

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению лабораторных работ
по дисциплине «Проектирование комплекса
поисково-разведочных работ на нефть и газ»
для специальности 21.05.03 Технология геологической разведки

Ставрополь
2026

СОДЕРЖАНИЕ

Лабораторная работа 1 Проектирование комплекса геологоразведочных работ на нефть и газ на региональном этапе	4
Лабораторная работа 2 Проектирование комплекса геологоразведочных работ на нефть и газ на стадиях выявления и подготовки объектов к поисково-оценочному бурению	7
Лабораторная работа 3 Критерии прогноза объемов залежи	11
Лабораторная работа 4 Определение расстояний между поисковыми скважинами	13
Лабораторная работа 5 Размещение поисковых скважин по методу «критического» направления	15
Лабораторная работа 6 Метод размещения поисковых скважин по радиальным профилям	18
Лабораторная работа 7 Заложение скважин по методу клина	20
Лабораторная работа 8 Способ размещения скважин на массивных залежах	22
Лабораторная работа 9 Определение количества, системы размещения и очередности бурения поисково-оценочных скважин на структурных ловушках	24
Лабораторная работа 10 Определение положения контактов УВ-вода по методам регионального гидростатического давления и В.П. Савченко	27
Лабораторная работа 11 Определение количества, системы размещения и очередности бурения поисково-оценочных скважин при поисках рифогенных залежей	30
Лабораторная работа 12 Определение количественных показателей эффективности поискового бурения	33
Лабораторная работа 13 Определение количества, системы размещения и очередности бурения разведочных скважин при разведке залежей структурного класса	38
Лабораторная работа 14 Проектирование горно-геологических условий проводки скважин	40
Лабораторная работа 15 Осложнения, возникающие в процессе проводки скважин	45
Лабораторная работа 16 Обоснование типовой конструкции скважин	49
Лабораторная работа 17 Термометрия в скважинах	53
Лабораторная работа 18 Газовый каротаж в скважинах	56
Список рекомендуемой литературы	59

Лабораторная работа 1

Проектирование комплекса геологоразведочных работ на нефть и газ на региональном этапе

Цель работы. Познакомить студентов с методикой проектирования геологоразведочных работ на нефть и газ на региональном этапе

Теоретическое обоснование. Целью региональных геолого-геофизических работ является изучение основных закономерностей геологического строения слабо исследованных осадочных бассейнов и их участков и отдельных литолого-стратиграфических комплексов, оценка перспектив их нефтегазоносности и определение первоочередных районов и литолого-стратиграфических комплексов для постановки поисковых работ на нефть и газ на конкретных объектах.

На региональном этапе обосновываются наиболее перспективные направления дальнейших исследований и проводится выбор первоочередных объектов – нефтегазоперспективных районов и зон, перспективных комплексов.

Типовой комплекс региональных работ, наряду с другими исследованиями, включает сейсморазведочные работы по системе опорных профильных пересечений и бурение опорных и параметрических скважин на опорных профилях в различных структурно-фациальных условиях.

Общее целевое назначение региональных исследований состоит в создании необходимой геологической основы для уверенной качественной и количественной оценки перспектив нефтегазоносности недр крупных территорий или новых структурных этажей, для выделения вероятных зон нефте- и газонакопления и нефтегазоносных комплексов.

Изучение структурных планов и определение типов деформаций осадочной толщи, вмещающей и контролирующей залежи нефти и газа, — главная задача региональных исследований. Ее решение предопределяет размещение поисковых работ. Предпочтение при этом отдается изучению структурных этажей, находящихся в интервале доступных для бурения глубин.

Следующая группа задач региональных исследований относится к изучению геологического разреза территории и его нефтегазоносности. Эти задачи решаются с помощью бурения опорных и параметрических скважин, а также путем обследования естественных выходов пластов в горных районах, обрамляющих многие нефтегазоносные бассейны. При этом изучаются возрастная, литологическая и гидрогеологическая характеристики разрезов, их нефтегазоносность (прямые и косвенные признаки), термобарические условия недр.

Опорные и параметрические скважины размещают на основании общих геологических и геофизических данных и принятой рабочей гипотезы о строении района в наиболее перспективных согласно этой гипотезе зонах. В отдельных случаях проводится бурение параметрических скважин по профилю или системе профилей.

В процессе региональных исследований не только решаются геологические задачи, но и отрабатываются методы исследований, отбираются, опробуются и совершенствуются наиболее эффективные из них. Это относится к геофизическим исследованиям — полевым и промысловым, а также к геохимическим, гидрогеологическим работам, конструкции скважин и т. д. Данные геофизических, главным образом сейсмических, исследований на последующей стадии поисковых работ, т. е. при подготовке площадей к поисковому бурению, должны отличаться более высокой степенью надежности. Поэтому при проводке опорных и параметрических скважин на стадии региональных исследований производится определение тех физических свойств горных пород, от знания которых зависит точность интерпретации геофизических данных (плотность, скорость распространения упругих колебаний, удельное электрическое сопротивление).

Комплекс региональных исследований проводится по схеме, которая обеспечивает возможность взаимной увязки данных, получаемых различными методами, а также извлечение наиболее полной и точной геологической информации из материалов геофизических наблюдений.

Рациональная схема предполагает проведение региональных сейсмических и электроразведочных профилей через пункты бурения опорных или параметрических скважин. При такой взаимной увязке положения скважин и геофизических профилей, во-первых, создается возможность прямого использования точных физических параметров вскрытого разреза (скорость распространения упругих колебаний, плотность, электрическое сопротивление) для интерпретации геофизических материалов. Во-вторых, геологические данные бурения (положение в разрезе стратиграфических и физических границ) наносятся на геофизический профиль и распространяются таким образом на большую территорию.

Таким образом, рациональная и эффективная схема региональных исследований включает в себе возможность последовательного расширения достоверной геологической информации о районе по отдельным точкам на большую площадь. Геологические границы, вскрытые скважиной, наносят на геофизический профиль или систему взаимоувязанных профилей. Если при этом устанавливаются какие-либо видимые закономерные связи между ними,

то важная геологическая информация может быть распространена на значительную площадь.

Аппаратура и материалы. Структурные карты, временные сейсмические разрезы.

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

На структурную карту нанести минимально необходимые проектные параметрические скважины и систему взаимоувязанных сейсмических профилей. Составить пояснительную записку, в которой геологически обосновываются местоположение и количество параметрических скважин, система расположения и протяженность сейсмических профилей.

Содержание отчета и его форма

Структурная карта и пояснительная записка к ней.

Контрольные вопросы

1. Какова основная цель регионального этапа геологоразведочных работ?
2. Какие геологические задачи решаются при проведении региональных исследований?
3. Назовите основные общие принципы рационального проведения региональных исследований.
4. Перечислите основные направления прогноза нефтегазоносности на региональном этапе геологоразведочных работ.

Список литературы

1 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. 1, 2. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2012. – 412 с.: ил.

2 Методические указания по составлению геологических проектов и дополнений к ним. – М.:ВНИГНИ, 1996. – 140 с.

3 Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ/ Э.А.Бакиров, В.И.Ларин, Э.Л.Рожков и др. - М.: Недра, 1988, 264 с.

Лабораторная работа 2

Проектирование комплекса геологоразведочных работ на нефть и газ на стадиях выявления и подготовки объектов к поисково-оценочному бурению

Цель работы. Познакомить студентов с методикой проектирования геологоразведочных работ на нефть и газ на стадиях выявления и подготовки объектов к поисково-оценочному бурению

Теоретическое обоснование.

Объектами проведения работ на стадиях выявления и подготовки объектов к поисково-оценочному бурению являются районы с установленной или возможной нефтегазоносностью.

Исходя из этого, различают ловушки УВ выявленные и подготовленные к поисковому бурению.

Под **выявленными ловушками** следует понимать различные антиклинальные перегибы слоев, зоны выклинивания (замещения, стратиграфического срезания коллекторов) на сейсмических профилях, а также «аномалии типа залежь» (АТЗ) - локальные сейсмические, гравитационные, магнитно-электрические, геохимические, морфоструктурные, фото (на аэрофото- и космических снимках) и другие аномалии, которые прямо или косвенно указывают на благоприятные структурные и литологические условия в нефтегазоперспективных отложениях или свидетельствуют о наличии залежи углеводородов.

Под **подготовленными объектами** понимаются различные виды ловушек (структурные, литологические и стратиграфические), параметры которых – структурная форма, размеры, экранирующие свойства флюидоупоров – определены рациональным комплексом методов с достаточной степенью достоверности и обеспечивают целесообразность введения их в поисковое бурение.

Геолого-геофизические исследования на стадии выявления объектов (ловушек) выполняется на базе региональных исследований. На этой стадии работ решаются такие конкретные задачи, как установление условий залегания и строения (ряда геолого-геофизических свойств) нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных комплексов; выявления перспективных структур (ловушек) нефти и газа и количественная оценка их ресурсов по категории Дл; сравнительное изучение ловушек с целью выбора объектов и очередности их подготовки к поисковому бурению. Завершающим, итоговым документом является карта по учету выявленных перспективных в нефтегазоносном отношении структур (ловушек) и объектов АТЗ.

Объектами проведения работ на стадии подготовки являются выявленные нефтегазоперспективные ловушки УВ и объекты АТЗ.

Задачи, которые решаются на этой стадии, сводятся к детализации строения выявленных перспективных ловушек с целью прогноза пространственного положения предполагаемых залежей; к выбору на основе прогнозной геометризации залежей мест заложения поисковых скважин на подготовленных объектах; к количественной оценке ресурсов на них по категории D₀.

Существуют различные геологические и геофизические методы выявления и подготовки ловушек к поисковому бурению. Как правило, проводится комплексирование методов. Среди геологических методов выделяются разные виды геологических съемок, структурное бурение; среди геофизических – сейсморазведка, магниторазведка, гравиразведка и др.

В настоящее время наиболее результативным геофизическим методом при поисках и подготовке локальных поднятий, в том числе и объектов неантиклинального типа, включая рифовые массивы, является сейсморазведка МОВ (МОГТ).

Сейсморазведка МОГТ на стадии выявления объектов выполняется по поисковой сети (системе взаимоувязанных профилей), а на стадии подготовки отрабатывается детализационная более густая сеть профилей.

В последнее время сейсморазведочные работы на стадии подготовки выполняются площадные сейсмические исследования 3D по пространственной системе наблюдений. При сейсморазведочных работах 3D на изучаемой площади отрабатываются параллельные профили как правило через 100 м, и редкие поперечные - связующие. Сейсморазведка 3D позволяет не только произвести высокоточное картирование объекта, трехмерную визуализацию участка, построение разрезов по любому направлению, но и достаточно часто дать качественную оценку коллекторских свойств и показателей неоднородности природных резервуаров (зоны улучшения, ухудшения параметров).

Поиски локальных поднятий обычно ведутся в пределах установленных структур II порядка (валы, прогибы). Наиболее широко, применяемыми масштабами съемки при поисках структур антиклинального типа являются 1:100 000 - 1:50 000 при густоте профилей МОГТ на 1 км² 0,5-0,7 пог.км. Расстояния между разведочными и связующими профилями зависят от размеров структуры и, как правило, составляют соответственно 1,5-2,0 и 4,0-6,0 км.

Поиски неструктурных ловушек проводятся в зонах регионального выклинивания продуктивных отложений (горизонтов) или их

стратиграфического срезания, вокруг "лысых" вершин антиклиналей и соляных куполов, а также в приразломных зонах. Поиски ловушек этого типа требуют обычно применения более густой сети геофизических профилей с использованием специальных приемов цифровой обработки данных МОГТ по сложным алгоритмам. Для оконтуривания ловушек неструктурного типа, как правило, применяется комплексирование сейсморазведки с бурением параметрических скважин.

При выполнении детальной съемки на локальных антиклинальных структурах густота профилей МОГТ зависит от их размеров и амплитуды и, как правило, составляет от 0,7 до 2-3 пог.км. профилей на 1 км² площади. В старых нефтегазодобывающих районах, где крупные и высокоамплитудные поднятия уже разведаны, детальные геолого-съёмочные работы проводятся на мелких и малоамплитудных поднятиях. Поэтому здесь приходится работать по сгущенной сети профилей. Еще более густая их сеть применяется при подготовке к нефтегазопроисковым работам ловушек неструктурного (неантиклинального) типа.

Аппаратура и материалы. Структурные карты, временные сейсмические разрезы.

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

На структурную карту нанести минимально необходимые проектные системы взаимоувязанных поисковых и детализационных сейсмических профилей. Составить пояснительную записку, в которой геологически обосновываются система расположения и протяженность сейсмических профилей.

Содержание отчета и его форма

Структурная карта и пояснительная записка к ней.

Контрольные вопросы

1. Какие геологические задачи решаются на стадиях выявления и подготовки ловушек?
2. Дайте определение выявленных и подготовленных объектов
3. Какой комплекс геологоразведочных работ выполняется на стадиях выявления и подготовки объектов?

Список литературы

1 Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Приказ №477 Минприроды России от 01.11.2013 г.

2 Методические рекомендации по применению «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Распоряжение №3-р Минприроды России от 01.02.2016 г.

3 Методические указания по составлению геологических проектов и дополнений к ним. – М.:ВНИГНИ, 1996. – 140 с.

4 Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. – Приказ МПР РФ от 7 февраля 2001 г. N 126.

5 Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ/ Э.А.Бакиров, В.И.Ларин, Э.Л.Рожков и др. - М.: Недра, 1988, 264 с.

Лабораторная работа 3

Критерии прогноза объемов залежи

Цель работы. Познакомить студентов с принципами определения объема прогнозируемых залежей нефти и газа

Теоретическое обоснование.

До начала бурения скважин необходимо знать морфологию и примерные размеры прогнозируемой в недрах залежи углеводородов, т.е. иметь объемное представление о ее строении.

Верхняя граница прогнозируемой залежи определяется морфологией кровли возможно продуктивного горизонта или пласта, а нижняя - гипсометрическим положением контуров ее продуктивности (нефте- или газоносности).

Представление о форме поверхности кровли возможно продуктивного горизонта можно получить по структурной карте, построенной на стадии подготовки ловушки к поисковому бурению. Структурные карты, являющиеся важнейшим геологическим документом, определяющим систему расположения поисковых скважин, как правило, составляться в масштабе 1:50000 и крупнее.

В том случае, если в изучаемом районе, исходя из анализа региональных или зональных литофациальных карт и схем стратиграфических срезов и других данных, прогнозируется наличие литологических или стратиграфических экранов, которые могут осложнять антиклинальные ловушки, плановое положение этих экранов необходимо по возможности отражать на структурной основе и учитывать при определении оптимального местоположения первой поисковой скважины. Это также касается и необходимости трассирования прогнозируемых или установленных дизъюнктивных дислокаций.

Залежи углеводородов ограничиваются снизу подошвой продуктивного пласта и (или) поверхностью ГВК или ВНК (т.е. разделом углеводороды-вода). Прогнозирование гипсометрического положения поверхностей ГВК или ВНК до начала поискового бурения вызывает большие трудности, так как достоверность прогноза в значительной степени зависит от разведанности изучаемой территории.

Определение гипсометрического положения прогнозной поверхности ГВК или ВНК позволяет устанавливать предварительные контуры продуктивности на поисковых объектах. В районах, где имеются уже открытые месторождения нефти и газа, прогнозирование контуров продуктивности проводится путем обобщения материалов о степени заполнения углеводородами ловушек. В районах, где месторождения углеводородов еще не установлены, используется метод аналогий с соседними, более изученными территориями, в пределах

которых имеются выявленные скопления нефти и газа.

Объем прогнозируемой залежи (F) определяется площадью ВНК (ГВК) (S), умноженной на нефтегазонасыщенную толщину продуктивного пласта (m). При прогнозе пластовых залежей она определяется условно как $\frac{1}{2}$, а массивных как $\frac{1}{3}$ от общей толщины пласта.

Аппаратура и материалы. Структурные карты, табличные материалы.

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

На структурную карту, используя выданные исходные данные, нанести ВНК (ГВК) и определить нефтегазонасыщенный объем прогнозируемой залежи УВ. Составить пояснительную записку, в которой геологически обосновываются полученные результаты.

Содержание отчета и его форма

Структурная карта и пояснительная записка к ней.

Контрольные вопросы

1. Чем определяется верхняя граница прогнозируемой залежи?
2. Чем определяется нижняя граница прогнозируемой залежи?
3. Как рассчитывается объем нефтегазонасыщенных пород?

Список литературы

1 Методические рекомендации по применению «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Распоряжение №3-р Минприроды России от 01.02.2016 г.

2 Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ/ Э.А.Бакиров, В.И.Ларин, Э.Л.Рожков и др. - М.: Недра, 1988, 264 с.

Лабораторная работа 4

Определение расстояний между поисковыми скважинами

Цель работы. Ознакомиться с методикой определения возможных расстояний между поисковыми скважинами.

Теоретическое обоснование.

При поисках и предварительной оценке месторождений, залежей нефти и газа объектом изучения является ловушка, подготовленная к глубокому бурению комплексом геолого-геофизических методов. Определяющим условием для обоснования заложения поисковых скважин является выбор «приоритетной» точки, или точки ловушки, бурение скважины в которой позволит доказать наличие скопления углеводородов, предварительно оценить масштабы открытия или установить бесперспективность площади в отношении нефтегазоносности. «Приоритетными» точками для различных типов ловушек являются: сводовые части; участки наименее выраженного замыкания ловушки, определяющие возможность сохранения залежи и ее вероятную высоту; участки, примыкающие к зонам экранирования; зоны развития межфазовых контактов и т. д.

Первая поисковая скважина закладывается на основании паспорта на бурение, подготовленного детальными геофизическими исследованиями, например, сейсморазведочными работами. В паспорте обосновываются размер ловушки, её амплитуда, наиболее повышенная зона залегания коллектора, ориентировочная толщина продуктивного горизонта, характер изменения этой толщины. Паспорт регламентирует наиболее рациональное положение первой поисковой скважины. В случае необходимости заложения последующих поисковых скважин, расстояние от первой поисковой и далее выбирается исходя из ожидаемых размеров ловушек (не более половины размера их поперечника). В случае литологически и стратиграфически экранированных ловушек следует учитывать направление выклинивания и угол схождения кровли и подошвы продуктивного горизонта и постараться исключить попадания в зону отсутствия коллектора.

Поскольку поисковые скважины бурятся последовательно, то каждая последующая является зависимой от результатов бурения предыдущих и место её расположения, глубина корректируются в зависимости от этих предыдущих результатов.

Г. А. Габриелянцем предложен метод оценки расстояний между поисковыми скважинами, получивший название «шаг поискового бурения». Первая скважина бурится в сводовой части структуры и вскрывает продуктивный пласт на полную толщину (h). По нижней точке вскрытия нефтяного пласта проводится горизонтальная поверхность (A). Вторая скважина

бурится с расчётом вскрытия нефтяного пласта вблизи точки пересечения поверхности А с его кровлей, что, собственно и определяет расстояние между 1-й и 2-й скважинами. Аналогичным способом определяется положение 3-й скважины и всех последующих, если появится необходимость в их бурении, пока не будет вскрыт ВНК.

Аппаратура и материалы. Структурные карты.

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

На структурную карту и построенные схематические геологические разрезы нанести, используя выданные исходные данные, нанести минимально необходимые проектные скважины. Принятое решение обосновать в пояснительной записке.

Содержание отчета и его форма

Структурная карта и пояснительная записка к ней.

Контрольные вопросы

1. Какие точки заложения скважин называются «приоритетными»?
2. Где обычно закладывается первая поисковая скважина?
3. Что понимается под «шагом поискового бурения»?

Список литературы

1 Методические рекомендации по применению «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Распоряжение №3-р Минприроды России от 01.02.2016 г.

2 Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ/ Э.А.Бакиров, В.И.Ларин, Э.Л.Рожков и др. - М.: Недра, 1988, 264 с.

Лабораторная работа 5

Размещение поисковых скважин по методу «критического» направления

Цель работы. Ознакомиться с методикой размещения поисковых скважин по методу «критического» направления.

Теоретическое обоснование.

Метод основан на тщательном изучении морфологии складок, имеющих плавные расплывчатые очертания и небольшие амплитуды, не превышающие первых десятков метров. Суть метода сводится к тому, что малоамплитудные поднятия, не имеющие четкого замыкания по данным сейсморазведки, разбуривают двумя независимыми скважинами. Первую из них закладывают предполагаемом своде для выяснения нефтегазоносности складки, после получения положительных результатов, вторую бурят на участке ее наименее выраженного замыкания, определяющего возможность сохранения залежи и ее вероятную высоту («критическое» направление). Таким элементом могут быть крылья и периклинальные окончания структур, а также межкупольные прогибы и седловины.

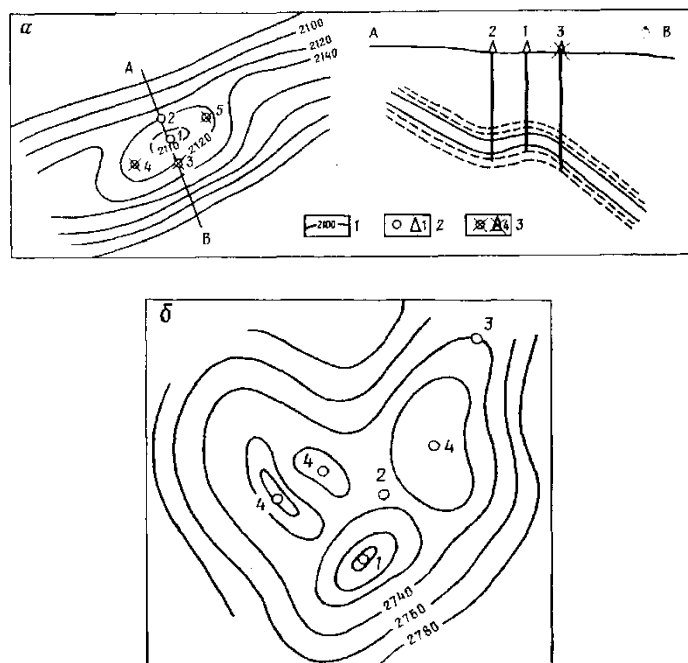


Схема размещения поисковых скважин на «критическом» направлении (по В. Д. Ильину):

А - на малоамплитудных поднятиях;

Б - на многокупольных поднятиях.

1 - изогибсы кровли продуктивных отложений; 2 — скважины; 3 — лишние скважины

Если структуры расположены в пределах моноклиналиных склонов,

вторую скважину закладывают в направлении регионального подъема слоев, в зоне слабо выраженного замыкания складки (рис. А).

Для многокупольных поднятий, состоящих из нескольких локальных структур, залежи которых могут иметь единый контур, «критическими» направлениями являются зоны «полного заполнения всех куполов» и «максимального заполнения ловушки». При вскрытии первой поисковой скважиной пластовых залежей нефти или газа на наиболее крупном и гипсометрически высоком куполе следующую скважину закладывают в седловине между куполами — в «зоне полного заполнения всех куполов» (рис. Б, скв. 2). Бурением этой скважины выясняют полноту заполнения нефтью и газом не только разведываемого купола, но и других куполов, расположенных в пределах вскрытого данной скважиной гипсометрического уровня, а также положение контактов газ—нефть—вода, если вскрытый пласт насыщен не на полную мощность. Если пласт во второй скважине полностью насыщен нефтью или газом, дальнейший объем поискового бурения направляется на установление максимальных запасов, приуроченных к данному поднятию в целом. Третью скважину задают на участке раскрытия ловушки в пределах изогипсы, охватывающей все поднятие, в «зоне максимального заполнения ловушки» (рис. Б, скв. 3). Если вторая скважина окажется законтурной (водоносной) дальнейшие поиски проводят на каждом куполе в отдельности.

Метод «критического» направления применяют и при поисках залежей нефти и газа в рифовых отложениях. «Критическое» направление для линейно вытянутых рифов и холмовидных изометричных в плане рифовых построек представляют свод и склон рифа, обращенный в сторону открытого моря. В этих зонах бурят две поисковые скважины для определения типа рифовой постройки и высоты залежи, а третью скважину закладывают на тыловом склоне для выяснения возможной ширины залежи. Дальнейшее бурение на линейно вытянутых рифах проводится по длинной оси. Для установления длины залежей, приуроченных к холмовидным изометричным рифам, последующие скважины бурят на пересечении, перпендикулярном к первому профилю.

Аппаратура и материалы. Структурные карты.

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

Используя выданные исходные данные, на структурную карту нанести минимально необходимое количество проектных скважин. Принятое решение обосновать в пояснительной записке.

Содержание отчета и его форма

Структурная карта и пояснительная записка к ней.

Контрольные вопросы

1. На каких структурах можно рекомендовать систему размещения поисковых скважин по методу «критического» направления?
2. Какие направления являются «критическими»?
3. Какие зоны называют «полного заполнения всех куполов»?
4. Какие зоны называют «максимального заполнения ловушки»?

Список литературы

1 Методические рекомендации по применению «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Распоряжение №3-р Минприроды России от 01.02.2016 г.

2 Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ/ Э.А.Бакиров, В.И.Ларин, Э.Л.Рожков и др. - М.: Недра, 1988, 264 с.

Лабораторная работа 6

Метод размещения поисковых скважин по радиальным профилям

Цель работы. Ознакомиться с методикой размещения поисковых скважин по радиальным профилям.

Теоретическое обоснование.

Впервые использовано в 1946 году при поисках залежей нефти и газа, приуроченных к соляным куполам Эмбекской нефтегазоносной области. Сводовые части куполов, прорванные штоком диапира характеризуются отсутствием продуктивных отложений. Залежи приурочены к пластам, прилегающим к соляному штоку, крутизна склонов которого составляет 50-60°. Скважины закладывались по четырем профилям. Первые четыре скважины бурятся одновременно. Закладывают их на расстоянии 300-350 м от выхода соляного штока на поверхность. Последующие скважины являются зависимыми от полученных результатов.

Такая система размещения поисковых скважин использовались на соляных куполах в юго-западной части Прикаспийской впадины и рекомендована для опосредованного поиска антиклинальных структур ядра которых осложнены грязевыми вулканами и глинистыми диапирами. Такие структуры могут иметь залежи литологического и стратиграфического экранирования, расположенные на крыльях, иногда на значительном удалении от свода. Поисковые скважины рекомендуется закладывать не в своде, а по радиально расходящимся профилям от внешней границы ядра к периферии с расстояниями между скважинами 400 – 700 м. Количество скважин в профилях определяется общими размерами складки и строением крыльев, обычно это 2-3 скважины.

Радиальное размещение поисковых скважин возможно также при разбуривании изометричных структур неправильной формы. В.Я. Соколовым была предложена трехлучевая система расположения скважин.

Аппаратура и материалы. Структурные карты.

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

Используя выданные исходные данные, на структурную карту нанести минимально необходимое количество проектных скважин. Принятое решение обосновать в пояснительной записке.

Содержание отчета и его форма

Структурная карта и пояснительная записка к ней.

Контрольные вопросы

5. В каких случаях можно рекомендовать систему размещения поисковых скважин по радиальным профилям?

6. Где рекомендуется заложение первых скважин?
7. От чего зависят расстояния между скважинами?

Список литературы

1 Методические рекомендации по применению «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Распоряжение №3-р Минприроды России от 01.02.2016 г.

2 Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ/
Э.А.Бакиров, В.И.Ларин, Э.Л.Рожков и др. - М.: Недра, 1988, 264 с.

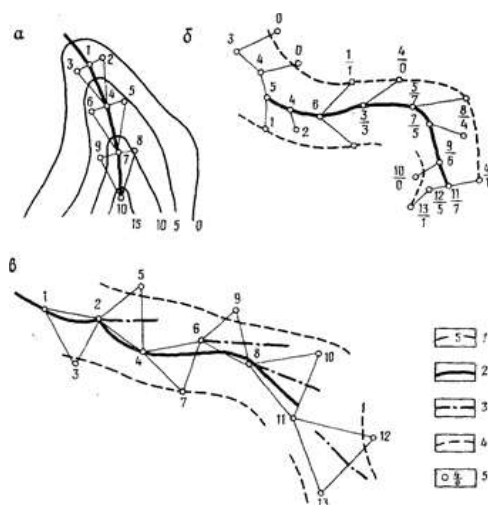
Лабораторная работа 7

Заложение скважин по методу клина

Цель работы. Ознакомиться с методикой размещения поисковых скважин по методу клина.

Теоретическое обоснование.

Первая из известных систем разбуривания рукавообразных залежей нефти предусматривала скорее оконтуривание уже открытых залежей, чем их поиски. Окончательное завершение система размещения скважин по методу клина получила в 1930 г. Сущность метода заключается в следующем. На площади, где ожидается наличие залежи, закладывают первую скважину (рис.1, а). При установлении в ней нефти перпендикулярно к предполагаемому положению оси залежи закладывают еще две скважины (скв. 2 и 3) по обе стороны от первой для уточнения положения оси залежи. С учетом полученных данных бурят четвертую скважину на оси залежи вниз по падению продуктивных отложений. В зависимости от результатов ее бурения вкрест простирания оси задают следующие две скважины и т. д. Такая система позволяет последовательно наращивать площадь нефтеносности вдоль оси залежи.



Варианты системы размещения скважин по методу клина:

1 — изопакиты, м; 2 — ось нефтяной залежи; 3—предполагаемое направление оси залежи; 4— линия выклинивания пород-коллекторов; 5— скважина: в числителе номер скважины, в знаменателе вскрытая мощность продуктивных отложений, м

В ряде случаев описанная схема разбуривания рукавообразных залежей нефти незначительно видоизменялась (см. рис.1.б, в) при сохранении основного принципа: последовательного прослеживания оси залежи вниз по падению

пород. Последнее обстоятельство было обусловлено тем, что почти все залежи аналогичного типа в 30-е годы обнаруживались у естественных выходов нефти на дневную поверхность.

В настоящее время метод клина, по мнению многих исследователей, применим при разбурировании нешироких полосообразных залежей. Метод используется как для предварительной оценки открытого месторождения, так и для его разведки.

Аппаратура и материалы. Структурные карты.

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

Используя выданные исходные данные, на структурную карту нанести минимально необходимое количество проектных скважин. Принятое решение обосновать в пояснительной записке.

Содержание отчета и его форма

Структурная карта и пояснительная записка к ней.

Контрольные вопросы

1. Где впервые была применена описываемая система поисков?
2. В чем суть опоискования методом клина?
3. Залежи каких морфологических типов могут опоисковываться методом клина?

Список литературы

1 Методические рекомендации по применению «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Распоряжение №3-р Минприроды России от 01.02.2016 г.

2 Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ/ Э.А.Бакиров, В.И.Ларин, Э.Л.Рожков и др. - М.: Недра, 1988, 264 с.

Лабораторная работа 8

Способ размещения скважин на массивных залежах

Цель работы. Ознакомиться со способом размещения скважин на массивных залежах

Теоретическое обоснование.

Рассматриваемый способ предложен Г. А. Габриэлянцем в 1974 г. для поисков и предварительной оценки месторождений нефти и газа, приуроченных к крупным поднятиям с неясным положением свода в районах, зонах и стратиграфических комплексах установленного или предполагаемого распространения залежей массивного типа. Применение метода обеспечивает получение надежных данных для построения объемной геометрической модели залежи для составления обоснованного проекта разведочных работ.

Особенностью массивных залежей является неравномерное распределение их объёма (до 80% в сводовой части складки). Г. А. Габриэлянц (1974 г.) предложил закладывать две или три скважины в присводовой части вдоль длинной оси подготовленной к бурению структуры. В зависимости от полученных результатов бурят последующие скважины на крыльях структуры, располагая их по системе треугольника, что позволяет уточнить положение свода и крыльев в пространстве. Одновременно определяется положение ВНК в нескольких точках.

Аппаратура и материалы. Структурные карты.

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

Используя выданные исходные данные, на структурную карту нанести минимально необходимое количество проектных скважин. Принятое решение обосновать в пояснительной записке.

Содержание отчета и его форма

Структурная карта и пояснительная записка к ней.

Контрольные вопросы

1. В чём состоят особенности строения массивных залежей?
2. К ловушкам какого генезиса приурочены массивные залежи?
3. В чём состоят особенности разбуривания массивных залежей поисковыми скважинами?

Список литературы

1 Методические рекомендации по применению «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Распоряжение №3-р Минприроды России от 01.02.2016 г.

2 Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ/
Э.А.Бакиров, В.И.Ларин, Э.Л.Рожков и др. - М.: Недра, 1988, 264 с.

Лабораторная работа 9

Определение количества, системы размещения и очередности бурения поисково-оценочных скважин на структурных ловушках

Цель работы. Ознакомиться с системами размещения и очередности бурения поисково-оценочных скважин на структурных ловушках

Теоретическое обоснование.

Отличительной чертой всех сводовых залежей является соответствие между структурной формой поднятия и формой связанных с ним залежей. Сводовые залежи приурочены к куполам, брахиантиклиналям, антиклинальным складкам и в отдельных случаях на платформе к тектоническим сводам, например, Ромашкинское месторождение, приуроченное к Татарскому своду. К куполам принято относить поднятие с отношением осей, близким к единице; к брахиантиклиналям - с отношением осей от 1 до 3; антиклиналями называются вытянутые складки, у которых длинные оси более чем в 3 раза превышают короткие.

Открытие залежи производится наиболее просто для случая, когда свод возможного пласта-коллектора определяется достаточно точно по данным геологического картирования вышележащих отложений или по данным сейсморазведки близкого по глубине горизонта. В этом случае обычно залежь открывается первой поисковой скважиной.

Для оценки размеров залежи скважины закладываются так, чтобы подсечь водонефтяной контакт. Для крупных сводовых залежей, связанных с брахиантиклиналями, эта задача решается заложением двух профилей по взаимно перпендикулярным направлениям, вдоль и поперек структуры. На крупных куполовидных структурах поисковые скважины целесообразно располагать на радиальных профилях (первая скважина - на своде, последующие три вокруг нее примерно через 120° по окружности). Поиски залежей на линейно вытянутых антиклиналях рекомендуется производить диагональным профилем из 3-4 скважин.

На структурах меньших размеров число поисковых скважин уменьшается до двух-трех. В частности, на брахиантиклинальных складках закладывается один поперечный профиль.

В общем случае скважины размещают с таким расчетом, чтобы вскрыть пласт на различных отметках, близких к предполагаемой отметке водонефтяного контакта. Выбор расстояний между поисковыми скважинами может быть более обоснованным, если имеются статистические данные о коэффициенте заполнения ловушек.

При поисках залежей, приуроченных к малоамплитудным поднятиям, на

моноклинальном склоне или на склоне крупного свода следует обращать внимание на характер сочленения структуры с другими структурами, расположенными выше по региональному подъему слоев. Изучение морфологической характеристики структуры по сейсмической карте или по карте структурного бурения позволит найти так называемое «критическое направление», т. е. участок наиболее слабо выраженного замыкания («замок структуры»), который определяет возможность сохранения залежи и ее высоты. В этом случае после бурения сводовой скважины, выявляющей залежи нефти или газа, вторую скважину следует располагать в зоне «замка» с целью выяснения степени самостоятельности открытой залежи и ее высоты. В случае получения во второй скважине нефти или нефти с водой этих сведений может быть достаточно для того, чтобы судить об общих размерах открытой залежи. Если во второй скважине не будет получено притока нефти, то потребуются прорубить еще 2-3 скважины, располагая их на разных отметках.

Своды отдельных горизонтов в ряде случаев имеют смещение с глубиной, которое может быть связано с особенностью структурной формы складки. Это обстоятельство надо учитывать при заложении поисковых скважин, смещая их в сторону соответствующего крыла относительно свода, картируемого по верхним горизонтам.

Пластовые сводовые залежи нефти и газа иногда смещаются относительно свода ловушки под влиянием гидродинамических факторов и ограничиваются наклонным контактом. При этом разность отметок контакта в нефтяных залежах достигает десятков метров. В платформенных условиях такие залежи оказываются смещенными относительно свода на заметные расстояния, что необходимо учитывать при заложении поисковых скважин.

На многокупольной структуре могут быть обнаружены пластовые залежи с единым контуром. При вскрытии первой скважиной залежи нефти или газа на наиболее высоком куполе следующую скважину необходимо заложить в седловине между куполами. Если она вскрыет полностью насыщенный пласт, то третья скважина должна быть заложена на участке раскрытия ловушки в пределах изогипсы, охватывающей все поднятие. Такая методика позволит быстро оценить размеры месторождения. Если вторая скважина окажется водоносной, дальнейшие поиски проводятся раздельно на каждом куполе.

Аппаратура и материалы. Структурные карты.

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

Используя выданные исходные данные, на структурную карту нанести минимально необходимое количество проектных скважин. Принятое решение

обосновать в пояснительной записке.

Содержание отчета и его форма

Структурная карта и пояснительная записка к ней.

Контрольные вопросы

1. Чем вызывается необходимость бурения нескольких поисковых скважин на структуре?
2. Каким может быть максимальное число поисковых скважин на одну залежь?
3. Где обычно закладываются первые поисковые скважины?

Список литературы

1 Методические рекомендации по применению «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Распоряжение №3-р Минприроды России от 01.02.2016 г.

2 Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ/ Э.А.Бакиров, В.И.Ларин, Э.Л.Рожков и др. - М.: Недра, 1988, 264 с.

Лабораторная работа 10

Определение положения контактов УВ-вода по методам регионального гидростатического давления и В.П. Савченко

Цель работы. Ознакомиться со способами определения положения контактов УВ-вода по методам регионального гидростатического давления и В.П. Савченко

Теоретическое обоснование.

Предварительная оценка залежей, связанных с антиклинальными и брахиантиклинальными складками, в благоприятных случаях может осуществляться без дополнительного бурения на основе исследований первых поисковых скважин при условии вскрытия ВНК или ГЖК.

Для полнопластовых и массивных залежей, в которых не вскрыт контакт, его местоположение можно определять с помощью расчетов по методу регионального гидростатического давления. При достоверном структурном плане согласно расчетной отметки проводится линия внешнего контура и оценивается величина запасов нефти или газа. Для уточнения внешней границы залежи могут быть проведены специальные геофизические исследования.

При наличии двух пробуренных поисковых скважин, одна из которых вскрыла продуктивный горизонт, а вторая оказалась за контуром залежи, высотное положение контакта рассчитывают по методу В. П. Савченко.

Согласно данной методике кроме скважин в сводовых частях структур, где ожидаются или открыты газовые и нефтегазовые залежи, на каждом крыле структуры должно быть заложено по скважине, вскрывающей весь разрез отложений в водонасыщенной части. В этих законтурных скважинах изучают воды всех перспективных горизонтов, величины напоров, характер и направление их изменения. В скважинах, вскрывших газовые залежи (нефтяные оторочки), определяют истинное пластовое давление газа (нефти) по возможности в каждой залежи. По полученным данным рассчитывают высотное положение ГВК, ГНК и ВНК.

Метод основан на изучении газодинамических и гидродинамических исследований продуктивных горизонтов по данным бурения скважин в пределах газовой и законтурной частей залежи. По полученным данным о напоре вод и пластовом давлении воды и газа рассчитывают высотное положение ГВК:

$$h_{\Gamma} = \gamma_{\text{в}} h_{\text{ГВ}} - 100 (p_{\text{в}} - p_{\text{г}}) / \gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{г}}$$

где $\gamma_{\text{в}}$, $\gamma_{\text{г}}$ — плотность воды, газа в пластовых условиях; $p_{\text{в}}$, $p_{\text{г}}$ — пластовые давления воды, газа; $h_{\text{г}}$ — превышение отметки точки замера пластового

давления газа в газовой скважине над отметкой ГВК, м; $h_{гв}$ — разность высотного положения точек замера пластового давления газа и воды, м.

С целью обнаружения нефтяной оторочки закладывают скважину между внешним и внутренним расчетными контурами газоносности. Если этой скважиной вскрыто скопление нефти, то замеренные значения пластового давления нефти используются для расчета высотного положения ГНК и ВНК по формулам:

$$h_{г} = \gamma_{н} h_{гн} - 100 (p_{н} - p_{г}) / \gamma_{н} - \gamma_{г};$$

$$h_{г} = \gamma_{в} h_{гв} - 100 (p_{г} - p_{н}) / \gamma_{в} - \gamma_{н};$$

где $\gamma_{н}$, $\gamma_{г}$, $\gamma_{в}$ — плотность нефти, газа, воды в пластовых условиях; $p_{н}$, $p_{г}$, $p_{в}$ — пластовые давления нефти, газа, воды; $h_{г}$, $h_{н}$ — превышение отметок точек замера пластового давления газа над отметкой ГНК, и давления нефти над отметкой ВНК, м; $h_{гн}$, $h_{гв}$ — разность высотного положения точек замера пластового давления газа и воды, м.

Предложенный В. П. Савченко метод определения контактов применим при наличии пары скважин, одна из которых находится в контуре залежи, а другая за ее пределами. Б. С. Воробьевым и В. Е. Карачинским предложен метод регионального гидростатического давления (РГД), позволяющий рассчитывать положение контактов по первой продуктивной скважине. Он представляет собой усовершенствованную модификацию метода В.П. Савченко и основан на замене значений пластовых давлений в законтурной части залежи средними значениями РГД.

Вначале по имеющимся фактическим замерам строят средние графики изменения гидростатического давления и плотности пластовых вод с глубиной: $p_{в} = f(H)$ и $\gamma_{г} = f(H)$

Отметка контакта наиболее просто определяется графическим путем по точке пересечения теоретических кривых давления в нефтяной или газовой части залежи с кривой РГД.

Отметки контакта можно рассчитать и аналитически по несколько измененной формуле В. П. Савченко

$$H_{к} = H - (100 (p_{г} - p_{в}) + \gamma_{в} \Delta h) / \gamma_{в} - \gamma_{ср}$$

где $H_{к}$ — абсолютная отметка контакта; H — абсолютная отметка точки замера пластового давления в нефтяной или газовой зоне залежи; $p_{г}$ — пластовое давление, замеренное в скважине, расположенной в нефтяной или газовой зоне залежи; $p_{в}$ — региональное гидростатическое давление законтурной воды ниже контакта; $\gamma_{ср}$ — среднее значение плотности газа или

нефти в пластовых условиях; γ_v — плотность воды в пластовых условиях; Δh — разность отметок между точками определения p_c и p_v .

Применение метода РГД на ряде газовых месторождений показало достаточно высокую его эффективность. Абсолютная погрешность определения положения контакта по методу РГД колеблется от —15 до +5 м. Однако в большинстве случаев, по В. И. Зильберману, она не превышает 2—3 м.

Методика В.П. Савченко позволяет небольшим числом скважин решать вопросы о наличии и размерах подгазовых нефтяных залежей, высотных положениях ГВК, ГНК и ВНК в разных залежах многопластовых месторождений, предварительно оценивать их запасы. Она неприменима в условиях нарушения начального равновесия в пласте в результате разработки разведываемой (или соседней продуктивной) залежи или длительного аварийного фонтанирования скважин газом, нефтью или водой.

Аппаратура и материалы. Структурные карты, табличные материалы.

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

Используя выданные исходные данные, рассчитать положение контактов УВ-вода методами регионального гидростатического давления и В.П. Савченко. Принятое решение обосновать в пояснительной записке.

Содержание отчета и его форма

Структурная карта и пояснительная записка к ней.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается суть метода регионального гидростатического давления?
2. В чем заключается суть метода В.П. Савченко?
3. Какие ограничения применения имеют эти методы?

Список литературы

1 Методические рекомендации по применению «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Распоряжение №3-р Минприроды России от 01.02.2016 г.

2 Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ/ Э.А.Бакиров, В.И.Ларин, Э.Л.Рожков и др. - М.: Недра, 1988, 264 с.

Лабораторная работа 11

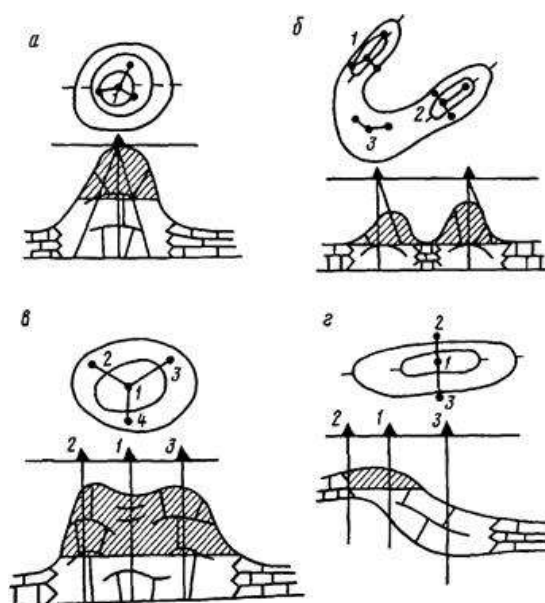
Определение количества, системы размещения и очередности бурения поисково-оценочных скважин при поисках рифогенных залежей

Цель работы. Ознакомиться с системами размещения и очередности бурения поисково-оценочных скважин при поисках рифогенных залежей.

Теоретическое обоснование.

Выбор системы размещения поисковых скважин на рифовых ловушках определяется морфологией рифового тела, его соотношением с прилегающими фациями и распределением пород-коллекторов и истинных покрышек. При надежной подготовке рифогенных ловушек к бурению их опоисковывают в зависимости от особенностей геологического строения следующим образом.

Поиски скоплений нефти и газа и предварительная оценка обнаруженных залежей в конусовидных, округлых в плане рифах небольших размеров, характеризующихся весьма высокой плотностью запасов на единицу площади, осуществляются бурением одной многоствольной скважины в сводовой части (рис. А).



Системы заложения поисковых скважин на рифогенных ловушках:

А — одна многоствольная скважина; Б — независимые многоствольные скважины; В — два радиальных профиля трехлучевой системы скважин; Г — профиль скважин в крест простиранья рифа

В случае приуроченности залежей к островершинным удлинено-изогнутым (подковообразным) рифам их поиски и предварительную оценку

следует осуществлять путем бурения двух-трех многоствольных скважин, закладываемых по гребню рифовой ловушки (рис Б).

На рифовых постройках округлой или слегка удлиненной формы с крутыми склонами и плоскими вершинами (плосковершинные или столовые рифы), а также атолловидных с кольцеобразным распространением биогермных разностей рекомендуется заложение поисковых и оценочных скважин по трехлучевой системе, обеспечивающей предварительную оценку запасов углеводородов открытого месторождения (рис. В).

Поиски зон развития линейно вытянутых рифовых тел необходимо проводить путем бурения профиля зависимых поисковых скважин вкрест простираения древней береговой линии. Высота рифогенной ловушки, образовавшейся в зоне значительного перепада глубин, и характер приуроченной к ней залежи часто определяются не только структурной амплитудой рифа, но и экранирующей способностью вмещающих пород. В связи с этим в первую очередь необходимо изучать зоны замещения рифовых фаций зарифовыми и предрифовыми отложениями. Поиски открытых залежей и оценку их масштабов рекомендуется проводить по методике критического направления, т. е. путем опережающего бурения скважин в указанных выше зонах возможного замещения пород (рис. Г). Если зарифовые фации расположены гипсометрически выше предрифовых, то после выяснения продуктивности рифа в сводовой скважине бурением второй скважины устанавливают, являются они литологическим экраном или коллектором. Третью скважину в профиле с первыми двумя закладывают на склоне рифовой ловушки, обращенном в сторону открытого моря, для изучения предрифовых фаций, которые нередко обладают хорошими коллекторскими свойствами и могут находиться в пределах залежи. В более редких случаях, когда гипсометрически выше расположены предрифовые фации, порядок изучения зон замещения будет обратным.

Размещая поисковые скважины, по мнению В. Д. Ильина, необходимо учитывать, что при наличии в разрезе между рифогенными отложениями и истинной покрывкой промежуточной толщи рассеяния (ложной покрывки) высота ловушки будет меньше высоты структуры на величину, равную мощности промежуточной толщи рассеяния.

Поиски зон развития рифовых построек, обычно вытянутых вдоль береговой линии следует проводить путём бурения зависимых поисковых скважин по профилям, направленным вкрест простираения древней береговой линии.

Аппаратура и материалы. Структурные карты.

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

Используя выданные исходные данные, на структурную карту нанести минимально необходимое количество проектных скважин. Принятое решение обосновать в пояснительной записке.

Содержание отчета и его форма

Структурная карта и пояснительная записка к ней.

Контрольные вопросы

1. Как морфология рифа влияет на выбранную систему расположения скважин?
2. В каких случаях следует использовать бурение многоствольных скважин?
3. По какой системе рекомендуется разбуривать крупные рифы с пологими вершинами?
4. Как осуществляется поиск вдольбереговых рифовых построек?

Список литературы

1 Методические рекомендации по применению «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Распоряжение №3-р Минприроды России от 01.02.2016 г.

2 Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ/ Э.А.Бакиров, В.И.Ларин, Э.Л.Рожков и др. - М.: Недра, 1988, 264 с.

Лабораторная работа 12

Определение количественных показателей эффективности поискового бурения

Цель работы. Изучить методику определения количественных показателей эффективности поискового бурения.

Теоретическое обоснование.

Геологическая эффективность поискового бурения обычно определяется двумя наиболее известными в практике работ количественными показателями достоверности геологического прогноза - коэффициентом успешности и коэффициентом удачи, которые выражаются в долях единицы или в процентах.

Коэффициент успешности (промышленных открытий) поискового бурения отражает отношение количества продуктивных ловушек к общему числу введенных в поиски структур в районе, т.е. эффективность поискового бурения по ряду площадей. Поэтому этот показатель дает в целом представление о правильности выбора направлений поисков в данном районе.

В среднем по миру коэффициент успешности поиска составляет примерно 0,3. То есть, приблизительно лишь каждый третий разбуренный объект оказывается месторождением, и это учитывая возрастающие требования к предварительной подготовке перспективных объектов к бурению.

Конечно, коэффициент 0,3 - грубое осреднение имеющихся данных. Фактически в каждом районе успешность своя и, кроме того, в каждом регионе она непостоянна во времени, изменяясь в ходе освоения ресурсов. Коэффициент успешности колеблется от 1 до 0,1 и даже меньше. При этом наиболее обычен интервал 0,7-0,2.

Как правило, в самом начале поисковых работ в районе значения коэффициента невелики, затем наступает период быстрого кратковременного увеличения коэффициента успешности и потом его снижения. Объяснение этой закономерности довольно просто.

При начале поисковых работ в бурение вводятся первые подготовленные объекты, независимо от геологических критериев их перспективности, которые еще и не выяснены для данного района. Поэтому эти объекты поисков часто оказываются пустыми.

Затем выбираются наиболее перспективные объекты для бурения, а менее перспективные и сомнительные, с точки зрения прогноза успешности, откладываются на более поздний период. В этот момент коэффициент успешности при небольшом числе объектов, вводимых в бурение, должен оказаться выше, чем природное соотношение между заполненными ловушками

(месторождениям) и всем комплексом геологических ловушек для углеводорода, и коэффициент успешности может быть равен 1, хотя чаще составляет 0,5-0,8.

Позднее в бурение вводятся последовательно все ловушки - от более перспективных к менее перспективным, а коэффициент успешности снижается до 0,3, а затем до 0,2-0,1 и даже менее.

Коэффициент удачи поискового бурения, представляющий собой отношение числа продуктивных скважин к общему их количеству на площади, оценивает рациональность применяемой системы расположения поисковых (и разведочных) скважин и их оптимального количества в пределах ловушки определенного генетического типа.

В целом, значения коэффициента удачи как правило несколько ниже, чем коэффициента успешности поисков по соотношению продуктивных и непродуктивных площадей. В США, например, доля успешных поисковых скважин (пробуренных на новых площадях) составляет около 0,2 за длительный период. По России (и СССР) этот показатель в последние десятилетия не превышал 0,23.

Широкий анализ этого показателя затрудняется тем, что поисковое и разведочное бурение в публикуемых статистических сводках часто не разделяют, а доля успешных скважин в единой группе поисково-разведочных, естественно, выше, чем в группе одних поисковых, поскольку разведочные бурятся на уже открытых месторождениях.

Коэффициент удачи поисково-разведочных скважин по разным компаниям и в разные годы колеблется от 0,35 до 0,85, но главным образом, укладывается в интервал 0,5-0,7. Можно оценить разницу между коэффициентом успешности (по соотношению объектов) и долей успешных поисковых скважин через число скважин, затраченных на проведение работ на одном объекте.

В разных регионах России коэффициент удачи бурения поисково-разведочных скважин варьирует от 0,30 до 0,55. Правда, есть регионы, где коэффициент удачи бурения не превышает 0,10-0,15. В ряде компаний и субъектах Российской Федерации (ОАО «Лукойл», НК «Роснефть» и др., Тюменская область, Краснодарский край и др.) благодаря тому, что недропользователи много сил и средств тратят на научные исследования, тематические работы по анализу геологической информации, коэффициент удачи поисково-разведочного бурения достаточно высок - 0,7.

Геолого-экономическая эффективность поисковых работ оценивается отношением запасов категорий C2 + C1 по открытым месторождениям (залежам) к суммарным финансовым затратам, которые потребовались на их открытие с учетом или без учета средств по непродуктивным площадям.

Этот показатель характеризует общую эффективность работ на стадии как на ряде площадей, так и по отдельному месторождению.

Совершенствование методики и организации нефтегазопоисковых работ требует более дифференцированной оценки их эффективности. В связи с этим на поисковой стадии оценка эффективности работ проводится также по таким показателям, как успешность по скважинам (доля продуктивных поисковых скважин на площади), средние запасы углеводородов (нефти, газа, конденсата) категорий C2 + C1, приходящиеся на одно открытое месторождение или залежь; средние объемы бурения и количество скважин, затраченные на открытие месторождения залежи (расчеты могут выполняться как с учетом, так и без учета затрат на непродуктивных площадях); средняя продолжительность работ по поискам месторождений и залежей.

Конечная эффективность работ поисковой стадия характеризуется следующими показателями: количеством запасов углеводородов категорий C₁+C₂ приходящихся на:

- рубль затрат;
- на метр поискового бурения;
- на одну поисковую скважину

и определяются по следующим формулам:

$$r_{руб} = R / P, \quad r_{метр} = R / M, \quad r_{скважина} = R / N,$$

где R – прирост запасов нефти, газа, конденсата за анализируемый период (тонна, кубометр); P - капитальные вложения в бурение, на подготовку и переподготовку структур, включая дополнительные геофизические исследования (руб.); M - объем поискового бурения (метры); N - количество поисковых скважин.

Эти показатели определяются как с учетом, так и без учета затрат на непродуктивных площадях, а также с учетом или без учета скважин, ликвидированных по техническим причинам, объемов бурения и затрат по этим скважинам.

При оценке эффективности нефтегазопоисковых работ важную роль играет такой показатель, как затраты времени на поиски месторождений, так как характеризует темпы оценки продуктивности подготовленных к глубокому бурению площадей. Величина его определяется рядом геологических, методических и производственных факторов.

О состоянии методики нефтегазопоисковых работ, достоверности подготовки структур к поисковому бурению и эффективности его проведения можно судить по величине и динамике среднего объема поискового бурения, затраченного на открытие одного месторождения.

Этот показатель определяется из отношения суммарной проходки по всем поисковым скважинам за анализируемый период к числу открытых месторождений.

Величина и динамика среднего объема поискового бурения позволяет оценивать достоверность подготовки структур и эффективность нефтегазопоисковых работ, т.е. оптимизацию буровых объемов работ, затраченных на открытие одного месторождения. Это позволяет также судить о состоянии и научно-техническом уровне методики нефтегазопоисковых работ. Следует отметить, что средний объем поискового бурения определяется так же с учетом скважин, пробуренных на площадях, на которых были получены отрицательные результаты в отношении нефтегазоносности.

Важное значение имеет определение средних затрат на открытие одного месторождения. Этот показатель определяется отношением суммарных затрат на бурение поисковых скважин, включая их стоимость как на открытых месторождениях, так и на непродуктивных площадях, к общему числу открытых месторождений.

Аппаратура и материалы. Табличные материалы.

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

Используя выданные исходные данные, рассчитать геологическую эффективность геологоразведочных работ рубль затрат; на метр поискового бурения; на одну поисковую скважину.

Содержание отчета и его форма

Пояснительная записка с прилагаемыми расчетами геологической эффективности.

Контрольные вопросы

1. Как определяется коэффициент успешности поискового бурения?
2. Как определяется коэффициент удачи поискового бурения?
3. Какими показателями характеризуется конечная эффективность поисково-оценочного этапа геологоразведочных работ на нефть и газ

Список литературы

1 Методические рекомендации по применению «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Распоряжение №3-р Минприроды России от 01.02.2016 г.

2 Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ/ Э.А.Бакиров, В.И.Ларин, Э.Л.Рожков и др. - М.: Недра, 1988, 264 с.

Лабораторная работа 13

Определение количества, системы размещения и очередности бурения разведочных скважин при разведке залежей структурного класса

Цель работы. Изучить методику определения количества и систем размещения скважин разведочных.

Теоретическое обоснование.

Под системой размещения понимается схема расположения минимального количества разведочных скважин для получения геологических данных необходимых для подсчёта запасов нефти и газа промышленных категорий и для подготовки проектных документов для начала разработки залежи. Обычно таким документом является технологическая схема разработки.

При проектировании таких разведочных работ необходимо определить минимальное количество разведочных скважин, обосновать в соответствии с геологическими условиями наиболее рациональное их размещение на структуре, наметить очередность их заложения. Следует запроектировать комплекс исследований в стволе скважин с целью детального изучения структурных особенностей ловушки, получения геолого-промысловых данных для подсчёта запасов нефти и газа и составления проектных документов на разработку залежи.

Существует три основных системы размещения разведочных скважин: треугольная, кольцевая и профильная.

Треугольная система размещения скважин предполагает заложение новой скважины в вершине треугольника, где два других угла представляют скважины, давшие нефть. Эту систему нельзя назвать самой эффективной вследствие затягивания сроков разведки. Однако на крупных залежах эта система позволяет быстро наращивать площади для опережающего эксплуатационного бурения и даже вводить их в эксплуатацию не дожидаясь окончания разведочных работ.

Кольцевая система рекомендована для широких и пологих структур с выдержанными по толщине и свойствам коллекторами. Скважины размещают кольцами с последовательным размещением колец вниз по падению пластов.

Профильная система. Наиболее рациональная система размещения скважин в случае разведки залежей, приуроченных к линейно вытянутым структурам, залежей со значительной литологической изменчивостью продуктивных горизонтов. Сгущение скважин производят обычно располагая их на профиле между уже пробуренными скважинами. С середины шестидесятых годов прошлого века известно, что сгущение скважин более чем на $4 \text{ км}^2/\text{скв.}$

нерационально. Расстояние между скважинами, в зависимости от размеров структур и сложности строения залежи варьируют от 500 до 5000 м, редко больше.

Аппаратура и материалы. Структурные карты.

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

Используя выданные исходные данные, выбрать наиболее рациональную систему размещения разведочных скважин на структурах. Определить минимальное количество скважин, необходимых при выборе разных систем их расположения. Принятое решение обосновать в пояснительной записке.

Содержание отчета и его форма

Структурная карта и пояснительная записка к ней.

Контрольные вопросы

1. Перечислите основные системы размещения разведочных скважин.
2. В каких случаях рекомендуется треугольная система размещения разведочных скважин?
3. В каких случаях рекомендуется кольцевая система размещения разведочных скважин?
4. Каковы преимущества и недостатки профильной системы размещения разведочных скважин?

Список литературы

1 Методические рекомендации по применению «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Распоряжение №3-р Минприроды России от 01.02.2016 г.

2 Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ/ Э.А.Бакиров, В.И.Ларин, Э.Л.Рожков и др. - М.: Недра, 1988, 264 с.

Лабораторная работа 14

Проектирование горно-геологических условий проводки скважин

Цель работы. Познакомить студентов с методикой проектирования горно-геологических условий проводки скважин

Теоретическое обоснование. При составлении геологического проекта поисков (разведки) месторождений (залежей) нефти и газа одним из ключевых вопросов является прогноз горно-геологических условий проводки скважин.

Выделяются интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями проводки скважин с учетом опыта бурения на данной или соседних площадях. Категории твердости и абразивности пород определяются согласно «Комплексной методике классификации горных пород геологического разреза, разделения его на характерные пачки пород и выбора рациональных типов и конструкций шарошечных долот для эффективного разбуривания нефтяных и газовых месторождений» (1980).

Твердость породы характеризует свойство горной породы сопротивляться внедрению в нее резца, пуансона или другого индентора. Твердость неоднородного поликристаллического тела зависит от структуры и текстуры породы и ее напряженного состояния, а также от метода и условий испытаний, в связи с чем она не является постоянной величиной. В настоящее время твердость горной породы чаще всего определяется по методу Л.А. Шрейнера. В результате изучения механических свойств горных пород по методу Л.А. Шрейнера создана классификация их по твердости и пластичности. По твердости все горные породы подразделены на 12 категорий; первые четыре категории охватывают в основном высокопластичные и сильнопористые породы; к пятой — восьмой категориям относятся породы пластично-хрупкие; к последним четырём категориям относятся преимущественно упруго-хрупкие породы.

Под абразивностью горных пород понимают их способность изнашивать в процессе трения металлы и твердые сплавы. Абразивная способность пород проявляется при взаимодействии с ними породо-разрушающего инструмента и других элементов бурового оборудования. Чем больше абразивность породы, тем выше темп износа инструмента.

Все горные породы по абразивности разделяются согласно этому методу на 8 классов. Из числа обломочных пород наибольшей абразивностью отличаются кварцевые песчаники и алевролиты.

Горные породы испытывают в земной коре давление, определяемое

силой тяжести вышележащих пород и насыщающих их флюидов (воды, нефти, углеводородных и неуглеводородных газов), а также различные тектонические напряжения. Такое давление называется горным.

В условиях естественного залегания горных пород и подземных вод давление столба пород или флюидов будет равно:

$$p = \rho hg,$$

где ρ – плотность пород или флюидов, h – расчетная глубина.

Геостатическое или литостатическое давление обусловлено весом горных пород с насыщающими их флюидами в интервале от земной поверхности до точки измерения. Флюиды создают в недрах геофлюидальное или гидростатическое пластовое давление. Под пластовым давлением понимается давление жидкости или газа, находящихся в водоносных, нефтеносных или газоносных пластах.

Различают гидростатическое и гидродинамическое пластовое давление. Гидростатическое давление определяется весом столба неподвижной воды высотой от точки измерения до пьезометрической поверхности.

При практических расчетах проектного пластового давления пользуются уравнением:

$$p = \rho h/c,$$

где ρ – относительная плотность флюида, доли единицы, а не кг/м^3 , то есть это коэффициент плотности или отношение плотности данного флюида к плотности пресной воды; h – высота столба флюида (м), которую принято называть напором; c – пересчетный коэффициент, учитывающий несоответствие размерностей единиц и отсутствие в уравнении величины ускорения свободного падения. Если давление выражают в мегапаскалях (МПа), то $c = 102$ (≈ 100), а если в технических атмосферах, то $c = 10$. Например, если известно, что забой скважины находится на глубине 5200 м, а средняя плотность флюидов равна 1020 кг/м^3 , тогда их давление на забое скважины составит. Первый вариант расчета:

$$\begin{aligned} p &= \rho hg = 1020 \text{ кг/м}^3 \cdot 5200 \text{ м} \cdot 9,81 \text{ м/с}^2 = 52032240 \text{ кг/(м} \cdot \text{с}^2) = \\ &= 52032240 \text{ Па} = 52,0 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Второй вариант расчета:

$$\begin{aligned} p &= \rho h/102 = 1,02 \cdot 5200 = 5304 : 102 = 52 \text{ МПа или,} \\ p &= \rho h/10 = 1,02 \cdot 5200 = 5304 : 10 = 530,4 \text{ кгс/см}^2. \end{aligned}$$

Для приблизительных расчетов в малоизученных районах пластовое давление принимают равным весу столба пресной воды с плотностью 1 г/см^3 высотой от точки залегания предполагаемого пласта до земной поверхности. Положение пьезометрической поверхности при этом не учитывается. Рассчитанное таким образом пластовое давление называется условно гидростатическим.

Достаточно часто в разрезах осадочного чехла возникают аномально высокие пластовые давления (АВПД), превышающие расчетные гидростатические давления, даже с учетом пьезометрической поверхности и фактической плотности воды в 1,3-2,3 раза и более, то есть, достигающие значений горного давления. Значительно реже отмечаются аномальные пластовые давления, не достигающие расчетного гидростатического давления. Формальной причиной существования аномальных давлений в природных резервуарах является несоответствие объемов флюидов объему пустотного пространства горных пород.

Главными причинами формирования АВПД являются уплотнение пород под действием горного давления и образование элизионного режима в природных резервуарах, а также рост пластовых температур.

Аномально низкие пластовые давления (АНПД) встречаются редко и обычно на относительно небольших глубинах. Они образуются при интенсивном разуплотнении горных пород в результате катагенетических и неотектонических процессов и в разрушенных гидродинамических системах. АНПД возникают также в областях развития многолетнемерзлых пород и в гидродинамических системах, область питания которых лежит не в вершинных частях аридных возвышенностей, а на их склонах. В таких специфических системах зона АНПД находится выше области питания. Для количественной оценки степени отклонения фактических пластовых давлений от гидростатических используются коэффициенты аномальности пластового давления (K_a):

$$K_a = P_f / P_{н \text{ (у.г.)}},$$

то есть, это отношение фактического пластового давления (P_f) к нормальному (P_n) или условному гидростатическому ($P_{у.г.}$) давлению, рассчитанному для той же глубины.

Обычно аномальными считаются давления с коэффициентами аномальности более 1,3 (АВПД) и менее 0,8 (АНПД).

Температуру в недрах можно оценить по известному геотермическому градиенту, который показывает, на сколько градусов изменяется температура

при изменении глубины на 100 м, то есть он показывает интенсивность нарастания температуры с глубиной.

Геотермический градиент зависит от геологического строения района, величины плотности теплового потока, теплофизических свойств пород, определяемых их литологическими и петрографическими особенностями, и других факторов. Повышение теплопроводности пород ведет к снижению геотермического градиента и наоборот. Значение геотермического градиента в разных районах и на разных глубинах меняется от 0,5 до 20 °С/100 м и более, а его среднее значение составляет 3,3 °С/100 м.

Геотермическая ступень – это вертикальный интервал в земной коре ниже нейтрального слоя, в пределах которого температура горных пород повышается на 1 °С. Геотермическая ступень является величиной, обратной геотермическому градиенту. Она изменяется в широких пределах, от 170 м/ °С на Кольском полуострове (Балтийский щит) до 2-5 м/ °С на Камчатке и в Предкавказье (пояса кайнозойской складчатости). При ориентировочных расчетах принимается её среднее значение равное 33 м /°С.

Практически в проектах чаще всего прогнозируемая температура по стволу скважины рассчитывается по геотермическому градиенту, принятому по аналогии со скважинами, пробуренными на близлежащих площадях.

Значения углов и направлений падения пластов получают на основе анализа геолого-геофизических разрезов, входящих в комплект отчетных документов по проведенным сейсморазведочным работам, а также по данным скважин, пробуренным на соседних площадях.

Аппаратура и материалы. Литолого-стратиграфический разрез скважины, табличный материал.

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

На выданном преподавателем или выбранном студентом литолого-стратиграфическом разрезе скважины выделить интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями. В этих интервалах определяются категории пород по твердости и абразивности, ожидаемым пластовым давлениям и температурам, данные по углам и направлению падения пластов.

Полученные результаты сводятся в таблицу:

Таблица - Геологические условия проводки скважин

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологическая характеристика разреза	Категория пород		Ожидаемые пластовые		
от	до	толщина			по тверд.	по абраз.	давления, атм	темпер. в конце инт-ла, °С	углы и направ. падения пластов, °
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	165	165	четвертичные	глины, пески	1-2	1-3	1-18,6	255	1/179
165	375	210	апшерон	глины с редкими ями песчаников, литов	4-6	1-3	18,6-51,8	31	1-2/178
....									
760	2130	1370	майкоп	глины плотные с ями песчаников, литов	5-6	1-3	88,3-247,7	88	1-3/179
....									
2550	3050	500	нижний мел	переслаивание иков, алевролитов, известняки, доломиты	4-6	2-4	280,9-336,0	115	7-11/179
3050	3190	140	верхняя юра	песчано-алевролитовые и, глины, аргиллиты, яты	5-6	2-4	336,0-351,4	119	3-5/116
3190	3600	410	средняя юра	песчаники, алевролиты	5-6	2-4	351,4-396,6	131	3-5/117

Содержание отчета и его форма

Таблица «Геологические условия проводки скважин» и пояснительная записка, в которой обосновываются значения определенных параметров.

Контрольные вопросы

- 1 Что такое твердость пород и как она определяется?
- 2 Что такое абразивность пород и как она определяется?
- 3 Как определяется пластовое давление?
- 4 Как определяется пластовая температура?

Список литературы

- 1 Методические указания по составлению геологических проектов и дополнений к ним. – М.:ВНИГНИ, 1996. – 140 с.

Лабораторная работа 15

Осложнения, возникающие в процессе проводки скважин

Цель работы. Познакомить студентов с методикой проектирования интервалов осложнений, возникающих в процессе проводки скважин

Теоретическое обоснование. При составлении геологического проекта поисков (разведки) месторождений (залежей) нефти и газа прогнозируются интервалы осложнений, возникающих в процессе проводки скважин.

В процессе бурения возникают различные осложнения: поглощение промывочной жидкости или цементного раствора, нефте-газо-водопроявления, обваливание и осыпание пород, прихваты и затяжки бурильной колонны, растепление многолетнемерзлых пород и другие. Во многих случаях предупредить возникновение осложнения легче, чем его ликвидировать. Нередко одно осложнение, возникшее в скважине и не устраненное в достаточно короткий срок, усугубляется другими видами, а иногда является причиной появления новых осложнений. Поэтому предупреждению и быстрой ликвидации возникших осложнений следует уделять большое внимание.

Поглощение промывочной жидкости происходит если:

- в горной породе имеются раскрытые трещины, каверны и прочие крупные каналы, а давление, создаваемое промывочной жидкостью на стенки скважины, превышает пластовое в рассматриваемом горизонте;
- давление, создаваемое промывочной жидкостью на стенки скважины, достаточно для раскрытия имеющихся в данной породе сомкнутых микротрещин либо для разрыва породы и образования в ней новых трещин.

При бурении иногда возникают осыпи и обвалы пород и сужения стволов, что проявляется в повышении давления в насосах при промывке, выносе на поверхность большого количества песка и довольно крупных обломков пород, существенном увеличении усилия, необходимого для приподнимания колонны труб.

Наряду с залегающими в верхней части разреза рыхлыми породами, одной из причин такого осложнения является изменение напряженного состояния в породе при разбуливании.

При естественном залегании породы любой элементарный объем ее испытывает всестороннее сжатие, причем на стенки его в горизонтальной плоскости действует боковое давление p_b . После вскрытия породы боковое давление на стенки ствола скважины уменьшается от p_b до давления столба промывочной жидкости. В результате напряженное состояние в пристволевой зоне изменяется.

Если напряжения на стенках и в приствольной зоне окажутся выше прочности упруго-хрупкой породы, последняя будет разрушаться и осыпаться в ствол скважины. Если порода пластично-хрупкая или высокопластичная, она начнет пластически деформироваться и выдавливаться в ствол скважины, как только напряжения на стенках и в приствольной зоне превзойдут предел текучести. Это наблюдается при обнажении некоторых хемогенных (например, бишофит, карналлит) и глинистых пород. Последствия тектонических процессов (перемiatость пород, трещиноватость, остаточные напряжения) снижают сопротивляемость породы разрушению и, таким образом, способствуют возникновению осыпей, обвалов, а также сужений стволов скважин.

Причиной уменьшения прочности и, следовательно, устойчивости может явиться набухание некоторых, в основном глинистых, пород при проникновении в них фильтра промывочной жидкости, ослабление сил сцепления между частицами скелета породы. Величина и скорость набухания зависят от минералогического состава породы и химического состава фильтра.

Осложнения могут возникать также при уменьшении коэффициента трения между частицами тектонически нарушенных, перемятых пород, особенно при больших углах падения пластов, в результате смачивания поверхностей контакта фильтратом промывочной жидкости.

Осыпи и обвалы могут явиться следствием резкого уменьшения давления промывочной жидкости на стенки скважины при газонефтяном выбросе или при опробовании пласта. В глубоких скважинах подобные осложнения могут быть следствием усталостного разрушения пород, вызванного многократными колебаниями гидродинамического давления, возникающего при спуско-подъемных операциях, а также колебаниями температуры.

Образование желобов происходит в стенках скважины, сложенных достаточно прочными породами, особенно на участках интенсивного искривления ствола. Такие желоба обычно вырабатываются в стенках скважины бурильными замками во время спуско-подъемных операций.

Сальники часто образуются из кусков толстых фильтрационных корок, содранных со стенок скважины, при перемещении колонны труб. Образование сальника из обломков выбуренных пород, выпавших из восходящего потока промывочной жидкости, происходит вследствие резкого снижения его скорости в местах значительных расширений ствола скважины (например, в кавернах) либо при нарушении нормальной циркуляции (например, в результате размыва резьбового соединения труб). Образованию сальников способствует большая

липкость набухающих глинистых пород.

Аппаратура и материалы. Литолого-стратиграфический разрез скважины, табличный материал.

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

На выданном преподавателем или выбранном студентом литолого-стратиграфическом разрезе скважины указываются ожидаемые в процессе бурения осложнения, обусловленные литологическими, геохимическими, гидрогеологическими, геотермическими особенностями проектного разреза и геологического строения района (осыпи, обвалы, сужения ствола, сальнико-, каверно-, желобообразование, поглощение глинистого раствора, водопроявления), а также интервалы нефтегазопроявлений.

Полученные результаты сводятся в таблицу:

Таблица - Ожидаемые осложнения при бурении

Интервалы глубин, м	Возраст	Вид осложнений	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4
0-760	Неоген-четвертичный	Грифообразование, осыпи, частичное поглощение, водопроявления	Слабая сцементированность отложений, наличие водоносных горизонтов
760-2130	Майкопский	Сальникообразование, осыпи стенок скважины, желобообразование, водопроявления	Смачивание и разбухание глин, наличие водоносных горизонтов
2130-2250	Палеоген-позднемиоценовый	Кавернообразование, частичное поглощение, водопроявления	Растворение карбонатных пород, наличие водоносных горизонтов
2250-5500	Раннемиоценовый-триасовый	Частичное поглощение, водо- и нефтепроявления	Наличие водо- и нефтеносных горизонтов

Содержание отчета и его форма

Таблица «Ожидаемые осложнения при бурении» и пояснительная записка, в которой обосновываются значения определенных параметров.

Контрольные вопросы

- 1 Перечислите виды осложнений, возникающих в процессе проводки скважин
- 2 При каких условиях возникают поглощения промывочной жидкости?
- 3 Что способствует возникновению осыпей и обвалов пород и сужения стволов скважин?
- 4 Что такое сальникообразование и причины их появления?

Список литературы

1 Методические указания по составлению геологических проектов и дополнений к ним. – М.:ВНИГНИ, 1996. – 140 с.

Лабораторная работа 16

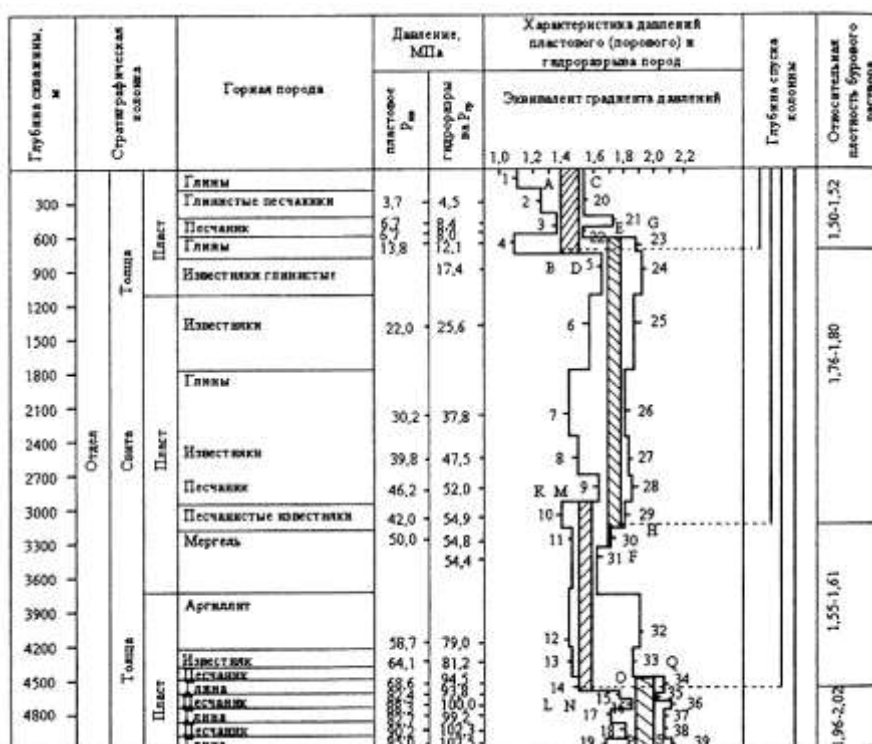
Обоснование типовой конструкции скважин

Цель работы. Познакомить студентов с основными принципами выбора оптимальной конструкции скважин.

Теоретическое обоснование.

Обоснование типовой конструкции скважин проводится, исходя из их проектной глубины и способа проводки, характера и ожидаемой продуктивности разреза, давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений, наличия осложнений, допустимых величин выхода из-под башмака предыдущей обсадной колонны.

При проектировании конструкции скважины строится совмещенный график изменения эквивалента градиента пластового давления, эквивалента градиента давления гидроразрыва и эквивалента градиента гидростатического давления столба бурового раствора по глубине залегания рассматриваемого горизонта.



Совмещенный график эквивалентов градиентов давлений для выбора конструкций скважин (штриховкой показаны интервалы, совместимые по условиям бурения)

Эквивалент градиента давления - это та относительная плотность некоторой жидкости, столб которой на глубине h создает давление равное

давлению пластовому (поровому) $R_{пл}$, гидроразрыва $R_{гр}$ или столба бурового раствора $R_{гс}$.

Эквиваленты градиентов давлений рассчитываются по формулам:

$$\rho_{эпл} = R_{пл}/0,01 * h, \rho_{эгр} = R_{гр}/0,01 * h, \rho_{эгс} = R_{гс}/0,01 * h,$$

где $\rho_{эпл}$, $\rho_{эгр}$ и $\rho_{эгс}$ - эквиваленты градиентов пластового давления $R_{пл}$ (МПа), давления гидроразрыва $R_{гр}$ (МПа) и гидростатического давления столба бурового раствора $R_{гс}$ (МПа) соответственно; h - глубина залегания рассматриваемого горизонта, м.

Величины $R_{пл}$, $R_{гр}$ или определяют на основании данных промысловых исследований, или прогнозируют. В интервалах залегания высокопластичных пород (например, галита при высоких давлениях и температуре) вместо $R_{пл}$ для определения $\rho_{эпл}$ может быть использовано боковое горное давление.

Давление гидроразрыва определяется по формуле:

$$R_{гр} = R_{пл} + P_p + P_{бг},$$

где $R_{гр}$ - давление гидроразрыва, МПа;

$R_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

P_p - давление расслоения пород, 1,5-3,0 МПа.

Боковое горное давление определяется по формуле:

$$P_{бг} = \nu * P_{гор} / (1 - \nu),$$

где ν - коэффициент Пуассона, равный 0,25-0,3;

$$P_{гор} = \rho h g,$$

где ρ - плотность пород или флюидов, h - расчетная глубина

Линии изменения $\rho_{эпл}$ и $\rho_{эгр}$ определяют зоны совместимости внешних условий и значений одного из основных параметров бурового раствора - его относительной плотности.

По данным совмещенного графика давлений и предполагаемым зонам осложнений определяют интервалы крепления скважины.

Конструкция скважины представляет собой взаимосвязанное соотношение диаметров ствола, размеров долот, диаметров и глубин спуска крепежных колонн, способов изоляции забоя, ствола и оборудования устья. Конструкция должна обеспечивать возможность проведения полного комплекса геофизических исследований, испытаний на приток жидкости и газа в открытом стволе и в колонне, гидродинамических исследований, отбора глубинных проб нефти; возможность перевода скважины в категорию эксплуатационных.

Минимальный диаметр ствола определяется задачами опробования, в частности диаметрами приборов, спускаемых в скважины при эксплуатации в том случае, если будут вскрыты продуктивные горизонты.

Рациональная конструкция скважины предусматривает крепление устья с помощью направления. Направление диаметром 299-630 мм спускается обычно на глубину не более 60 м и цементируется до устья с целью предотвращения размыва устья.

Кондуктор диаметром 219-426 мм спускается на глубину до 700 м, но в основном до глубин 100-300 м с целью перекрытия неустойчивых отложений, изоляции водоносных горизонтов, предупреждения грифообразования и размыва устья скважины раствором при бурении под техническую колонну. Цементируется до устья.

Техническую колонну спускают для изоляции осложненных зон в разрезе отложений, вскрываемых скважиной. Цементируется до устья. В случае большой длины колонны, а следовательно большого веса, трудности подбора тампонажного материала по температурным условиям и предотвращения гидроразрыва пород из-за больших гидродинамических давлений, возникающих при спуске и цементировании, спуск колонны производится посекционно.

В случае, если по рассчитанному графику совмещенных давлений в разрезе присутствуют зоны с несовместимыми условиями бурения (по давлению), в конструкции скважины предусматривается промежуточная колонна. В этом случае диаметры кондуктора, направления и технической колонны соответственно увеличиваются.

Эксплуатационная колонна спускается до продуктивного интервала и цементируется с целью разобщения и опробования перспективных объектов, предотвращения возможных поглощений и нефтегазопроявлений.

Аппаратура и материалы. Литолого-стратиграфический разрез скважины, табличный материал.

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

По выданным данным строится график совмещенных давлений скважины. По данным совмещенного графика давлений и предполагаемым зонам осложнений определяются интервалы крепления скважины. На основе полученных результатов обосновывается оптимальная конструкция скважины.

Полученные результаты сводятся в таблицу:

Сводные данные по конструкции скважины

№ колонны п/п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Группа прочности стали	Интервал установки, м	Высота подъема цемента, м
------------------	----------------------	---------------------	------------------------	-----------------------	---------------------------

1	Направление	630		0-7	0-7
2	Кондуктор	426		0-200	0-200
3	1 промежуточная колонна	324		0-1200	0-1200
4	2 промежуточная колонна	245		0-4500	0-4500
4	а) первая секция	245		4500-2450	4500-2450
	б) вторая секция	245		2450-0	2450-0
5	Эксплуатационная колонна	140x168		0-5500	3400-5500

Содержание отчета и его форма

Совмещенный график эквивалентов градиентов давлений, таблица «Сводные данные по конструкции скважины» и пояснительная записка, в которой обосновываются значения определенных параметров.

Контрольные вопросы

- 1 Дайте определение эквивалента градиента давления.
- 2 Как рассчитываются значения эквивалентов градиентов давлений: пластового (порового), гидроразрыва и столба бурового раствора ?
- 3 На основе каких данных определяется оптимальная конструкция скважины?

Список литературы

- 1 Методические указания по составлению геологических проектов и дополнений к ним. – М.:ВНИГНИ, 1996. – 140 с.

Лабораторная работа 17

Термометрия в скважинах

Цель работы. Познакомить студентов с термометрическими методами исследования скважин.

Теоретическое обоснование.

Термометрические методы позволяют изучать изменение теплового поля Земли в интервалах ствола скважины или (и) продуктивного пласта и регистрировать температурные колебания, значение которых зависит от наличия в скважине бурового раствора с теми или иными параметрами, тепловыделения при твердении тампонажного раствора, закачки буферных жидкостей, наличия или отсутствия обсадной или бурильной колонн и т.д.

Температуру измеряют электрическими термометрами в диапазоне ее изменения от 0 до 250 °С. Разделение горных пород по тепловому сопротивлению дает возможность классифицировать их по физическим свойствам. При помощи градиент-термометра (два спаренно работающих электрических термометра, расположенных на некотором расстоянии друг от друга) возможна регистрация малых (до сотых и даже тысячных долей градуса) тепловых локальных аномалий.

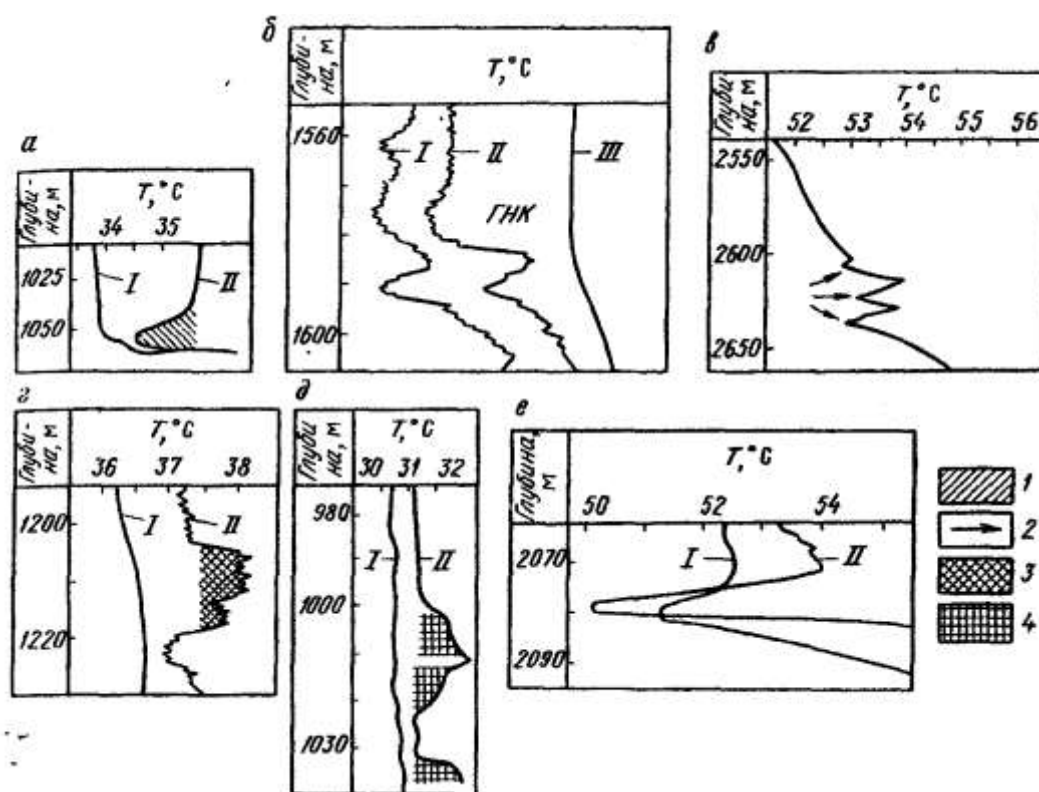
Изучение естественного теплового поля Земли позволяет, кроме установления геотермического градиента, выделить в разрезе породы, создающие местные изменения теплового поля Земли, а также решить некоторые технические проблемы (определить высоту подъема тампонажного раствора в заколонном пространстве скважин, зоны поглощения жидкости, утечки и притоки флюидов и др.).

Местные, или локальные, тепловые поля, наблюдаемые в скважине, обычно приурочены к газоносным и нефтеносным пластам, пластам-коллекторам, в которых происходит циркуляция воды, ископаемым углям, галогенным осадкам и др.

При фильтрации через пористую среду жидкости температура ее за счет трения повышается; при фильтрации газа происходит снижение температуры вследствие адиабатического расширения газа (это явление носит название эффекта Джоуля-Томпсона, или эффекта дросселирования газа в продуктивном пласте). В результате эффекта дросселирования в скважине напротив газового пласта наблюдается отрицательная аномалия температур, а напротив нефтяного – положительная.

Термометрия проводится по всему стволу и используется для изучения естественных и искусственных тепловых полей как в необсаженной, так и в обсаженной скважине. Масштаб глубин 1:500. Рекомендуемый масштаб

регистрации кривой 0.5 град.С/см.



Результаты температурных измерений для решения различных задач нефтегазопромысловой геологии.

Определение: а — местоположения нефтепродуктивной зоны; б — положения газонефтяного контакта; в — места потери циркуляции; г — глубины закачанного под давлением цемента; д — зон гидроразрыва пласта; е — зоны закачки газа. 1 — продуктивная зона; 2 — зона потери циркуляции

Аппаратура и материалы. Диаграммы термометрического каротажа, табличный материал.

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

По выданным диаграммам термометрического каротажа определить местоположение нефтепродуктивной зоны; положение газонефтяного контакта; места потери циркуляции; глубины закачанного под давлением цемента; зоны гидроразрыва пласта; зоны закачки газа

Содержание отчета и его форма

Диаграмма термометрического каротажа с выделенными зонами и интервалами нефтепродуктивной зоны; положение газонефтяного контакта; места потери циркуляции; глубины закачанного под давлением цемента; зоны гидроразрыва пласта; зоны закачки газа

Краткая пояснительная записка с обоснованием полученных результатов.

Контрольные вопросы

- 1 С какой целью проводится термометрия в скважинах?
- 2 Как измеряют температуру в скважинах ?
- 3 Что такое эффекта Джоуля-Томпсона?

Список литературы

- 1 Методические указания по составлению геологических проектов и дополнений к ним. – М.:ВНИГНИ, 1996. – 140 с.

Лабораторная работа 18

Газовый каротаж в скважинах

Цель работы. Познакомить студентов с методами исследования скважин посредством газового каротажа.

Теоретическое обоснование.

Геологические задачи при выполнении геолого-технологических исследований решаются с использованием различных методов исследований и измерений. Одним из основных и обязательных методов является газовый каротаж, применяемый в двух вариантах: в процессе бурения и после бурения.

Одновременно с газовым каротажом выполняются механический каротаж (продолжительность проходки) и расходометрия (расход промывочной жидкости). Эти исследования проводят непрерывно в процессе бурения скважин (обычно поисково-разведочных и опорных) для выделения в разрезе и предварительной оценки пластов, содержащих нефть и газ.

При проходке нефтегазоносных пластов газ, свободный и растворенный в нефти и воде в пустотном пространстве разбуренного объема породы, поступает в промывочную жидкость, циркулирующую по скважине, и выносится вместе с ней на поверхность.

В интервалах разреза, характеризующихся повышенными газопоказаниями, а также в перспективных на нефть и газ интервалах проводят компонентный анализ состава углеводородных газов, извлекаемых из промывочной жидкости. Для этого применяется хроматограф, основными узлами которого являются разделительная колонка, газоанализатор и регистрирующий прибор.

Основные задачи интерпретации диаграмм газометрии промывочной жидкости — выделение и предварительная оценка газонефтедержащих пластов в разрезе скважины. Решение этой задачи до окончания бурения скважины позволяет наметить перспективные интервалы для проведения в них промыслово-геофизических исследований после бурения и обеспечивает надежную оценку характера насыщения коллекторов, выделенных по данным этих исследований.

Для определения основных параметров, характеризующих газо- и нефтесодержание пластов, выполняются следующие операции: непрерывный анализ газовой смеси для определения суммарного содержания в ней углеводородных газов ($G_{\text{сум.}}$) и приведенных газопоказаний ($G_{\text{пр.}}$), а также компонентный анализ на относительное содержание (в %) в пласте предельных углеводородных газов C_1 - C_6 .

Интерпретацию начинают с выделения на диаграмме суммарных

газопозначений (Гсум.) участков, характеризующихся показаниями, превышающими фоновые не менее чем в 3 раза. Фоновыми называются газопозначения, наблюдаемые по всему разрезу скважины или в пределах значительных интервалов, которые возникают за счет постоянной газовой составляющей разбурывающихся пород, вследствие неполной дегазации промывочной жидкости в циркуляционной системе после проходки газонефтеcодержащих пород при попадании в раствор смазки и нефти.

Пласты, характеризующиеся повышенными показаниями на диаграммах газометрии, могут соответствовать газоносным пластам, содержащим скопления природного газа, нефтеносным пластам с растворенным (попутным) газом и водоносным (непродуктивным) пластам с растворенным газом или остаточной нефтью. Для определения характера насыщения пластов и отделения продуктивных пластов от водоносных используют значения приведенных газопозначений (Гпр.). Приведенные газопозначения (Гпр.) соответствуют приведенному к нормальным условиям объему газа, содержащегося в единице объема пласта, вскрываемого скважиной.

Газосодержание пласта (в %) вычисляют по формуле:

$$Г_{сум.} = 0,037 Г_{пр.} \cdot z \cdot T / P_{пл.},$$

где Т - пластовая температура, К; Р_{пл.} - пластовое давление, МПа; z - коэффициент сверхсжимаемости газа.

Газовый каротаж после бурения проводится при возобновлении циркуляции промывочной жидкости после простоя скважины (спуско-подъемных операций, ремонтных и других работ). О газонасыщенности пластов при этом судят по содержанию в ПЖ углеводородных газов, поступающих в период прекращения циркуляции из пласта в скважину в результате их фильтрации и диффузии.

Аппаратура и материалы. Диаграммы газового каротажа, **табличный материал.**

Указания по технике безопасности. Не предусматриваются.

Методика и порядок выполнения работы

По выданным диаграммам газового каротажа определить потенциально газоносные, нефтеносные и водоносные интервалы.

Содержание отчета и его форма

Диаграмма газового каротажа с выделенными интервалами потенциально газоносных, нефтеносных и водоносных пластов. Краткая пояснительная записка с обоснованием полученных результатов.

Контрольные вопросы

1 С какой целью проводится газовый каротаж в скважинах?

2 Каким образом на основе газового каротажа выделяются интервалы потенциально газоносных, нефтеносных и водоносных пластов?

3 Что такое эффекта Джоуля-Томпсона?

Список литературы

1 Методические указания по составлению геологических проектов и дополнений к ним. – М.:ВНИГНИ, 1996. – 140 с.

Список рекомендуемой литературы

Список основной литературы:

1 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. 1, 2. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2012. – 412 с.: ил.

2 Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Приказ №477 Минприроды России от 01.11.2013 г.

3 Методические рекомендации по применению «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Распоряжение №3-р Минприроды России от 01.02.2016 г.

Список дополнительной литературы

4 Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. – Приказ МПР РФ от 7 февраля 2001 г. N 126.

5 Методические указания по составлению геологических проектов и дополнений к ним. – М.:ВНИГНИ, 1996. – 140 с.

6 Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ/ Э.А.Бакиров, В.И.Ларин, Э.Л.Рожков и др. - М.: Недра, 1988, 264 с.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания
по выполнению самостоятельной работы
по дисциплине «Проектирование комплекса
поисково-разведочных работ на нефть и газ»
для специальности 21.05.03 Технология геологической разведки

Ставрополь
2026

Содержание

Пояснительная записка

Технологическая карта самостоятельной работы студента

Методические рекомендации по выполнению заданий

Список литературы, рекомендуемый к использованию в самостоятельной работе студентов

Пояснительная записка

Наряду с аудиторной работой одной из форм учебного процесса, его существенной частью является самостоятельная работа студентов (СРС).

Задачами СРС являются:

- развитие и привитие навыков самостоятельной учебной работы и формирование знаний;
- освоение, углубление содержания и основных положений курса, выносимых на самостоятельное изучение студента; в ходе составления опорного конспекта, в ходе подготовки к лекционным занятиям
- использование материала, собранного и полученного в ходе самостоятельных занятий при подготовке и написании докладов, рефератов, для эффективной подготовки к итоговому контролю.

Самостоятельная работа студентов может осуществляться как в аудитории, так и вне ее, обычно это в основном внеаудиторная деятельность студента. Для активного владения знаниями в процессе аудиторной работы необходимо не только понимание учебного материала, но и творческое его восприятие.

Основные формы реализации самостоятельной работы и контроля знаний являются:

Комплект разноуровневых задач и заданий – индивидуальное решение репродуктивных, реконструктивных и творческих заданий, позволяющих оценивать и диагностировать уровень обученности, уровень умений и навыков студентов по темам дисциплины. Процедура проведения этой формы учебной деятельности студента включает в себя письменное выполнение заданий трех уровней и защиту их на практическом занятии. При проверке задания, оцениваются полнота и самостоятельность выполнения заданий, оригинальность решения.

Опорный конспект темы – письменный текст, в котором кратко и последовательно изложено содержание основного источника информации. Конспектировать – значит приводить к некоему порядку сведения, почерпнутые из оригинала. В основе процесса лежит систематизация прочитанного или услышанного. Записи могут делаться как в виде точных выдержек, цитат, так и в форме свободной подачи смысла. Данный вид самостоятельной работы направлен на формирование представлений о конфликтах.

Собеседование – средство контроля, организованное как специальная беседа преподавателя со студентом на темы, связанные с изучаемой дисциплиной, и рассчитанное на выяснение объема знаний обучающегося по определенному разделу, теме, проблеме и т.п.

Их содержание должно сформировать умение анализировать философско-методологические и научные тексты, обосновывать своё отношение к изложенным в них оценкам, составлять краткие конспекты, тезисы прочитанного, умение применять полученные знания для постановки и решения исследовательских задач, связанных с изучением студентами той или иной области природы и культуры. Разнообразие заданий позволяет учитывать индивидуальные особенности студентов при организации самостоятельной работы.

Четкое выполнение самостоятельной работы студентами обеспечит заблаговременную подготовку к занятию, высокое качество усвоения материала, возможность применения теоретических знаний на практике.

Технологическая карта самостоятельной работы студента

Код реализуемой компетенции	Вид деятельности студентов	Итоговый продукт самостоятельной работы	Средства и технологии оценки	Объем часов
-----------------------------	----------------------------	---	------------------------------	-------------

8 семестр				
ОПК-10	Изучение литературы по темам № 3– 6	Конспект	Собеседование	14
ОПК-10	Подготовка к лекциям	Конспект	Опрос	16
ОПК-10	Подготовка к лабораторным работам	Индивидуальные задания	Защита индивидуальных заданий	14
ОПК-10	Подготовка к зачету с оценкой	Вопросы и задачи	Экзамен	16
Итого за 8 семестр				60
Итого				60

Методические рекомендации по изучению теоретического материала

Работа с конспектом лекций

Просмотрите конспект сразу после занятий. Отметьте материал конспекта лекций, который вызывает затруднения для понимания. Попытайтесь найти ответы на затруднительные вопросы, используя предлагаемую литературу. Если самостоятельно не удалось разобраться в материале, сформулируйте вопросы и обратитесь на текущей консультации или на ближайшей лекции за помощью к преподавателю.

Каждую неделю отводите время для повторения пройденного материала, проверяя свои знания, умения и навыки по контрольным вопросам и тестам. Умение студентов быстро и правильно подобрать литературу, необходимую для выполнения учебных заданий и научной работы, является залогом успешного обучения. Самостоятельный подбор литературы осуществляется при подготовке к семинарским, лабораторным занятиям, при написании курсовых работ, научных рефератов.

Выполнение СРС на занятиях с проверкой результатов преподавателем позволяет студентам усваивать изучаемый материал более глубоко, меняется отношение к лекциям, так как без понимания теории предмета, без хорошего конспекта трудно рассчитывать на успех в решении заданий. Это улучшает посещаемость как практических, так и лекционных занятий.

При подготовке к лекциям-беседам тема сообщается студентам заранее. Участники дискуссии делятся на группы по 8 человек, в течение 10—15 мин подготавливают свой вариант решения проблемы. Следующим этапом дискуссии является выступление представителей от каждой группы из 8 человек и защиты своего варианта решения. В конце общего обсуждения ведущий подводит итоги дискуссии, дает оценку совместно найденного варианта решения.

Методические рекомендации по организации работы с литературой

Изучение и анализ литературных источников является обязательным видом самостоятельной работы студентов. Изучение литературы по избранной теме имеет своей задачей проследить характер постановки и решения определенной проблемы различными авторами, аргументацию их выводов и обобщений, провести анализ и систематизировать полученный материал на основе собственного осмысления с целью выяснения современного состояния вопроса.

Проработка отобранного материала обязательно должна идти с одновременным ведением записей прочитанного и своих замечаний. Запись может иметь как форму конспекта, так и выписок, а также картотеку положений, тезисов, идей, методик, что в дальнейшем облегчит классификацию и систематизацию полученного материала. Такого рода записи являются лучшим способом накопления и первичной обработки материал, одной из обязательных форм организации умственного труда.

Планом удобно пользоваться при подготовке к устному выступлению по выбранной теме. Каждый пункт плана должен раскрывать одну из сторон избранной темы, а весь план должен охватывать ее целиком.

Тезисы предполагают сжатое изложение основных положений текста в форме утверждения или отрицания. Они являются более совершенной формой записей и представляют основу для дискуссии. К тому же их легко запомнить.

Аннотация – краткое изложение содержания – дает общее представление о работе.

Резюме кратко характеризует выводы, главные итоги источника.

Конспект является наиболее распространенной формой ведения записей. Основную ткань конспекта составляют тезисы, дополненные доказательствами и рассуждениями. Конспект может быть текстуальным, свободным или тематическим. Текстуальный представляет собой цитатник с сохранением логики работы и структуры текста. Свободный конспект основан на изложении материала в том порядке, который более удобен автору. В этом смысле конспект представляет собирание воедино мыслей, разбросанных по всей книге. Тематический конспект может быть составлен по нескольким источникам, где за основу берется тема, интерпретируемая по-разному.

Экономия времени дает использование при записях различного рода сокращений, аббревиатуры и т.д. многие используют для регистрации исследуемых тем систему карточек. Преимущество карточек в том, что тема там излагается очень сжато, и они очень удобны в использовании, т.к. их можно разложить на столе, перегруппировать и без труда найти искомую тему.

Список литературы, рекомендуемый к использованию в самостоятельной работе студентов