комплекса методов ГИС – электрометрии и радиометрии позволяет получить представление о положении ВНК.

В пределах нефтяных (газовых) залежей в разрезе выделяются две зоны: верхняя зона, из которой получены безводные притоки нефти (газа) - зона однофазной фильтрации, и нижняя зона - двухфазной фильтрации, из которой уже в начале эксплуатации получены притоки воды с нефтью (газом) - зона смешанной фильтрации, которая и является ВНК (или ГВК).

За нижнюю границу залежи принимается водонефтяной (газоводяной) контакт ВНК (ГВК), являющийся границей, ниже которой при опробовании получены притоки воды, а выше притоки нефти (газа) с водой. Эту границу называют также уровнем свободной воды.

Для нахождения абсолютной отметки ВНК на основе таблицы исходных данных, полученных по результатам интерпретации ГИС и опробования, составляется схема опробования /6/.

Доказанный контур нефтеносности (ДКН) проводится по нижним дырам интервала перфорации в случае, если по результатам опробования ни в одной из скважин не получен приток воды.

В случае получения в каких-то скважинах притока воды по нижним дырам интервала перфорации проводится ВНК.

Если разница между абсолютной отметкой нижнего интервала перфорации, где получена нефть, и абсолютной отметкой верхнего отверстия интервала перфорации, давшего при опробовании воду, велика, то линия ВНК проводится посередине расстояния между отметками.

В газонефтяных залежах границей раздела газовой и нефтяной частей залежей является ГНК.

После определения абсолютной отметки ВНК, ГНК, ГВК как доказанных уровней нефте(газо)носности они используются для нанесения внешнего и внутреннего контуров нефтеносности на карту кровли и подошвы продуктивного пласта, что будет использовано в задании практической работы №2 настоящего Практикума.

При составлении схем корреляции, геологических профилей и схем опробования учитываются абсолютные отметки кровли (или подошвы) пластов, отсчитываемые от уровня моря. Пласты, залегающие выше уровня моря, имеют отметки кровли или подошвы со знаком плюс, а пласты, залегающие ниже уровня моря, – со знаком минус. В таблицах (стратиграфических разбивок, выделения толщин продуктивных пластов) традиционно указываются как абсолютные отметки, так и глубины или приводится альтитуда с каждой скважины, позволяющая перейти для вертикально пробуренных скважин от глубин к абсолютным отметкам при нанесении конкретных интервалов пластов и результатов опробования или испытания скважин.

Для наклонно пробуренных скважин при определении абсолютных отметок пластов необходимо учитывать данные инклинометрии, учитывающие зенитный угол и азимутальное направление скважины.

Порядок выполнения лабораторной работы №1

1.Получить исходные данные в виде таблиц у преподавателя.

2.Построить геологический профиль (схему корреляции) продуктивного пласта.

При построении геологического профиля (схемы корреляции) рекомендуется пользоваться горизонтальным масштабом, который будет применен для построения структурных карт - 1:50000, при котором 1 см соответствует 500 м. Рекомендуемый вертикальный масштаб 1:500.

Для построения геологического профиля необходимо определить в масштабе построения структурных карт расстояния между скважинами для чего предварительно их необходимо нанести на план, используя таблицу данных №1

а) на миллиметровой бумаге формата А3 построить план расположения скважин на площади (используется координаты, приведенные в таблице 1). Для этого выбирается исходная точка. Через выбранную точку проводятся две оси: Ось **Б** вертикальная, вверх листа и ось **А** -горизонтальная в правую часть листа. На осях откладывается условная сетка заданного масштаба.

б) на план расположения скважин нанести номера скважин.

в) выбрать два пересекающихся вкрест друг другу направления, которые наиболее полно охарактеризуют коррелируемый пласт. Одно из рекомендуемых направлений для варианта 1 по линии скв. 2, 5, 9, 12, 16 и 15 (в варианте 2 по линии скважин 12, 15, 19, 2, 6 и 5). Второе направление (примерно перпендикулярно первому) выбирается самостоятельно;

г) в соответствии с абсолютными отметками кровли пласта обозначить вертикальную масштабную линейку в масштабе 1:50000 со значением в верхней части равному абсолютной отметке наиболее высокой отметки кровли пласта в скважинах;

д) через все точки проекций скважин провести вертикальные линии;

е) вынести на вертикальные линии скважин отметки кровли и отметки подошвы пласта;

ж) вынести для всех испытанных и опробованных скважин, расположенных на геологическом профиле, отметки альтитуд (полученные из таблицы 2);

з) соединить точки кровли пласта и точки подошвы пласта. Сгладить линию поверхности кровли и подошвы пласта;

и) вынести отметки ВНК, выделенные в отдельных скважинах на геологический профиль.

3. Построить схему опробования продуктивного пласта.

Для построения схемы опробования пласта используются данные из таблиц 1 и 2. Последовательность шагов такая же, как и при построении схемы корреляции.

4. Определить положение ВНК.

а) нанести на схему опробования (используя таблицу данных 2) результаты опробований, указав дебиты нефти и воды в скважинах:

б) в соответствии с данными, приведенными в таблицах 1 и 2 используя схему опробования и схему корреляции определить уровень нефтеносности (ВНК залежи). Вписать полученный ВНК для каждого из рассмотренных вариантов в таблицу 1 и использовать полученное значение в дальнейших построениях и расчетах.

в) нанести полученный ВНК на геологический профиль, на схему опробования.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №2 **Геметризация залежей нефти и газа.**

Построение структурных карт по кровле и по подошве пласта

Структурные карты в совокупности с геологическими разрезами, схемой корреляции и схемой опробования позволяют охарактеризовать детальное строение залежи нефти или газа.

Структурная карта изображается в виде системы горизонталей, называемых *изогипсами*. Интервал по высоте, через который проводят изогипсы, называется *сечением изогипс*.

Основным предназначением структурных построений является создание графической модели поверхности природных геологических тел – пластов, толщ, пачек или частей пластов.

Структурные карты позволяют получить наглядное представление о форме подземного рельефа, провести в пространстве границы изучаемой поверхности, а также при поисках нефти и газа призваны отобразить и учесть в расчетах линии пересечения структурных поверхностей с важнейшими поверхностями, определяющими геометрию залежи, зоны распространения коллекторов и заполнения различными флюидами, включая углеводороды различного фазового состояния.

Построение структурной карты основано на условном рассечении множеством горизонтальных плоскостей изучаемой

поверхности, в результате которых определяются контуры линий пересечения этих плоскостей с кровлей или подошвой пласта. Такие контуры пересечения называются *изогипсами*.

В качестве верхней границы залежи обычно принимается кровля продуктивного горизонта (кровля первого сверху пласта коллектора). За нижнюю границу залежи (пластовой залежи) принимают подошву продуктивного пласта (подошву нижнего пласта коллектора).

При построении структурных карт используются как данные сейсморазведки, так и данные структурного бурения. В процессе изучения структурные карты, полученные по данным сейсморазведки, уточняются в результате вскрытия изучаемых поверхностей глубокими скважинами.

Данные сейсморазведки при построении структурных карт определяются уменьшением ошибки интерполяции между скважинами и для хорошо изученных поверхностей. Идеальным является случай полного совпадения отражающего горизонта (ОГ), прослеживаемого сейсморазведкой с поверхностью изучаемого пласта. При несовпадении отражающего горизонта с поверхностью пласта структурная карта строится методом схождения.

Применяется следующая процедура построения структурной карты:

1. Построение структурной карты поверхности ОГ по данным сейсморазведки.
2. Определение разности отметок поверхности ОГ по данным сейсморазведки и кровли (подошвы) пласта по данным бурения.
3. Построение схемы разности отметок кровли отражающего горизонта и кровли изучаемого пласта.
4. Суммирование двух карт (карты поверхности ОГ и карты разности отметок отражающего горизонта и кровли пласта) дает карту по кровле (подошве) пласта с учетом схождения данных.

Существуют различные способы построения структурных карт. Одним из наиболее простых и применяемых способов построения структурных карт по данным скважин является способ треугольников. *Способ треугольников* основан на нахождении

между парами скважин с известными абсолютными отметками залегания картируемой поверхности положения точек с промежуточными значениями отметок и на проведении через точки с одинаковыми отметками линий равных значений изогипс.

Соседние скважины соединяются на плане линиями. Между тремя скважинами, таким образом, образуется треугольник. При этом с целью недопущения интерполяции на большие расстояния наиболее рациональным является использование треугольников, короткая сторона которых располагается вдоль оси (склона) структуры, а длинные стороны, наоборот, расположены поперек структуры. Затем на каждой линии, образующей сторону треугольника, по правилу линейной интерполяции, находят точки со значениями отметок, кратными выбранной величине сечения между изогипсами. Линейная интерполяция предполагает, что наклон линии, соединяющий две скважины, на всем ее протяжении постоянен.

Построение структурной карты производится на плане расположения скважин, где указано положение устьев и забоев в месте пересечения скважиной кровли пласта. Абсолютные отметки подписываются на карте у точки, обозначающей местоположение скважины. Вверху дроби подписывается номер скважины, а под номером подписывается абсолютная отметка кровли или подошвы пласта.

До соединения изогипс намечается сеть линий, по которой будет проводится интерполяция. При проектировании этой сети придерживаются следующих правил:

- линии должны проводиться, в основном, по падению пластов;
- нельзя соединять линиями скважины, расположенные на разных крыльях структуры или разных блоках;
- следует избегать острых углов между линиями опорной сети, т.к. это может привести к неправильному искривлению горизонталей.

Порядок выполнения лабораторной работы №2

1. Получить исходные данные в виде таблиц у преподавателя.

2. Построить структурную карту по кровле пласта.

При построении структурных карт рекомендуется, как и в предыдущей работе, пользоваться масштабом 1:50000, при котором 1 см соответствует 500 м /1/.

Для построения *структурной карты по кровле пласта* необходимо:

а) построить по заданным координатам (таблица 1 – варианты 1 и 2) на миллиметровой бумаге формата А3 план расположения скважин по методике, описанной в пункте 1 предыдущей практической работы;

б) на план расположения скважин нанести абсолютные отметки кровли пласта в каждой скважине (таблица 1);

в) нанести отметки значений изогипс на линиях, соединяющих скважины методом треугольников с учетом интерполяции с сечением изогипс 5 м (например – -1810 м, -1815 м. – 1820 м. и т.д.);

г) провести изогипсы кровли пласта соединяя точки равных значений отметок изогипс;

В приведенном *примере* положение ВНК в целом по залежи варьирует и соответствует абсолютной отметке –3034 м (вариант 1) и –1834 м (вариант 2).

3. Построить структурную карту по подошве пласта.

Для построения *структурной карты по подошве пласта* необходимо:

а) построить по заданным координатам (таблица 1 – варианты 1 и 2) на миллиметровой бумаге формата А3 план расположения скважин по методике, описанной в пункте 1 предыдущей практической работы;

б) на план расположения скважин нанести абсолютные отметки залегания подошвы пласта в каждой скважине (таблица 1);

в) нанести отметки значений изогипс подошвы пласта на линиях, соединяющих скважины методом треугольников с учетом интерполяции с сечением изогипс 5 м (например: –1830 м, –1835 м, –1840 м и т.д.);

г) провести изогипсы подошвы пласта, соединяя точки равных значений отметок изогипс.

4. Определить на картах положения внешнего и внутреннего контуров нефтеносности.

Положение внешнего контура нефтеносности залежи определяется в соответствии со структурной картой по кровле пласта и ВНК.

В качестве ВНК принимается линия, которая проводится на структурной карте кровли пласта по абсолютной отметке, соответствующей принятому гипсометрическому положению ВНК (например, абсолютная отметка ВНК по залежи в целом в варианте 1 –3034 м и варианте 2 –1834 м). При этом при проведении линии внешнего контура нефтеносности также выдерживаются интерполяции от ближайших линий изогипс. Так в варианте 1 удаление от изогипсы –3035 м составит 1/5 часть расстояния между изогипсами –3035 м и –3030 м или 4/5 от изогипсы –3030 м.

а) провести на структурной карте кровли пласта внешний контур нефтеносности по оконтуривающей изогипсе (в соответствии с определенным ВНК из практической работы №1 (например – 3034,0 м в варианте 1 или -1834,0 м в варианте 2).

Положение внутреннего контура нефтеносности определяется по структурной карте по подошве пласта и по ВНК. В качестве внутреннего контура нефтеносности принимается линия, которая проводится на структурной карте подошвы пласта по абсолютной отметке, соответствующей принятому гипсометрическому положению ВНК (например, абсолютная отметка ВНК по залежи в целом в варианте 1 -3034 м и варианте 2 – 1834м.).

б) провести внутренний контур нефтеносности на карте подошвы пласта по оконтуривающей изогипсе (в примере –3034 м или -1834 м).

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3

Построение карт общих, эффективных и эффективных нефте(газо)насыщенных толщин

Карты общих и эффективных толщин пласта характеризуют изменение по площади толщины его проницаемой части.

Карта эффективных нефте(газо)насыщенных толщин пласта составляется только в пределах залежи на основе карты эффективных толщин. При построении карт используются результаты выделения пластов и горизонтов по материалам промыслово-геофизических исследований.

На практике чаще всего пласт не является однородным по составу, а представлен переслаиванием пропластков пород-коллекторов и непроницаемых разностей пород, поэтому общая эффективная толщина пласта (объекта разработки) является суммой толщин пропластков пород-коллекторов независимо от их характера насыщения. При этом одновременно определяют как общую эффективную, так и нефте(газо)насыщенную толщину пласта.

При построении карт возле каждой скважины в виде дроби наносятся их значения, где в числителе указывается эффективная толщина пласта, а в знаменателе эффективная нефте(газо)насыщенная толщина.

При построении карт общих, эффективных и нефте(газо)насыщенных толщин необходимо иметь в виду, что область полного нефте(газо)насыщения пласта (чисто нефтяная(газовая) зона (ЧНЗ, ЧГЗ) ограничивается внутренним контуром нефте(газо)носности и в этой области для каждой скважины значения эффективных и эффективных нефте(газо)насыщенных толщин будут равны и на карте их значения в числителе и знаменателе будут одинаковы.

В пределах водонефтяной (газоводяной) зоны между внутренним и внешним контуром нефте(газо)насыщенной является только часть пласта (водонефтяная(газоводяная) зона – ВНЗ (ГВЗ)) и на карте наносимые величины толщин у скважин в числителе будет больше, чем в знаменателе.

Методика построения карт эффективных и нефтенасыщенных толщин аналогична методике построения структурных карт способом треугольников. Для построения этих карт используются определенные по результатам интерпретации

ГИС толщины исследуемой части разреза. Значения толщин наносятся на план расположения скважин и подписываются у устья скважины. По выписанным значениям с использованием способа треугольников проводятся линии равных толщин, называемые ***изопахитами***. В соответствии с этим карты толщин называют *картами изопахит*. Карты эффективных и эффективных нефте(газо)насыщенных толщин могут строиться как для всего продуктивного пласта или горизонта (объекта разработки) в целом, так и для отдельных составляющих их частей.

В скважинах, пробуренных за внешним контуром нефтеносности, в водонасыщенной зоне около скважины дробью в числителе будет стоять величина эффективной толщины пласта, а в знаменателе ноль.

В связи с этим для построения карты нефтенасыщенных толщин следует вначале составить карту общих толщин, затем карту эффективных толщин. Метод построения карт такой же, как и структурной карты – метод линейной интерполяции.

В пределах внутреннего контура нефтеносности карта эффективных толщин является одновременно и картой нефтенасыщенных толщин в связи с тем, что эффективные толщины пласта во внутренней зоне являются все нефтенасыщенными. В пределах водонефтяной (смешанной) зоны проводятся изолинии нефтенасыщенной толщины пласта (изопахиты). Изопахиты нефтенасыщенной части проводятся путем интерполяции между значениями точек пересечения внутреннего контура нефтеносности с изопахитами эффективных толщин и внешним контуром нефтеносности, где эффективная нефтенасыщенная толщина будет равна нулю, а также с учетом конкретных данных по нефтенасыщенной толщине в скважинах, пробуренных в водонефтяной зоне.

В итоге интерполяции строится карта нефтенасыщенных толщин пласта, которая характеризует изменения объема пород нефтенасыщенных коллекторов в пределах всей залежи и используется как один из основных геологических документов используемый для расчетов объемов нефти(газа) залежи.

В сложных случаях, например, при наличии внутренних неоднородностей, обусловленных литологической изменчивостью или

петрофизическими особенностями при построении карт толщин на середине расстояния между скважинами, в разрезе которых присутствует и отсутствует пласт, отображают линию полного замещения пласта-коллектора непроницаемыми разностями пород или его выклинивания. При интерполяции условно принимается, что на границе выклинивания эффективная толщина пласта будет равна нулю.

Порядок выполнения лабораторной работы №3

1. Взять исходный материал у преподавателя.

2. Построить карты эффективных толщин (карты изопахит).

а) для построения карты эффективных и нефтенасыщенных толщин необходимо использовать план расположения скважин (практическая работа 1);

б) для каждой скважины на план расположения нанести значения эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин пласта, используя таблицу 2.

в) используя метод треугольников последовательно соединить скважины и в соответствии со значениями эффективных толщин на этих линиях между скважинами нанести отметки равных значений толщин пласта (изопахит). Сечение изопахит пласта выбирается в зависимости от толщин пласта и вариации, и в нашем случае составляет 2 м (например, 2, 4, 6, 8 м и т.д.). Соединяя точки на линиях с равными значениями изопахит, построить карту эффективных толщин пласта.

3. Построить карты эффективных нефтенасыщенных толщин

а) для построения карты эффективных нефтенасыщенных толщин использовать значения нефтенасыщенных толщин, определенные для конкретного пласта в скважинах, а также внешний и внутренний контуры нефтеносности.

Положение изопахит нефтенасыщенной части пласта в пределах внутреннего контура нефтеносности оставить без изменений как на карте эффективных толщин. Для построения изопахит в водонефтяной (смешанной) зоне на внешнем контуре нефтеносности значения нефтенасыщенных толщин принять равным нулевому. Используя значения изопахит в точках их пересечения с внутренним контуром нефтеносности, провести интерполяцию в межконтурной

зоне по условной линии, соединяющей указанные точки с внешним контуром нефтеносности. Также при интерполяции использовать значения нефтенасыщенных толщин скважин, расположенных в водонефтяной зоне.

Завершающим этапом построения карты нефтенасыщенных толщин является соединение полученных точек линиями изопахит в межконтурной зоне и присоединение их с изопахитам внутренней (нефтяной) зоны залежи.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4

Построение подсчетного плана

Основным графическим документом при подсчете запасов является *подсчетный план*.

Подсчетные планы составляются на основе структурной карты по кровле продуктивных пластов-коллекторов. На структурную карту наносятся внешний и внутренний контуры нефте- и газоносности, а также границы выделенных категорий запасов.

В соответствии с Классификацией запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной в 2013 г., *запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов*, имеющих промышленное значение, по степени промышленного освоения делятся на запасы разрабатываемых и разведываемых месторождений.

Запасы залежей разрабатываемых месторождений по степени геологической изученности и промышленного освоения подразделяются на три категории: категория А (разбуренные, разрабатываемые), категория В₁ (разрабатываемые отдельными скважинами, неразбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разведанные, подготовленные к промышленной разработке), категория В₂ (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные).

Запасы залежей разведываемых месторождений, не введенных в промышленную разработку, по степени геологической изученности подразделяются на две категории: категория С₁ (разведанные), категория С₂ (оцененные) /9/.

Границы запасов категории C_1 устанавливаются:

а) в районе скважин, нефтегазоносность в которых установлена по результатам испытаний скважин, давших промышленные притоки нефти и газа, в сторону неизученной части залежи на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки ($2L$), согласованных в установленном порядке в проектных документах для аналогичных залежей разрабатываемых месторождений.

В случае если расстояние между квадратами запасов категории C_1 меньше двойного шага предполагаемой эксплуатационной сетки ($2L$), такие участки могут объединяться. В случае, когда скважина, давшая промышленные притоки нефти или газа, расположена на расстоянии меньше или равном $2L$ от контура залежи, то границы категории C_1 можно распространить до этого контура.

К категории C_2 относятся запасы:

а) неразбуренных участков разведываемых залежей, между границами залежи и границами участков запасов категории C_1 , если имеется достаточно геолого-геофизической информации для заключения о непрерывности свойств пласта-коллектора по данным сейсмических и других геофизических исследований;

б) в районе скважин, по результатам опробования которых, продуктивность не установлена, а характеристика по ГИС аналогична скважинам, давшим промышленные притоки нефти и газа.

Если в пределах залежи выделяется несколько категорий запасов, то запасы следует подсчитывать по каждой категории в отдельности. Запасы залежи в целом определяются суммированием запасов отдельных категорий.

Границы и площадь подсчета запасов нефти и газа каждой из категорий окрашиваются определенным цветом:

- категория А - красным;
- категория B_1 – голубым;
- категория B_2 - синим;
- категория C_1 - зеленым;
- категория C_2 – желтым.

Порядок выполнения лабораторной работы №4

1. Взять раздаточный материал у преподавателя

2. Построить подсчетный плана продуктивного пласта.

Подсчетный план составляется на основе структурной карты по кровле пласта в масштабе в зависимости от размеров месторождения от 1:5000 до 1:50000.

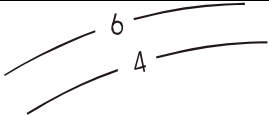



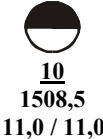



На подсчетном плане указать условными обозначениями:

- а) поисковые и разведочные скважины;
- б) абсолютные отметки кровли пласта;
- в) эффективная и нефтенасыщенная толщины пласта;
- г) результаты испытания всех пробуренных скважин;
- д) внешний и внутренний контуры нефтеносности;
- е) границы категорий запасов.

Условные обозначения представлены в таблице

Условные обозначения

Условное обозначение	Пояснение условного обозначения
	Абсолютные отметки изогипс кровли
	Абсолютные отметки изогипс подошвы
	Внутренний контур нефтеносности
	Внешний контур нефтеносности
	Эксплуатационная скважина
	Разведочная скважина
	<u>Номер скважины</u> Абсолютная отметка кровли (подошвы)
ВНК – 1524	Абсолютная отметка ВНК

	Изопахиты эффективных и нефтенасыщенных толщин
	Скважина, давшая нефть
	Скважина, давшая нефть с водой
	Скважина, давшая воду
	<u>Номер скважины</u> Абсолютная отметка Эффективная толщина / Нефтенасыщенная толщина
	Граница категории запасов C1 (зеленым цветом)
	Граница категории запасов C2 (желтым цветом)
	Номер участка подсчета
НЗ	Нефтяная зона
ВНЗ	Водонефтяная зона

3. Выделить и обосновать границ категорий запасов.

В соответствии классификацией на разрабатываемых месторождениях выделяются категории – **A**, **B₁**, **B₂**, а на месторождениях, находящихся в разведке, выделяются категории запасов **C₁** и **C₂**.

В рассматриваемом примере, предполагается что залежь, находится в разведке, т.е. при подсчете запасов залежи можно выделить **две категории запасов: C_1 и C_2** .

Категория запасов C_1

Граница категории C_1 определяется расстоянием от скважины до линии, равным удвоенному шагу эксплуатационной сетки (залежи аналога, если не составлен проектный документ на разработку). *Например*, если эксплуатационная сетка равна 500x500 м, то расстояние от скважины до границы категории будет составлять 1 км. Это расстояние на подсчетном плане при масштабе 1:50000 равно 2 см. Таким образом, категория C_1 выделяется в виде квадрата, сторона которого ориентирована либо вдоль линии север-юг, либо вдоль длинной оси структуры (залежи), если структура контролирующая залежь имеет брахиантиклинальное (вытянутое) строение. При наличии нескольких скважин с промышленными притоками нефти и/или газа и выделенными вокруг них полями категории C_1 , они (поля) могут объединяться в случае расстояния между границами выделенных полей не более удвоенного шага эксплуатационной сетки.

Тоже самое относится к краевым частям залежи. В случае выделения поля категории запасов C_1 в непосредственной близости к границе (внешнему контуру) залежи поле запасов категории C_1 продлевается до внешнего контура залежи (ВНК), если расстояние от границы выделенной категории C_1 не превышает удвоенного расстояния эксплуатационной сетки.

Категория запасов C_2

Категория C_2 – запасы залежи (ее части), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований.

Таким образом, оставшуюся часть площади залежи, после выделения и объединения полей категории C_1 оконтуренной внешним контуром нефтеносности, необходимо отнести к категории запасов C_2 .

Границы всех категорий с подсчетного плана перенести на карту эффективных и нефтенасыщенных толщин.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5 Определение площадей и объемов залежей УВ

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №6 Подсчет запасов объемным методом

Лабораторные работы №№ 5 и 6 выполняются совместно.

Объемный метод подсчета запасов нефти является основным методом подсчета запасов нефти и газа. Он применим для подсчета запасов нефти при любом режиме работы залежи в контуре любой категории запасов.

Сущность объемного метода подсчета запасов заключается в определении массы нефти или объема свободного газа, приведенных к стандартным условиям залегающих в пустотном пространстве пород-коллекторов /9/.

Подсчет запасов объемным методом проводят в следующей последовательности:

- определение объема пород-коллекторов, содержащих УВ;
- определение средней пористости пород-коллекторов;
- определение средней нефтегазонасыщенности пород-коллекторов;
- приведение объема углеводородов к стандартным условиям.

Начальные геологические запасы нефти подсчитываются по формуле:

$$Q_{н0} = F \cdot h_{эф,н} \cdot K_n \cdot K_n \cdot \theta \cdot \delta \quad (1)$$

где $Q_{н0}$ - начальные геологические запасы нефти, тыс. т;

F - площадь залежи, тыс. м²;

$h_{эф,н}$ - эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

K_n - коэффициент открытой пористости, доли ед.;

K_n - коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

θ - пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли ед.;

δ_n - плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³.

Начальные геологические запасы газа, растворенного в

нефти, определяются по начальным геологическим запасам нефти и начальному газосодержанию нефти, определенному по пластовым пробам при их дифференциальном разгазировании:

$$Q_{z,p,0} = Q_{н0} \cdot \frac{r}{1000}, \quad (2)$$

где $Q_{z,p,0}$ - геологические запасы растворенного в нефти газа, млн. м³; r_0 - начальное газосодержание нефти, м³/т;

$Q_{н0}$ - геологические запасы нефти, тыс. т.

Подсчет геологических запасов попутных компонентов (серы, металлов и др.), содержащихся в нефти, проводится по формуле:

$$Q_{комп,0} = Q_{н0} \cdot \frac{П_{комп,0}}{100}, \quad (3)$$

где $Q_{комп,0}$ - геологические запасы компонента, тыс. т;

$П_{комп,0}$ - процентное содержание компонента в нефти;

$Q_{н0}$ - геологические запасы нефти, тыс. т.

Подсчет начальных запасов свободного газа залежи объемным методом проводится по следующей формуле:

$$Q_{z,0} = F \cdot h_{эф,z} \cdot K_n \cdot \left[K_z \cdot \frac{p_0 \cdot \alpha_0 - p_{ост} \cdot \alpha_{ост}}{p_{ост} \cdot \alpha_{ст}} \right] \cdot \left[\frac{T + T_{ст}}{T + T_{пл}} \right] \quad (4)$$

где $Q_{z,0}$ - начальные геологические запасы свободного газа, млн. м³;

F - площадь залежи, тыс. м²;

$h_{эф,z}$ - эффективная газонасыщенная толщина, м;

K_n - коэффициент открытой пористости доли ед;

K_z - коэффициент газонасыщенности, доли ед;

p_0 - среднее начальное пластовое давление в залежи, МПа;

α_0 - поправка, обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов Z_0 при давлении p_0 : $\alpha_0 = 1/Z_0$;

$p_{ост}$ - среднее остаточное давление, устанавливающееся в залежи, когда давление на устье добывающих скважин будет равно стандартному, МПа;

α_{0cm} - соответствующая $p_{ост}$ поправка на сжимаемость реальных газов, равная $\alpha_{0cm} = 1/Z_{0cm}$; p_{cm} - давление при стандартных

условиях, равное 0,1 МПа;

T - абсолютная температура, равная 273°С;

$T_{см} = +20$ °С; $T_{пл}$ - средняя пластовая температура в залежи, °С.

Подсчет геологических запасов стабильного конденсата, содержащегося в газе, проводится по формуле:

$$Q_{ко} = Q_{г0} \cdot P \quad (5)$$

где $Q_{ко}$ - геологические запасы стабильного конденсата, тыс. т; $Q_{г0}$ - геологические запасы свободного газа, млрд, м³; P - потенциальное содержание конденсата, г/м³.

Подсчет геологических запасов этана, пропана, бутанов, сероводорода, углекислого газа проводят по следующей формуле:

$$Q_{комп, \theta} = Q_{г0} \cdot P_{комп} \quad (6)$$

где $Q_{комп, \theta}$ - запасы компонента, тыс. т; $Q_{г0}$ - геологические запасы свободного газа, млрд, м³; $P_{комп}$ - потенциальное содержание компонента, г/м³.

Потенциальное содержание компонента определяется по формуле:

$$P_{комп} = I_{комп} \cdot \frac{\sigma_{комп}}{100} \quad (7)$$

где $I_{комп}$ - процентное содержание компонента в пластовом газе; $\sigma_{комп}$ - плотность компонента при 0,1 Мпа и 20 °С, г/м³.

Запасы полезных компонентов, содержащихся в нефти и газе в промышленных количествах, а также их перспективные и прогнозные ресурсы соответственно подсчитываются или оцениваются по тем же категориям и в тех же границах, что и содержащие их полезные ископаемые.

При подсчете запасов *подсчетные параметры измеряются* в следующих единицах: толщина в метрах; давление в мегапаскалях (с точностью до десятых долей единицы); площадь в тысячах квадратных метров; плотность нефти, газа, конденсата и воды в килограммах на кубический метр (с точностью до тысячных долей единицы); коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности в долях единицы с округлением до сотых долей; коэффициенты извлечения нефти и конденсата в долях единицы с округлением до тысячных долей.

При определении степени подготовки месторождения (залежи) к разработке необходимо сравнить запасы различных

категорий. Решение о вводе месторождения (залежи) в промышленную разработку может быть принято, если доля извлекаемых запасов категории C_1 составляет не менее 80%, а доля извлекаемых запасов категории C_2 – не более 20% от суммы извлекаемых запасов категорий $C_1 + C_2$.

При *водонапорном и упруговодонапорном режимах* пластовое давление в процессе разработки выше давления насыщения, поэтому величина газового фактора постоянная.

Порядок выполнения лабораторной работы №5

1. Получить исходные данные у преподавателя

Исходные данные:

1) карта эффективных и нефтенасыщенных толщин (лабораторная работа №4);

2) коэффициент открытой пористости (данные из таблицы, предоставляемой преподавателем);

3) коэффициент нефтенасыщенности, данные из таблицы, предоставляемой преподавателем);

4) плотность нефти в поверхностных условиях, 1 вариант

$\rho_n = 842 \text{ кг / м}^3$; 2 вариант $\rho_n = 886 \text{ кг / м}^3$;

5) коэффициент извлечения нефти, 1 вариант $\eta = 0,35$ доли ед.;

2 вариант $\eta = 0,28$ доли ед.;

6) объемный коэффициент пластовой нефти, $b = 1,22$ доли ед.(для обоих вариантов);

7) газовый фактор, 1 вариант - $\Gamma_o = 166 \text{ м}^3 / \text{т}$, 2 вариант - $\Gamma_o = 46 \text{ м}^3 / \text{т}$.

2. Вычислить площадь нефтеносности.

Площадь нефтеносности F продуктивного пласта контролируется внешним контуром нефтеносности.

На карту эффективных и нефтенасыщенных толщин наносятся контуры распространения запасов отдельных категорий и на этой основе рассчитываются площади и эффективные толщины (F и h_n). Отдельно рассчитываются участки для зон с чисто

нефтяным или газовым насыщением и для межконтурной (смешанной) зоны.

Требованиями к подсчету запасов современного уровня определено, что основой для подсчета запасов нефти и газа является созданная и непротиворечащая геологическим представлениям об исследуемом объекте геологическая модель. Специализированные программные средства, позволяющие построить геологические модели, весьма разнообразны. Наиболее широко сегодня применяются такие ПК как ROXAR, PETREL, Isoline, Geoplat Pro-G и др.

Специализированные программные комплексы позволяют вычислять площади нефтеносности F с разбивкой ее на отдельные блоки, зоны и категории непосредственно по геологической модели.

Площадь вычисляется в масштабе подсчетного плана в квадратных сантиметрах, а затем переводится в квадратные метры. *Например*, при масштабе 1:50000 1 см² равен 250000 м² (250 тыс. м²).

Полученные данные заносятся в таблицу площадей и объемов.

3. Определить средневзвешенную нефтенасыщенную толщину (для категорий запасов и по зонам насыщения).

Для определения *средневзвешенной нефтенасыщенной толщины* пласта h_n необходимо вычислить объем пласта, используя при этом карту изопахит (лабораторная работа №4).

Средневзвешенные нефтенасыщенные толщины пласта h_n рассчитываются отдельно в нефтяной, водонефтяной зонах, и по каждой категории.

В этой же таблице производится расчет средневзвешенной нефтенасыщенной толщины пласта h_n по формуле:

$$h_{n, \text{cp}} = \Sigma V / \Sigma F, \quad (8)$$

$$h_{n, \text{cp}} = (\Sigma V_{C1} + \Sigma V_{C2}) / (\Sigma F_{C1} + \Sigma F_{C2}). \quad (8)$$

Пример: средневзвешенная толщина $h_{n, \text{cp}}$ по категории C_1 в нефтяной зоне равна:

$$h_{n, \text{cp}} = 319170 / 25950 = 12,3 \text{ м.}$$

Полученные данные занести в таблицы 1 и 2.

По результатам расчетов площадей и объемов вычисляется средневзвешенное значение эффективных нефтенасыщенных

толщин для каждой категории (отдельно для C_1 и C_2) и каждой зоны (нефтяной и водонефтяной).

Данные заносятся в таблицу 2.

Порядок выполнения лабораторной работы №6

3. Определить средневзвешенное значение коэффициента пористости.

Для определения средних значений коэффициента открытой пористости используются данные из таблицы (лаб. работа № 5). Среднее значение для категории C_1 принимается как среднеарифметическое значение, коэффициента пористости определенное по скважинам, расположенным в нефтяной зоне в области категории C_1 . Среднее значение для всех категорий в водонефтяной зоне принимается как среднеарифметическое значение коэффициента пористости определенное по скважинам, расположенным в водонефтяной зоне.

Данные заносятся в таблицу 2.

3. Определить средневзвешенное значение коэффициента нефтенасыщенности.

Для определения коэффициента нефтенасыщенности используются данные таблицы (лаб. работа 4). Коэффициент нефтенасыщенности определяется как среднее значение по скважинам в нефтяной зоне и как среднее значение по скважинам из водонефтяной зоны.

Данные заносятся в таблицу 2.

4. Провести расчет геологических и извлекаемых запасов нефти.

Подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти производится по формулам (1) – (3).

Для подсчета запасов необходимо использовать таблицу 2.

Предварительно необходимо вычислить пересчетный коэффициент θ , используя формулу:

Пример: $\theta = 1 / 1,22 = 0,82$.

Данные, полученные по расчету площадей и объемов занести в таблицу 6. Используя также исходные данные лабораторной работы №4, производится подсчет геологических и извлекаемых

запасов нефти отдельно по категориям C_1 и C_2 , по нефтяной и водонефтяной зонам и в целом по залежи.

Пример: По категории C_1 в нефтяной зоне геологические запасы нефти равны (таблица 6):

$$Q_{н\ геол} = (25950 \cdot 12,3 \cdot 0,18 \cdot 0,57 \cdot 0,82 \cdot 842) / 1000 = 22610,79 \text{ тыс.т.}$$

По категории C_1 в нефтяной зоне извлекаемые запасы нефти равны (таблица 6):

$$Q_{н\ извл} = 22610,79 \cdot 0,35 = 7913,78 \text{ тыс.т.}$$

Полученные данные занести в таблицу 1.

5. Провести расчет геологических и извлекаемых запасов газа, растворенного в нефти.

Подсчет геологических и извлекаемых запасов растворенного газа производится по формулам (4) – (5). Для подсчета запасов можно использовать таблицу 6.

Пример: По категории C_1 в нефтяной зоне геологические запасы растворенного газа равны (таблица 6):

$$Q_{г.р.\ геол} = (22610,79 \cdot 66) / 1000 = 1492,31 \text{ млн м}^3.$$

По категории C_1 в нефтяной зоне извлекаемые запасы растворенного газа равны (таблиц 6):

$$Q_{г.р.\ извл} = (7913,78 \cdot 66) / 1000 = 522,31 \text{ млн м}^3.$$

Полученные данные заносятся в таблицу 2.

6. Сделать выводы о проделанной работе: привести характеристику залежи, степень ее разведанности и подготовленность к разработке.

На основании соотношения запасов категорий C_1 и C_2 . Делается вывод о возможности завершения разведки рассматриваемой залежи, ее подготовленности к освоению (возможности составления проектного документа на разработку).

Залежь считается разведанной и подготовленной к промышленной разработке, если извлекаемые запасы категории C_2 не превышают 20% от суммы извлекаемых запасов категорий $C_1 + C_2$.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №7

Подсчет геологических запасов нефти и газа по геологической модели, созданной в программном комплексе IRAP RMS фирмы ROXAR

С целью получения практических навыков подготовки данных и построения геологической модели месторождения для подсчета запасов выполняется практическая работа в компьютерном классе, оборудованном специализированными программными средствами, в частности **IRAP RMS** или **Petrel**

Построение геологической модели начинается с формирования базы исходных данных, состоящей из всего комплекса геологических данных, полученных в результате ГРП.

Данные в определенных форматах загружаются в проект программного комплекса. В данном лабораторном практикуме рассмотрен пример создания геологической модели месторождения на основе данных, приведенных в практических работах №№ 1-6.

Выполнение задания по моделированию предполагает, что студент предварительно овладел начальными навыками работы в программном комплексе IRAP RMS, знает назначение отдельных клавиш и последовательность действий с помощью клавиш мыши.

Порядок выполнения лабораторной работы №7

1. Создать проект, структура которого отвечает концептуальной геологической модели месторождения.

В создаваемом проекте будут содержаться два горизонта – кровля и подошва пласта-коллектора и изохора – объект, толщина которого определяется горизонтами.

Для создания геологической модели месторождения необходимо:

- открыть пустой проект в программном комплексе RMS;
- кликнуть ПКМ (правая клавиша мыши) на контейнер Horizons, выбрать опцию Task и далее из выпадающего меню перейти к операции Stratigraphic framework. В выпадающем окне добавить контейнеры в соответствии со структурой месторождения – контейнер, в которых будут содержаться данные по кровле, подошве коллектора (Interpreted horizon) и данные о толщинах коллектора (общие, эффективные и эффективные нефтенасы-

щенные) – контейнер Isohore. Действие закончить нажатием на кнопки «Apply» и «OK».

2. Подготовить исходные данных для загрузки в проект. В нашем случае исходными данными являются отметки залегания кровли и подошвы пластов в скважинах, эффективные и эффективные нефтенасыщенные толщины, значения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности в скважинах (таблицы заданий 1,2,3).

Форматы для занесения этих данных подробно описаны в Руководстве пользователя программным комплексом Roxar и рекомендуется к самостоятельному изучению студентов.

3. Построить структурные поверхности.

- построить кровлю и подошву коллектора. Для этого необходимо кликнуть ПКМ на контейнер Horizons, выбрать опцию Task и далее из выпадающего меню перейти к операции Mapping – Horizons mapping.

В выпадающем окне в закладке Horizons выбрать поверхности, которые необходимо отстроить (Top_coll, Bot_coll), далее в закладке Input/output выбрать исходные данные для построения (Points) и определить область, куда будет помещены созданные поверхности (Depth Surface). Закладка Layout предназначена для определения границы построения требуемых карт, а в закладке Mapping предлагаются различные алгоритмы построения поверхностей. Походящий алгоритм выбирается из соображений более корректного, с геологической точки зрения, отображения моделируемой поверхности.

4. Определить положения внешнего и внутреннего контуров водонефтяного контакта.

- В контейнер Clipboard находится линия пересечения поверхности контакта поочередно с кровлей и подошвой коллектора;

- для этого активизируется поверхность контакта;

- кликнуть ПКМ на контейнер, содержащий кровлю (подошву) коллектора выбрать опцию Task;

- перейти к операции Operation и из выпадающего меню выбрать опцию «Intersect». Линии пересечения сохранятся в

контейнере Clipboard, это и будут внешний и внутренний контуры водонефтяного контакта.

5. Построить карты эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин.

Для построения карты эффективных толщин необходимо:

- кликнуть ПКМ на контейнер Horizons, выбрать опцию Task и далее из выпадающего меню перейти к операции Mapping – Isohort mapping. Далее в выпадающем окне последовательность действий аналогичен построению структурных поверхностей.

Для построения карты эффективных нефтенасыщенных толщин необходимо:

- скопировать в контейнер карту эффективных толщин и вырезать из нее внутренним контуром с помощью логической операции чисто нефтенасыщенную часть карты;

- задать равным нулю внешний контур ВНК с помощью скалярной операции, поскольку на внешнем контуре ВНК нефтенасыщенные толщины отсутствуют;

- прибавить к вырезанной части карты эффективных толщин нулевой внешний контур ВНК;

- конвертировать полученную поверхность в точки и загрузить в контейнер соответствующей изохоры;

- в этот же контейнер добавить контейнер «Zero poligons» и поместить в него обнуленный внешний контур водонефтяного контакта;

- в разделе Input/output включить опцию «Poligons» и в ней включить Zero polygon. При этом в области Inside установить опцию «From surface», а в области «Outside polygons» - «Zeros».

6. Построить карт пористости и нефтенасыщенности.

Карты пористости и нефтенасыщенности строятся по скважинным данным. Построение происходит аналогично построению карты эффективной толщины (см.п.5).

7. Определить параметров залежи

- для подсчета площади нефтеносности продуктивного пласта кликнуть ПКМ на полученную карту эффективных нефтенасыщенных толщин выбрать опцию Task и далее из выпадающего меню перейти к операции «Statistics»;

- выбрать в закладке «Table» строку «Projected area» - в ней указана площадь залежи в единицах m^2 ;

- в строке «Volume» содержится значение эффективного нефтенасыщенного объема залежи в единицах m^3 .

8. Подсчитать запасы нефти и растворенного в нефти газа.

- используя полученный объем нефтенасыщенных толщин и необходимые для подсчета дополнительные параметры (см. практическую работу №6), по формуле (1) подсчитать начальные геологические запасы нефти/газа.

9. По результатам подсчета запасов с использованием программного комплекса:

- сравнить объемы запасов, полученных при подсчете «ручным» методом и с помощью созданной геологической модели.

- в случае значительного расхождения, проанализировать полученные результаты и дать обоснование полученным расхождениям.

Выгрузить карты структурные и карты эффективных толщин для использования их при оформлении в практической работе.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №8

Оценка локализованных ресурсов объемным методом

Согласно «Методических рекомендации к классификации запасов» ресурсы категории D0 выделяются на подготовленных к бурению ловушках в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью и в нескрытых бурением возможно продуктивных пластах открытых месторождений. Основанием для постановки поискового бурения на площади является наличие структуры (ловушки), подготовленной комплексом геолого-геофизических исследований для глубокого бурения в соответствии с действующими требованиями и сделанной оценкой подготовленных ресурсов категории D0.

Для оценки ресурсов категории D0 устанавливаются:

а) наличие объекта (структурной, тектонически-экранированной, стратиграфической, литологической ловушки или

их совокупности), подготовленного сейсмическими методами, прошедшими апробацию в установленном порядке;

б) степень подтверждаемости размеров и форм подобных объектов в пределах района - по данным глубокого бурения;

в) форма и размеры ловушки, изученные кондиционной сеткой сейсмических профилей; условия залегания предполагаемых залежей по результатам геолого-геофизических исследований, прошедших апробацию в установленном порядке;

г) наличие пластов-коллекторов, их толщины и фильтрационно-емкостные свойства, а также наличие покрышек - на основании структурно-фациального анализа, опирающегося на данные глубокого бурения на объектах-аналогах;

д) состав и свойства углеводородов - по аналогии с данными по залежам сходного строения в тех же пластах, открытых месторождений данного нефтегазоносного района;

е) коэффициенты заполнения ловушек нефтью или газом - по аналогии с изученными месторождениями на основании анализа условий формирования углеводородов нефтяных и газовых залежей в пределах данной структурно-фациальной зоны данного нефтегазоносного района;

ж) положение ВНК, ГВК, ГНК, контролирующих возможную площадь нефтегазоносности, которое определяется путем анализа геолого-структурных условий, закономерностей изменения положения контактов того же пласта в соседних залежах - по картам изоконтактов или с учетом коэффициентов заполнения ловушек этих залежей на основе известных закономерностей их формирования в пределах данного нефтегазоносного района;

з) коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата аналогии с изученными залежами в тех же пластах месторождений данного нефтегазоносного района.

Локализованные ресурсы нефти и газа (категория D_л) - оцениваются в возможно продуктивных пластах в ловушках, **выявленных** по результатам поисковых геологических и геофизических исследований в пределах районов с доказанной и предполагаемой промышленной нефтегазоносностью.

Локализованные ресурсы нефти и газа используются при планировании геологоразведочных работ с целью подготовки наиболее перспективных объектов для проведения площадных геофизических работ (сейсморазведка, гравиразведка, магниторазведка и пр.).

Объектами подсчета перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата (категории D_0) служат:

- подготовленные к глубокому бурению сейсморазведочными методами ловушки, структурного и неструктурного типов на перспективной площади в каждом пласте (горизонте), продуктивность которых установлена на соседних месторождениях, расположенных в одной структурно-фациальной зоне с этими ловушками;

- еще не вскрытые бурением пласты (горизонты), если их продуктивность установлена на других месторождениях, находящихся с изучаемыми в пределах одной структурно-фациальной зоны.

Перспективные ресурсы площади определяются суммой ресурсов, подсчитанных в каждом пласте (горизонте), наличие которого в разрезе и возможная продуктивность, соответственно, установлены на основании структурно-фациального анализа и аналогии с изученными месторождениями, исходя из условий формирования нефтяных и газовых месторождений-аналогов.

Оценка перспективных ресурсов нефти и газа, также, как и подсчет запасов, производится **объемным методом**, однако по сравнению с подсчетом запасов большинство параметров подсчета локализованных ресурсов плохо обоснованы и либо принимаются непосредственно по данным сейсморазведки, либо по статистическим зависимостям, либо по аналогии.

Оценку локализованных ресурсов нефти и газа объемным методом проводят в следующей последовательности:

- определение площади прогнозной залежи (исходя из площади, амплитуды и прогнозируемой высоты);
- определение прогнозной толщины пласта или толщи коллектора (исходя из прогнозируемого коэффициенты залежи песчанности);

- определение прогнозного объема пород-коллекторов, которые могут содержать углеводороды;
- определение средней пористости пород-коллекторов (по аналогии) ;
- определение средней нефтегазонасыщенности пород-коллекторов (по аналогии) ;
- приведение объема углеводородов к стандартным условиям.

в) форма и размеры ловушки – *используется для оценки площади, амплитуды*; Начальные геологические ресурсы нефти подсчитываются по известной формуле:

$$Q_{н0} = F \cdot h_{эф,н} \cdot K_{п} \cdot K_{н} \cdot \theta \cdot \delta \quad (10)$$

где $Q_{н0}$ - начальные геологические ресурсы нефти, тыс. т;

F – прогнозная площадь залежи, тыс. м²;

$h_{эф,н}$ – прогнозная эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

$K_{п}$ – прогнозный коэффициент открытой пористости, доли ед.;

$K_{н}$ – прогнозный коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

θ – прогнозный пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли ед.;

δ – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³.

При подсчете локализованных ресурсов используются следующие единицы измерения: толщина в метрах; давление в мегапаскалях (с точностью до десятых долей единицы); площадь в тысячах квадратных метров; плотность нефти, газа, конденсата и воды в килограммах на кубический метр (с точностью до тысячных долей единицы); коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности в долях единицы с округлением до сотых долей; коэффициенты извлечения нефти и конденсата в долях единицы с округлением до тысячных долей.

Требования Методических рекомендаций по оценке ресурсов категории D_0 для использования в формуле объемного метода точно не определены.

К наиболее неопределенными к применению являются такие как: «успешность ГРП, подтверждаемость ресурсов, свойства флюидоупоров».

С целью более однозначной трактовки устанавливается связь между требованиями «Методических указаний» и параметрами, входящими в формулу объемного метода:

а) наличие объекта, выделенного сейсморазведкой – *определяет принципиальную возможность оценки ресурсов;*

б) степень подтверждаемости размеров и форм подобных объектов в пределах района – *определяется через коэффициенты подтверждаемости, достоверности и сходимости*

в) условия залегания предполагаемых залежей – *используется для определения коэффициента заполнения, т.е. для оценки площади и высоты залежи;*

г) «наличие пластов-коллекторов, их толщины и фильтрационно-емкостные свойства» – *возможно использование по аналогии для определения общих и эффективных насыщенных толщин, а также определения коэффициента пористости;*

д) «использование структурно-фациального анализа» – *используется на этапе оценки коллекторских свойств и сравнения с месторождениями-аналогами.*

е) «а также наличие покрышек» - *опосредованно можно использовать для уточнения коэффициента заполнения;*

ж) «состав и свойства углеводородов» - *используется по аналогии для определения плотности, газо-и конденсатосодержания, пересчетного (объемного) коэффициента;*

з) коэффициенты заполнения ловушек нефтью или газом – *важнейший параметр, принимаемый по аналогии для определения площади и высоты предполагаемых залежей;*

и) положение ВНК, ГВК, ГНК – *используется, как и предыдущий, для определения площади (принимается по аналогии);*

к) коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата - *непосредственно используется в формуле (принимается по аналогии).*

Таким образом, большая часть требований, изложенных в Методических рекомендациях может быть использована при

определении двух составляющих, входящих в формулу подсчета объемным методом – площади и опосредованно отражающихся на выделении эффективных толщин - амплитуды ловушки, выраженной в высоте предполагаемой залежи.

Единственными возможностями повышения достоверности подсчетных параметров являются использование большего количества аналогов и выявления статистически установленных параметров, свойственных генетически близких к прогнозному объекту.

Для определения предполагаемой площади залежи за основу принимаются структурные построения, выполненные на перспективной площади по каждому возможно продуктивному пласту (чаще всего без исправления на кровлю проницаемого пласта в связи с отсутствием данных бурения).

При совпадении структурных планов ОМГ и нефтегазоносного пласта в пределах исследуемой структурно-фациальной зоны применяются структурные карты ОМГ, составленные по данным сейсморазведки, структурного бурения или комплекса этих методов.

Если установлено закономерное несовпадение указанных структурных планов (плановое или амплитудное несоответствие), то предварительно выполняются структурные построения позволяющие учесть это несовпадение.

Площадь нефтеносности (газоносности), в основном определяющая объемы подсчитанных ресурсов, зависит от закономерностей определения положения ВНК, (ГВК и ГНК) и может существенно варьировать в зависимости от типа ловушки закономерностей распространения коллекторов в ловушке.

При выклинивании пласта (стратиграфическом срезании) или литолого-фациальном замещении коллектора в пределах структуры прогнозируемая площадь залежи, соответственно сокращается.

Влияние этих факторов на возможную величину площади нефте(газо)носности залежи перспективной структуры может быть учтено несколькими способами в зависимости от условий залегания

нефти и газа в разведанных залежах, расположенных в одной с перспективными площадями структурно-фациальной зоне.

При этом способы определения возможных нефте(газо)носных площадей должны увязываться со способами обоснования эффективных нефтегазонасыщенных толщин пласта.

Важнейшим показателем, используемым при оценке локализованных ресурсов, является определение величины средней эффективной нефте(газо)насыщенной толщины предполагаемой залежи, который зависит от типа залежи, ее высоты, доли коллекторов в разрезе и пр.

Если перспективная структура расположена между разведанными залежами **пластового** типа, то среднее значение параметра определяется путем интерполяции между средними значениями эффективной нефте(газо)насыщенной толщины этих залежей.

Одним из наиболее эффективных способов определения нефтенасыщенных толщин при оценке локализованных ресурсов является статистический способ, который применим при достаточно большой разбуренности локальных объектов в пределах НГО и имеющихся данных о таких показателях как коэффициент песчаности и коэффициент расчлененности и выявленные связи с высотой и альтитудой структур.

Крайне важно при этом использовать корректные данные, относимые к соответствующему комплексу.

В залежах массивного типа среднее значение эффективной нефте(газо)насыщенной толщины пласта должно определяться с учетом соотношения, установленного в аналогичных отложениях доли коллекторов (песчаности) к высоте залежи.

Необходимость применения коэффициента заполнения ловушек рекомендована ГКЗ с целью исключения возможности завышения ресурсов.

Учет этого коэффициента при подсчете перспективных ресурсов нефти и газа также определяется Методическими рекомендациями по применению действующей Классификации запасов.

Определение предполагаемой площади перспективной структуры с помощью коэффициента заполнения ловушек целесообразно, если:

- структура подготовлена структурным бурением или структурным бурением в комплексе с сейсмическими методами по ОМГ, расположенным значительно выше продуктивных пластов (горизонтов);

- на разведанных залежах установлено выклинивание или литолого-фациальное замещение пласта (горизонта) на всю толщину;

- некоторые структуры, расположенные по соседству с перспективной, при разбуривании оказались непродуктивными.

Определение предполагаемой площади перспективной структуры с помощью коэффициента заполнения ловушек целесообразно, если:

- структура подготовлена структурным бурением или структурным бурением в комплексе с сейсмическими методами по ОМГ, расположенным значительно выше продуктивных пластов (горизонтов);

- на разведанных залежах установлено выклинивание или литолого-фациальное замещение пласта (горизонта) на всю толщину;

- некоторые структуры, расположенные по соседству с перспективной, при разбуривании оказались непродуктивными.

Таким образом, важнейшими показателями, определяющими объем предполагаемой залежи служат непосредственно принимаемые на основании структурных построений по данным сейсморазведки по конкретному ОГ, приуроченному к перспективному пласту (ближайший к нему в разрезе и в пределах рассматриваемого НГК) **площадь и амплитуда ловушки.**

Для определения **площади предполагаемой залежи** необходимо использовать наряду с площадью ловушки выявленные зависимости по коэффициентам заполнения ловушек, свойственных конкретному нефтегазоносному комплексу и установленным для конкретной нефтегазоносной области. Последнее наиболее важно для оценки объемов массивных залежей.

По соотношению амплитуды ловушки и принятому по аналогии коэффициенту заполнения определяется высота предполагаемой залежи и исходя из нее проводится на структурной карте прогнозируемый контур нефте-(газоносности), что, в свою очередь, определяет площадь прогнозируемой залежи.

Кроме того, такая важнейшая характеристика, непосредственно определяющая объем предполагаемой залежи, как эффективная нефте-(газо)насыщенная толщина также определяется исходя из сейсмических построений и, в большинстве случаев, зависит от высоты залежи. В меньшей мере зависят от высоты пластовые залежи с маломощными продуктивными пластами.

Наиболее разработанным подходом по определению эффективной толщины является предлагаемая в некоторых работах /10,11/ методика использования (наряду с возможностью принятия значений по аналогии) высоты предполагаемой залежи (статистические данные) и коэффициента песчаности (статистические данные или данные аналога). Такой подход позволяет исключить грубые ошибки в ту или иную сторону при принятии значений эффективной толщины для расчетов объемов.

Коэффициенты открытой пористости, нефтенасыщенности, пересчетный коэффициент, плотность нефти, а также газовый фактор и коэффициент извлечения нефти для оценки локализованных ресурсов нефти, а также газонасыщенности, начального пластового давления и температуры пластов для оценки локализованных ресурсов газа принимаются по аналогии в пределах одновозрастного с оцениваемым комплексом и в пределах единого нефтегазоносного района, а при отсутствии таковых в пределах нефтегазоносной области.

Порядок выполнения лабораторной работы №8

1. Получить раздаточный материал у преподавателя
2. Определить высоту залежи исходя из статистически установленных коэффициентов заполнения ловушек.

На первом этапе определяется амплитуда ловушки исходя из представленных структурных карт и согласно последней замыкающей структуру изогипсы (необходимо учесть

дополнительный прирост амплитуды в наиболее гипсометрии высокой точке структуры в случае отсутствия профилей или значений отметок до 1/2 значений между изогипсами). Например, при сечении изогипс 10 м амплитуда может быть увеличена на 5 м.

Определяется высота ловушки исходя из значений коэффициентов заполнения ловушек аналогичных комплексов. Далее проводится внешний контур нефтегазоносности на структурной карте исходя из определенной высоты прогнозной залежи. В случае несовпадения отметок контура с конкретной изогипсой внешний контур проводится между ближайшими изогипсами с учетом интерполяции между ними.

В соответствии с построенным контуром прогнозируемой залежи определяется ее площадь и заносится в таблицу 2.

3. Определить площадь нефтеносности прогнозируемой залежи исходя из значений коэффициента заполнения ловушек, амплитуды и площади ловушки.

На следующем этапе практической работы путем перемножения значения высоты прогнозируемой залежи и коэффициента песчаности определяется максимальная нефтенасыщенная толщина для массивной залежи. Средняя эффективная толщина принимается как половина (с учетом интерполяции от максимального значения на нулевые значения на контуре нефте-(газо)носности) максимальной толщины. Для пластовых залежей делается сопоставление максимальной нефтенасыщенной толщины, полученной из расчетов данной практической работы с толщиной пластов одновозрастных аналогичных месторождений. В случае превышения средних значений толщин пластов аналогов, полученные из расчетов, принимаются последние. В обратном случае принимаются значения толщин пластов аналогов. Значение средней толщины заносится для расчета объемов в таблицу 2.

4. Оценить локализованные ресурсы нефти, подготовленной к бурению сейсморазведкой локальной структуры. Оценить величину возможного прироста запасов с учетом статистических параметров для нефтегазоносного комплекса.

Используя таблицу подсчетных параметров залежей аналогов заполняются все остальные графы таблицы 2. По формулам подсчета запасов объемным методом выполняется оценка локализованных ресурсов нефти, подготовленной к бурению сейсморазведкой локальной структуры.

Завершением практической работы является оценка возможного прироста запасов с использованием коэффициента достоверности или с учетом двух коэффициентов (успешности поискового бурения и коэффициента подтверждаемости ресурсов). Приводится сравнение результатов оценки прироста запасов.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №9

Оценка прогнозных ресурсов методом геологических

Существуют два основных подхода к количественному решению задач прогноза нефтегазоносности:

- на основе установления зависимостей между концентрацией ресурсов и геологическими, геофизическими и геохимическими параметрами;

- на основе установления зависимостей между показателями динамики и характеристиками процесса освоения ресурсов.

К основным методам оценки ресурсов нефти и газа первого типа относятся такие как: объемно-статистический, объемно-балансовый, объемно-генетический и метод сравнительных геологических аналогий; второго типа - историко-статистический и вероятностно-статистический.

Также существуют различные модификации статистических подходов к оценке (способ оценки ресурсов по удельной плотности на единицу площади, способ оценки ресурсов по удельной плотности на единицу объема и способ оценки ресурсов по запасам, приходящихся на осредненную структуру).

Все перечисленные методы и способы оценки предполагают наличие определенной геолого-геофизической изученности перспективных районов и соответственно наличия набора геологических характеристик и установленных параметров, а также

выявленных закономерностей. Уместность применения того или иного метода зависит от изученности.

Объемно-генетический метод (ОГМ) заключается в выявлении нефтегазоматеринских толщ, изучении истории их развития (состав ОБ, степень метаморфизма, термическая история и др.), в определении наиболее оптимальных для нефтегазогенерации областей (очаги нефтегазогенерации), оценка путевых потерь от очагов генерации к зонам нефтегазоаккумуляции (рассеивание, восстановление форм железа и серы и др.), и главное – в оценке возможных генерированных количеств нефти и газа в том или ином очаге (коэффициент эмиграции) и количеств их в зонах аккумуляции (коэффициент аккумуляции).

Объемно-статистический метод (ОСМ) заключается в количественном сравнении плотностей ресурсов (объемных и площадных) хорошо изученных территорий с той или иной малоизученной территорией. Основоположник метода – М.Ф. Двали (1964) вначале сравнивал все хорошо изученные платформы (без разделения на молодые и древние) с любыми неизученными платформами, равно как и складчатые и прискладчатые области с таковыми же малоизученными.

Метод геологических аналогий (сравнительных геологических аналогий)

Метод основан на сравнении хорошо изученных объектов или районов – эталонных участков – с близлежащими, сходными по литологии, тектоническому положению и условиям сохранности структурами и площадями. Как правило, внутренние аналогии наиболее достоверны в пределах единых НГО, обладающих относительно устойчивыми нефтегазогеологическими характеристиками на всей их площади (литология, толщины, коллекторские свойства, покрышки и др.) или надежно предсказуемыми такими характеристиками (изменения толщин и коллекторских свойств в том или ином направлении, выклинивание отдельных горизонтов, приближенность или удаленность от очагов генерации и др.).

Решающее значение при использовании метода геологических аналогий приобретает корректность (сравнимость)

применяемых показателей нефтегазоносности, обеспечивающаяся относительно однородными условиями нефтегазообразования. Что в свою очередь возможно только в пределах единых НГК и НГО.

Метод сравнения геологических количественных показателей, непосредственно базируется на имеющихся результатах подсчета запасов и оценки локализованных ресурсов нефти и газа и соответственно неприменим к регионам, нефтегазоносность которых не установлена.

Важной особенностью является необходимость использования ограниченного числа сравниваемых показателей (от 4 до 6). Заблуждением является представление о том, что увеличение их числа приводит к увеличению точности прогноза. Чаще происходит наоборот - увеличение числа рассматриваемых показателей увеличивает трудоемкость и вносит большую неопределенность в оценку, поскольку либо не может быть обеспечена корректным сравнением дополнительных показателей, либо они являются производным показателями от уже использованных и учтенных.

Среди наиболее значимых и сравнимых можно выделить следующие показатели:

- толщина нефтегазоносного комплекса или его части, соответствующей природному резервуару (доля пород-коллекторов - песчанистость);
- литолого-фациальная однородность (изменчивость);
- емкостные свойства пород;
- площадь аккумуляции углеводородов (региональная и зональная -структурный фактор или структуроносность, удельная площадь ловушек);
- глубина залегания комплекса;
- качество покрывки (толщина, литология)
- связь с очагом нефтегазообразования (удаленность, региональные уклоны).

На основании сравнения указанных показателей на расчетном участке и на хорошо изученном эталоне вводятся поправочные коэффициенты.

На основе этих показателей выводится сводный коэффициент аналогии, получаемый как произведение всех поправочных коэффициентов и отражающий соотношение плотности ресурсов на расчетном участке и эталоне.

Удельные плотности запасов и ресурсов на эталоне могут быть представлены величинами на единицу площади, на единицу объема или на осредненную структуру.

Ресурсы оцениваемого участка определяются как произведение удельной плотности запасов на эталоне на сводный коэффициент аналогии.

Необходимо отметить, что прогноз таких показателей, как толщина продуктивной части разреза, емкостные свойства пород, качество покрышек в неизученных частях района также достаточно неопределен и неточен, что неизбежно приводит к ухудшению точности оценки ресурсов и необходимости применения региональных обобщений и использования более «грубых» методов оценки, например, бассейнового моделирования – аналога объемно-генетического метода.

Важно при оценке методом геологических аналогий соблюдать **требования к выбору эталонных участков.**

Основные требования к эталонным участкам:

- однородность геологического строения и нефтегазоносности эталонного участка и подобие их с условиями расчетного участка;
- замкнутость в структурно-миграционном отношении;
- расположение в едином элементе тектонического районирования;
- хорошая буровая и геофизическая изученность, а совокупность включаемых в участок залежей должна отражать фактическое разнообразие их в регионе;
- достаточные запасы категорий C1+C2;
- представительность эталона и недопустимость включения в выборку месторождений с исключительными для региона по количеству и качеству запасами;
- корректность определения площади участка;

Плотность ресурсов на эталоне определяется путем деления суммы: накопленная добыча + запасы категорий C1+C2+локализованные ресурсы D0 (с коэффициентом достоверности) на площадь эталона.

В Методическом руководстве по количественной оценке ресурсов определено требование о том, что площадь расчетных участков не должна превышать площадь эталона более чем в 2 раза. При этом также важно, чтобы сравниваемые показатели не отличались по количественным характеристикам в ту или иную сторону более чем в два раза. Т.е. частные коэффициенты аналогии могут варьировать в диапазоне от 0,5 до 2,0.

Последовательность шагов при проведении оценки методом сравнительных геологических аналогий:

1. Уточнение нефтегазогеологического районирования.
2. Расчленение разреза на нефтегазоносные и нефтегазоперспективные комплексы.
3. Построение карт критериев нефтегазоносности: карт толщин комплексов; структурных карт по ОГ, близких к поверхности НГК; литолого-фациальных карт; карт прогноза коллекторов; карт развития покрышек; карт природных резервуаров; карты зон нефтегазонакопления и т.п.
4. Выделение в пределах нефтегазоносных комплексов хорошо изученных участков, где получены положительные (выявлены залежи) и отрицательные результаты ГРП (эталонных участков).
5. Расчет плотностей ресурсов, полученных на эталонных участках, являющихся результатом сложения запасов и ресурсов локальных неразбуренных структур с коэффициентами достоверности разделенных на площадь оконтуренного эталонного участка.
6. Выделения расчетных участков, характеризующихся общностью геологического строения (чаще всего частей нефтегазоносных районов) и небольшими вариациями критериев нефтегазоносности.

7. Последовательное сравнение всех параметров на расчетных и эталонном участке в пределах рассматриваемого комплекса.

8. Получение частных коэффициентов аналогий по всем сравниваемым критериям (толщине, структуроносности, доле коллекторов, качеству покрышек, удаленности от очага генерации, наличия толщ, обеспечивающих миграцию, наличия тектонических нарушений и пр.).

9. Расчет сводного коэффициента аналогий путем произведения частных коэффициентов аналогий.

10. Расчет плотностей ресурсов на расчетных участках, полученных путем произведения плотностей ресурсов на эталоне и сводного коэффициента аналогии.

11. Расчет начальных суммарных ресурсов полученных путем произведения плотностей ресурсов на расчетном участке и площади расчетного участка.

Порядок выполнения лабораторной работы №9

1. Получить раздаточный материал у преподавателя.

2. Сравнить показатели нефтегазоносности расчетного и эталонного участков и получение частных коэффициентов аналогий.

На основании исходных данных по объемам запасов и локализованных ресурсов месторождений и локальных объектов, расположенных в пределах выделенных эталонных участков, произвести расчет плотностей ресурсов этих участков. Плотность ресурсов на эталоне определяется как сумма запасов всех категорий по залежам, расположенным в пределах оцениваемого нефтегазоносного комплекса и локализованных ресурсов, подготовленных к бурению неразбуренных объектов (с учетом коэффициента перевода ресурсов в запасы – коэффициента достоверности ресурсов) на площадь оконтуренного эталонного участка. Полученное значение удельной плотности вписывается в таблицу 12 для дальнейших расчетов удельных плотностей ресурсов на расчетном участке.

3. Определить удельную плотность ресурсов на эталонном участке.

Выполнить последовательное сравнение всех рассмотренных показателей нефтегазоносности на расчетном и эталонном участке в пределах рассматриваемого комплекса. Получить частные коэффициенты аналогий по всем сравниваемым критериям (толщине, структуроносности, доле коллекторов, качеству покрышек, удаленности от очага генерации, наличия толщ, обеспечивающих миграцию, наличия тектонических нарушений и пр.). По результатам заполнить таблицу, характеризующую все частные коэффициенты аналогии. Выполнить расчет сводного коэффициента аналогий путем произведения частных коэффициентов аналогий, позволяющего сравнивать потенциал эталонного участка с расчетным. Вписать значения в таблицу.

4. Рассчитать удельную плотность ресурсов на расчетном участке.

Выполнить расчет плотностей ресурсов на расчетных участках, полученных путем произведения плотностей ресурсов на эталоне и сводного коэффициента аналогии. Выполнить расчет начальных суммарных ресурсов, полученных путем произведения плотностей ресурсов на расчетном участке и площади расчетного участка. Используя фазовое соотношение нефти и газа на эталонном участке рассчитать долю НСР, приходящуюся на нефть и долю, приходящуюся на газ (геологические ресурсы).

4. Используя исходную таблицу с учетом коэффициента извлечения нефти (суммарно для всех запасов и ресурсов нефти) на эталоне определить извлекаемые ресурсы $D_0 + D_1$ расчетного участка.

5. Оценить ресурсы нефти и газа методом геологических аналогий.

В соответствии с уже локализованными ресурсами, подготовленных к бурению сейсморазведкой и выявленных сейсморазведкой, рассчитать исходя из полученных НСР расчетного участка прогнозные ресурсы нефти и газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная литература

1. *Бжицких Т.Г.* / Подсчет запасов углеводородов объемным методом: Методические указания к выполнению цикла лабораторных работ по дисциплине «Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа» Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. 28 с.
2. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ Утверждена Приказом Министерства природных ресурсов РФ от 07.02.2001 г. №126.
3. *Гутман И.С.* Методы подсчета запасов нефти и газа: Учебник. М.: Недра, 1985. 223 с.
4. *Гутман И.С., Саакян М.И.* Методы подсчета запасов и оценки ресурсов нефти и газа: Учебник Москва : Недра, 2017. 363, [3] с.
5. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утвержденной Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 г. №477

Дополнительная литература

6. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. М.: Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 262с.
7. Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждено распоряжением Минприроды № 3-Р от 01.02.2016г.
8. Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. М.: ВНИГНИ, 2010. 96 с.
9. *Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д.* / Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ - резерв сырьевой базы углеводородов России / -Под ред. О.М. Прищепы. СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. 323 с. Труды ВНИГРИ.
10. *Прищепа О.М.* Комплексный способ количественной оценки ресурсов нефти и газа в зонах нефтегазонакопления // Нефтегазовая

геология. Теория и практика. 2011. Т. 6. № 4.
http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2011.pdf

11. Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. Утверждены Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 28.12.2015 № 564

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
Лабораторная работа №1.....	5
Лабораторная работа № 2	12
Лабораторная работа №3.....	17
Лабораторная работа №4.....	20
Лабораторная работа №5.....	25
Лабораторная работа №6.....	25
Лабораторная работа №7.....	34
Лабораторная работа №8.....	37
Лабораторная работа №9.....	47
Список литературы.....	54