

Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
Ухтинский государственный технический университет

А.И. Дьяконов, Л.В. Пармузина, А.Н. Смирнов

П Р А К Т И К У М
по теоретическим основам и методам поисков и разведки
нефтяных и газовых месторождений

Учебное пособие

Издание второе, переработанное и дополненное

УХТА 2009

УДК 550.8 (076.5)

Д 93

Дьяконов, А.И.

Практикум по теоретическим основам и методам поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений [Текст] : учеб. пособие / А.И. Дьяконов, Л.В. Пармузина, А.Н. Смирнов. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Ухта : УГТУ, 2009. – 95 с.: ил.

ISBN 5-88179-062-6

Учебное пособие, предназначенное для студентов геологоразведочных, геологических и нефтегазопромысловых факультетов нефтегазовых вузов, разработано согласно учебной программе дисциплины в соответствии с общеинженерной подготовкой специалистов направления 130304.

Пособие включает научно-практические разработки, лабораторные и самостоятельные работы, отвечающие теоретическому курсу по пяти важнейшим главам: 1. Тектонические, литолого-фациальные и геохимические факторы нефтегазогенерации и нефтегазонакопления. 2. Тектонические основы прогнозирования перспектив нефтегазоносности. 3. Раздельный прогноз перспектив нефтегазоносности. 4. Классификация ловушек и залежей углеводородов. 5. Методика поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений.

Учебное пособие рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом Ухтинского государственного технического университета.

Рецензенты: доктор геолого-минералогических наук, профессор Бурлин Ю.К.; кафедра геологии, геохимии горючих ископаемых Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова; доктор геолого-минералогических наук, профессор Карогодин Ю.Н; отдел тектоники Новосибирского государственного университета.

© Ухтинский государственный технический университет, 1997, 2009

© Дьяконов А.И., Пармузина Л.В., Смирнов А.Н., 1997, 2009

ISBN 5-88179-062-6

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
Глава 1. Тектонические, литолого-фациальные и геохимические факторы нефтегазогенерации и нефтегазонакопления	8
Лабораторная работа № 1. Составление литолого-стратиграфического разреза.....	11
Лабораторная работа № 2. Построение схемы сопоставления (корреляции) отложений.....	19
Лабораторная работа № 3. Построение литолого-фациального профиля.....	21
Лабораторная работа № 4. Построение геологического профиля	24
Глава 2. Тектонические основы прогнозирования перспектив нефтегазоносности	27
Лабораторная работа № 5. Построение палеотектонических профилей и оценка палеотектонических характеристик	42
Лабораторная работа № 6. Применение палеотектонического анализа в решении нефтегазогеологических задач.....	45
Глава 3. Раздельный прогноз перспектив нефтегазоносности	47
Лабораторная работа № 7. Качественный прогноз перспектив нефтегазоносности	52
Лабораторная работа № 8. Количественный прогноз нефтегазоносности и расчет начальных потенциальных (суммарных) ресурсов нефти и газа	62
Глава 4. Классификация ловушек и залежей углеводородов	67
Лабораторная работа № 9. Классификация ловушек и залежей нефти и газа.....	72
Глава 5. Методика поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений	75
Лабораторная работа № 10. Размещение поисковых скважин на ловушках различного морфогенетического типа.....	80
Лабораторная работа № 11. Разведка месторождений нефти и газа	86
Заключение.....	93
Библиографический список.....	94

ВВЕДЕНИЕ

Специалистам-нефтяникам, осуществляющим практическую реализацию современных теоретических разработок в области генезиса нефти и газа, научное прогнозирование перспектив нефтегазоносности, поиск и разведку месторождений на основе рационального комплекса геолого-разведочных работ, необходимы не только глубокие профессиональные знания условий образования горючих ископаемых, но и разносторонние практические навыки. Практические навыки и умения способствуют надежному закреплению ведущих положений теоретического курса, углубляют и развивают фундаментальные представления о геологии о нефти и газа. Возникла необходимость переиздания практикума «Теоретические основы поиска и разведки месторождений нефти и газа» (А.И. Дьяконов, Л.В. Пармузина, А.Н. Смирнов), изданного в 1997 году (г. Ухта). Необходимость переиздания диктуется также требованиями более полного учета в перспективной оценке недр материалов по нефтегазовой геотектонике (А.И. Дьяконов, В.И. Ермолкин, В.П. Филиппов, издание 1999 года, Москва).

Принципиально новым является комплексное использование при подготовке практического пособия двух полных лекционных курсов «Теоретические основы и методика прогноза, поисков и разведки месторождений нефти и газа» (А.И. Дьяконов, Б.А. Соколов, Ю.К. Бурлин, Ухта, 2002 г.) и «Методика поисков и разведки местоскоплений нефти и газа» (А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, В.С. Мелик-Пашаев и др., Москва, ВШ, 1987). Впервые в пособии раскрыто значение флюидо-катагенетических и эволюционно-генетических идей в количественном прогнозе нефтегазоносности, дано описание нового тектонодинамического метода прогнозирования, раскрыты новые возможности более эффективного применения палеотектонических показателей для целей прогнозирования нефти и газа.

В большинстве учебников и учебных пособий настоящего времени, посвященных прогнозированию перспектив нефтегазоносности и методическим вопросам поисков и разведки нефтегазовых залежей, особенно нетрадиционных, неиспользование тектонодинамических критериев отдельного прогнозирования нефти и газа значительно снижает достоверность выводов. В практикуме в доступной форме последовательно рассматриваются:

Глава 1. Тектонические, литолого-фациальные и геохимические факторы нефтегазогенерации и нефтегазонакопления.

Глава 2. Тектонодинамическая основа прогнозирования перспектив нефтегазоносности недр.

Глава 3. Эволюционно-генетический метод отдельного прогноза нефти, конденсата и газа.

Глава 4. Классификация ловушек и залежей углеводородов.

Глава 5. Методика поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений.

В главе 1 приводятся основные тектонические литолого-фациальные и геохимические факторы, способствующие нефтегазогенерации и нефтегазонакоплению. В лабораторных работах рассматриваются: геологическая интерпретация каротажных материалов, основные принципы построения литолого-стратиграфического разреза, схемы сопоставления отложений; изучаются методы построения геологических, литолого-фациальных, палеофациальных профилей, играющих ведущую роль в размещении нефтегазоносности в осадочных комплексах.

В главе 2 раскрывается роль палеотектонических реконструкций в нефтегазогенерации и нефтегазонакоплении. Показано определяющее значение палеотектонических показателей для прогнозирования перспектив нефтегазоносности. Необходимые палеотектонические параметры находятся в соответствующих лабораторных работах из палеотектонических профилей: интерпретация и использование их для решения задач отдельного прогноза нефти и газа осуществляются на основе аналогичных разработок, выполненных ранее (Дьяконов А.И., 1986, 1991).

В главе 3 рассматривается новое эволюционно-катагенетическое тектонодинамическое направление отдельного количественного прогноза перспектив нефтегазоносности, показано преимущество его по сравнению с существующими современными методами оценки начальных потенциальных и прогнозных ресурсов нефти и газа. В соответствующих лабораторных работах раскрыта сущность и практическая значимость рекомендованной новой эволюционно-катагенетической модели расчета ресурсов углеводородного сырья (Дьяконов А.И., Белый Н.И., 1993).

Глава 4 включает современную практическую классификацию ловушек для нефти, газа и залежей. В предусмотренных лабораторных работах наглядно отражено значение их для выбора рационального комплекса геологоразведочных работ СГРР и обоснование наиболее эффективных методов поиска и разведки месторождений.

В главе 5 излагаются основные факторы, определяющие выбор наиболее эффективной методики поискового и разведочного бурения. В рекомендуемых лабораторных работах отражены важнейшие принципы и геологические усло-

вия, которыми следует руководствоваться при выборе и обосновании рационального комплекса ГРП.

Цель практикума – помочь студентам-геологам и геофизикам специальностей 080500 и 080200 и направления бакалавриата "Геология" (511000) успешно овладеть практическими навыками самостоятельной работы по основным разделам дисциплины "Теоретические основы и методы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений". Лабораторные и практические занятия проводятся синхронно с соответствующими частями лекционного курса.

"Ядром" лекционной и лабораторной частей дисциплины является биогенная теория стадийного образования углеводородов в процессе прогрессивного катагенеза органического вещества в осадочном нефтегазоносном бассейне. Катагенетические изменения 0В и нефтегазогенерация представляют важнейший элемент практической реализации закона "Губкина-Брода".

Новое в сравнении с предшествующими представлениями состоит в тесном комплексировании основных тектонодинамических и эволюционно-катагенетических критериев. Сущность предложенного эволюционно-катагенетического метода раздельного количественного прогноза перспектив нефтегазоносности заключается в последовательном ретроспективном учете степени влияния тектонической активности, установленной экспериментально и расчетами, на уровень катагенетического преобразования органического вещества. Использование при этом уточненных зависимостей между масштабами генерации углеводородов из 0В разного типа (В.А. Успенский, С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина и др., 1975) позволило повысить достоверность оценки. Теоретическая основа и реализация предложенного метода рассмотрены, как отмечено выше, в главе 3.

Лабораторные занятия, тесно увязанные с лекционным курсом, проводятся по схеме, рекомендованной авторами настоящего учебного пособия, соответствующие изложению лекционного материала (А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, В.С. Мелик-Пашаев и др., 1987). Особое внимание обращается при этом на самостоятельное изучение и решение тектонических, палеотектонических и палеофациальных задач, непосредственно используемых в практике поисков и разведки месторождений нефти и газа. В процессе рассмотрения отдельных разделов практикума студенты должны полностью овладеть методикой структурно-тектонического, палеотектонического, литолого-фациального и палеофациального анализов при прогнозировании перспектив нефтегазоносности, образовании ловушек, залежей и навыками решения других нефтегазопроисловых задач.

По каждому разделу практикума предусмотрены задания, характеризующиеся четкой преемственностью содержания, начиная с работы № 1, выполнение которых поможет студентам лучше ориентироваться в изучаемом материале и полностью освоить практический курс, что будет способствовать надежному закреплению знаний по теоретическим разделам дисциплины. Поскольку геологическое строение осадочных формаций и комплексов определяется, прежде всего, их литологическим составом, особенностями слоистой структуры и текстуры, сочетанием литофаций, то все построения и реконструкции опираются на детальное стратиграфическое расчленение отложений и их коррелируемость в условиях изменения мощности. Основные категории стратиграфических подразделений принимаются в соответствии с общеевропейским стандартом. Ниже приведены условные знаки (рис. 2), используемые при геологических построениях и в самостоятельной работе студентов.

ГЛАВА 1

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ, ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИИ И НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Основными тектоническими, литолого-фациальными и геохимическими показателями нефтегазогенерации и нефтегазонакопления в соответствии с общими положениями биогенной теории образования углеводородов являются:

- наличие в разрезе темноцветных глин и глинистых пород, содержащих органическое вещество сапропелевого или гумусового типа в количестве выше кларка (более 0,1%). Темноцветность представляет характерный признак нефтематеринских отложений. Красные, коричневые, зеленые и голубые цвета пород свидетельствуют об отсутствии нефтепроизводящего потенциала. Вместе с тем и те, и другие образования могут обладать, даже при наличии небольшой песчано-алевритовой примеси, экранирующими свойствами. Отмеченный показатель темноцветности пород указывает на восстановительный характер фациально-геохимической среды, благоприятной для генерации углеводородов в субаквальных анаэробных условиях;
- присутствие в разрезе пород-коллекторов: песчаников, алевролитов, органо-генных и других известняков, различных трещиноватых пород, в т.ч. вулканогенных. Характерным свойством их является способность вмещать и фильтровать через себя значительные количества углеводородных флюидов;
- степень литогенеза осадочных пород и соответствующий уровень катагенетического преобразования органического вещества: протокатагенеза (ПК), мезокатагенеза (МК), апокатагенеза (АК), характеризующие масштабы и активность нефтегазообразования с генерацией в протокатагенезе – газа, в мезокатагенезе – нефти, апокатагенезе – газа. Масштабы процесса возрастают при росте содержания ОВ в нефтегазоматеринских отложениях;
- наличие природных резервуаров и ловушек для нефти и газа (природных "емкостей" значительного размера), которые могут вмещать промышленные количества углеводородов, сохранность которых обеспечивается флюидоупорами достаточной мощности (десятки-первые сотни метров).

Обязательными условиями образования скоплений УВ является наличие в разрезе нефтематеринских, коллекторских и экранирующих толщ. Распределение этих толщ в разрезе контролируется тектоническими, литолого-фациальными и стратиграфическими факторами. Изучение этих показателей может

быть эффективно произведено с помощью классической методики историко-геологического анализа.

Историко-геологический метод исследований разработан М.С. Швецовым (1938), Р.Ф. Геккером (1941, 1957), Н.М. Страховым (1948-1950) и в современном виде изложен и дополнен С.В. Тихомировым (1967, 1968, 1972, 1980, 1988). Для этой методики «характерны комплексность и стадийность приемов». Методика историко-геологического анализа разработана, главным образом, для мелководно-шельфовых отложений. Эта методика включает три раздела.

Первый раздел предусматривает полевое и камеральное изучение исследуемых отложений в скважинах и обнажениях, всестороннее изучение палеонтологических остатков (определение комплексов фауны, привязка их к стратиграфическим уровням, экологические исследования). На этой стадии изучения необходимо выявить поверхности перерывов и исследовать направленность изменения условий осадконакопления во времени, произвести детальное расчленение и корреляцию разрезов. Для расчленения и сопоставления разрезов, кроме биостратиграфических (метод руководящих палеонтологических комплексов и метод руководящих видов), литологических, палеоэкологических методов, используются данные о ритмичном строении отложений, отражающие периодичность процесса осадконакопления. При корреляции разрезов необходимо выделение и прослеживание реперного стратиграфического каркаса, который представляет собой совокупность опорных стратиграфических подразделений и реперных изохронных уровней. Опорные стратиграфические подразделения имеют наиболее полную палеонтологическую характеристику, представлены отложениями, образовавшимися в трансгрессивные фазы ритмов, и характеризуются наибольшей площадью распространения, выдержанным строением и выдержанными каротажными характеристиками. Границами этих подразделений нередко служат перерывы в осадконакоплении. Часто реперные уровни в разрезах связаны с поверхностями региональных размывов или перерывов в осадконакоплении и обычно имеют четко выраженную каротажную характеристику. При сопоставлении разрезов проводится послойная корреляция отложений; от разреза к разрезу прослеживается последовательность напластования, выявляются фациальные переходы. Послойная корреляция отложений, изучение и прослеживание реперного стратиграфического каркаса дают возможность установить закономерности ритмичного строения, последовательность и направленность фациальных изменений изучаемых отложений.

Второй раздел историко-геологической методики включает построение палеогеологических фациальных профилей, фациальных, палеогеографических карт и карт изопахит.

Палеогеологические фациальные профили строятся в направлении наибольшей фациальной изменчивости отложений, причем за горизонтальную поверхность принимается подошва самых молодых из рассматриваемых отложений. По мнению С.В. Тихомирова (Тихомиров С.В., 1988), такие профили помогают выявить «фациальные и тектонические особенности отложений, изменение их мощностей, соотношение выделенных стратиграфических подразделений с подстилающими и перекрывающими», а также «подтверждают справедливость или указывают на ошибочность первичного расчленения разрезов и их корреляции». Окраской на палеогеологических фациальных профилях показывают соленость бассейна. Для отдельных фаз осадочных ритмов строятся фациальные, палеогеографические карты и карты изопахит в одинаковом масштабе. По этим картам выясняется изменение структурного плана изучаемой территории во времени, определяются площади отложений моря и реконструируются отложения в областях размыва.

Третий раздел методики предусматривает построение графика периодичности осадконакопления по методу Н.М. Страхова (Страхов Н.М., 1949, 1950). По данным литолого-палеогеографических карт на оси абсцисс откладывается изменение площадей осадконакопления, а на оси ординат – время, что позволяет увидеть масштаб ритмов мелкого порядка и выявить приуроченность полезных ископаемых к определенным стадиям элементарных подразделений. Н.М. Страхов в элементарном подразделении выделил три стадии: А – развития трансгрессии, Б – стабильного стояния моря, В – регрессии. Для составления геологической графики необходимо использовать геофизические методы.

При изучении осадочных отложений применяются методы промысловой и полевой геофизики.

Промыслово-геофизические методы (комплекс геофизического исследования скважин – ГИС) включают: электрокаротаж, кавернометрию и радиоактивный каротаж (ГК и НГК). Эти методы в комплексе с историко-геологической методикой и данными полевой геофизики позволили решать следующие задачи: литологическое расчленение разреза, корреляцию разрезов, выделение коллекторов и определение их эффективных мощностей, покрышек и т.д.

Методы полевой геофизики, применяемые при изучении строения осадочных комплексов, включают гравиразведку, магниторазведку, электроразведку и сейсморазведочные работы.

Последовательное использование этих показателей в рекомендуемых лабораторных работах с заданными условиями является необходимым заданием для выполнения количественного прогноза перспектив нефтегазоносности.

Практические задания по данной главе предусматривают последовательное решение намеченных задач в конкретных геологических условиях Тимано-Печорской провинции для исследуемого объекта по фактическим геолого-геофизическим материалам. Целью выполнения задания, как отмечено выше, является овладение необходимыми практическими навыками самостоятельного решения задач нефтегазовой геологии, а также закрепление теоретических знаний по соответствующему разделу курса в объеме «ядра» дисциплины. Основное внимание уделяется составлению геологической графики, необходимой для решения конечной задачи – количественного прогнозирования нефтегазоносности и обоснования поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Для изучения современного геологического строения исследуемой территории с целью последующей оценки перспектив нефтегазоносности на основе указанных исследований составляется следующая основная графика: типовые литолого-стратиграфические разрезы, характеризующие строение различных частей осадочного чехла исследуемой территории; схемы сопоставления (корреляции); литолого-фациальные профили, палеотектонические, геологические, по отдельным площадям, зонам и стратиграфическим подразделениям.

Задания выполняются в следующей последовательности:

1. Составление литолого-стратиграфического разреза по данным корреляции.
2. Составление схемы сопоставления отложений.
3. Построение литолого-фациального профиля.
4. Построение геологического профиля.

Лабораторная работа № 1

СОСТАВЛЕНИЕ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА

Литолого-стратиграфические разрезы составляют на всех этапах прогнозирования нефтегазоносности и поисково-разведочных работ на нефть и газ. В зависимости от задач, стоящих перед исследователями, и размеров изучаемой территории различают нормальные и средненормальные (типовые) литолого-стратиграфические разрезы.

Для составления нормального разреза по данным геологической съемки детально изучаются обнажения и разрезы скважин района, которые затем увязываются между собой на основе прослеживания геологических границ, маркирующих и опорных горизонтов (реперов).

При составлении нормального разреза крупных территорий прежде всего увязываются разрезы скважин на основании палеонтологических и промыслово-геофизических исследований, прослеживаются опорные пласты и стратиграфические границы. Мощности стратиграфических подразделений принимаются максимальные. На их основе строят литологическую колонку, на которой указывают последовательность напластования, литологический состав, перерывы в осадконакоплении. При сильных изменениях мощностей горизонтов, свит и толщ в литологической колонке нормального разреза показывают пределы изменения мощностей: максимальные мощности – в принятом масштабе и минимальные – только цифрой. При таком способе облегчается изучение общих закономерностей изменения мощностей. С левой стороны от литологической колонки приводят возраст отложений с указанием системы, отдела, яруса, свиты или горизонта и дают масштабную колонку, а с правой стороны – значения мощности, электрокаротажный разрез, данные других геофизических исследований скважин (радиоактивный каротаж и др.), литологическое описание стратиграфических подразделений и фаунистические остатки. Условные обозначения к разрезам и схемам приведены на рис. 1.

Масштаб и детальность разреза должны выбираться в зависимости от полноты исследований и точности имеющихся материалов.

Литолого-стратиграфический разрез составляется в процессе региональных и детальных нефтегазопроисловых работ на основе геологической съемки, колонкового, поискового и разведочного бурения.

На литолого-стратиграфическом разрезе (рис. 2) показывается геофизическая характеристика, представленная обычно диаграммами стандартного каротажа, при наличии – диаграммами радиоактивного каротажа и кавернограммами. Левее промыслово-геофизической характеристики строится литологическая колонка, с левой стороны которой приводят масштаб, глубину, мощность изучаемых отложений с указанием системы, отдела, яруса, горизонта, подгоризонта, свиты, толщи, пачки.

С правой стороны от промыслово-геофизической характеристики дается описание стратиграфических подразделений и фаунистическая характеристика.

Осадочные породы

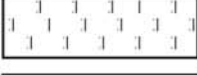
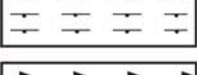
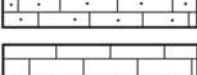

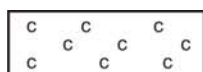
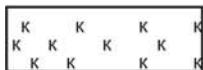
	Брекчии
	Галечники и гравий
	Галечники и гравий
	Пески полимиктовые а) крупнозернистые: б) мелко - и среднезернистые
	Пески аркозовые: а) крупнозернистые: б) мелко - и среднезернистые
	Глинистые пески и песчаные глины
	Пески с известковистым цементом (карбонаты 10-50%)
	Алевриты
	Глины и аргиллиты
	Известковистые глины
	Горючие и сильнобиуминозные сланцы
	Битуминозные известняки
	Мергели, глинистые известняки
	Песчаные известняки (пески 10-50%)
	Известняки
	Доломитистые известняки
	Оолитовые известняки
	Доломиты
	Мел и мелоподбные мергели
	Ангидриты и гипсы

Рисунок 1 – Условные обозначения к литолого-стратиграфическим разрезам, геологическим и фаціальным профилям



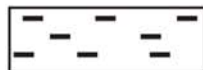
Каменная соль



Калийная соль



Кремнистые породы (фтаниты, диатомиты, опоки, трапел)

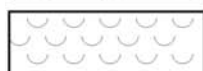


Торф и угли

Коры выветривания



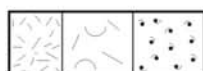
Сохранившиеся до настоящего времени



Области вероятного распространения кор выветривания в прошлом

Вулканогенные породы

1. Излившиеся, экструзивные и субвулканические
2. Пирокластические
3. Игнимбриты, спекшиеся туфы



Кислые



Средние



Основные



Кислые и средние



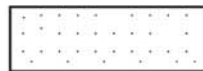
Основные



Субщелочные и щелочные

Щелочные и субщелочные.
Основные и ультраосновные

Вулканогенно-осадочные породы

Пирокластический материал
кислого составаПирокластический материал
среднего составаПирокластический материал
основного составаПримесь вулканического пепла
к осадочной породе в кол-ве менее 25%

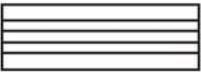
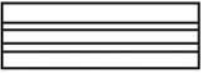


Метаморфические породы



Породы, первичный облик которых неясен


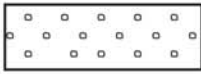
Рисунок 1 – (продолжение)

ТИПЫ ПОРОД В ОБЛАСТЯХ РАЗМЫВА

	Осадочные обломочные породы
	Осадочные карбонатные породы
	Изверженные, метаморфические и осадочные породы
	Состав пород неизвестен

Показывается только в достоверных областях размыва

ГОРЮЧИЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

	Нефть
	Горючие газы
	Горючие газы
	Угли
	Сапропелевые угли

ЗНАКИ АУТИГЕННЫХ МИНЕРАЛОВ, КОНКРЕЦИЙ, ВКЛЮЧЕНИЙ, ГЛИПТОМОРФОЗ И ДРУГИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКОЙ СРЕДЫ

п	Пирит	Д	Сидерит
●	Глауконит	○	Фосфорит
г	Ангидрит и гипс	с	Каменная соль
⊕	Кремневые конкреции	○	Карбонатные конкреции
●	Марганцевые конкреции	○	Оолиты карбонатные
●	Оолиты окислов железа	○	Оолиты шамозитовые
* * *	Первичная красноцветность всей толщи	*	Первичная красноцветность отдельных прослоев







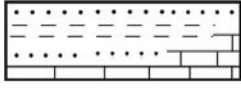
	Изопахиты (с пунктиром показываються в зонах размыва)
	Изопахиты по сейсмическим данным
	Границы литологических комплексов
	Границы неогеновых и четвертичных размывов
	Границы древних размывов
	Границы районов, где размыта какая-либо часть разреза

Рисунок 1 – (продолжение)



Границы распространения перерывов в основании рассматриваемой части разреза



Границы распространения отложений рассматриваемой части разреза и отложений, отнесенных к ней условно (расчлененных менее детально)

- Разрез по обнажениям
- ⊙ Разрез по скважине
- ⊕ Полная мощность
- ⊕³⁸ Мощность, полученная путем деления нерасчлененной толщи
- ⊕¹⁵ Мощность неполная, за счет отсутствия данных по верхней части
- ⊕¹⁵ Мощность неполная, за счет отсутствия данных по нижней части
- ⊕¹⁵ Отсутствие отложений данного возраста с наложением молодых, с перерывом на более древние
- ⊙ Точки, для которых мощности неизвестны

Рисунок 1 – (окончание)

Масштаб 1 : 2000



Рисунок 2 – Литолого-стратиграфический разрез сирачойских отложений по скважине 2-Средняя Харьга

Вдоль края литологической колонки косой штриховкой показываются части разреза, наиболее насыщенные темноцветными нефтегазоматеринскими породами. Также выделяются характерные горизонты пород-коллекторов.

В колонке с промыслово-геофизической характеристикой наносятся данные испытания скважины.

Указания к выполнению работы

Исходные данные: 1) опорный или параметрический разрез исследуемой территории; 2) бланк с диаграммами стандартного каротажа по разведочным скважинам Тимано-Печорской провинции.

Задание для самостоятельной работы. Составить литолого-стратиграфический разрез по скважине.

Порядок выполнения работы

1. Вычертить основу для литолого-стратиграфического разреза*.
2. Нанести на разрез масштаб, глубины и промыслово-геофизическую характеристику.
3. Вынести керн в колонку – выход керна и № долбления.
4. По данным корреляции с опорным или параметрическим разрезом построить литологическую колонку с указанием стратиграфических подразделений.
5. Дать литологическое (обобщенное) описание выделенных стратиграфических подразделений.
6. После предполагаемого выделения в литологической колонке штриховкой нефтегазоматеринских пород и горизонтов коллекторов следует выписать 2-3 характерных литолого-стратиграфических комплекса (ЛСК); постараться условно определить для каждого ЛСК количество нефтегазоматеринских пород и пород-коллекторов и их соотношение (в %).

* Ширина стратиграфических колонок: "колонка", "глубина" и "мощность" – 1 см, литологическая колонка – 2,5 см, колонок "отбор керна" и "№№ долблений" – 0,5 см, "промыслово-геофизическая характеристика" – 9,5 см, "литологическое описание" – 14,5 см, "палеонтологическая характеристика" – 12 см.

Лабораторная работа № 2

ПОСТРОЕНИЕ СХЕМЫ СОПОСТАВЛЕНИЯ (КОРРЕЛЯЦИИ) ОТЛОЖЕНИЙ

Литолого-стратиграфические разрезы обычно используют для межплощадной, площадной и межрайонной корреляции.

Для расчленения и сопоставления разрезов, кроме биостратиграфических (метод руководящих палеонтологических комплексов и метод руководящих видов), литологических, палеоэкологических методов, используются данные о ритмичном строении отложений, отражающих периодичность (цикличность) процессов осадконакопления. Для расчленения и сопоставления разрезов (рис. 3) применяются геофизические материалы – данные стандартного, радиоактивного каротажа и методы полевой геофизики.

При корреляции разрезов необходимо выделение и прослеживание реперного стратиграфического каркаса, который представляет собой совокупность опорных стратиграфических подразделений и реперных изохронных уровней.

Опорные стратиграфические подразделения имеют обычно наиболее полную палеонтологическую характеристику, представлены отложениями, образовавшимися в трансгрессивные фазы ритмов, и характеризуются наибольшей площадью распространения, выдержанным строением и выдержанными каротажными характеристиками. Границам этих подразделений нередко отвечают перерывы в осадконакоплении.

Реперные уровни в разрезах связаны часто поверхностями региональных размывов или перерывов в осадконакоплении и обычно имеют четко выраженную каротажную характеристику.

При сопоставлении разрезов проводится послойная корреляция отложений, от разреза к разрезу прослеживается последовательность напластований, выделяются фациальные переходы.

Послойная корреляция отложений, изучение и прослеживание реперного стратиграфического каркаса дают возможность установить закономерности ритмичного строения, последовательность и направленность фациальных изменений изучаемых отложений.

Масштаб 1:2000

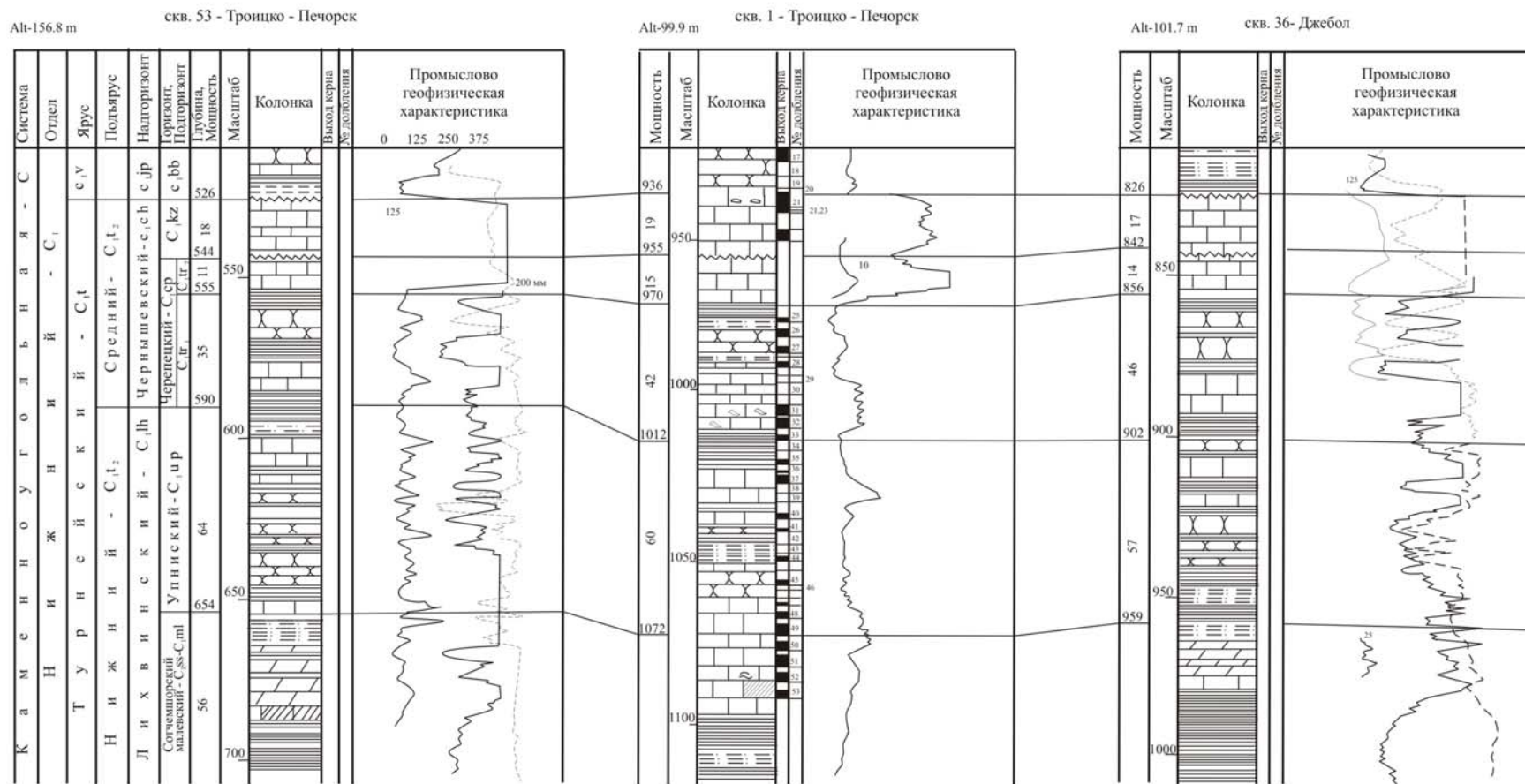


Рисунок 3 – Схема сопоставления нижнекаменноугольных отложений по скважинам 33-Троицко-Печорск, 1 – Троицко-Печорск, 36 – Джебол

Указания к выполнению работы

Исходные данные: составленный студентом литолого-стратиграфический разрез и две заготовки разрезов с промыслово-геофизической характеристикой.

Задание. Составить схему сопоставления отложений.

Порядок выполнения задания

1. Вычертить основу для схемы сопоставления. Ширина колонок приведена в лабораторной работе №1. За линию "подвеса" берется кровля одного из опорных подразделений.

2. Нанести на все три разреза схемы сопоставления, масштаб, глубины и промыслово-геофизическую характеристику.

3. Выделить на основании составленного литолого-стратиграфического разреза стратиграфические подразделения на двух других предложенных разрезах; провести линии сопоставления.

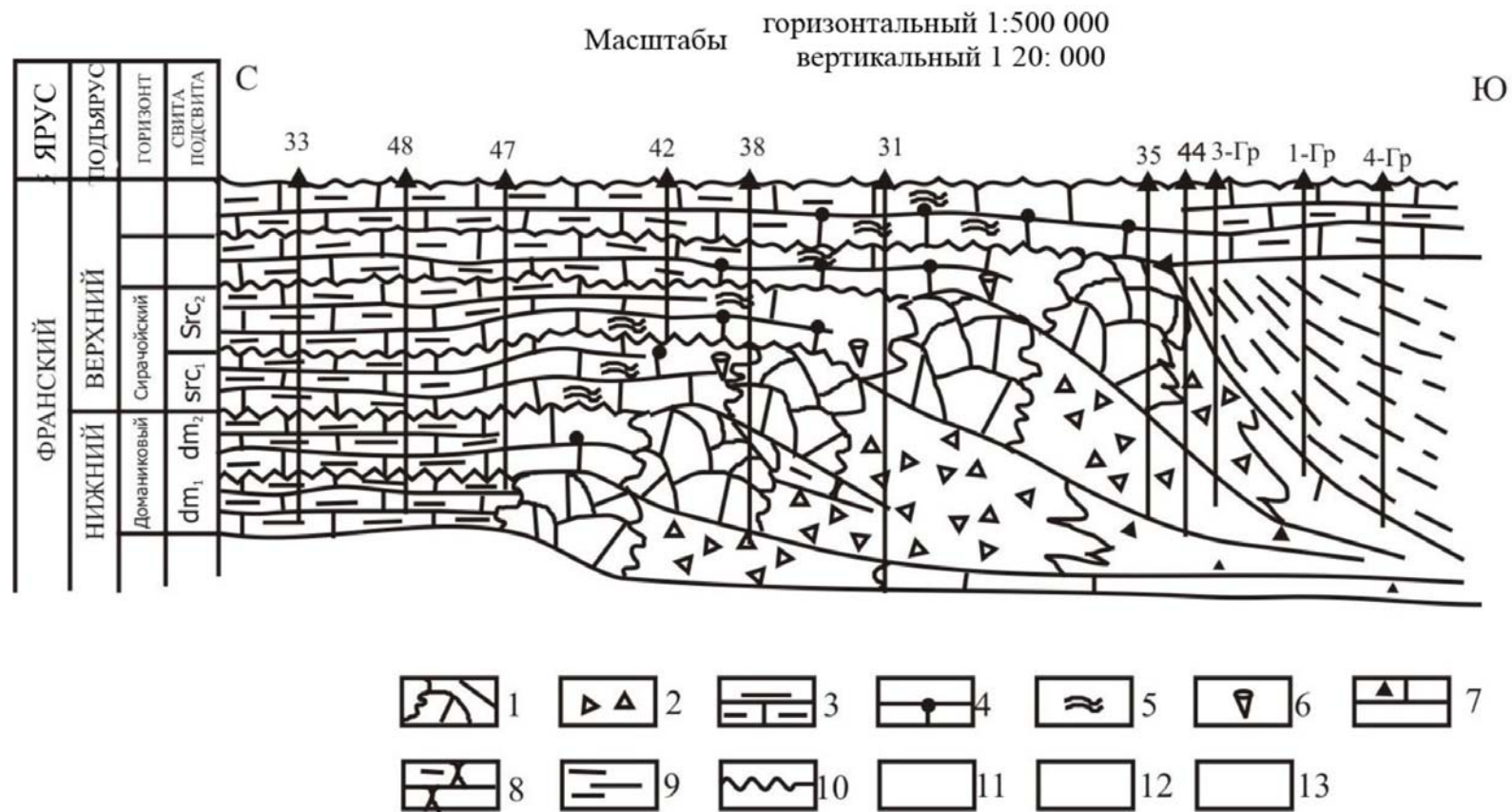
4. Нанести литологический состав пород на все разрезы.

5. На литологических колонках кривой штриховкой предположительно показать темноцветные нефтегазоматеринские породы и описать, как изменяется их количество (в % от мощности ЛСК) по разрезам.

Лабораторная работа № 3

ПОСТРОЕНИЕ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО ПРОФИЛЯ

Литолого-фациальный профиль (разрез) показывает литологические особенности горных пород и условия их образования. Такие профили (рис. 4) обычно строятся в направлении наибольшей фациальной изменчивости отложений, причем за горизонтальную поверхность принимается подошва самых молодых из рассматриваемых отложений. Литолого-фациальные профили помогают выявить фациальные и тектонические особенности отложений, изменение их мощностей, соотношение выделенных стратиграфических подразделений с подстилающими и перекрывающими, а также подтверждают или указывают на ошибочность первичного расчленения разреза и их корреляции (Тихомиров С.В., 1988). Окраской на палеогеологических фациальных профилях показывают палеогеографические обстановки и соленость бассейна.



1 - органогенная постройка; 2 - склоновые фации; 3 - зарифовые фации; 4 - сгустково-комковатые известняки (фации рифового плато); 5 - строматолитовые известняки (фации рифового плато); 6 - обломки рифостроителей; 7 - доманиковые и доманикоидные отложения; 8 - глинистые алевролиты; 9 - 9 - толща заполнения; 10 - поверхности перерыва; 11-13 - солёность бассейна

Рисунок 4 – Литолого-фациальный профиль верхнедевонских отложений по скв. 33, 48, 47, 42, 38, 31, 35, 44 – Пашиор, 3, 1, 4 – Грубешор

При выяснении условий осадконакопления и восстановления палеогеографических обстановок прошлого большое значение имеет определение солености бассейна седиментации. О солености судят по составу хемогенных осадков и органических остатков. Установлено, что кальцит выпадает из морской воды при пониженной или нормальной солености. При повышении минерализации вод образуются доломиты с примесью целестина, барита или флюорита. При высокой солености из морской воды выпадает гипс и ангидрит, а из более концентрированных рассолов – галит и калийно-магнезиальные соли. Однако постседиментационные изменения отложений могут затруднять истолкование данных химического состава пород. Так, некоторые доломиты являются вторичными и образуются по известнякам за счет привноса подземными водами магнезия и не характеризуют соленость воды древних бассейнов.

Понижение солености в бассейнах седиментации происходит за счет привноса воды реками.

Для определения солености вод бассейна также используют наблюдения над глинистыми породами. Водные вытяжки из глинистых пород показывают различие в составе глин древних континентальных морских и лагунных отложений («Методические исследования по геохимии терригенных осадочных пород», 1956; «Методы изучения осадочных пород», 1957).

О солености вод бассейнов седиментации судят также по органическим остаткам. Установлено, что бассейны с нормальной соленостью заселяют беззамковые брахиоподы (лингулы, оболюсы), пелециподы (кардиды, антракозиды и др.), остракоды, гастроподы, ракообразные и др. При опреснении водоема резко уменьшается количество групп организмов, чем сильнее опреснение, тем однороднее видовой состав фауны. При повышении солености происходят аналогичные изменения. В опресненных и засоленных бассейнах одновременно с уменьшением числа видов происходит изменение строения раковин. В составе раковин уменьшается количество извести, упрощается скульптура наружной поверхности, уменьшается размер раковин, может редуцироваться или атрофироваться замочный аппарат.

Указания к выполнению работы

Исходные данные: схема с расположением скважин в масштабе и составленная студентом ранее схема сопоставления отложений по трем скважинам (лабораторная работа № 2).

Задание. Построить по трем скважинам литолого-фациальный профиль.

Порядок выполнения задания по самостоятельной работе

1. Выбрать горизонтальный и вертикальный масштабы для профиля.
2. За горизонтальную поверхность взять кровлю самых молодых из рассматриваемых отложений, которая является обычно реперной поверхностью.
3. В выбранном масштабе на каждую из скважин нанести мощности стратиграфических подразделений, толщ, пачек и пластов.
4. Построить профиль, отрисовав литологические особенности пород.
5. Показать на профиле окраской соленость бассейна: голубой – нормальную, розовой – повышенную, зеленой – пониженную.

Лабораторная работа № 4

ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ

Геологический профиль представляет вертикальное сечение-разрез земной коры и составляется для изучения литологического состава горных пород исследуемой территории, условий их залегания, а также характера размещения скоплений нефти и газа.

При региональных исследованиях составляют региональные геологические профили, которые иллюстрируют строение крупных территорий. Основой для их построения являются результаты геологической съемки, геофизических исследований и бурения.

На этапе детальных поисковых и разведочных работ по материалам бурения строятся детальные геологические профили, подробно иллюстрирующие геологическое строение отдельных структур, площадей, районов и т.д.

Основным материалом для составления геологических профилей служат разрезы скважин.

Наиболее наглядными являются профили, построенные вкрест простирания основных структурных элементов. Такие профили называют поперечными. Кроме них, составляют продольные профили по простиранию антиклинальных зон и отдельных структур, а также диагональные, секущие структурные элементы под любым углом (рис. 5).

Масштаб: вертикальный 1: 200 000
горизонтальный 1:1000 000

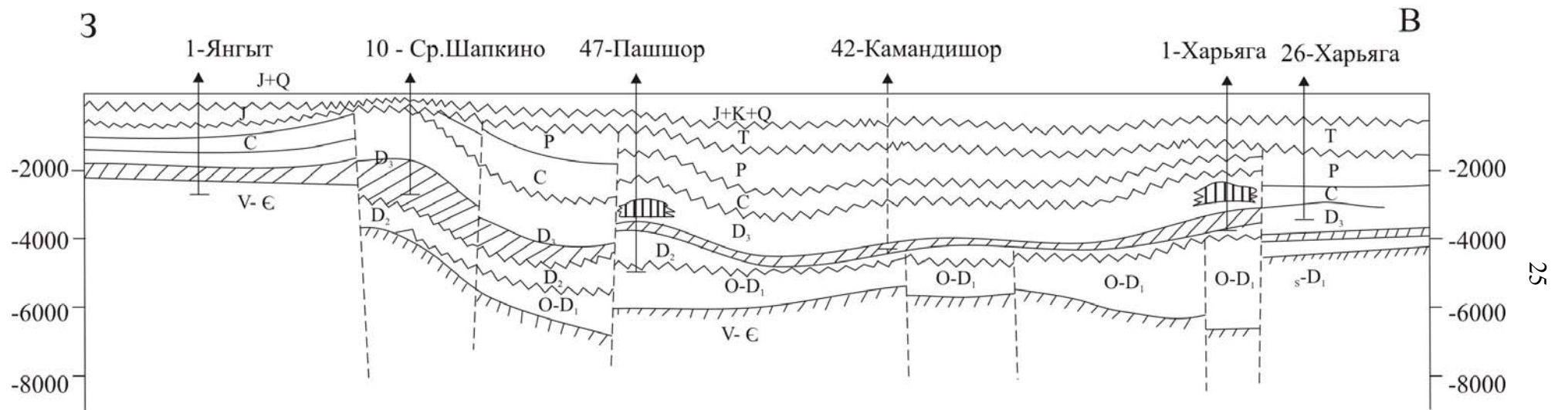


Рисунок 5 – Геологический профиль палеозойских и мезозойских отложений
вкрест простирания Печоро-Колвинского авлакогена

На геологических профилях штриховкой показываются зоны, благоприятные для генерации углеводородов и их накопления. Выделение нефтематеринских пород производится на качественном уровне по макроскопическому описанию с учетом цвета пород, отсутствия значительной песчаной примеси, присутствия обугленного растительного детрита, включений пирита, сидерита и глауконита. К нефтегазоматеринским должны быть отнесены все глинистые и глинисто-карбонатные отложения от серого до черного цвета (глины, аргиллиты, глинистые известняки и доломиты, мергели) с указанными дополнительными признаками.

Указания к выполнению работы

Исходные данные: схема с расположением скважин в масштабе и составленная студентом схема сопоставления отложений (лабораторная работа № 2).

Задание для самостоятельной работы. Построить геологический профиль по скважинам.

Порядок выполнения задания

1. Выбрать горизонтальный и вертикальный масштабы для профиля.
2. Высчитать абсолютные отметки кровли самых молодых из рассматриваемых отложений
3. Построить профиль, учитывая абсолютные отметки для всех стратиграфических подразделений.
4. Проставить на профиле стратиграфическую индексацию и покрасить профиль в соответствии с геохронологической шкалой.

Вынести и показать условным знаком залежи нефти и газа, а также заштриховать возможные очаги нефтегазогенерации.

ГЛАВА 2

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Палеотектоническим методам принадлежит ведущая роль в решении вопросов отдельного прогнозирования перспектив нефтегазоносности. Палеотектонические характеристики, определяющие активность нефтегазогенерации, нефтегазонакопления и, в конечном счете, степень перспективности, находятся из палеотектонических реконструкций и, прежде всего, из палеодинамических реконструкций и анализа палеотектонических профилей. Наибольшее влияние на масштабы нефтегазообразования и нефтегазонакопления оказывают тектонические показатели: темпы прогибания и скорость седиментации, палеоградиенты скоростей седиментации, время заложения локальных поднятий, скорость роста и изменение палеоамплитуды локальных структур, контрастность роста структур (А.И. Дьяконов, 1986). Отмеченные зависимости отражены в таблице 1.

Значение рассмотренных тектодинамических показателей отдельного образования углеводородов соответствующей фазовой характеристики на формирование газовых и нефтяных месторождений (п.п. 2, 3 таблицы) основывается на закономерности, вытекающей из использования предельных данных, которая заключается в следующем. Генерация нефти и формирование преимущественно нефтяных месторождений в условиях активного проявления ГЗН при сапропелевом и смешанном типах ОВ связано с зонами относительно повышенных скоростей амплитуд и градиентов прогибания (40-60 м/млн. лет, более 0,5 км за геологический век, более 80 м/млн. лет). Газогенерация с формированием преимущественно газовых месторождений доминирует при гумусовом и смешанном типах ОВ при меньших скоростях, амплитудах и градиентах прогибания (чаще 20-25 м/млн. лет, менее 0,3 км и до 40 м/млн. лет).

Весьма показательны с точки зрения влияния на процессы нефтегазонакопления и размещения углеводородных скоплений также факторы времени заложения, активности развития и изменения палеоамплитуды структурных ловушек. Статистический анализ обширного материала по многим нефтегазоносным бассейнам подтверждает приуроченность промышленной нефтеносности к локальным поднятиям преимущественно древнего заложения: раннесреднепалеозойского для палеозойских комплексов, триасово-юрского для мезозойских, мел-раннепалеогенового для кайнозойских комплексов. Более 70% промышленно нефтеносных складок имеет древнее формирование с образованием ловушек до главной зоны генерации нефти, а около 30% – на этапе ГЗН.

ТЕКТОНОДИНАМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ
НА НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЕ И НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЕ

Влияние показателей на нефтегенерацию и нефтенакопление (+); на газогенерацию и газонакопление (х)	Темп прогибания в ОПБ (для условий нормально морской терригенной и терригенно-карбонатной седиментации) м/млн. лет	Градиенты скоростей прогибания (от оси к бортам), м/млн. лет	Время заложения локальных поднятий	Скорость роста локальных структур, м /млн. лет	Соотношение высоты поднятия на этапе заложения к современной обстановке	Контрастность тектонических движений (суммарное значение роста поднятий по отношению к смежной зоне максимального прогибания), м/млн. лет
1	2	3	4	5	6	7
Наиболее благоприятное (++)	40 и более	50 и более	ДО ГФН (ГФГ)	50 и более	$>0,5 \frac{>25}{>50}$	80-100
Благоприятное(+) Благоприятное (х)	От 25 до 50	30-50	Одновременно с ГФН(ГФГ)	30-50	$0,3 \left(\frac{15-25}{50} \right)$	30-80
Наиболее благоприятное (хх) Неблагоприятное (+)	Менее 25	Менее 30	Позднее ГФН или современное	25-30 и менее	$<0,3 \frac{<15}{50}$	Менее 30

1	2	3	4	5	6	7
Конкретный результат в качественном или количественном выражении	1. Лучшие условия фоссилизации ОВ, сохранности битумоидов, большие масштабы генерации и аккумуляции УВ и более высокий НМПС (обычно более 500г/м)	1. При больших градиентах обеспечивается дифференциация горизонтов коллекторов	1. Более полно (с меньшими потерями) улавливаются ловушкой генерированные УВ	1. Создаются более благоприятные условия для миграции нефти и газа к ловушкам	То же, что в гр. 4 и 5	1. Обеспечиваются большая рельефность палеоструктурных планов, лучшая выраженность структурных ловушек и более благоприятные условия миграции нефти и газа
	2. Обеспечивает более раннее наступление ГФН и ГФГ	2. Создаются максимальные региональные наклоны (1-2) в ОПБ, чем достигаются лучшие условия миграции УВ	2. Обеспечивается более полное (обычно «до замка») заполнение ловушки	2. Конкретнее определяются возможные направления движения мигрирующих УВ		2. То же, что в гр. 4 и 5
	Минимальный температурный интервал начала ГФН и ГФГ (?)	3. Большие градиенты обеспечивают благоприятные условия для образования в седиментационных циклах компенсационных и выклинивающихся толщ, а также зон выклинивания и ловушек неструктурного типа по бортам прогибов				

Залежи газа генетически связаны преимущественно со структурными ловушками более молодого возраста с одновременным вступлением нефтегазоматеринских отложений в условия главной зоны генерации газа. Большинство промышленно газоносных структур сформировалось на этапе главной фазы генерации газа. Они имеют относительно молодой возраст, так как образование залежей газа теснейшим образом связано с выделением газа из пластовых вод в новейшие этапы тектонической активизации и восходящих тектонических движений.

Прогнозное значение данного показателя для структурной зоны или локального поднятия должно рассматриваться в каждом конкретном случае дифференцированно с учетом степени катагенетического преобразования органического вещества, стадийности нефтегазогенерации и времени вступления нефтегазоматеринских отложений в главную зону генерации нефти или газа.

Время формирования структурной зоны или локальной структуры определяется на основе детальных палеотектонических профилей. Одновременно устанавливается конседиментационный характер развития структурной зоны или локального поднятия, а по градиенту изменения мощности рассчитываются палеоамплитуда на этапе заложения и скорости роста. Все построения, лежащие в основе тектонодинамических палеореконструкций, выполняются на современной сейсмостратиграфической основе, а расчеты скоростей с использованием современной геохронологической шкалы.

Дифференцированный анализ нефте- и газоносности с темпом и градиентами скорости прогибания для палеозоя и мезозоя-кайнозоя отмеченных бассейнов и провинций древних и молодых платформ показывает следующее (рис. 6). В осадочных бассейнах молодых и древних платформ для нормально морских терригенных циклов находит подтверждение рост содержания ОВ либо преимущественной нефтеносности с толщами, накопление которых происходило в эпохи интенсивного погружения, а газоносности – пониженного темпа прогибания.

С ростом скоростей, градиентов скоростей и палеоамплитуды прогибания более 40-50 м/млн. лет и 0,5 км за геологический век возрастает степень восстановленности среды, относительное содержание биомассы, ОВ, битумоидов, улучшаются условия их сохранности. Как правило, в этом случае отмечаются наиболее восстановленные сульфидная и сульфидно-сидеритовая геохимические фации в осадке, а в условиях ГЗН и ГЗГ фиксируются наибольшие масштабы генерации и аккумуляции нефти и газа.

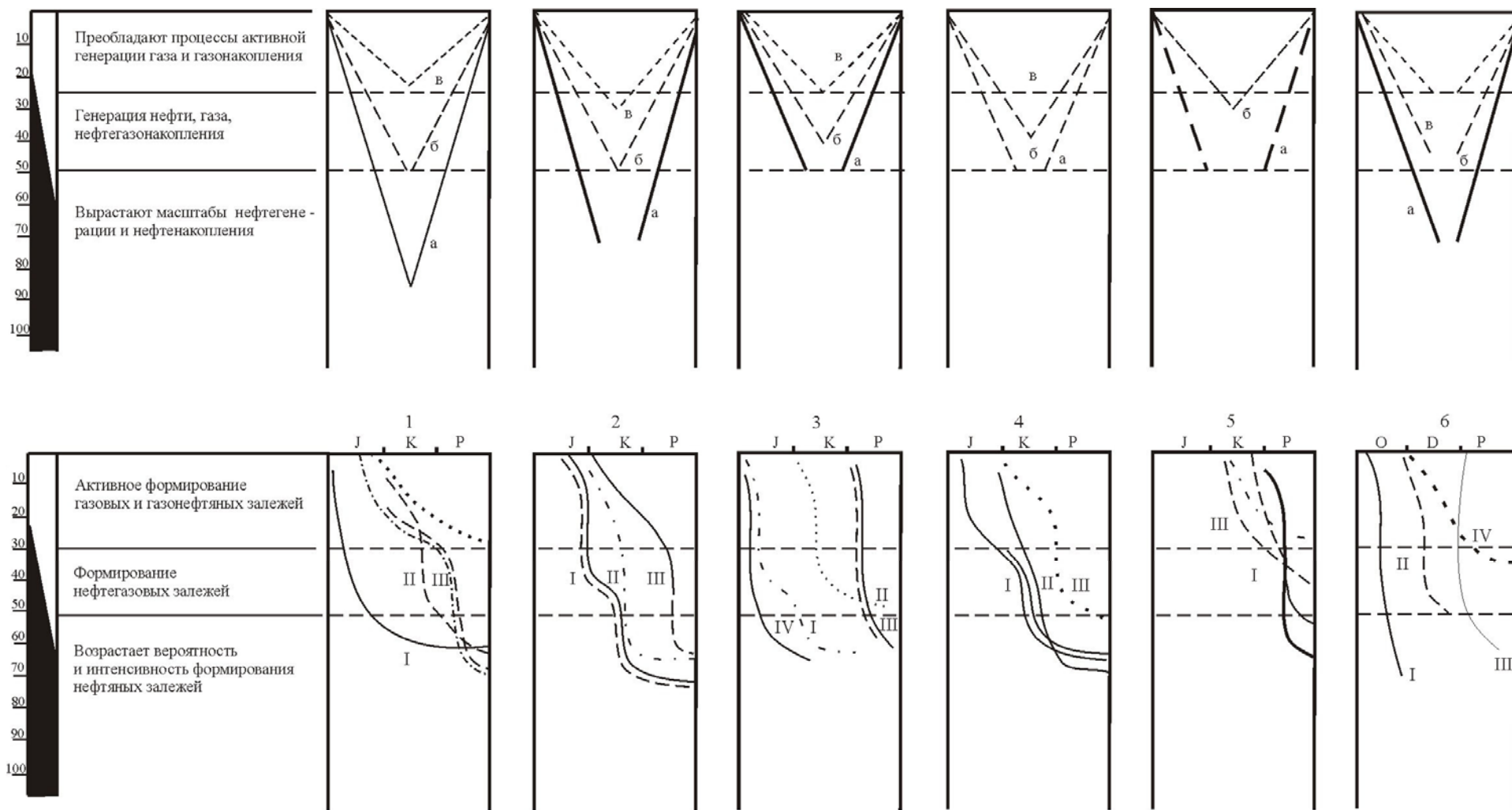


Рисунок 6 – Тектонодинамические критерии отдельного прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов платформ и краевых прогибов

На рис. 6 представлены тектонодинамические критерии отдельного прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов платформ: А – скорость прогиба (температура седиментации), м/млн. лет; Б – время заложения и скорости роста локальных структур, м/млн. лет. Осадочные бассейны: 1 – Азово-Кубанский: а – юрские отложения зоны Восточно-Кубанской впадины, б – нижнемеловые отложения южной зоны Западно-Кубанского прогиба, в – юрские отложения северной части Восточно-Кубанской впадины: 1 – нефтегазоконденсатные месторождения в структурных ловушках юрского заложения (Кузнецовское, Кошехабльское), II – нефтяные залежи в меловых структурах (Тульская, Безводненская), III, IV – газоконденсатные месторождения в юрских и меловых структурах (Майкопской, Некрасовской, Великой); 2 – Западно-Сибирский: а – нижнемеловые и сеноманские отложения Нижневартовеко-Сургутского и Надым-Газовского регионов, б – нижнесреднеюрские отложения (в основном Тюменская свита), в – юрские отложения Среднего Приобья; I, II – нефтяные месторождения в структурных ловушках юрского и раннемелового заложения (Сургутского, Нижневартовеко-Пурпейского, Александровского и других сводов), III – наиболее значительные газовые и газонефтяные месторождения в поднятиях раннемелового заложения (Тазовском, Заполярном и др.); 3 – Среднекаспийский: а – триасовые отложения Прикумеко-Тюленевского вала и южного борта Манычского прогиба, б – нижнесреднеюрские и нижнемеловые отложения южной зоны Терско-Кумеко прогиба, в – юрские отложения зоны Черногорской моноклинали: I, II – нефтяные и нефтегазовые месторождения Прикумеко-Тюленевского вала в структурных ловушках юрского (Русский Хутор, Южно-Сухумская, Озексуатская) и раннемелового (Величаевская, Зимнеставкинская) заложения, III – нефтяные месторождения в структурах мел-палеогенового заложения Терско-Сунженской зоны, IV – предполагаемая нефтегазоносность в структурах подсолевого комплекса той же зоны; 4 – Каракумский: а – юрские и меловые отложения Мургабского прогиба, б – юрские отложения Амударьинской впадины: I – нефтегазовые скопления в структурах юрского заложения Мургабской (Кели, Шарапли, Андхой) и Амударьинской (Карабаирская, Шуртепинская, Денгизкульская) впадин, II – газонефтяные скопления в структурах позднеюрско-раннемелового заложения Амударьинской впадины (Чарджоуская, Уртабулакская), Каганекской и Мубарекской зон, III – газовые месторождения в структурах мелового заложения (Шатлыкской, Ташлыкской, Ачакской и др.); 5 – Бенгальский и Ассамский: а – отложения олигоцена (серия бараил), нижнесреднего миоцена (Снижнебхубанская и Среднебхубанская свиты), б – те же отложения Силхетской впадины: I – нефтяные месторождения (Ассамский и Иравадийский бассейны), II – прогнозируемая нефтегазоносность в структурах мел-палеогенового заложения "Западной" и "Средней" зон краевого прогиба (Синани, Майю Ренж и др.), III – газовые месторождения в структурах мел-палеогенового заложения (Силхет, Чаттак, Разидпур и др.); 6 – Тимано-Печорский: а – отложения среднего девона и карбона – нижней перми Среднепечорского поднятия и Варандей-Адзвинской зоны, в – отложения среднего девона Верхнепечорской впадины, пермокарбона и триаса Денисовской впадины; I, II – нефтяные месторождения в девонском и пермокарбонном комплексах в структурах раннепалеозойского заложения Колвинского мегавала, Хорейверской и Варандей-Адзвинской зон, III – нефтегазовые и газонефтяные месторождения в девонском и пермокарбонном комплексах в структурах среднепалеозойского заложения Денисовской впадины и Среднепечорского поднятия, IV – газовые и газоконденсатные месторождения в комплексах среднего девона и пермокарбона в структурах позднепалеозойского заложения Верхнепечорской впадины, прогнозируемая газоносность в ордовикско-нижнедевонском и среднедевонско-нижнефранском комплексах в структурах позднего заложения Денисовской впадины.

Минимальные скорости накопления преимущественно нефтеносных толщ составляют 30-35 м/млн лет, газоносных – 15 м/млн лет. Кроме того, можно наметить оптимальные скорости, т.е. значения, чаще связанные с наибольшими концентрациями скоплений углеводородов. В первом случае они изменяются от 40 до 60 м/млн лет и более, во втором – от 20 до 40 м/млн лет. Сравнение этих данных показывает связь нефтеносности с толщами, накопление которых происходило в условиях относительно повышенной скорости погружения, а газоносности с породами с относительно пониженной скоростью погружения.

Отмеченная зависимость ярко проявляется на молодых платформах. В некоторых областях древних платформ наблюдается повышенная скорость накопления газоносных толщ. Так, в Западно-Сибирском НГБ основные нефтегазоносные комплексы сеномана-неокома в Надым-Тазовском междуречье, баррема-валанжина и средней юры в Среднем Приобье, а также верхнего палеозоя на севере Волго-Уральской провинции формировались в условиях скоростей погружения от 25-30 до 60, реже более. Градиенты скоростей прогибания при этом превышали 50 м/млн лет. Для газосодержащих толщ характерны скорости накопления осадков менее 25 м/млн лет и градиенты до 40 м/млн лет. В Каракумском и Афгано-Таджикском осадочных бассейнах основные зоны газонефтеносности – накопления Чарджоуской и Бухарской ступеней приурочены к циклическим толщам средней верхней юры и нижнего мела, которым свойственны скорости седиментации от 20 до 30-35 м/млн лет. Для этих отложений характерны содержание $C_{орг}$ – более 1,2% и высокая степень восстановленности осадка. Газоносность здесь в основном связана с формациями, накопление которых происходило при темпе прогибания менее 25 м/млн лет.

В Среднекаспийском и Азово-Кубанском осадочных бассейнах Предкавказья основные сингенетично-нефтеносные формации нижнего мела и средней юры в первом и палеоген-неогена во втором отличаются повышенным содержанием в глинах $C_{орг}$. (более 1%) и «дореформенного битумоида (до 0,1%). Они накапливались в резко восстановленной, в основном сульфидной, фациально-геохимической обстановке при скоростях погружения не менее 25-30 м/млн лет.

Для газоносных формаций апт-альба Азово-Кубанского бассейна скорости седиментации не превышали 20 м/млн лет, при общей амплитуде прогибания менее 0,5 км за геологический век. Еще четче проявилась подобная зависимость в нефтеносных формациях нижнего мела шельфа Юго-Западной Африки (формации "букомази" и "пинда") и эоцена-олигоцена Бенгальского и Ассамского бассейнов (нефтематеринская серия "бараил"), которые накапливались при скоростях прогибания более 50 м/млн лет

Генетическая обоснованность установленной зависимости между рассматриваемыми показателями заключается в следующем:

- на современном уровне разработки проблемы генезиса горючих ископаемых физические и химические различия нефти и газа связывают в основном с двумя факторами. Первый из них – различия генетических типов исходного ОВ, второй – различия последующей геохимической и историко-геологической эволюции органического вещества и вмещающих осадков (С.П. Максимов, Э.Д. Добрида, А.И. Дьяконов, 1984);
- к настоящему времени установлена зависимость нефтегенерационного потенциала преимущественно от сапропелевой составляющей ОВ, а газогенерационного – преимущественно от гумусовой. Тип органического вещества определяется различными группами как автохтонных природных организмов акваторий, так и аллохтонных, принесенных с континентов. На соотношение генетических типов органического вещества оказывает влияние литологический тип осадков, а также структурно-фациальный и климатический факторы. Так, по данным Е.С. Ларской и О.П. Четвериковой (1983 г.), продуктивность ОВ определяется особенностями его строения и стадией катагенетической превращенности. На этапе, исходном для нефтегазообразования, за который принимается середина протокатагенеза (погружение нефтегазоматеринских пород на первые сотни метров), четко определяются различия в строении органического вещества различного типа;
- гумусовое органическое вещество, генетически связанное с остатками наземной растительности, характеризуется четким преобладанием карбоциклических, в том числе конденсированных ароматических структур и соответственно дефицитом водорода. В структуре этого органического вещества не каждый атом С соединен с одним атомом Н, а количество групп CH_2 и CH_3 мало. Атомное отношение Н/С менее 1 (0,75-0,87). Плоские слои конденсированных ароматических структур на этапе мезокатагенеза еще не ориентированы строго параллельно и имеют поперечные связи в виде мостикового кислорода. Ограниченное число боковых цепей, как правило коротких, определяет преобладание групп CH_3 над группами CH_2 , что определяет преимущественно газогенерационные свойства этого органического вещества. Кислородные функциональные группы представлены главным образом фенольными гидроксилами. В соответствии с исходным обеднением этого ОВ водородом на всех этапах мезокатагенеза степень битуминизации ОВ мала. Она составляет первые десятые доли процента в протокатагенезе и не превышает 2-3% на этапе максимальной генерации битумов в ГЗН. В процессе катагенетического преобразова-

ния гумусовое органическое вещество способно выделить малое количество жидких углеводородов: от ОВ исходного этапа оно составляет около 1%. Вместе с тем, фиксируются изменение строения всего органического вещества в процессе катагенеза, неуклонное обогащение его углеродом и до этапа МК4 практически неизменное содержание водорода, что позволяет методом балансовых расчетов определить выход газообразных углеводородов около 2% метана, так как для этого интервала литогенеза характерна существенная потеря водорода из ОВ гумусового типа;

- сапропелевое ОВ содержит значительно больше водорода, этим оно принципиально отличается от гумусового. Сапропелевое органическое вещество подразделяется на два подтипа в соответствии с различием в составе исходных, участвующих в его образовании. В одном из них большое место занимает липидная фракция, а в другом углеводно-белковая. Сапропелевое органическое вещество меланоидинового основания образовано в результате концентрации остатков углеводов и белков. Из пород диагенетической стадии были выделены сапропелевые кислоты, которые являются первым продуктом такого сложного синтеза. Строение органического вещества этого типа определяется наличием карбоциклических структур умеренной степени конденсирования при отсутствии конденсированных ароматических слоев. Ароматические структуры в этом ОВ присутствуют в неконденсированном виде. Атомное отношение Н/С, равное 1-1,3, указывает на то, что это органическое вещество содержит уже значительно больше групп CH_2 , то же подтверждается ИК-спектрами. Боковые алифатические цепи несколько больше, чем в гумусовом ОВ, кислородные группы по большей части карбоксильные. Малая степень конденсированной структуры нерастворимого органического вещества и наличие боковых алифатических цепей определяют возможность осуществления процессов деструкции в условиях мезокатагенеза, что фиксируется увеличением хлороформенного битумоида в ГЗН до 4-5%;

- строение ОВ определяет выход газообразных углеводородов до границы МКз от 1 до 3%. Как правило, на нефтегазоносных территориях интервалы разреза более высоких стадий катагенеза не изучены, поэтому масштабы генерации и эмиграции углеводородов на более высоких градациях катагенеза оцениваются предположительно и, очевидно, количество жидких УВ к этапу АК может достигать 5%, а количество газообразных к этапу ПК – 8%.

Сапропелевое ОВ, сформированное при большем участии липидов гидробионтов, встречается в толщах нефтегазоматеринских пород очень редко. В литературе прототипом такого органического вещества с наиболее высоким потенциалом приняты сланцы гринривер, в которых содержание водорода дости-

гает 10%, а Н/С равно 1,7. Такого же типа ОВ идентифицировано в древнечерноморских сапропелях. В древних породах аналогом этих образований является органическое вещество, существенно обогащенное группами CH_2 на ранних стадиях катагенеза и битумами, сингенетичными ОВ в ГЗН. Исходное строение такого сапропелевого органического вещества отличается наличием достаточно длинных цепей, состоящих из групп CH_2 , которые соединены в образования типа пространственных полимеров. Кроме сетчатых структур, присутствуют малоциклические полиметиленовые структуры, в ОВ групп CH_2 , существенно больше, чем CH_3 , что определяет нефтегенерационную способность его. Реализация нефтематеринского потенциала этого органического вещества отражается в высокой обогащенности его битумоидами в ГЗН, где количество хлороформенного битумоида достигает 10%. К середине мезокатагенеза из ОВ выделяется до 6% жидких углеводородов.

Расчетная газогенерация соизмерима с выходом жидких УВ (около 1%), только в самом начале мезокатагенеза она становится в 3-5 раз меньше, чем величины нефтегенерации в ГЗН. До конца катагенеза из органического вещества можно предполагать выход максимальных количеств нефтяных и газообразных УВ (15-20% от ОВ исходного этапа).

При геохимической и историко-геологической эволюции органического вещества, начинающейся с его накопления и захоронения, как и во всех осадочных процессах, скорость седиментации играет ведущую роль. Качественные наблюдения и количественный анализ показывают, что концентрация ОВ в осадках при увеличении скоростей фоссилизации повышается, но, достигая некоторого оптимума, снижается. Это обстоятельство обусловлено регулирующей ролью скорости седиментации в сбалансированности органического и минерального компонентов осадка. В первом и втором случаях скорость благоприятствует консервации и аккумуляции органического вещества, так как минеральные частицы, адсорбируя его, выносят в зоны, где уменьшается возможность окисления, т.е. как бы "защищают" его от биохимического разрушения. При слишком высокой скорости осадконакопления содержание минеральных компонентов может превышать содержание органических.

Каково же значение скорости седиментации для концентрации отдельно нефте- и газогенерирующего потенциала? Известно, что химическое и биохимическое окисление, которому подвергается первично концентрированное органическое вещество, происходит за счет менее стойких его компонентов. К ним относятся главным образом липидные и липидоподобные соединения, представляющие собой исходный материал для нефтеобразования. Большая часть нелипидной фракции (углеводы и белковые компоненты) более стойка, водорастворима и гидролизуема.

В процессе седиментации происходит сепарация ОВ по различию в стойкости указанных компонентов. В относительно мягких условиях захоронения, т.е. при меньшей скорости этого процесса, из общей массы первично сконцентрированного органического вещества сохраняются в основном нелипидные компоненты, способные к газогенерации. Для приобретения осадочными толщами нефтегенерационного потенциала необходимы более жесткие условия фоссилизации органического вещества.

Установленные минимальные и оптимальные скорости седиментации, коррелирующиеся с различными фазами УВ, представляют собой критические меры дифференцирующего влияния тектонодинамического фактора на формирование продуцирующих способностей отложений.

Палеотектонические реконструкции с анализом перерывов в осадконакоплении и размывов осадков, выполненные по целому ряду нефтегазоносных бассейнов (рис. 6), в циклических комплексах показывают четкую зависимость нефтеносности и газоносности структурных ловушек от времени заложения локальных поднятий, скорости и контрастности их роста. Более 70% нефтеносных складок имеют древнее заложение и образовались до вступления их в ГЗН (с последующим ростом), а около 30% – на этапе ГЗН.

Большинство газоносных структур сформировалось позднее этапа ГЗН и имеет относительно молодой возраст, ибо образование залежей газа теснейшим образом также связано с выделением газа из пластовых вод в новейшие этапы восходящих тектонических движений. Так, почти все газовые месторождения в нижнемеловых отложениях Предкавказья и шельфа Юго-Западной Африки приурочены к структурным ловушкам позднего (эоцен-миоценового) заложения, лишь уникальные пермокарбонные Оренбургское, Астраханское, Карачаганакское газоконденсатные месторождения – к структурам более древнего заложения. Данный показатель для конкретной структуры должен приниматься во внимание с учетом степени катагенетического преобразования ОВ, стадийности нефтегазогенерации и времени вступления отложений в условия ГЗГ.

Задание для самостоятельной работы

Используя приведенные выше теоретические и практические данные таблицы 1 и пояснения ниже по тексту, дать обобщенную характеристику преимущественной нефте- или газоносности для НГБ в последовательности, указанной в рисунке 6, все показатели которого рассчитываются на основе современной геохронологической шкалы.

Построения показывают, что для промышленно нефтеносных складок минимальные скорости роста на ранних этапах составляли 30-40 м/млн лет. Мак-

симальная активность в развитии большинства структур древнего заложения (в условиях ГЗН), содержащих залежи нефти, достигала 60-70 м/млн лет. По данным статистического анализа наибольшее количество залежей нефти в отмеченных регионах приурочено к структурам, амплитуда которых превышала на этапе заложения 20-25 м, современная – более 50 м, а скорость роста в условиях ГЗН была не менее 30-40 м/млн лет. Для газонасыщенных складок скорости роста изменялись, как правило, от 15 до 30 м/млн лет и менее. Для непродуктивных же структур характерен темп роста до 15 м/млн лет и палеоамплитуды на этапе ГЗН или ГЗГ до 10-15 м.

В Западно-Сибирском НГБ нефтесодержащими являются все локальные поднятия, скорость роста которых в условиях ГЗН достигала 40-50 м/млн. лет при контрастности 90-100 м/млн. лет, а амплитуда составляла не менее 50% от современной (локальные поднятия Сургутского, Нижневартовского, Пурпейского и других сводов). При менее интенсивном росте (15-25 м/млн лет) тип углеводородного флюида преимущественно газовый. Большинство промышленно газонефтеносных поднятий восточной части Туранской плиты в Каракумском НГБ: Денгизкульекское, Чарджоуское, Кабаклинское, Каганское, Мубарекское и другие, заложенных до ГЗН, развивались на этапе ГЗН унаследовано со скоростями роста от 20 до 40 м/млн лет. К ГЗГ (в миоцене) темп роста их снизился до 15-20 м/млн лет, обеспечивающих преимущественное накопление газа в ловушке. Вместе с тем более интенсивный рост отдельных раннемезозойских структур Каганской и Мубарекской зон (со скоростью роста до 40-50, контрастностью до 60-70 м/млн лет, амплитудой к ГЗН до 50% от современной) способствовал увеличению масштабов нефтенасыщения.

В Среднекаспийском и Азово-Кубанском НГБ анализ развития продуктивных структур Прикумско-Тюленевского вала Среднекаспийского бассейна позволил получить следующие значения критериев для нефтеносных поднятий юрского заложения (Русский Хутор, Южно-Сухокумское, Озексуатское) и нижнемелового (Величаевское, Зимнеетавкинское и др.): темп роста – от 40 до 60 м/млн лет, контрастность – 80-100 м/млн. лет и амплитуда – 50-60% от современной. В Азово-Кубанском нефтегазоносном бассейне близкие тектонодинамические параметры зафиксированы для нефтегазоконденсатных месторождений Кузнецовского, Кошехабльского, Южно-Советского; газонефтеносными здесь оказались локальные поднятия, темп роста которых в условиях ГЗГ (в миоцене) не превышал 20-25, контрастность – 40-50 м/млн лет, а амплитуда 40-50% от современной.

Как показывает апробация тектонодинамических показателей в геологических условиях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, прогнозное

значение их подтверждается на примере Усинского, Возейского и Харьягинского нефтяных месторождений. Скорость роста соответствующих структурных ловушек, заложенных в раннем палеозое, составляла на этапе ГЗГ (пермь-триас) не менее 50, а контрастность достигала 100-110 м/млн лет. Для газоконденсатных залежей Лайского вала – Командишорской и Лаявожской темп развития структурных ловушек в ГЗГ (триас-юра) не превышал 20-25, а контрастность 40-50 м/млн лет.

Достаточно четко прослеживается генетическая связь нефтенасыщения, скорости роста и контрастности структурных ловушек раннемезозойского заложения для пририфтовых осадочных бассейнов Конго и Кабинда шельфа Анголы. Темп роста структур с крупными залежами нефти таких, как Паланка, Маванга, Малонго-Север, Такула, Кингила и др., достигал 50-60 м/млн лет, а газоносных – Малева, Луа, Мусанга не превышал 20-25 м/млн лет при контрастности соответственно 90-100 и не более 50 м/млн лет.

Темп роста структур менее 10 и контрастность менее 30 м/млн лет следует рассматривать как отрицательный показатель их продуктивности.

Закономерности нефтегазонакопления на тектонодинамический основе

Для повышения эффективности прогноза предусматривается построение математической модели для тектонодинамического метода. При этом в качестве исходной использовалась информация по структурным тектонодинамическим показателям, характеризующим локальные структуры Скифско-Туранской эпигерцинской платформы. Оценка продуктивности, а затем и отдельный прогноз нефтегазонаосности этих структур осуществляется с помощью последовательной диагностической процедуры Вальда. Предварительно была оценена информативность используемых для прогноза показателей. В качестве количественной характеристики информативности использовалась мера Кульбака.

Аналізу были подвергнуты 32 объекта, из которых 22 были продуктивными. Надежность прогноза продуктивности этих структур составила 85%. Следует отметить, что все продуктивные структуры были классифицированы верно. Таким образом, созданная математическая модель имеет некоторый "запас прочности", так как отдельные непродуктивные структуры были ошибочно признаны продуктивными. Надежность отдельного формирования нефтегазонаосности продуктивных структур составила 87%. Коэффициент успешности поисково-разведочных работ в пределах нефтегазонаосных бассейнов Скифско-Туранской платформы составляет 0,3. Нетрудно видеть, что предлагаемый спо-

соб оценки продуктивности локальных структур позволяет повысить эффективность поисковых работ по меньшей мере в 2 раза.

Использование тектонодинамического метода и оптимального комплекса палеотектонических показателей в условиях полного цикла нефтегазообразования представляет новое направление повышения эффективности раздельного формирования нефтеносности и газоносности, обеспечивающее более высокую достоверность обоснования новых объектов поиска нефти и газа (до ввода их в бурение на основе сейсморазведочных данных).

При выполнении раздельного формирования и прогноза нефтегазоносности на основе тектонодинамического метода следует учитывать определяющие теоретические положения, полученные ранее.

1. Зарождение зон преимущественной нефтегенерации в условиях активного проявления ГЗН при смешанном типе ОВ связано с зонами максимальных скоростей погружения (более 40-50 м/млн лет) и общей амплитудой прогибания более 0,5 км за геологический век. Газогенерация доминирует при гумусовом и смешанном типе ОВ в условиях начальных (НЭП и главной СГЗГ) зон газообразования, как правило, при меньших скоростях (до 20-30 м/млн лет) и градиентах (до 40-50 м/млн лет) прогибания и суммарной амплитуде менее 0,5 км за век.

2. Для формирования зон нефтенакпления и нефтяных месторождений наиболее благоприятны геоструктурные зоны, смежные с очагами нефтегазогенерации и включающие структуры, активно развивающиеся в условиях ГЗН со скоростью роста более 50, контрастностью свыше 100 м/млн лет и амплитудой – более 40-50 м.

3. Для формирования зон газонакопления и газовых месторождений наиболее благоприятны геоструктурные зоны, смежные с очагами нефтегазогенерации и включающие менее активно растущие ловушки (в условиях и НЗГ, и ГЗГ) с темпом роста до 20-30, контрастностью до 50 м/млн лет и амплитудой менее 40-50 м.

4. Устанавливается зависимость между скоростью и амплитудой прогибания, с одной стороны, и удельной плотностью генерации углеводородов в осадочном бассейне с нормально морским типом седиментации, с другой, согласно которой максимальные плотности генерации нефти, превышающие 4-5 млн т на 1 км^3 и обеспечивающие возможность формирования значительных месторождений, отмечаются в тектонических зонах со скоростями прогибания более 50-60 м/млн лет и амплитудой более 0,5 км в течение геологического века. Для газа максимальные плотности генерации – свыше 3 млрд.³ на 1 км^3 , обеспечи-

вающие образование крупных месторождений, свойственны тектоническим зонам с темпом прогибания менее 25 м/млн лет и амплитудой 0,3-0,5 км за геологический век.

Задание для самостоятельной работы

Используя методику изображения тектонодинамических характеристик, представленную на рис. 6, показать графически осадочные комплексы, отмеченные ниже для Тимано-Печорского НГБ.

В условиях Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна указанным показателям удовлетворяют терригенно-карбонатные формации ордовикско-нижнедевонского, верхнедевонского и, отчасти, визейско-нижнепермского комплексов Верхнепечорского нефтегазоносного суббассейна, генетически связанного с Уральской геосинклиналью и окончательно обособившегося с позд-неартинского времени. Значительный генерационный углеводородный потенциал Уральского геосинклинального бассейна позволяет рассматривать его в качестве самостоятельного НГБ.

Нормально морские осадки отмененных комплексов формировались соответственно при скоростях от 20 до 50 м/млн лет, а в ряде случаев (ордовикско-нижнедевонский, верхнедевонский) и более. ОВ в них сапропелевого, реже – сапропелево-гумусового типов, а нефтегазоматеринские породы характеризуются высокой степенью восстановленности – до сульфидно-сидеритовой геохимической фации и ранним "вступлением" в ГЗН. Количество ОВ в породах формации в зонах активного прогибания с амплитудой свыше 0,5 км за геологический век возрастает до 1% и более; нефтегазоматеринские отложения отличаются наиболее высоким генерационным потенциалом (более 500 гр. автохтонных УВ на 1 м³ породы), способствующим формированию зон нефтегазонакопления, и характеризуются промышленной газонефтеносностью.

Для среднедевонского терригенного комплекса Верхнепечорского суббассейна, отделяющегося от Уральского геосинклинального НГБ Западно-Уральской палеокордильерой, свойственны низкие скорости седиментации, обычно не превышающие 20-25 м/млн лет и возрастающие до 50-70 м/млн лет в смежной геосинклинальной области. Преимущественно гумусовый тип ОВ в осадках комплекса при содержании в среднем около 1% обеспечивает в условиях малых амплитуд (до 0,3 км за геологический век) прогибания генерацию главным образом газообразных УВ и формирование в суббассейне зон преимущественно газонакопления. Среднедевонские отложения Верхнепечорской впадины промышленно газонасны.

В других регионах Тимано-Печорского бассейна (Денисовская впадина, Печоро-Кожвинский мегавал и др.) для визейско-нижнепермского комплекса в условиях слабой тектонической активности и отмеченных в целом невысоких значений тектонических показателей (скорости седиментации, средние градиенты скоростей и амплитуда прогибания) доминирует газонакопление, особенно в северной части Денисовской впадины. При средней величине показателей (в т.ч. времени заложения и скорости роста структурных ловушек – до 30 м/млн лет) тектонодинамические условия определяют формирование в основном зон нефтегазонакопления с нефтегазовыми и газонефтяными месторождениями (отложения девона Печоро-Кожвинского мегавала и большей части Ижма-Печорской впадины). Более высокая степень тектонической активизации – темпа прогибания, роста ловушек и др. в среднедевонском комплексе северной части региона обеспечивает, как и для указанных выше комплексов, преимущественную генерацию жидких УВ и формирование нефтяных месторождений (Колвинская зона – преимущественно нефтенакопления).

В Верхнепечорской впадине наиболее высоким нефтегазовым потенциалом характеризуются ордовикско-нижнедевонский и средневерхнедевонский комплексы, несколько ниже газовый потенциал визейско-нижнепермского и турнейского комплексов, генетически связанный с более низким уровнем тектонической активности по сравнению с подстилающими. Наибольшая плотность начальных потенциальных ресурсов газа свойственна Вуктыльской тектонической зоне, а нефти – Мичаю-Пашнинской.

Лабораторная работа № 5

ПОСТРОЕНИЕ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ ПРОФИЛЕЙ И ОЦЕНКА ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

Работа может выполняться также в качестве самостоятельной под контролем преподавателя.

Палеотектонические профили (рис. 7) строятся по традиционной методике для выбранных этапов геологического времени. В условиях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в качестве характерных этапов времени принимаются: начало среднего девона, позднего девона, начало турне (или визе), начало ранней перми, начало поздней перми (или триаса). Построения выполняются для рекомендованных тектонических зон и площадей ТПП.

Масштаб: Горизонтальный: 1: 100 000
Вертикальный: 1: 25 000

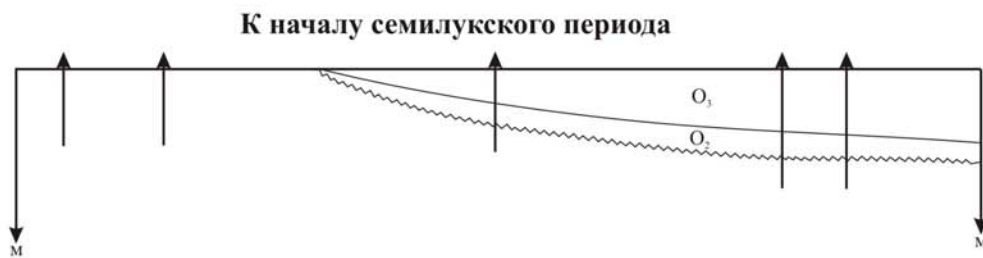


Рисунок 7 – Палеотектонические профили ордовикских, силурийский и девонских отложений по скважинам Джебольской впадины

Методика построения палеотектонических профилей общеизвестна: кровля каждого залегающего стратиграфически выше горизонта последовательно принимается за горизонтальную линию, от нее вниз откладывается мощность горизонта в разных точках профиля (по экстраполируемым линиям скважин, через которые этот профиль проведен). Начало конседиментационного роста поднятия фиксируется уменьшением мощности в районе свода современной и древней структур, а конседиментационного прогибания – увеличением мощности осадков.

Пример построения палеотектонического профиля приведен на рис. 7, где хорошо виден характер изменения мощности осадков от свода поднятия к оси прогиба. Эти данные являются исходными для расчета определяющих тектонодинамических характеристик: темпа прогибания (осадконакопления) в пределах исследуемой площади и скорости роста структур с использованием современной геохронологической шкалы. Палеотектонический анализ с оценкой соответствующих палеотектонических показателей включает в качестве основного элемента расчет мощности отложений последовательно – в своде, на крыльях локального поднятия, склонах смежной синклинали и центральной ее части. Для этого на палеопрофилях в указанных местах через равные расстояния наносятся тонкие вертикальные вспомогательные линии ("просечки"). По ним, начиная с наиболее древнего этапа, определяется мощность отложений в отмеченных точках в соответствии с выбранным вертикальным масштабом. Уплотнением осадков при этом можно пренебречь, а величина размыва их в своде поднятия оценивается как разность мощности отложений в своде и на крыле конседиментационной структуры.

Полученная максимальная величина мощности (в метрах) для центральной части синклинали дает значение амплитуды прогибания. Деление мощности на время накопления рассматриваемых отложений (в млн лет) позволяет оценить скорости седиментации – V_c (м/млн лет), а мощности размывных осадков на продолжительность перерыва – величины темпа роста поднятия – V_p (м/млн лет). Эти два значения, как показывают многочисленные статистические данные, тесно связаны либо с преобладанием нефтегазоносности в анализируемых толщах, рассматриваемых как нефтегазоматеринские, при величине $V_c > 40$ м/млн лет и амплитуде прогибания $> 0,5$ км за геологический век, либо – газоносности при значениях $V_c < 30$ м/млн лет и амплитуде прогибания $< 0,3$ км за геологический век. То же – для V_p . Для конседиментационно развивающихся структур в условиях восстановительной фациально-геохимической обстановки наибольшая интенсивность нефтенакпления достигается при соотношении скоростей роста локальных структур (V_p) и скоростей

седиментации (V_c), равно $V_p/V_c \geq 1$ (когда $V_c = 40-50$ м/млн лет). Максимальная активность газонакопления отмечается в тех же условиях при соотношении $V_p/V_c \leq$ при $V_c = 30$ м/млн лет. В качестве оценочного показателя влияния структурообразования на нефтегазонакопление и продуктивность структурных ловушек рекомендуется также учитывать коэффициент контрастности, характеризующий суммарную амплитуду относительного роста локального поднятия в м/млн. лет (по отношению к смежной зоне максимального регионального опускания).

Указания к выполнению работы

Исходные данные: схема расположения скважин в пределах исследуемой территории и составленная в ходе лабораторной работы № 2 схема сопоставления отложений.

Задание. Построить палеотектонические профили и, пользуясь современной геохронологической шкалой, оценить палеотектонические характеристики: скорости накопления осадков (V_c) и темп роста конседиментационного поднятия (V_p).

Порядок выполнения задания

1. Учитывая мощность исследуемых отложений и масштаб схемы с расположением скважин, выбрать вертикальный и горизонтальный масштабы для палеотектонических профилей.
2. Построить палеотектонические профили к началу указанных выше эпох.
3. Определить основные палеотектонические показатели и ожидаемую характеристику нефтегазоносности, сравнить полученные результаты с данными таблицы 1 и отметить несоответствия, кратко прокомментировав их.

Лабораторная работа № 6

ПРИМЕНЕНИЕ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО АНАЛИЗА В РЕШЕНИИ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ

Работа может выполняться также в качестве самостоятельной под контролем преподавателя.

Наиболее кондиционными и традиционными методами палеотектонического анализа, широко применяемыми в практике поисков нефти и газа, являются методы анализа мощностей и литофаций, рассмотренные в лабораторной работе N 5, где была показана определяющая роль факторов тектонической ак-

тивности на преимущественную нефтеносность или газоносность отложений. Тектоническая активность оценивается в значениях определяющих тектонодинамических показателей, влияющих на преобладающее накопление нефти или газа (таблица 1).

Как указывалось в лабораторной работе № 5, существует определенная зависимость между темпом палеопрогибания в седиментационном бассейне, скоростью и палеоградиентами накопления осадков, с одной стороны, фациально-геохимической обстановкой в бассейне и масштабами генерации углеводородов нефтегазоматеринскими породами, с другой. Чем выше скорость накопления нормально морских терригенных и терригенно-карбонатных отложений, тем больше масса fossilized органического вещества и более восстановленный характер носят осадки, т.е. условия для образования и сохранности углеводородов становятся более благоприятными.

На основе дифференцированного анализа нефтегазоносности с темпом прогибания по методике, изложенной в лабораторной работе № 5, необходимо четко усвоить следующие зависимости.

Для преимущественно газоносных толщ темп прогибания и седиментации не превышает 15-20 м/млн лет, при этом возрастает, как правило, масса гумусового ОВ. Кроме того, необходимо выделить оптимальные скорости, связанные с наибольшими концентрациями скоплений углеводородов. Для нефтенасыщения они изменяются от 40 до 60 м/млн лет. Эти данные свидетельствуют о генетической связи преимущественной нефтеносности с толщами, накопление которых происходило в условиях относительно повышенных скоростей погружения, а газоносности с породами относительно пониженной скорости седиментации.

Используя рекомендованные выше зависимости определяющих тектонодинамических показателей нефтегазоносности таблицы 1, а также результаты палеотектонического анализа, выполненного в лабораторной работе № 5, следует оценить значение важнейших показателей и фазовую характеристику углеводородного флюида, генерируемого в исследуемом районе по величине скорости прогибания или седиментации, принимая в качестве доминирующего сапропелевый тип органического вещества.

Определить фазовый состав углеводородов в залежах по значениям скорости роста структурной ловушки и тип залежей в отмеченных отложениях (рис. 6), используя данные таблицы 1. Сравните полученные результаты по разным продуктивным горизонтам месторождений, приведенных для осадочных бассейнов платформенных областей, с палеотектоническими показателями таблицы 1.

ГЛАВА 3

РАЗДЕЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Раздельный прогноз перспектив нефтегазоносности выполняется в качественной и количественной формах. Сущность прогнозирования заключается в определении нефтяного или газового потенциала на качественном или количественном уровне для различных территорий и литолого-стратиграфических комплексов, соответствующего установленному уровню перспективности: высокой (ВП), средней (П), малой (МП), неперспективной или бесперспективной (БП). Конечной целью выполняемой геологической операции является обоснование главных поисковых направлений и первоочередных объектов высокоэффективных рентабельных в конкретных экономических условиях поисково-разведочных работ на нефть и газ. По рангу оцениваемых поисковых объектов раздельный прогноз включает региональную, зональную и локальную формы.

Качественный раздельный прогноз перспектив нефтегазоносности с выделением соответствующих уровней перспективности: высокой (ВП), средней (П), малой (МП), бесперспективной (БП), выполняется по комплексу определяющих показателей, приведенных в таблице 2. Последняя включает девять важнейших оценочных показателей прогноза фазовой характеристики углеводородного флюида и степени перспективности: четыре **геохимических** (1, 2, 3, 4) – количество ОВ (в %), его тип (С – сапропелевое, Г – гумусовое, СГ – смешанное с преобладанием сапропелевого ОВ, ГС – смешанное с преобладанием гумусового ОВ), степень катагенетического преобразования органического вещества (ПК – протокатагенез, МК – мезокатагенез, АК – апокатагенез), величина нефтегазопроизводящего потенциала (в граммах автохтонных УВ в 1 м³ нефтегазоматеринской породы); два **тектонодинамических** (5, 6) – скорость седиментации и скорость роста структурных ловушек (в м/млн лет); два **литолого-фациальных** (7, 8) – соотношение пород-коллекторов и глинистых флюидоупоров в нефтегазоносном комплексе (указано количество пород-коллекторов, в %), мощность пород – флюидоупоров (в м); **гидрогеологический** (режим циркуляции пластовых вод – застойный, затрудненный, инфильтрационный).

Специфика использования указанных показателей при региональном, зональном и локальном прогнозе нефтегазоносности заключается в применении рекомендованных значений усредненно по площади соответствующего ранга (для прогибов и поднятий). Реализация полученных данных состоит в выявлении крупных регионов и литолого-стратиграфических комплексов, обладающих наибольшим нефтегазовым потенциалом.

Региональный прогноз перспектив нефтегазоносности рассматривает раздельное прогнозирование по комплексу отмеченных показателей в границах нефтегазоносных областей, нефтегазоносных бассейнов и провинций. Выполняется он обобщенно для регионально нефтегазоносных литолого-стратиграфических комплексов.

Основной целью регионального прогноза является установление нефтегазопроизводящего потенциала для крупных регионов и наиболее мощных НГК с конечной задачей – выявление главных направлений поиска месторождений. Преимущественная нефтеносность или газоносность определяется на основе указанных показателей с учетом приведенных выше положений. В целом для НГК по данному региону и его частям устанавливаются средние значения скоростей, градиентов, амплитуды прогибания и других показателей раздельного прогноза.

Например, в наиболее погруженных частях Азово-Кубанского и Среднекаспийского нефтегазоносных бассейнов для мезозойско-кайнозойских комплексов средние значения скорости седиментации, градиентов и амплитуд прогибания составляют соответственно от 30 до 60, от 65 до 100 м/млн лет и от 0,4 до 0,6 км за геологический век. Это отвечает условиям преимущественного нефтенакпления в рассматриваемых комплексах. Потенциал погруженной части отмеченных бассейнов по величине плотности генерации нефти достигает 4,5 млн т на 1 км³, а плотность начальных потенциальных ресурсов нефти – не менее 100 тыс. т/км². Вместе с тем те же укрупненные тектонодинамические показатели в бассейнах Ставропольского свода, а также Чарджоуской и Бухарской ступеней Каракумского и Афгано-Таджикского НГБ для одновозрастных образований соответственно не превышают 25-30, 50-60 м/млн лет, 0,35-0,4 км за геологический век. Они однозначно указывают на формирование в них газового потенциала, составляющего не менее 80% общего углеводородного при плотностях генерации газообразных УВ не менее 3,5 млрд. м³ в 1 км³, а начальных потенциальных ресурсов – около 120 тыс. у. т/км². Регионы и НГК, обладавшие максимальным нефтяным или газовым потенциалом, представляют главные поисковые направления: на нефть – нижнемеловые и кайнозойские отложения погруженной части Азово-Кубанского и Среднекаспийского бассейнов; на газ – кайнозойские отложения Ставропольского свода, мезозойские – Каракумского и Афгано-Таджикского НГБ.

Основной целью **зонального** прогноза перспектив нефтегазоносности является установление значений нефтегазового потенциала прогнозируемых зон нефтегазонакопления с выявлением актуальных направлений и первоочередных объектов поиска. При зональном прогнозе доминирующая газоносность или

нефтеносность определяются по характерным для платформенных и геосинклинальных областей среднемаксимальным значениям геолого-геохимических и тектонодинамических показателей раздельного прогноза (таблица 2). Для НГК анализируемой зоны устанавливаются степень перспективности и тип УБ флюида для прогнозируемых зон нефтегазонакопления. Так, в Азово-Кубанском нефтегазоносном бассейне в нижнемеловых отложениях южного борта Индоло-Кубанского прогиба и в Среднекаспийском НГБ в меловых – южного борта Терско-Кумского прогиба устанавливаются по среднемаксимальным значениям рекомендованных показателей, достигавших здесь наибольшей величины, зоны преимущественного нефтенакпления соответственно: Мирнобалкинско-Новодмитриевская и Малгобек-Ачалукская с рядом объектов поиска. В то же время невысокие значения тектонодинамических и других показателей в пределах северного борта Индоло-Кубанского прогиба – до 25 (скорость роста структурных ловушек), 50 (контрастность) м/млн лет и др. создают условия для формирования в этих зонах газовых месторождений крупного размера с максимальной плотностью ресурсов. Отмеченное позволяет рассматривать зоны газонакопления северного борта в качестве главных газопоисковых направлений, а нефтенакпления южного борта – главных направлений поисков нефти.

Локальный прогноз перспектив нефтегазонаосности решает задачи направленного поиска месторождений на конкретных первоочередных объектах прогнозируемой зоны нефтегазонакопления. В процессе локального прогнозирования показатели тектонической активности используются также для проверки результатов зонального прогноза. Так, в пределах установленных зон нефти или газонакопления по северному борту Терско-Кумского и Индоло-Кубанского прогибов или на Ставропольском своде эти показатели, хорошо коррелируемые с масштабами газонакопления, могут быть проверены. Это целесообразно выполнять, тем более, что речь идет о первоочередных объектах поиска, освоение должно определять достижение наибольшей эффективности геолого-разведочных работ. Локальное прогнозирование, как и зональное, выполняется до ввода объектов в поисковое бурение на основе указанных выше оценочных геолого-геохимических показателей, а из тектонодинамических – прежде всего скорости роста структурных ловушек и контрастности их развития. Как видно из таблиц, крупные ловушки более древнего заложения, характеризующиеся высоким темпом роста (40-50 м/млн лет) и большей контрастностью (80-90 м/млн лет), обладают более высокой возможностью активного нефтенакпления. К их числу относятся, в частности, поднятия юрского заложения передовой складчатости Терско-Кумского прогиба: Малго-

бекское, Карабулакское, Ачалукское, Правобережное и др. Структурные ловушки молодого формирования, характеризующиеся темпом роста до 30 м/млн лет при контрастности 40-60 м/млн лет, обладают преимущественно газовым потенциалом. К ним относятся локальные поднятия мел-кайнозойского заложения Северного Предкавказья и Ставропольского свода: Староминское, Ленинградское, Бейсугское, Каневское, Березанское, Тахта-Кугультинское, Северо-Ставропольское, к которым приурочены крупные газовые и газоконденсатные месторождения.

Наибольшая эффективность отдельного прогнозирования нефтегазоносности и достоверность оценки углеводородного потенциала достигается одновременным применением регионального, зонального и локального прогнозов. Это определяет более полное использование генерационных возможностей НГК, нефтяного и газового потенциалов главных поисковых направлений и первоочередных объектов поиска месторождений.

Самостоятельная работа

1. Выполнить ориентировочный расчет нефтяного потенциала в тоннах начальных потенциальных ресурсов углеводородов для перспективного региона площадью 10 000 км², зоны нефтегазонакопления 1000 км² и структурной ловушки 100 км² для осадочного комплекса, мощность нефтегазоматеринских (НГМ) отложений которого составляет 350 м при среднем значении нефтегазопроизводящего потенциала – 250 г автохтонных УВ в 1 м³ НГМ породы.

2. Пользуясь данными таблицы 2, определите степень перспективности в рекомендуемых категориях перспективности, принимая во внимание при этом лишь сингенетичный характер углеводородов в залежах комплекса (НГК).

3. Определите, какому количеству углеводородного газа будут соответствовать полученные выше величины ресурсов нефти при региональном, зональном и локальном прогнозах перспектив газоносности (в м³), если каждое из значений принять в условных единицах топлива.

Определяющие показатели раздельного качественного
прогноза перспектив нефтегазоносности

Определяющие показатели	Степень перспективности и тип УВ флюида	Высокая		Средняя		Малая		Бесперспективная	
		нефть	газ	нефть	газ	нефть	газ	нефть	газ
1. Количество ОВ (%)		>1	>1	1-0,5	1-0,5	0,5-0,1	0,5-0,1	< 0,1	< 0,1
2. Тип ОВ (С-сапропелевое, Г-гумусовое)		С, СГ	Г, ГС	С, СГ	Г, ГС	С, СГ	Г, ГС	С, СГ	Г, ГС
3. Степень катагенеза ОВ		МК1-МК3	>МК4	МК1-МК4	<МК1 >МК4	МК1-МК3	<МК1 >МК4	МК1, МК4	МК4
4. Нефтегазопроизводящий потенциал (г/м ³)		>500	>500	500-250	500-250	±250-50	<250-50	<50-0	<50-0
5. Скорость седиментации (м/млн. лет)		40-50 и более	20-30	40-50	20-30	< 35	< 15	< 25	< 10
Амплитуда опускания (км)		0,5-1 и более	0,3	0,5-1,0	0,3	0,5-0,3	< 0,3	< 0,3	< 0,3
6. Скорость роста локальных структур (м/млн. лет)		>50	25-30	>40	<30	<30	<15	<15	<10
7. К-во пород-коллекторов (%)		30-40	30-40	20-30	20-30	<20	<20	отс.	отс.
8. Мощность покрывки (м)		>100	>100	100-50	100-50	<50	<50	отс.	отс.
9. Гидрогеологический режим		застойн.	застойн.	затрудн.	затрудн.	затрудн.	затрудн.	инфильтр.	инфильтр.

Лабораторная работа № 7

КАЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Сущность лабораторной работы, которая может выполняться так же как самостоятельная работа, состоит в выделении литолого-стратиграфических комплексов соответствующей категории перспективности (высокой, средней, малой, бесперспективной) по сумме определяющих оценочных показателей, приведенных в таблице 2 .

Указания к выполнению работы

Предложено восемь вариантов лабораторной работы (таблица 3), причем каждым студентом делается свой вариант. По рекомендованному варианту необходимо установить доминирующий тип углеводородного флюида и категорию перспективности НГК. Для этого принятый определяющий показатель в рекомендованном варианте сравнивается по степени перспективности с соответствующим значением эталонной таблицы. При сходстве не менее семи критериев и незначительным отклонением от рекомендованного номинала (в сторону уменьшения) одного-двух показателей перспективная категория для НГК принимается по большинству из них.

Например, для варианта 2 лишь один показатель – содержание органического вещества (0,9%) – на 0,1% ниже величины для высокой степени перспективности; учитывая, что нефтегазопроизводящий потенциал в варианте 2 достигает высокой перспективности – ВП (500 г/м^3) по сумме показателей данный НГК может быть отнесен к высокоперспективным.

Лабораторная или самостоятельная работа завершается установлением категории перспективности НГК для углеводородного флюида соответствующей фазовой характеристики.

Например, при следующих показателях: сапропелевый (алиновый) тип ОВ, его количество 1,2%, уровень катагенеза ОВ – МК₃, соответствующий условиям ГЗН, нефтегазопроизводящий потенциал 550 г/м^3 , V_c – 40 м/млн лет, V_p – 50 м/млн лет, соотношение глин и коллекторов – 42%, средняя мощность пород-коллекторов – 6 м и глинистый флюидоупор – 120 м, степень перспективности отложений, как следует из таблицы 2, будет высокая.

Варианты лабораторной работы № 8

Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8
Показатели								
1. Содержание ОВ (%)	1.1	0.9	0.5	0.7	1.0	0.2	1.5	0.8
2. Фациально-генетический тип	Г	С	Г-С	Г	С-Г	Г-С	С	Г
3. Степень катагенеза	МК4	МК3	МК1	ПК3	МК2	МК1	МК4	АК1
4. Нефтегазопроизводящий потенциал	600	500	300	350	700	<100	1000	500
5. Темп седиментации (м/млн. лет)	$\frac{20}{0.4}$	$\frac{40}{1.0}$	$\frac{30}{0.6}$	$\frac{15}{0.3}$	$\frac{50}{1.1}$	$\frac{15}{0.2}$	$\frac{50}{>1.0}$	$\frac{25}{0.4}$
Амплитуда прогибания за геолог. век (км)								
6. Скорость роста структурной ловушки (м/млн лет)	25	50	30	20	60	20	60	30
7. Количество пород-коллекторов (%)	30	40	20	50	30	<10	70	80
8. Мощность покрышки (м)	100	90	75	50	20	отс.	50	20
9. Гидрогеологический режим	заст.	заст.	затр.	затр.	затр.	инфил.	затр.	инфил.

КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ЭВОЛЮЦИОННО- КАТАГЕНЕТИЧЕСКОЙ ОСНОВЕ

В последние годы подтвердилась плодотворность биогенной осадочно-миграционной теории происхождения нефти. Согласно современным представлениям образование углеводородов, как отмечалось выше, определяется преимущественно двумя факторами: фациально-генетическим типом ОВ и степенью его катагенеза. Генерация углеводородов, начинающаяся в живом веществе, продолжается на стадиях диагенеза и раннего катагенеза пород с образованием главным образом метана с изотопно легким углеродом (C_{13} до 70%). Формирование промышленных скоплений газообразных УВ этой фазы генерации вследствие больших потерь в атмосферу – явление исключительно редкое и связано, как правило, с криолитозоной и мощными флюидопорами.

Наиболее важный этап в нефтеобразовании связан с началом мезокатагенеза и отвечает главной фазе нефтеобразования (по Н.Б. Вассоевичу). Как отмечалось ранее, на этом этапе ОВ пород сапропелевого или смешанного типов за счет термолиза и термокатализа липидной его части начинает генерировать значительное количество гомологов метана и низкомолекулярных жидких углеводородов. Одновременно с увеличением масштабов образования УВ за счет вторичной стадии дегидратации глинистых минералов (по Берету) и отжатием межслоевой воды начинается эмиграция УВ. Зарождающаяся микронефть дает начало нефти путем миграции и образования скоплений в ловушках. Этот этап связан с градациями катагенеза ПКз - МКз (Бз - Ж). Начиная с градации катагенеза МКз снижается образование жидких углеводородов, и истощенное ОВ начинает продуцировать в основном метан с изотопически тяжелым углеродом. Другая фациальная ветвь ОВ – гумусовая (или арконовое ОВ), состоящая из высококонденсированных ароматических группировок высшей растительности, на всех этапах катагенеза в преобладающих масштабах продуцирует метан и незначительно – хлороформенный битумоид с низким содержанием углеводородов.

Рекомендуемый эволюционно-катагенетический метод отдельного прогноза количества образующихся жидких и газообразных УВ состоит из нескольких этапов реконструкции катагенетической эволюции НГБ с учетом изучения типа, содержания и распределения ОВ в основных нефтегазогенерирующих комплексах бассейна, проведения на основе этих данных с учетом соответствующих коэффициентов генерации расчетов масштабов образования углеводородов.

Общие сведения о масштабах генерации УВ при катагенезе органического вещества разного типа приведены ниже. За основу взяты наиболее обоснованные

данные В.А. Успенского, С.Г. Неручева и Е.А. Рогозиной (1974 г.), которые пересчитаны на ОВ данной стадии катагенеза. Кроме того, осуществлена их привязка к новой шкале катагенеза (Вассоевич Н.Б., 1975). Применимость этих данных для практической оценки количества образованных углеводородов была подтверждена во ВНИИЯГГе уточнением природы УВ газовых аномалий при прямых газогеохимических нефтегазопроисследовательских исследованиях в неглубоких (до 1000 м) скважинах по ряду пустых и продуктивных структур Восточной и Западной Сибири, Мангышлака, Северного Устья и др. (Лопатин Н.В., Ручнов В.И., 1976), а также при лабораторном моделировании процессов термолиза и термокатализа ОВ, выполнявшемся под руководством Н.С. Старобинца (1977).

Первые разработки по катагенетической эволюции отдельных НГБ были проведены Н.В. Лопатиным (1969 г.) и В.И. Ручновым (1993 г.). Для ОПБ в целом эти вопросы решались Б.А. Соколовым с выделением очагов нефтегазообразования, Н.Б. Вассоевичем и Б.А. Соколовым (1975 г.), А.И. Дьяконовым, Н.В. Лопатиным, В.И. Ручновым (1976 г.), Л.А. Польстером и др. (1976 г.), С.П. Максимовым и др. (1975 г.). Это направление в последние годы получило признание за рубежом. Основной палеореконструкцией катагенетической эволюции ОПБ явились детальные схемы палеотектонического развития различных регионов и зон Азово-Кубанского, Тимано-Печорского, Западно-Сибирского и др. НГБ. Расчеты выполнялись для Восточно-Кубанского, Западно-Кубанского, Северо-Кубанского, Верхнепечорского, Денисовского и др. суббассейнов.

Сущность методики изучения катагенетической эволюции осадочно-породного бассейна состоит в последовательной ретроспективной фиксации степени катагенеза ОВ с момента зарождения ОПБ до современной стадии развития и превращения в НГБ. При этом оценка степени катагенеза осуществлялась на основании измерения оптических свойств мацералов ОВ, например отражения для витринита, абсорбции и флюоресценции для споринита (Ручнов В.И., 1977), а также расчетным путем – исходя из анализа термической истории отложений методом суммарного теплового импульса (суммарный импульс тепла) – СТИ.

Метод СТИ скорректирован для Азово-Кубанского НГБ (Дьяконов А.И., Лопатин Н.В., Ручнов В.И., 1976) и основан на определении тепловой энергии, полученной породой за всю геологическую (включая геотермическую) историю. Для этого производится построение графиков эволюции глубин и температур погружения пород методом мощностей, определяется длительность пребывания отложений в соответствующих (10°C) геотермических зонах, начиная с 50°C , рассчитываются элементарные тепловые импульсы для каждой 10-градусной зоны путем умножения длительности пребывания в данной зоне на

коэффициент скорости реакции для данного 10-градусного интервала (энергия активации принимается равной 10 ккал/моль), сложением элементарных импульсов определяется СТИ, осуществляется корреляция СТИ с данными определения степени катагенеза на основании отражения витринита (R^a) для Азово-Кубанского, Западно-Сибирского, Тимано-Печорского и др. НГБ.

Исходя из фациально-генетического типа и степени катагенеза ОВ, определяется общая потеря массы ОВ в процентах на начальную стадию катагенеза (с использованием данных В.А. Успенского, 1975) согласно таблице 4.

Таблица 4

Общая потеря массы ОВ по стадиям катагенеза

Градация катагенеза	ОВ гумусовое	ОВ гумусово-сапропелевое	ОВ сапропелевое
ПКЗ (Бз)	11,38	12,19	13,0
МК ₁ (Д)	13,87	14,43	15,0
МК ₂ (Г)	24,54	27,27	30,0
МК ₃ (Ж)	28,06	34,03	40,0
МК ₄₋₅ (К)	32,61	42,80	51,0
АК ₁ (Т)	36,05	45,00	54,0
АК ₂ (ПА) ПА)	38,18	47,53	57,0
АК ₃ (А1)	40,36	-	60,0
АК ₄ (А2)	42,87	-	61,0

С помощью пересчетного коэффициента (Кп) выполняются расчеты содержания гумусового, смешанного и сапропелевого ОВ. Величина пересчетного коэффициента принимается на основании аналитических и экспериментальных данных о некарбонатном углероде – Сорг. (Сн.к.) (В.А. Успенский, 1975), таблица 5.

Таблица 5

Изменение величины пересчетного коэффициента (Кп) по типу ОВ

Градация катагенеза	ОВ гумусовое, Кп	ОВ гумусово-сапропелевое, Кп	ОВ сапропелевое, Кп
ПК ₁	1,82	1,65	1,50
ПК1	1,67	1,56	1,45
ПК ₁ -ПК ₂	1,54	1,47	1,40
ПК ₂	1,43	1,39	1,35
ПК ₃ -МК ₁	1,33	1,33	1,33
МК ₁ -МК ₂	1,25	1,25	1,25
МК ₂ -МК ₃	1,13	1,18	1,18
МК ₄ -АК ₂	1,11	1,11	1,11
АК ₃ -АК ₄	1,05	1,05	1,05

Широко распространенные методы оценки ресурсов УВ (объемно-статистические, объемно-генетические и др.) основаны на использовании усредненных данных о составе и содержании УВ в породах НГБ на современной стадии. Для отдельного количественного прогноза перспектив нефтегазонасыщенности и сравнительной оценки ресурсов необходимо знать количество и фазовые соотношения генерируемых углеводородов на разных стадиях эволюции ОПБ. Применительно к Азово-Кубанскому и Тимано-Печорскому НГБ впервые разработана и апробирована эволюционно-катагенетическая модель оценки масштабов генерации и аккумуляции УВ в процессе катагенетической эволюции бассейна, которая рекомендуется также для других осадочных бассейнов.

Одновременно с реконструкцией катагенетической эволюции для каждого нефтегазоматеринского комплекса рассчитываются мощность глинистых осадков к началу соответствующего этапа катагенеза, изменение их плотности и объема, которые служат основой определения массы посол. Для этих целей использовались уточненные графики изменения их пористости и плотности.

Следующим этапом является оценка типа и содержания органического вещества на разных этапах катагенеза. Конкретные сведения о типе и содержании ОВ для палеозойско-мезозойских отложений на современном этапе заимствованы из работ И.П. Жабрева, Е.С. Ларской, В.С. Котова, Ю.И. Корчагиной, Г.М. Парпаровой, Ф.Е. Окуньковой, Е.Н. Болотова, В.И. Ручнова, С.А. Данилевского, З.П. Складовой. Для приведения этих данных к соответствующему этапу катагенеза использовались сведения о потере массы ОВ в процессе катагенеза. В связи с тем, что аналитические данные свидетельствуют о содержании только некарбонатного углерода (Снк или Соог). Для реконструкции массы ОВ пород были приняты отмеченные выше коэффициенты пересчета Сорг на ОВ соответствующего типа и стадии катагенеза.

Имея эти данные, выполняется отдельный количественный прогноз с оценкой на первом этапе масштабов генерации жидких и газообразных углеводородов по этапам катагенеза. Общая формула расчета масштабов генерации от начала катагенеза до данной стадии имеет вид:

$$Q_n(z) = V \times d \times OB(\beta \times \gamma),$$

где V – объем глинистых пород, m^3 ; d – плотность глин, $г/см^3$, $т/м^3$; $\beta \times \gamma$ – коэффициенты генерации жидких (β) или газообразных (γ) углеводородов;

ОВ-содержание органического вещества в изучаемом комплексе, определяемое по описанной методике.

Все данные берутся для соответствующих этапов катагенеза и приводятся к одной размерности. Коэффициенты генерации – β и γ рассчитываются для га-

за по данным Е.А. Рогозиной, В.А. Успенского (1974 г.), для нефти по данным С.Г. Неручева и др. (1975 г.) и приведены в таблице 6.

Таблица 6

Коэффициенты генерации газообразных и жидких УВ
по стадиям катагенеза ОВ

От начала катагенеза до данной стадии	Газообразные УВ, г/1г ОВ данного этапа			Жидкие УВ, г/1г ОВ данного этапа		
	гумусовое	гумусово-сапропелевое	сапропелевое	гумусовое	гумусово-сапропелевое	сапропелевое
ПКЗ	0,0049	0,0074	0,01	0,00564	0,01027	0,0149
МК1	0,0096	0,0011	0,013	0,01	0,016	0,019
МК1-МК2	0,022	0,0195	0,017	0,029	0,0335	0,038
МК2	0,0253	0,0255	0,0257	0,049	0,0645	0,08
МК3	0,0317	0,035	0,0383	0,056	0,092	0,12
МК4	0,0545	0,060	0,0648	0,065	0,1175	0,017
МК5	0,066	0,090	0,1142	0,068	0,132	0,196
АК1	0,0803	0,1220	0,1630	-	-	-
АК2	0,1126	0,179	0,01	-	-	-
АК3	0,150.1	0,2285	0,2465	-	-	-

Примечание – Учитывалось, что гумусовое ОВ генерирует в основном CH_4 и хлороформенный битумоид, а гумусово-сапропелевое и сапропелевое – жирный углеводородный газ и жидкие УВ.

Как показали выполненные исследования, стадия раннего катагенеза (протокатагенеза) ОВ глинистых нефтегазоматеринских осадков, начинаясь с глубины погружения их 300-400 м, протекает до глубин 1700-2000 м, глубже породы вступают в зону мезокатагенеза. Эпигенетические изменения глинистых пород (образование смешаннослойных минералов, гидрослюдизация и каолинизация монтмориллонита и др.) активизируются к концу протокатагенеза при палеотемпературе 50-80°C и горном давлении свыше 40 МПа.

В условиях невысоких скоростей погружения и низких температурных градиентов (2,0-2,5-С) этап протокатагенеза осадков может продолжаться до глубины 2,5 км. Одновременно с изменением физико-химической характеристики нерастворимой части ОВ и ростом степени углефикации в раннем катагенезе происходит новообразование подвижных компонентов битумоида и их первичная миграция.

Начальным этапом эволюции нефтегазоносного бассейна является вступление наиболее древних нефтегазоматеринских отложений в зону мезокатаге-

неза, соответствующую градации МК1. Согласно схеме стадийности нефтегазообразования (Вассоевич Н.Б., 1975) этому этапу отвечают завершение начальной фазы генерации газа (НФГ) и начало активной генерации нефти. Последующая эволюция НГБ характеризуется последовательным вступлением в термобарические условия НФГ более молодых отложений, а древних – в условия главной фазы нефтеобразования (ГФН). Дальнейший рост глубин погружения осадков в ходе эволюции осадочного нефтегазоносного бассейна обуславливает активную аутигенную минерализацию под влиянием процессов эпигенеза пород. Одновременно физико-химическое воздействие испытывают пластовые и поровые седиментационные воды, которые вместе с продуктами генерации – жидкими и газообразными углеводородами – отжимаются по мере уплотнения осадков в породы-коллекторы. Фаза активного образования нефти при сапропелевом или смешанном (сапропелево-гумусовом) типе ОВ продолжается до выхода нефтегазоматеринских пород комплекса из главной зоны генерации нефти (градация катагенеза МК3 и палеотемпература 160-165°C).

Дальнейшая эволюция осадочно-породного бассейна характеризуется завершением мезокатагенеза, выходом отложений, начиная с более древних, из главной зоны нефтеобразования и вступлением в главную зону генерации газа (по С.Г. Неручеву, Е.А. Рогозиной, В.А. Успенскому, 1974; Н.Б. Вассоевичу, 1975). Для этой зоны свойственна более высокая степень катагенетического преобразования ОВ, начиная с градации катагенеза МК4. Последней соответствует палеотемпература 180-185°C, которая является "критической" для жидкой фазы углеводородов. Для данной стадии катагенеза свойственно интенсивное вторичное минералообразование (гидрослюдизация – в глинистых породах; хлоритизация, окварцевание, регенерация кварца – в грубообломочных). Рассматриваемый заключительный – "газовый" этап катагенетической эволюции бассейна (от уровня катагенеза МК5), охватывая несколько геологических веков, иногда продолжается до современной эпохи.

Масштабы нефте- и газонакопления рассчитываются по формуле:

$$Q_{ак} = Q_{гн} \times K_{э} \times K_{ак} \text{ (млн. т или млрд. м}^3\text{)},$$

где $Q_{гн}$ – масштабы генерации нефти или газа (млрд. т, трлн. м³); $K_{э}$ – коэффициент эмиграции нефти или газа; $K_{ак}$ – коэффициент аккумуляции нефти или газа.

Прямых данных о величине коэффициентов эмиграции и аккумуляции нефти и газа пока нет. По данным А.З. Конторовича (1977 г.), наиболее обоснованы следующие значения коэффициентов аккумуляции нефти и газа по нефтегазоносным районам Западной Сибири: Средневасюганскому (триас, нижняя-

верхняя юра) – 0,012 и 0,038; Каймысовскому (верхняя юра) – 0,027 и 0,002; Шаимскому (средняя-верхняя юра) – 0,011 и 0,004; Сургутскому (неоком) – 0,073 и 0,025; Нижневартовскому (неоком) – 0,099 и 0,041.

Как показывают прямые замеры газосодержания пород нижнего мела на Майкопском газоконденсатном, юры в пределах Юбилейного и Южно-Советского месторождений, а также аналогия с триасово-юрскими, меловыми нефтегазоносными формациями Туранской (Тюб-Караган и другие площади Мангышлака) и Западно-Сибирской плит и прямые замеры нефтегазосодержания пород по осадочным комплексам других нефтегазоносных бассейнов, наиболее приемлемы следующие значения коэффициентов эмиграции и аккумуляции: **эмиграция нефти** – от 0,0005 до 0,035 (рекомендуется 0,001-0,3), **газа** – от 0,8 до 0,95 (рекомендуется 0,9), **аккумуляция нефти** – от 0,01 до 0,12 (рекомендуется 0,07-0,1), **газа** – от 0,001 до 0,01 (рекомендуется 0,005-0,01).

Значение коэффициентов эмиграции, наибольшее на этапах ГФН (для нефти) и ГФГ (для газа), уменьшается пропорционально сокращению общей площади контакта нефтегазоматеринских свит и пород-коллекторов в разрезе, а также при уменьшении объема нефтегазоматеринских пород (менее 50% мощности толщи). На величину коэффициента аккумуляции определяющее влияние показывают масштабы генерации и емкостные возможности природного резервуара, с увеличением которых значение коэффициента резко возрастает.

Начальные потенциальные (суммарные) ресурсы углеводородов рассчитываются по формуле:

$$Q_{нп} = Q_{ак} \cdot K_{рн} \text{ – для нефти;}$$

$$Q_{гп} = Q_{ак} \cdot K_{рг} \text{ – для газа.}$$

Обоснование коэффициентов рассеяния нефти и газа в процессе формирования залежей и расчет начальных потенциальных ресурсов по ряду нефтегазоносных бассейнов дает величину рассеяния жидких УВ от 30 до 78%, а газообразных – от 40 до 80%. Это позволяет рекомендовать исходные данные для определения коэффициентов рассеяния жидких ($K_{р. н.}$) и газообразных ($K_{р. г.}$) углеводородов. Для нефти при наиболее часто используемых значениях рассеяния от 50 до 60% для расчета рекомендуется 55% ($K_{р} = 0,45$); для газа при значениях от 40 до 80% для оценки начальных потенциальных (суммарных) ресурсов берется от 50 до 60% ($K_{р}$ от 0,5 до 0,4) в условиях надежной покрышки.

Результаты расчета (на примере мезозойских формаций Азово-Кубанского и палеозойских Тимано-Печорского НГБ). Терригенно-карбонатная

формация триаса, развитая в западной части Восточно-Кубанского суббассейна, Западно-Кубанского, характеризуется сапропелево-гумусовым типом ОВ. Степень катагенеза ОВ-МК1 и палеотемпература 60°C, соответствующие началу ГФН, достигаются при глубине погружения пород не менее 1,4 км, т.е. со второй половины ранней юры и прежде всего в зонах наибольших скоростей прогибания (до 60 м/млн лет), в западном секторе ВКВ и южном ЗКП.

Как показывают построения, продолжительность пребывания триасовых пород в главной зоне нефтегенерации, т.е. в интервале катагенеза МК1-МК3 с критической палеотемпературой 165°C, составляла около 40 млн лет. За это время нефтематеринскими отложениями Восточно-Кубанского суббассейна было генерировано 60,7 млрд. т нефти. Близкие условия нефтеобразования предполагаются в Западно-Кубанском суббассейне, где в течение аналогичного этапа генерировано 32,5 млрд т нефти.

Начиная с раннего мела при уровне катагенеза МК4 и до современной стадии катагенетического преобразования ОВ-АК1 (до АК2) отмеченные нефтегазоносные суббассейны развивались как газоносные, что в соответствии с принятой схемой вертикальной зональности нефтегазообразования отвечает главной фазе генерации газа. На протяжении отмеченных стадий преобразования органического вещества нефтегазоматеринскими осадками триасовой формации генерировано углеводородного газа в пределах ВКВ 73,6 трлн. м³, а в ЗКП - 52,6 трлн. м³.

Завершение начальной фазы газообразования в Восточно-Кубанском и Западно-Кубанском суббассейнах сопровождалось активной эмиграцией седиментационных вод. В течение главной фазы генерации нефти к концу поздней юры из глинистых пород было отжато максимальное количество поровых вод: 6100 млрд. т – в ВКВ и 3600 млрд. т – в ЗКП. Это обеспечило оптимальные условия поступления УВ в коллекторы формации.

В Северо-Кубанском суббассейне при гумусовом типе ОВ в осадках генерация нефти практически не происходила. Термобарические условия ГФН со степенью катагенеза МК1 наступили лишь к концу мелового времени, когда почти полностью завершился процесс эмиграции из глин седиментационных поровых вод. Последующая эволюция суббассейна с ростом степени катагенеза до современной (АК1) протекала при доминирующем влиянии процессов газогенерации, в результате которых генерировано 21 трлн. м³ углеводородного газа.

Лабораторная работа № 8

КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РАСЧЕТ НАЧАЛЬНЫХ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ (СУММАРНЫХ) РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Сущность лабораторной работы, которая может выполняться так же, как самостоятельная работа, заключается в последовательной оценке для одного из принятых НГК масштабов генерации, аккумуляции и начальных потенциальных (суммарных) ресурсов газа и нефти.

Указания к выполнению работы

Исходные данные для количественного раздельного прогноза перспектив нефтегазоносности: из таблиц 7 и 9 взять значения Сорг. или Снк, ОВ, уменьшенное или увеличенное на 0,5, среднюю мощность нефтегазоматеринских (НГМ) пород, площадь распространения и другие необходимые параметры для соответствующих расчетов.

Задание. Произвести оценку масштабов генерации и аккумуляции газа и нефти для принятого НГК Азово-Кубанского и Тимано-Печорского нефтегазоносных бассейнов.

Порядок выполнения задания

1. Для указанных этапов геологического времени и уровней катагенетического преобразования данного типа ОВ определить по принятой палеогеотермической ступени значения палеотемператур и принадлежность НГМ отложений к НФГ (НЭП, ГФН СГЗЮ, ГФЗ СГЗГ), заполнить соответствующие графы таблиц 9 и 10.

2. Рассчитать объемы НГМ пород и в целом отложений для принятого расчетного НГК по этапам геологического времени и внести данные в таблицы 9 и 10.

3. С помощью пересчетного коэффициента K_p и вспомогательных таблиц 4 и 5 определить содержание ОВ соответствующего типа на данную стадию катагенеза (по этапам геологического времени).

4. Оценить масштабы генерации и аккумуляции газа и нефти для расчетного НГК по рекомендованным формулам, используя при этом в качестве методического эталона таблицы аналогичных расчетов, выполненных для Азово-Кубанского (табл. 7, 8) и Тимано-Печорского (табл. 9, 10) НГБ (при оценке использовать рекомендованные выше значения необходимых коэффициентов).

5. Выполнить по рекомендованной формуле расчет начальных потенциальных ресурсов газа и нефти для принятого НГК.

Таблица 7

Масштабы генерации газа в осадочных комплексах мезозоя Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна
(по этапам геологической истории)

Регион, бассейн, суббассейн														Коэффициент генерации		Масштабы генерации	
	Литолого-стратиграфический комплекс	Этапы (к началу)	Мощность (сведения), км	Глубина погружения (средняя), км	Градиент катагенеза	Площадь (тыс. км ²)	Объем (тыс. км ³)	Плотность (средняя) г/см ³ , т/м ³	Палетемпература (°С)	Стадийность нефтегазообразования	Тип ОВ	Содержание некарб. углеорода Снк(%)	Количество ОВ (%) на данную стадию катагенеза	Для газа х(1-10)	Для нефти х(10 ⁻¹ -10 ⁻²)	Газ, 10 ³ млрд. м ³	Нефть, млрд. т
ЗАПАДНО-КУБАНСКИЙ ПРОГИБ	Триасовый	J ₁	1,30	0,8	ПК2-ПК3	12,5	14,3	2	40-45	НГЗ	С-Г	1,35	1,84	0,01	1,027	3,9	5,4
		J ₂	1,10	4,3	МК2-МК3	12,5	11,4	2,55	125-130	ГЗН	С-Г	1,2	1,42	0,03	0,03	13	32,5
		К	1,00	5	МК4	12,5	11,3	2,65	140-145	ГЗГ	С-Г	1,08	1,2	0,06	-	21	-
		Р	1,00	8,7	МК5	12,5	11,2	2,75	190-200	ГЗГ	С-Г	1,05	1,17	0,09	-	33	-
		Q	1,00	10,2	АК1-АК2	12,5	11,2	2,8	240-250	ГЗГ	С-Г	1	1,1	0,15	-	53	-
	Нижнеюрский	J ₂	2,4	1,4	ПК3-МК	12,5	12,5	2,15	70-75	НГЗ нач. ГЗН	С-Г	1,33	1,72	0	1,314	9,9	14,15
		J ₃	2,3	2,6	МК1	12,5	12,5	2,35	100-105	ГЗН	С-Г	1,31	1,64	0,01	1,6	12	16,1
		К ₁	2,2	3,4	МК2-МК3	12,5	12,5	2,5	120-125	ГЗН част. ГЗГ	С-Г	1,18	1,44	0,03	7,8	28	88,76
		Р ₁	2	5,2	МК4	12,5	12,5	2,65	160-165	ГЗГ	С-Г	1,06	1,18	0,06	-	45	-
		N	2	5,5	МК5	12,5	12,5	2,7	170-175	ГЗГ	С-Г	1,02	1,13	0,09	-	64	-
	Среднеюрский	Q	2	8,7	до АК1	12,5	12,5	2,8	200-210	ГЗГ	С-Г	1	1,23	0,12	-	100	-
		J ₃	1,3	0,8	ПК3-МК	12,5	12,5	2	40-45	НГЗ	С-Г	1,52	2,02	0,01	1,49	6	8,94
		К ₁	1,2	1,7	МК1	12,5	12,5	2,2	60-65	НГЗ нач. ГЗН	С-Г	1,5	1,87	0	1,9	7,6	11,15
		Р ₁	1	3,7	МК1	12,5	12,5	2,5	110-115	ГЗН	С-Г	1,33	1,66	0,01	8	13	40,02
		N	1	4	МК3	12,5	12,5	2,55	120-125	ГЗН част. ГЗГ	С-Г	1,22	1,44	0,03	12,8	17	55,92
	Верхнеюрский	Q	1	6,2	МК4-МК5	12,5	12,5	2,7	175-180	ГЗГ	С-Г	1,1	1,23	0,04	-	45	-
		К ₁	1	0,6	ПК2-ПК3	12,5	12,5	1,9	30-35	НГЗ	Г-С	1,18	1,6	0,11	1,027	1,8	2,45
		К ₂	0,9	2,5	МК1	12,5	12,5	2,3	80-85	ГЗН	Г-С	1,16	1,45	0,01	1,6	2,5	3,66
		Р ₁	0,9	2,7	МК2	12,5	12,5	2,4	90-100	ГЗН	Г-С	1,04	1,27	0,01	3,35	4	6,82
		Р ₂	0,8	3,1	МК2-МК3	12,5	12,5	2,5	115-200	отлож. вых. из ГЗН	Г-С	0,98	1,16	0,02	9,2	5,3	21,8
Q		0,8	6,3	МК4-МК5	12,5	12,5	2,75	180-185	ГЗГ	Г-С	0,9	0,99	0,1	-	14	-	

Таблица 8

Масштабы аккумуляции газа и нефти в осадочных комплексах мезозоя Азово-Кубанского бассейна
(по этапам геологической истории)

Регион, бассейн, суббассейн	Литолого- стратигра- фический комплекс	Этапы (к началу)	Средняя глубина залега- ния ком- плекса (км)	Палеотем- пература (t: C)	Градация катагенеза	Масштабы генерации		Объём пород (куб. км)	Объём коллек- торов (куб. км)	Коэффициент эмиграции		Коэффициент аккумуляции		Масштабы аккумуляции	
						нефть, млрд т	газ, трлн. куб. м			нефть	газ	нефть	газ	нефть, млн т	газ, млрд куб. м
ЗАПАДНО-КУБАНСКИЙ ПРОГИБ И ТИМАШЕВСКАЯ СТУПЕНЬ	Триасовый	J ₁	0,8	40-45	ПК ₂ -ПК ₃	5,4	3,89	2118	0,001	0,001	0,9	0,01	0,008	0,008	28
		J ₃	4,3	125-130	МК ₂ -МК ₃	32,5	12,6	11400		0,03	0,8	0,12	0,006	117	60,48
		K ₁	5,0	140-145	МК ₄		20,99	11300		0,0005	0,9	0,01	0,008		151,13
		P ₁	8,7	190-200	МК ₅		37,51	11200			0,9		0,008		234
		Q ₁	10,2	240-250	АК ₁ -АК ₂		52,67	11200	1246			0,9		0,008	
	Нижнеюрский	J ₂	1,4	70-75	ПК ₃ -МК	14,5	9,9	29100	2205	0,0005	0,95	0,01	0,0006	0,0707	56,43
		J ₃	2,6	100-105	МК ₁	16,94	11,6	27500		0,01	0,8	0,07	0,006	11,86	55,68
		K ₁	3,4	120-125	МК ₂ -МК ₃	88,76	28,2	26500		0,01	0,8	0,07	0,006	62,13	135,36
		P ₁	5,2	160-165	МК ₄		44,88	23900		0,0005	0,9	0,01	0,008		323,14
		N	5,5	170-175	МК ₅		63,58	23700			0,9		0,006		343,3
		Q ₁	8,7	200-210	до АК ₁		99,51	23700	1246			0,9		0,006	
	Среднеюрский	J ₃	0,80	40-45	ПК ₃	8,94	6	14900	2205	0,0005	0,9	0,01	0,008	0,0447	43,2
		K ₁	1,7	60-65	МК ₁	11,15	7,62	14300		0,02	0,8	0,07	0,006	15,61	36,58
		P ₁	3,7	110-115	МК ₂	40,02	12,85	12100		0,02	0,8	0,07	0,006	56,03	61,68
		N	4,0	125-130	МК ₃	55,92	16,73	11800		0,001	0,9	0,01	0,008	0,559	120,46
		Q ₁	6,2	175-180	МК ₄ -МК ₅		44,83	11800	623			0,9		0,008	
	Верхнеюрский	K ₁	0,6	30-35	ПК ₂ -ПК ₃	1,76	1,76	7800	6164	0,001	0,95	0,01	0,01	24,5	16,72
		K ₂	2,5	80-85	МК ₁	2,5	2,5	6800		0,02	0,85	0,12	0,008	8,78	17
		P ₁	2,7	90-100	МК ₂	4,06	4,06	6700		0,02	0,85	0,12	0,008	16,37	27,6
		N	3,1	105-120	МК ₂ -МК ₃	5,26	5,26	6100		0,02	0,85	0,12	0,01	52,32	44,71
Q ₁		6,3	180-185	МК ₄ -МК ₅	14,9	14,9	6100	3646			0,95		0,01		141,55

Таблица 9

Масштабы генерации газа и нефти в осадочных комплексах палеозоя Тимано-Печорского бассейна
(по этапам геологической истории)

Регион, бассейн, суббассейн	Литолого- стратигра- фический комплекс	Этапы (к началу)	Средняя глубина залега- ния ком- плекса (км)	Палеотем- пература (t: C)	Градация катагенеза	Масштабы генера- ции		Объ- ём пород (куб. км)	Объём коллек- торов (куб. км)	Коэффициент эмиграции		Коэффициент аккумуляции		Масштабы аккумуля- ции	
						нефть, млрд т	газ, трлн. куб. м			нефть	газ	нефть	газ	нефть, млн т	газ, млрд куб. м
ЗАПАДНО-КУБАНСКИЙ ПРОГИБ И ТИМАШЕВСКАЯ СТУПЕНЬ	Триасовый	J ₁	0,8	40-45	ПК ₂ -ПК ₃	5,4	3,89	2118	0,001	0,001	0,9	0,01	0,008	0,008	28
		J ₃	4,3	125-130	МК ₂ -МК ₃	32,5	12,6	11400		0,03	0,8	0,12	0,006	117	60,48
		K ₁	5,0	140-145	МК ₄		20,99	11300		0,0005	0,9	0,01	0,008		151,13
		P ₁	8,7	190-200	МК ₅		37,51	11200			0,9		0,008		234
		Q ₁	10,2	240-250	АК ₁ -АК ₂		52,67	11200	1246		0,9		0,008		379,2
	Нижнеюрский	J ₂	1,4	70-75	ПК ₃ -МК	14,5	9,9	29100	2205	0,0005	0,95	0,01	0,0006	0,0707	56,43
		J ₃	2,6	100-105	МК ₁	16,94	11,6	27500		0,01	0,8	0,07	0,006	11,86	55,68
		K ₁	3,4	120-125	МК ₂ -МК ₃	88,76	28,2	26500		0,01	0,8	0,07	0,006	62,13	135,36
		P ₁	5,2	160-165	МК ₄		44,88	23900		0,0005	0,9	0,01	0,008		323,14
		N	5,5	170-175	МК ₅		63,58	23700			0,9		0,006		343,3
		Q ₁	8,7	200-210	до АК ₁		99,51	23700	1246		0,9		0,006		537,35
	Среднеюрский	J ₃	0,80	40-45	ПК ₃	8,94	6	14900	2205	0,0005	0,9	0,01	0,008	0,0447	43,2
		K ₁	1,7	60-65	МК ₁	11,15	7,62	14300		0,02	0,8	0,07	0,006	15,61	36,58
		P ₁	3,7	110-115	МК ₂	40,02	12,85	12100		0,02	0,8	0,07	0,006	56,03	61,68
		N	4,0	125-130	МК ₃	55,92	16,73	11800		0,001	0,9	0,01	0,008	0,559	120,46
		Q ₁	6,2	175-180	МК ₄ -МК ₅		44,83	11800	623		0,9		0,008		330,78
	Верхнеюрский	K ₁	0,6	30-35	ПК ₂ -ПК ₃	1,76	1,76	7800	6164	0,001	0,95	0,01	0,01	24,5	16,72
		K ₂	2,5	80-85	МК ₁	2,5	2,5	6800		0,02	0,85	0,12	0,008	8,78	17
		P ₁	2,7	90-100	МК ₂	4,06	4,06	6700		0,02	0,85	0,12	0,008	16,37	27,6
		N	3,1	105-120	МК ₂ -МК ₃	5,26	5,26	6100		0,02	0,85	0,12	0,01	52,32	44,71
Q ₁		6,3	180-185	МК ₄ -МК ₅	14,9	14,9	6100	3646		0,95		0,01		141,55	

**Масштабы аккумуляции газа и нефти в осадочных комплексах палеозоя
Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна ***

Литолого- стратиграфический комплекс	Этапы (к началу)	Средняя глубина залегания комплекса (км)	Предполагаемая температура, °С	Градация катагенеза	Масштабы генерации		Объём пород (куб. км)	Объём коллек- торов (куб. км)	Коэффициент эмиграции		Коэффициент аккумуляции		Масштабы аккумуляции	
					нефть, млрд т	газ, трлн. куб.м			нефть	газ	нефть	газ	нефть, млн т	газ, млрд куб. м
Ордовикско-нижнедевонский	D ₂	1,0	20-25	ПК ₂			34700	8700						
	D ₃	1,4	40-45	ПК ₃			32040							
	C _{1t}	2,0	60-65	МК ₁			30690							
	C _{1v}	2,6	85-90	МК ₂			30680							
	C _{2-P_{1ar}}	2,8	110-115	МК ₃			29330							
	P _{1k}	3,6	130-135	МК ₄			29330							
	P ₂	4,0	140-145	МК ₄ -МК ₅			29330							
	Q	7,0	150-155	до АК ₁			29080	7270						
Среднедевонский	D ₃	0,2	15-20	ПК ₁ -ПК ₂			8700	2200						
	C _{1t}	1,4	40-45	ПК ₃			7400							
	C _{1v}	1,9	65-70	МК ₁			7400							
	C _{2-P_{1ar}}	2,1	80-85	МК ₁ -МК ₂			6700							
	P _{1k}	2,9	95-100	МК ₂ -МК ₃			6700							
	P ₂	3,6	140-145	МК ₄ -МК ₅			6700							
	Q	6,0	160-165	АК ₁			6220	1600						
Верхнедевонский	C _{1t}	0,71	20-25	ПК ₂			17000	4250						
	C _{1v}	1,2	40-45	ПК ₃			14100							
	C _{2-P_{1ar}}	1,4	45-50	ПК ₃			14100							
	P _{1k}	2,2	80-85	МК ₁ -МК ₂			12700							
	P ₂	2,9	90-95	МК ₂ -МК ₃			11900							
	Q	3,9	150-155	МК ₃			11300	2800						

* Верхнепечорский суббассейн

ГЛАВА 4

КЛАССИФИКАЦИЯ ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Наиболее важным направлением эффективной практической реализации нефтегазового потенциала региона, зоны, оценка которого рассмотрена в лабораторных и самостоятельных работах 7 и 3, является установление морфогенетической характеристики и типизация поисковых объектов-ловушек и залежей углеводородов.

Под **ловушкой** для нефти и газа понимается природное геологическое тело, обычно часть природного резервуара, характеризующееся высокими фильтрационно-емкостными свойствами и ограниченное непроницаемыми породами-флюидоупорами, благоприятное для образования и сохранности залежи (месторождения). **Залежью** называется единичное естественное скопление углеводородов в изолированной флюидоупорами ловушке, которыми обеспечивается надежная консервация и длительная сохранность УВ вплоть до современного этапа. Группа залежей в природном резервуаре многопластового строения образует месторождение, а в пределах антиклинальной линии или литолого-стратиграфического выклинивания коллекторов на моноклинали – зону нефтегазонакопления соответствующего типа.

Формирование ловушек и залежей углеводородов определяется тектоническими и седиментационными или денудационными процессами, которые являются созидающими для соответствующих типов. Наиболее полная морфогенетическая классификация ловушек и залежей нефти и газа приведена в монографии И.О. Брода с большим иллюстрированным материалом по месторождениям нашей страны и зарубежных стран. В связи с этим после изучения данного раздела практикума могут быть предусмотрены самостоятельные работы, направленные на развитие навыков и умения в чтении структурных карт и геологических разрезов в целях классификации залежей.

При изучении ловушек и залежей нефти и газа в лабораторных и самостоятельных работах необходимо в единстве рассматривать важнейшие генетические факторы, определяющие типы ловушек и залежей: структурно-тектонические, литолого-фациальные, седиментационные, денудационно-эрозионные с выявлением доминирующих. Ловушки, образуемые структурно-тектоническими и седиментационными условиями, возникают, как правило, на перегибах пласта-коллектора с тектоническим, литологическим или стратиграфическим экранами. Им соответствуют структурный, рифогенный, структурно-литологический и структурно-стратиграфический типы, которые отражены в приведенной ниже обобщенной классификации ловушек и залежей (рис. 8).

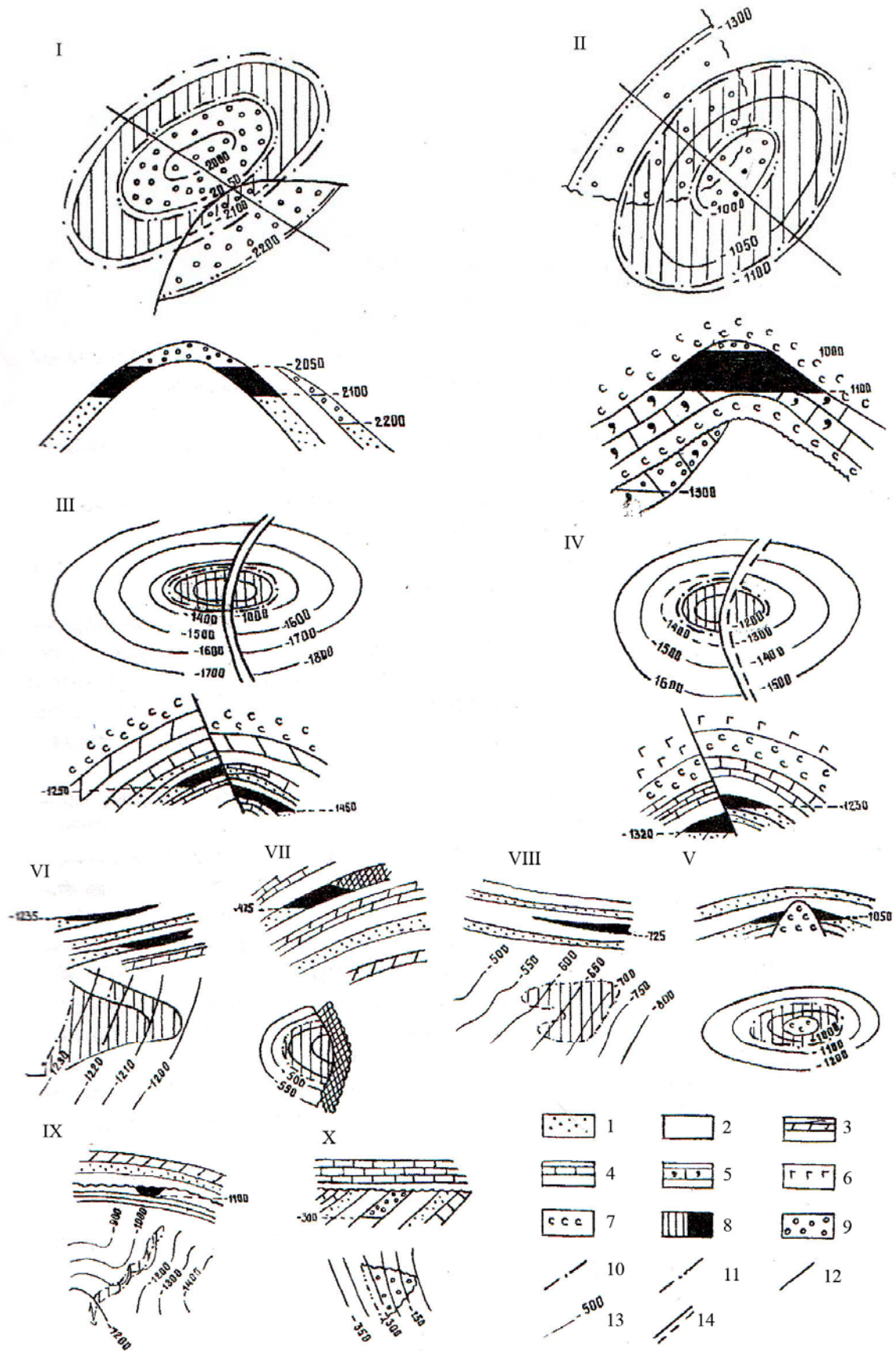


Рисунок 8 – Основные типы ловушек и залежей нефти и газа, наиболее часто встречающиеся в практике поисков месторождений в различных регионах

Типы ловушек и залежей

(структурный план и профильный разрез)

- I – структурные пластовые (а) и структурно-литологические (б), включающие, кроме собственно сводовых, висячие залежи;
- II – структурные массивные (а) /в том числе сводовые рифогенные/ и структурно-стратиграфические (б) /под поверхностью несогласия/;
- III – структурные, нарушенные (экранированные) сбросами (привзбросовые), с различными типами сводовых залежей;
- IV – структурные, нарушенные (экранированные) взбросонадвигами (привзбросовые), то же, что в п. III;
- V – структурно-приконтактные с соляным, глиняным, вулканогенным диапировым или криптодиапировым ядром в своде;
- VI – литологические и литолого-стратиграфические* заливообразные (зональные – по Г.А. Хельквисту): а – с выклиниванием по восстанию одного пласта-коллектора, б – двух и более пластов;
- VII – литологические с замещением по восстанию проницаемых пород горизонта непроницаемыми, экранированные асфальтом, включающие также гидродинамические;
- VIII – литологически ограниченные в погребных песчаных барах, линзовидные, шнурковые;
- IX – стратиграфические рукавообразные или шнурковые в песчаных образованиях погребенных русел палеорек (под поверхностью несогласия);
- X – стратиграфические заливообразные на моноклиналях (под поверхностью стратиграфического несогласия): 1 – гравелиты, песчаники, алевролиты, 2 – глины и аргиллиты, 3 – мергели, 4 – известняки и доломиты, 5 – органогенные известняки и доломиты, 6 – гипсы и ангидриты, 7 – соль, 8 – нефть, 9 – газ, 10 – ВНК, 11 – ГНК и ГВК, 12 – линии профилей**, 13 – изогипсы (м), 14 – тектонические разрывы.

Литологическое выклинивание возникает в основном в процессе седиментации, а стратиграфический экран в результате сочетания седиментационного, стратиграфического (трансгрессивного) и углового несогласия в залегании отложений.

Строение залежи определяется характером природного резервуара и особенностями морфологии и геометрии ловушки. Поэтому типы залежей нефти и газа в классификации (рис. 8) соответствуют типам природных резервуаров: сводовые пластовые, включая висячие, и массивные, в т.ч. рифогенные, литологические, в т.ч. линзовидные и шнурковые, стратиграфические, комбинированные и др. Основные типы ловушек и залежей углеводородов приведены на рисунке 8.

подавляющую часть (около 90%) составляют структурные, рифогенные, литологические и комбинированные ловушки. Выделение основных типов ловушек и залежей структурного характера, наиболее часто встречающихся при поисках месторождений, полностью соответствует генетической классификации складок (А.И. Дьяконов, 1990). Каждый выделенный тип структур образует ловушку аналогичного типа, объем которой рассчитывается путем несложных математических операций с вычислением эффективной емкости природного резервуара в пределах структуры: антиклинали, брахиантиклинали, купола, диапира, криптодиапира и т.д.

* При наличии над литологической ловушкой поверхности стратиграфического несогласия.

** На рисунках III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X профильные разрезы даны для оптимальных структурных условий.

Существующие типы разломов, их роль в образовании широко распространенной группы структурных тектонически экранированных ловушек и залежей также приведены в практикуме по геотектонике.

При этом необходимо учитывать четыре возможных варианта структурных карт для локальных поднятий, осложненных тектоническим нарушением, каждый из которых представляет основу для самостоятельной работы (рис. 9) под руководством преподавателя (описание дается по З.Г. Борисенко). Положение нарушения в плане для всех вариантов одинаково, что позволяет учесть его влияние на положение структурных поверхностей продуктивного пласта в ловушке в проекции на горизонтальную плоскость.

На рис. 9а тектоническое нарушение АВ не сопровождается смещением участков пласта в пространстве. Однозначные изолинии структурной карты вдоль нарушения – 200-240 м не прерываются и являются общими для двух блоков. На рис. 9б структура осложнена сбросом, соответствующие изогипсы различных блоков прерываются. При вертикальной амплитуде сброса по величине, кратной сечению изолиний структурной карты, последние изменяют только свой порядок, т.е. оцифровку. Так, при амплитуде сброса, равной 30 м, изолиния – 200 м лежащего блока изменяет свою отметку на величину этой амплитуды (-230 м). При реконструкции модели ненарушенного пласта и в проекции на горизонтальную плоскость изолиния -200 м висячего блока сольется с изолинией -230 м лежащего блока.

Если амплитуда сброса не кратна заданному сечению карты, изолинии при реконструкции поднятия не сливаются. Они разобщены вдоль линии, являющейся следом поверхности сброса АВ. Это обстоятельство следует учитывать при изображении единичной структурной поверхности залежи. След поверхности нарушения ограничивает участок АВВ₁А₁, отвечающий проекции поверхности нарушения на горизонтальную плоскость.

Гипсометрическое положение и форма этой поверхности определяется точками пересечения следа поверхности нарушения с изолиниями кровли продуктивного пласта в различных блоках. Соответствующие пары точек на линиях ~~АВ~~ и ~~АхВ~~ соединяются прямыми линиями. Так определяется положение изолиний -240 м, -230м, -220 м и др.

Если разрыв представляет взброс (рис. 9), то в плане структурные поверхности пласта в зоне взброса перекрываются. Зона перекрытия отвечает участку АВВ₁А₁. Изолинии различных блоков пласта ограничиваются следом поверхности нарушения АВ для лежащего блока и А₃В₁ – для висячего. Разность поверхностей пласта в любой точке соответствует амплитуде вертикального перемещения слоев. Расстояние между АВ и А₁В₁ отвечает горизонтальному перемещению одного из

блоков залежи относительно другого. Как и при сбросе отложений, участок ABB_1A_1 представляет собой проекцию поверхности нарушения.

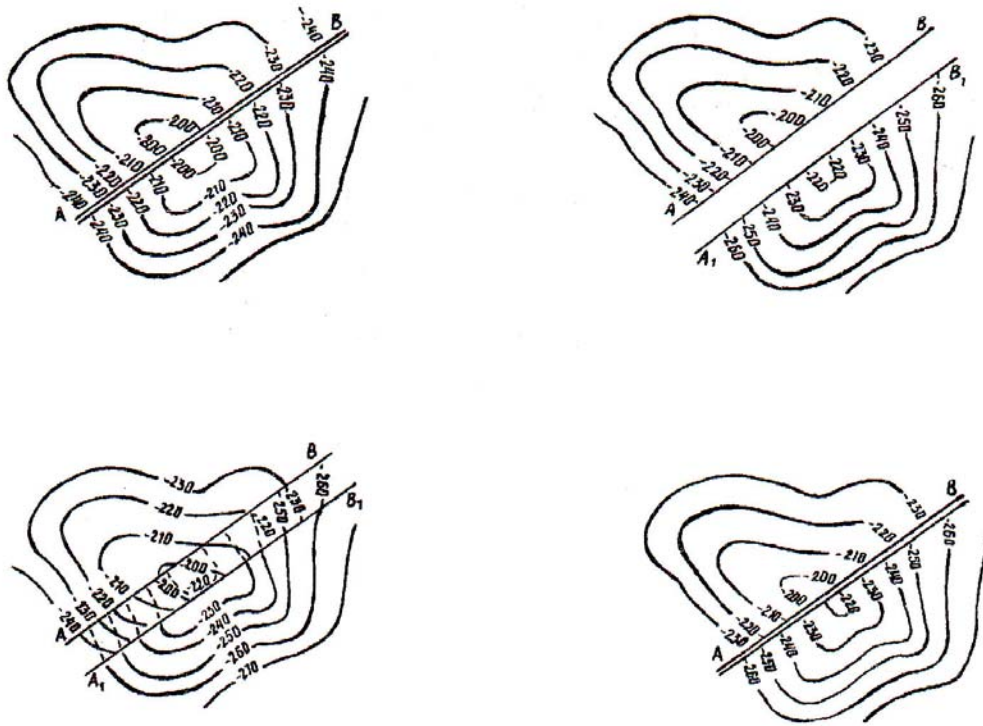


Рисунок 9 – Соотношение структурных поверхностей в зонах нарушений:
 а – без смещения пород; б – в зоне сброса; в – в зоне взброса; г – в зоне сбросо-взброса (поверхность нарушения вертикальна)

На рис. 9г дана структурная карта продуктивного пласта, когда поверхность нарушения, представленного сбросо-взбросом, вертикальна или близка к вертикальному положению. Для примера амплитуда вертикального перемещения пласта соответствует 25 м. Поверхности различных участков пласта и соответствующие им изолинии разобщены в пространстве. В проекции на горизонтальную плоскость они образуют единую поверхность. Возможны два варианта соотношения изолиний в пределах совмещенных поверхностей. Если амплитуда смещения кратна заданному сечению структурной или другой карты, изолинии с различными значениями отметок в плане сливаются. Во всех остальных случаях изолинии прерываются вдоль линии нарушения. В любой точке на линии нарушения легко определяется амплитуда вертикального смещения различных участков пласта.

Показанные на рис. 9 примеры структурно-тектонических соотношений и их изучение составляют, как указано выше, тему для **самостоятельной работы студентов** под руководством преподавателя. Указанные соотношения для складок, осложненных разрывами, являются характерными при формировании ловушек и залежей других типов.

Лабораторная работа № 9

КЛАССИФИКАЦИЯ ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Лабораторная работа может выполняться также в качестве самостоятельной. Целью ее является детальное ознакомление с морфогенетическими типами ловушек и залежей в последовательности, указанной на рисунке 8.

Выделение и описание с краткой характеристикой условий образования основных типов ловушек и залежей, наиболее часто встречающихся при поисках месторождений, производится на базе учебного пособия «Практикума по геотектонике» (А.И. Дьяконов, 1990) и известной книги И.О. Брода (1951).

Выполнение задания по изучению основных типов ловушек и залежей нефти и газа следует начать с наиболее простых по строению, изображенных на рисунках 8-I и 8-II. На рис. 8-I рассматривается **структурная ловушка пластового типа** в песчаном горизонте и соответствующая ей залежь нефти сводового пластового типа с газовой шапкой с условными ГНК на отметке -2050 м и ВНК -2100 м. Здесь же, как видно из структурной карты и профиля, на крыле поднятия в пласте песчаника, выклинивающимся по восстанию слоев, выделяется **литологическая ловушка**, а приуроченная к ней газовая залежь является **структурно-литологической** с условным ГВК на отметке -2200 м. Обе залежи надежно экранируются глинистыми породами.

На рис. 8-II приведена **структурная ловушка массивного типа** в т. ч. в рифогенном природном резервуаре, сложенном органогенными известняками. Нефтегазовая залежь в этой ловушке с условными ГНК и ВНК на отметках соответственно -1000 м и -1100 м оценивается как **сводовая массивного типа**. В залеганиях ниже поверхности несогласия карбонатных органогенных пород локального биогерма, выклинивающимся на крыле поднятия по восстанию слоев, в **структурно-стратиграфической ловушке** сформировалась газовая залежь **структурно-стратиграфического типа** с отметкой ГВК -1300 м. Обе залежи надежно экранируются соленосными отложениями.

Указания к выполнению работы

Выполнение задания (рис. 8-I и 8-II) заключается в построении структурной поверхности ловушки по принятым отметкам и профильного разреза к ней, определении соответствующего типа нефтяной или газовой залежи с краткой ее характеристикой, используя приведенные в рисунках примеры. Выбор объекта должен быть конкретным для принятого нефтегазоносного региона.

На рисунках 8-III, 8-IV представлены **структурные тектонически экранированные ловушки**, осложненные соответственно: первая сбросом амплитудой 100 м, вторая – надвигом той же амплитуды. К ним приурочены нефтяные залежи **структурного (сводового) тектонически экранированного типа**, скопления нефти здесь отмечаются в песчаных горизонтах как поднятого, так и опущенного структурных блоков и надежно экранируются глинистыми породами.

Задание по отмеченным примерам 8-III и 8-IV включает построение структурной поверхности тектонически экранированной ловушки, профильного разреза в оптимальном по структуре положении, определение основных морфологических характеристик для каждого типа разрыва, осложняющего ловушку и залежь.

На рисунке 8-V приведен типовой пример **структурной ловушки**, осложненной соляным, глиняным или вулканогенным диапировым ядром. При выполнении этого практического задания на примере конкретной диапировой или криптодиапировой формы студенту необходимо усвоить зависимость формирования соответствующего типа **структурной приконтактной залежи** или **висячей залежи** при заполнении ловушки лишь на одном крыле (то же может иметь место и в структурной пластовой ловушке) от пространственного положения или вулканогенным диапировым ядром. Практическим заданием, как и ранее, предусматривается построение структурной поверхности и профильного разреза залежи.

Особую группу ловушек, обусловленных своим образованием совместному действию структурного (палеоструктурного), седиментационного и гидродинамического факторов, составляют литологические, представленные на рисунках 8-IV, VII, VIII и стратиграфические – 8-IX, X. На рисунках 8-VI, 8-VIII даны соответственно **литологические заливообразные ловушки** на моноклиналиях в одном (рис. 8-VIa), двух (или более) выклинивающихся пластах-коллекторах (рис. 8-VIб), надежно экранированных глинами, а также литологические ловушки в обособленных песчаных линзах в пределах моноклинальных структур (8-VIII). При этом в гидродинамически изолированных частях пласта-коллектора образуются **гидродинамические ловушки**. Особый тип **литологической "козырьковой" ловушки** в структурном выступе с ограничением пласта-коллектора по восстанию асфальтов представлен на рис. 8-III. Залежи в подобных ловушках обычно именуется **литологическими** или **структурно-литологическими** (см. выше в тексте раздела). При этом следует иметь в виду, что ВНК и ГВК в таких залежах всегда параллельны изогипсам.

Задание к примерам 8-VI, VII и VIII включает построение структурной карты поверхности пласта-коллектора литологической ловушки и профильного разреза литологической залежи в произвольно выбранном масштабе с определением основных параметров продуктивного пласта (конфигурация, наклон поверхности продуктивного пласта, размеры и высота залежи). В процессе выполнения этих заданий студенту необходимо закрепить навыки структурных и профильных построений для поисковых объектов моноклиналей, уметь определять основные параметры соответствующих ловушек и залежей, используемые в практических задачах нефтегазовой геологии.

Рисунки 8-IX и 8-X содержат примеры **стратиграфических ловушек**, образованных в отложениях эрозионных врезов ископаемых русел палеорек и перекрытых глинистым флюидоупором (рис. 8-IX), а также в головных частях пластов-коллекторов на моноклиналях, несогласно перекрытых породами-флюидоупорами (рис. 8). Залежи нефти и газа в первом примере называются **стратиграфическими "рукавообразными"** или **"шнурковыми"**, а во втором – **стратиграфическими "заливообразными"**.

Задание по рисункам 8-IX, 8-X состоит в построении структурной схемы моноклиальной поверхности кровли пласта и профильного разреза в произвольном масштабе, обеспечивающем наглядность построений.

ГЛАВА 5

МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Эффективная реализация результатов отдельного количественного прогноза нефти и газа в регионе на современной эволюционно-катагенетической основе требует применения рационального комплекса геологоразведочных работ.

Процесс поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений объединяет различные взаимосвязанные виды работ, комплекс которых должен обеспечить выявление, геолого-экономическую оценку и подготовку к разработке промышленных залежей нефти и газа. Вопросы оптимизации поисково-разведочного бурения в данном учебном пособии не рассматриваются, являясь объектом специальной дисциплины, связанной с изучением рационального комплекса ГРП. С учетом выполненного выше отдельного количественного прогноза перспектив нефтегазоносности, обеспечивающего обоснование главных поисковых направлений, геологу-нефтянику и бакалавру геологии приходится решать последовательно следующие геолого-разведочные задачи:

- определение контуров нефтегазоносных провинций, бассейнов и областей;
- поиски в них новых нефтеносных и газоносных районов и региональных зон нефтегазонакопления;
- выявление новых месторождений в пределах известных зон;
- поиски новых перспективно нефтегазоносных литолого-стратиграфических комплексов, а также залежей нефти и газа.

Для установления наиболее рациональной последовательности проведения различных видов работ и исследований указанный многоступенчатый процесс геологоразведочных работ делится на **региональный, поисково-оценочный и разведочно-эксплуатационный** этапы (таблица 8).

Региональные нефтегазопосконые работы проводятся на неизученных или недостаточно изученных территориях с целью установления общих черт геологического строения, перспектив их нефтегазоносности с подсчетом начальных потенциальных (суммарных) и прогнозных ресурсов на современной эволюционно-катагенетической основе и установлением первоочередных районов для постановки дальнейших поисковых работ.

Схема стадийности геологоразведочных работ на нефть и газ

Этап	Стадия	Подстадия	Объекты изучения	Основные задачи	Итоговая оценка ресурсов и запасов
1	2	3	4	5	6
региональный	Прогноз нефтегазоносности		Нефтегазоносные осадочные бассейны, провинции и их части	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выявление литолого-стратиграфических комплексов, структурных этажей, ярусов, структурно-фациальных зон, тектоническое районирование, определение основных этапов геотектонического развития. 2. Выделение нефтегазоперспективных комплексов, зон возможного нефтегазонакопления, нефтегазогеологическое районирование. 3. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности. 4. Выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований. 	Качественная, нелокализованные D_2 и частично D_3
	Оценка зон нефтегазонакопления		Нефтегазоперспективные районы, зоны нефтегазонакопления	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выявление субрегиональных и зональных структурных соотношений между различными нефтегазоперспективными и литолого-стратиграфическими комплексами, основных закономерностей распространения свойств пород-коллекторов и флюидоупоров, изменения их свойств. 2. Выделение наиболее крупных ловушек уточнение нефтегазогеологического районирования. 3. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности. 4. Выбор районов, зон нефтегазонакопления, установление очередности проведения в них поисковых работ. 	Нелокализованные D_1 и частично D_2

1	2	3	4	5	6
Поисково-оценочный					
Поиски месторождений (залежи)	Выявление и подготовка объектов к поисковому бурению	Выявление объектов	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выявление условий залегания, а также других геолого-геофизических свойств нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов. 2. Выявление перспективных ловушек. 3. Количественная оценка ресурсов углеводородов в выявленных ловушках. 4. Выбор объектов и определение очередности их подготовки к поисковому бурению. 	Локализованные Д ₁
	Подготовка объектов	Выявленные ловушки	<ol style="list-style-type: none"> 1. Детализация выявленных перспективных ловушек, позволяющая прогнозировать пространственное положение залежей. 2. Выбор мест заложения поисковых скважин на подготовленных объектах. 3. Количественная оценка ресурсов на объектах, подготовленных к поисковому бурению. 4. Выбор объектов, определение очередности их ввода в поисковое бурение. 	Локализованные Д ₁ и С ₃	
	Поисковое бурение	Подготовленные ловушки	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выявление в разрезе нефтегазоносных и перспективных комплексов коллекторов, покрышек, определение их геолого-геофизических свойств параметров). 2. Выделение, опробование, испытание нефтегазонасыщенных пластов и горизонтов, получение промышленных притоков нефти и газа, установление свойств флюидов, фильтрационно-емкостных характеристик. 3. Оценка запасов открытых залежей. 4. Выбор объектов для проведения детальных геофизических и оценочных буровых работ. 		

1	2	3	4	5	6
Разведочно-эксплуатационный	Оценка месторождений (залежи)		Открытые месторождения (залежи)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Установление основных характеристик месторождений (залежей) для определения их промышленной значимости. 2. Подсчет запасов углеводородов месторождений (залежей). 3. Разделение месторождений (залежей) на промышленные и непромышленные. 4. Выбор объектов, этажей разведки, определение очередности проведения опытно-промышленной эксплуатации и подготовки их к разработке. 	С ₂ и частично С ₁
	Подготовка месторождений (залежи) к разработке			<ol style="list-style-type: none"> 1. Определение, геометризация, оценка достоверности значений геолого-промысловых фильтрационных и подсчетных параметров по скважинам и объектам подсчета запасов, для составления технологической схемы разработки. 2. Подсчет геологических запасов УВ, определение коэффициента извлечения. 	С ₁ и частично С ₂
	Эксплуатационная разведка		Разрабатываемые месторождения (залежи)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Доразведка разрабатываемых объектов (залежей) 2. Разведка второстепенных горизонтов, куполов, блоков, участков месторождения. 3. Подготовка запасов УВ более высоких категорий, дифференциация их применительно к методам повышения коэффициента извлечения. 	А, В и частично С ₁

Основными задачами региональных исследований являются:

- изучение разреза осадочных пород, стратиграфии, литолого-фациальных особенностей, распространения пород-коллекторов и флюидоупоров,
- выяснение общих черт строения, тектонического районирования с выделением структурных этажей и истории геологического развития региона;
- выявление условий генерации, аккумуляции углеводородов, формирования и закономерностей размещения зон нефтегазоаккумуляции, месторождений и залежей;
- выполнение нефтегазогеологического районирования с обоснованием главных направлений и первоочередных объектов поисково-разведочного бурения на нефть и газ. При этом, как и на последующих стадиях геолого-разведочного процесса, ведущую роль играют геофизические исследования, проводимые в комплексе с глубоким пирометрическим бурением.

Детальные нефтегазопоисковые работы по характеру решаемых задач и комплексу используемых методов включают стадии **выявления** перспективных на нефть и газ площадей, **подготовки** их к поисковому бурению и **поискового бурения**. Основными задачами первых двух стадий являются:

- детальное изучение геологического строения поискового объекта;
- оценка перспектив нефтегазоносности площади и подсчет перспективных ресурсов нефти и газа категории Сз.

Целью поискового бурения является открытие месторождений нефти и газа или новых залежей в пределах ранее открытых месторождений с задачами:

- изучение особенностей геологического строения площади;
- выявление в разрезе продуктивных и перспективных горизонтов;
- получение исходных данных для подсчета запасов углеводородов и предварительной геолого-экономической оценки месторождений (залежей). Заканчивается эта стадия расчетом запасов нефти и газа по категориям С1 и С2, на основе чего дается заключение о геолого-экономической оценке обнаруженного месторождения или залежи и целесообразности проведения дальнейших разведочных работ.

Разведка месторождений нефти и газа. Конечной целью разведочных работ является изучение выявленных месторождений для оценки их промышленного значения и далее – определения запасов углеводородного сырья по промышленным категориям с целью ввода в разработку. Разведка месторождений и залежей проводится в том случае, если поисковым бурением доказаны промышленное значение и экономическая целесообразность их разработки. Главнейшими задачами геолого-геофизических исследований на разведочно-эксплуатационном этапе будут:

- выяснение деталей геологического строения разведываемого объекта;
- детальное изучение литологического состава продуктивных пластов, определение их основных параметров и в том числе общей и эффективной мощности, характера изменений коллекторских свойств (пористости, проницаемости и трещиноватости) и др.;
- определение величин начальных пластовых давлений по каждой залежи и их изменение в процессе пробной эксплуатации;
- изучение режима каждой разведываемой залежи газового фактора, взаимовлияния скважин, давления насыщения и др.;
- уточнение положения контуров нефтегазовых залежей;
- детальное изучение физико-химических и товарных характеристик нефтей, газа и пластовых вод по каждому продуктивному пласту;
- изучение гидрогеологических и гидрохимических характеристик продуктивной толщи;
- подсчет запасов нефти и газа промышленных категорий по каждой разведываемой залежи и по месторождению в целом.

Лабораторная работа № 10

РАЗМЕЩЕНИЕ ПОИСКОВЫХ СКВАЖИН НА ЛОВУШКАХ РАЗЛИЧНОГО МОРФОГЕНЕТИЧЕСКОГО ТИПА

Объектом исследований на этой стадии являются подготовленные для поискового бурения ловушки. Цель поисковых работ – открытие новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее известных месторождениях, находящихся на различных этапах освоения. Опоискование объектов происходит путем бурения поисковых скважин. Ресурсы объектов, подготовленных для поискового бурения оцениваются по категории Сз.

На стадии поисков месторождений и залежей нефти и газа решаются следующие задачи: 1) вскрытие проектных нефтегазоперспективных комплексов по всему разрезу отложений; 2) выделение во вскрытом разрезе пластов-коллекторов и флюидоупоров и оценка продуктивности каждого выделенного пласта; 3) получения притоков нефти и газа; 4) определение физико-химических свойств флюидов в пластовых и поверхностных условиях; 5) изучение физических свойств коллекторов по керну и материалам геофизических исследований скважин; 6) геометризация основных продуктивных гори-

зонтов; 7) получение общих представлений о величине запасов нефти и газа выявленных залежей по категориям С2 и частично С1.

Благодаря большому разнообразию поисковых объектов по генезису, морфологии, геологическим и физико-географическим условиям, не существует унифицированной методики их опоскования. Вместе с тем, основываясь на накопленном опыте ведения поисковых работ, можно сформулировать некоторые рекомендации для их проведения.

При обосновании местоположения поисковых скважин основным является выбор так называемых "приоритетных" точек. Под "приоритетной" понимается точка в пределах ловушки, бурение скважины в которой позволит однозначно доказать наличие залежи углеводородов, оценить масштабы открытия или установить бесперспективность поискового объекта в отношении нефтегазоносности. На ловушках различного морфогенетического типа "приоритетными" является центральная часть структуры или наиболее поднятого блока рифогенного природного резервуара, прогнозируемое замыкание ловушки, часть зоны экранирования в пределах ловушки, зоны развития межфазовых контактов или участки гидродинамической изоляции в пределах пласта-коллектора и др.

Рассмотрим рекомендации, которые необходимо учитывать при обосновании первоочередности ввода в поисковое бурение объектов различного морфогенетического типа.

Сводовые залежи. При поисках сводовых залежей на крупных ненарушенных поднятиях простого строения используют, как правило, поперечный профиль. Первая скважина закладывается в своде поднятия, а две другие – на крыльях структуры (рис. 10). При наличии узкой вытянутой антиклинали целесообразно использовать продольный профиль. Первая скважина закладывается также в сводовой части, а две другие – на периклиналях структуры (рис. 11). При совпадении сводов структуры по различным нефтегазоперспективным горизонтам уже бурение первой скважины приводит к открытию залежи нефти и газа. При этом качество подготовки структур к поисковому бурению предполагается высокое. Если в районе ведения поисковых работ наблюдается смещение сводов структуры по разновозрастным отложениям, то направление смещения необходимо учитывать при обосновании местоположения поисковых скважин.

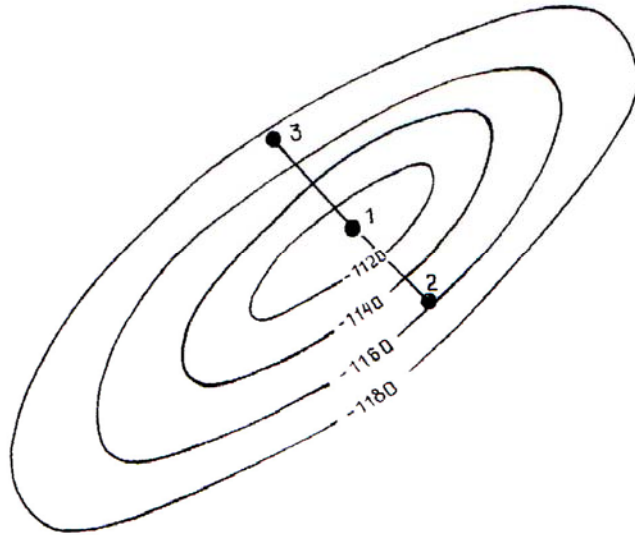


Рис. 10

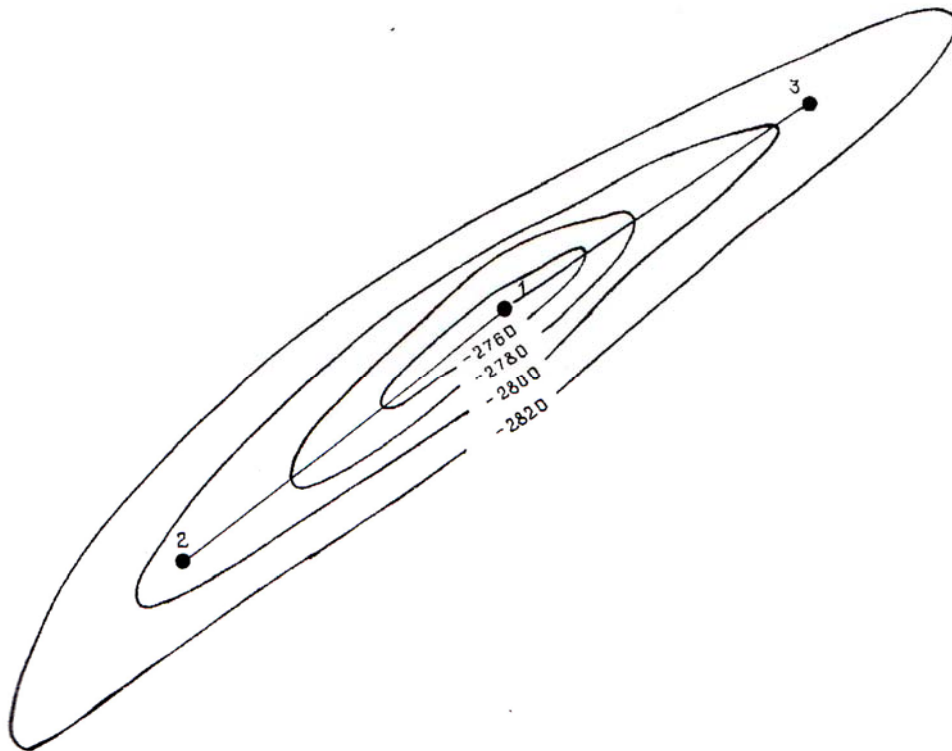


Рис. 11

Для антиклинальных и брахиантиклинальных структурных ловушек рекомендуется система "крест поисковых скважин". Первая скважина бурится в своде, две – на крыльях и еще две – на периклиналях структуры. Все скважины закладываются в различных гипсометрических условиях. При этом крыльевые скважины располагаются в непосредственной близости от предполагаемого контура залежи (рис. 12).

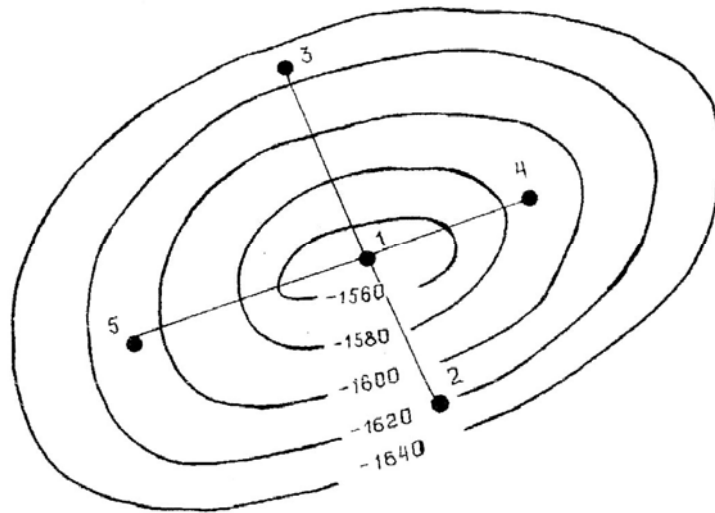


Рис. 12

Висячие залежи. При поисках висячих залежей необходимо иметь общее представление об изменении гидростатических напоров в пределах ловушки. Поисковые скважины следует располагать на тех крыльях и периклиналях структуры, где наблюдаются наименьшие значения гидростатических напоров.

Тектонически нарушенные структуры. При обосновании местоположения поисковой скважин на тектонически нарушенных структурах рекомендуется учитывать тип тектонического нарушения. В том случае, если поднятие осложнено сбросом, поисковые скважины закладываются в повышенных частях приподнятого и опущенного блоков. Последующие скважины закладывают в блоках структуры по отмеченной выше системе поперечного профиля (рис. 13). Если поднятие осложнено взбросом, то первую поисковую скважину закладывают в зоне тектонического нарушения, чтобы можно было сразу же получить результат по поднятому и опущенному блокам. Последующие скважины рекомендуются заложением также по системе поперечного профиля (рис. 14). В случае сильно нарушенных объектов в каждом блоке закладывается минимум по одной поисковой скважине. Структуры, осложненные надвигами, разбуриваются до достижения поднадвиговой автохтонной части.

Залежи, связанные с соляными куполами. При поисках залежей в соляных куполах, первую поисковую скважину закладывают над соляным куполом (до достижения соли) для выявления возможных залежей в структурах облеkania. Для выявления приконтактных залежей необходимо использовать радиальную систему профилей. При этом первые поисковые скважины располагаются примерно на расстоянии 300 м вниз по падению пласта от места

резкого перегиба пластов (контакта продуктивного пласта и соляного купола). Последующие скважины бурятся путем наращивания радиальных профилей вниз по падению пласта коротким шагом. Рекомендуется также бурение наклонно направленных скважин параллельно поверхности соли для выявления нижележащих залежей приконтактного типа (рис. 15).

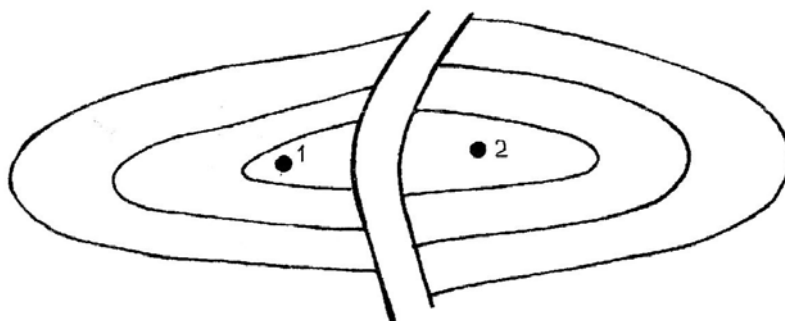


Рис. 13

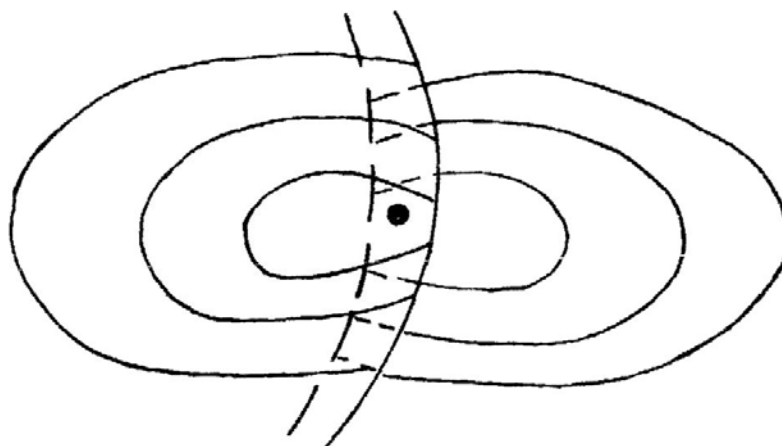


Рис. 14

Малоамплитудные антиклинальные ловушки. Малоамплитудные антиклинальные ловушки часто бывают многокупольными, имеют расплывчатые очертания и большие размеры. Опоискование таких объектов проводят с использованием метода критического направления. Первую поисковую скважину бурят на наиболее приподнятом куполе, а вторую – в зоне менее выраженного замыкания ловушки или в зоне полного заполнения всех куполов (рис. 16), т.е. в контуре изолинии, ограничивающей все купола или между ними.

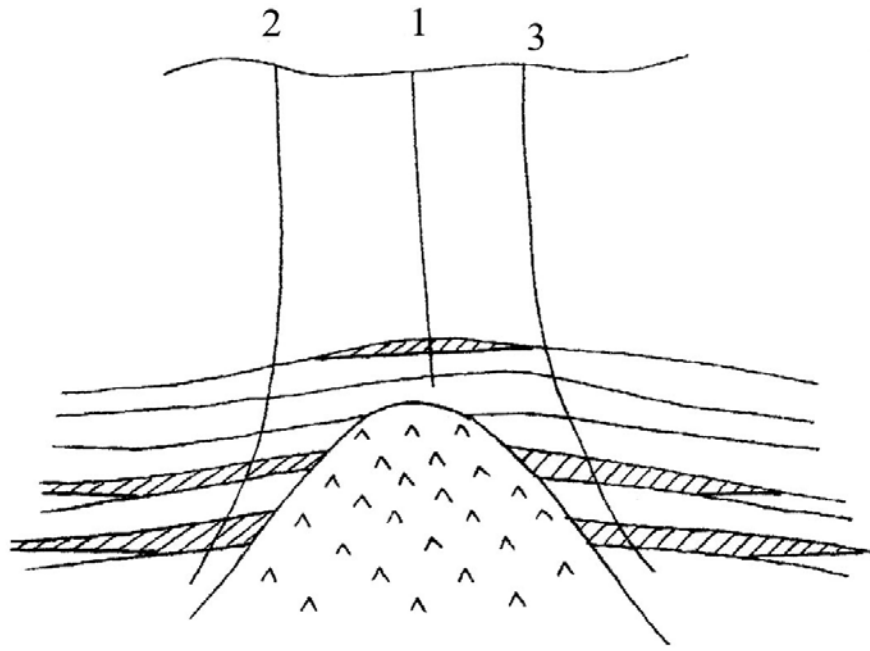


Рис. 15

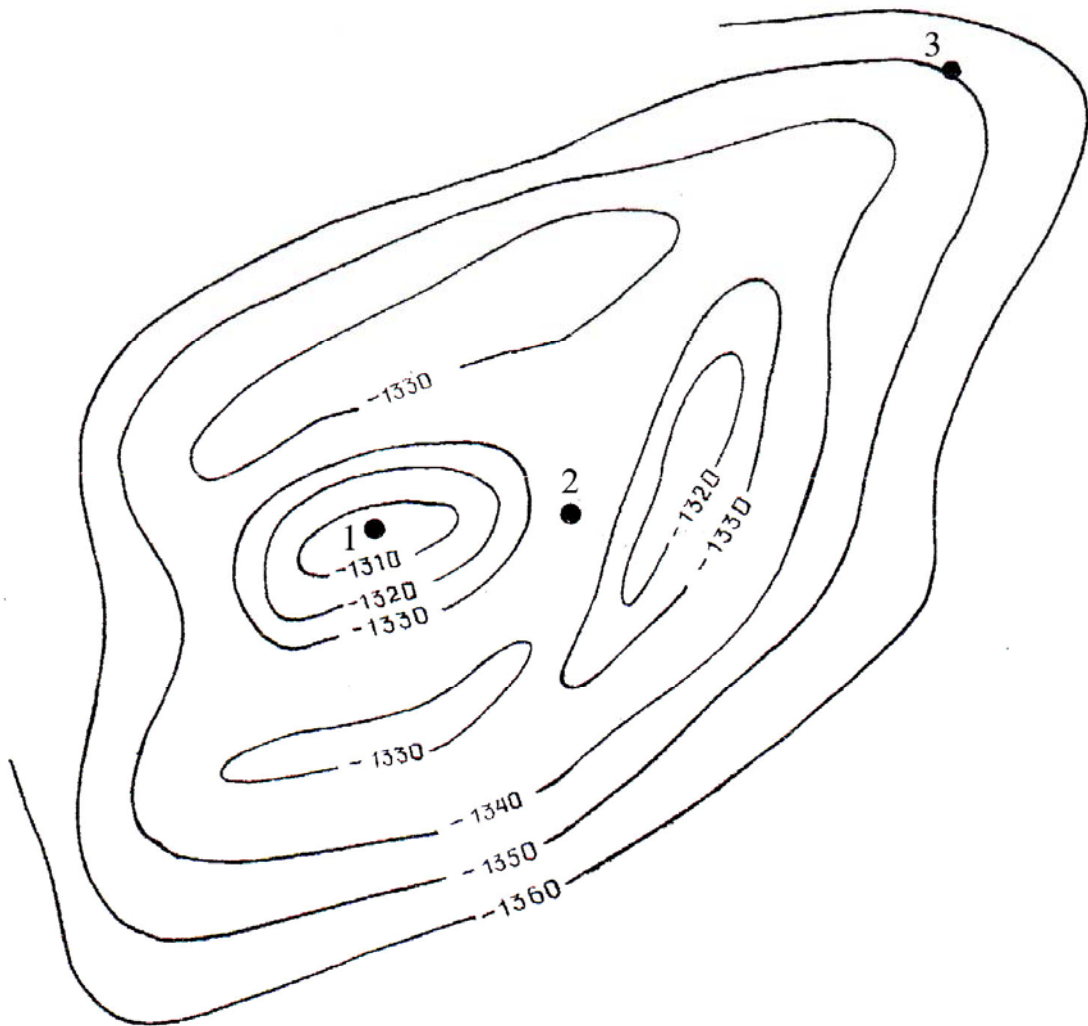


Рис. 16

Задание для самостоятельной работы. На рис. 17-23 приведены структурные ловушки различного морфогенетического типа, подготовленные для поискового бурения. Необходимо составить проект поисковых работ на каждом объекте, включив в него в качестве обязательных подразделов обоснование первоочередности ввода ловушек в бурение и анализ причин отрицательных результатов буровых работ. Первоочередные объекты выделяются по наибольшим значениям определяющих показателей (таблица 3) и максимальной величине ресурсов углеводородов. Количество поисковых скважин и систему их размещения показать на рисунках. Составить краткую пояснительную записку к проекту поисков. Проект иллюстрировать продольным и поперечным профилями.

Лабораторная работа № 11

РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

В рациональном комплексе геологоразведочных работ на нефть и газ разведочно-эксплуатационный этап играет определяющую роль, обеспечивая прирост и перевод разведанных запасов углеводородного сырья в более высокие промышленные категории. Данный раздел практикума построен преемственно к предыдущему и в целях большей простоты изучения материала полностью заимствует результаты, полученные в поисковом этапе, целенаправленно используя и развивая их. Материалы по поисковому этапу рассмотрены в предыдущем разделе учебного пособия и рекомендуются в качестве основы для составления соответствующего проекта разведки.

Разведочные работы проводятся с целью промышленной оценки открытых месторождений и залежей и подготовки их к разработке. Основными видами работ при этом являются: бурение, и испытание разведочных скважин, опытная и опытно-промышленная эксплуатация, а также, при необходимости, полевые геофизические методы и скважинная сейсморазведка.

Разрез открытого месторождения разбивается на этажи разведки. Этаж разведки – это часть разреза, включающая один или несколько продуктивных пластов, расположенных на близких гипсометрических уровнях и характеризующихся сходством по геологическому строению вмещающих пород и физическим свойствам флюидов, разведку которых можно проводить одной сеткой скважин.

Разведка нефтяных и газовых месторождений проводится согласно принципам, выделенным В.М. Крейтером и В.И. Бирюковым. Эти принципы формулируются следующим образом.

1. Принцип рациональной полноты исследования месторождения и отдельной залежи.

2. Принцип последовательных приближений в изучении месторождения или отдельной залежи.

3. Принцип относительной равномерности.

4. Принцип наименьших трудовых и материальных затрат.

5. Принцип наименьших затрат времени. Рациональная система разведки нефтяных и газовых месторождений предполагает бурение некоторого (как правило, минимального) количества скважин в определенной последовательности для получения информации, необходимой и достаточной для промышленной оценки открытого месторождения и подготовки его к разработке. При этом система размещения разведочных скважин должна соответствовать особенностям геологического строения изучаемого объекта.

Основным методологическим принципом разведки, сформулированным, является принцип равномерности, который реализуется путем равномерного размещения разведочных скважин по объему залежи. Согласно этому принципу происходит детальное изучение тех частей залежи, которые содержат основные запасы углеводородов. При этом повышается точность оценки запасов, а, следовательно, и качество подготовки месторождения к разработке. Одновременно предусматривается дифференцированное размещение разведочного бурения, учитывающее морфогенетические особенности строения залежи или месторождения. Количество разведочных скважин зависит от сложности геологического строения и размеров залежи. Оптимизация разведочных работ, выбор оптимального числа скважин в зависимости от величины месторождения (залежи), площади распространения и мощности продуктивного пласта отражена в таблице 12. В ней приведены рекомендуемые расстояния между разведочными скважинами на стадии подготовки месторождения к разработке в зависимости его размера и сложности строения.

Задание для самостоятельной работы студентов. На рисунках 17-28 приведены структурные ловушки различного морфогенетического типа, для которых в лабораторной работе №10 был составлен проект поисковых работ. Предполагая получение положительных результатов всех структур составить проект разведки с целью: 1) промышленной оценки всех открытых залежей и 2) подготовки каждой залежи к разработке.

Оптимальное количество разведочных скважин и систему их размещения с последовательной ориентацией на ожидаемые крупные, средние и мелкие месторождения согласно таблицы 12 (рис. 17 – крупное, рис. 18 –

среднее, рис. 19 – мелкое, рис. 20 – крупное и т.д.), показать на рисунках. Составить краткую пояснительную записку к проекту разведки. Проект разведки иллюстрировать продольным и поперечным профилями для каждого прогнозируемого месторождения.

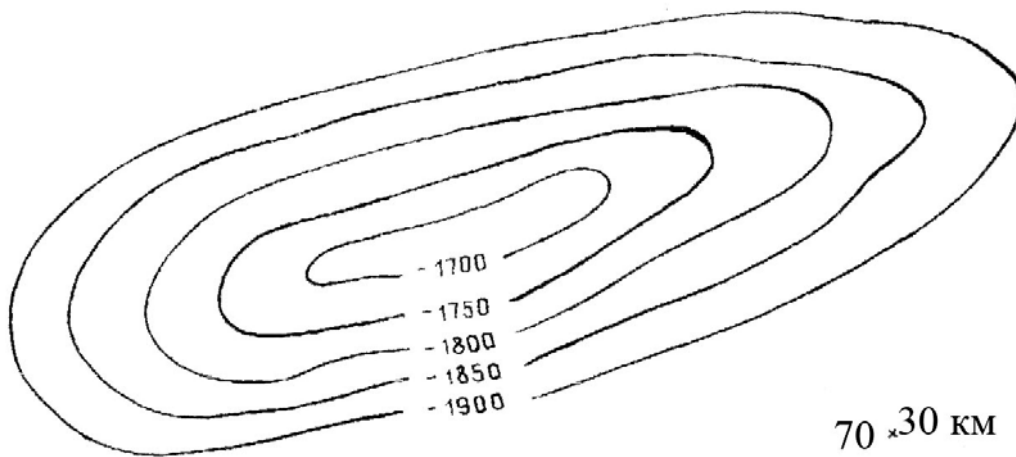


Рис. 17

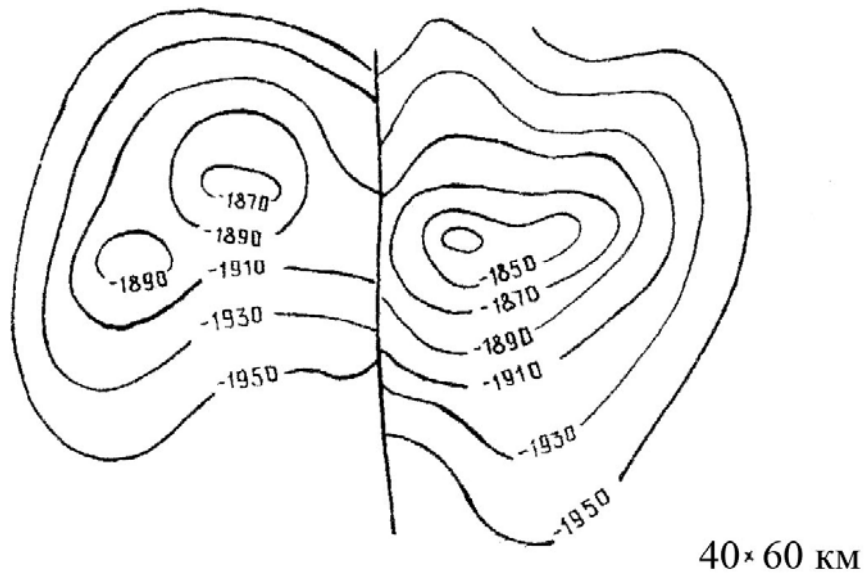


Рис. 18

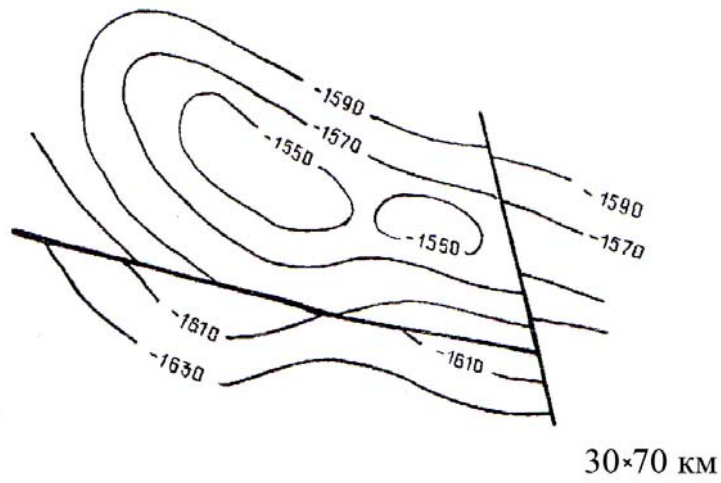


Рис. 19

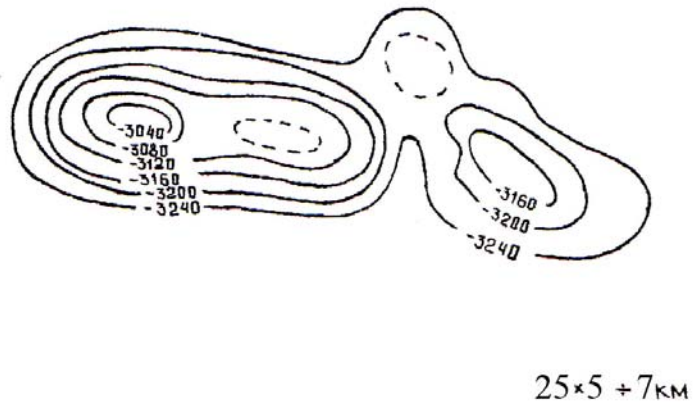


Рис. 20

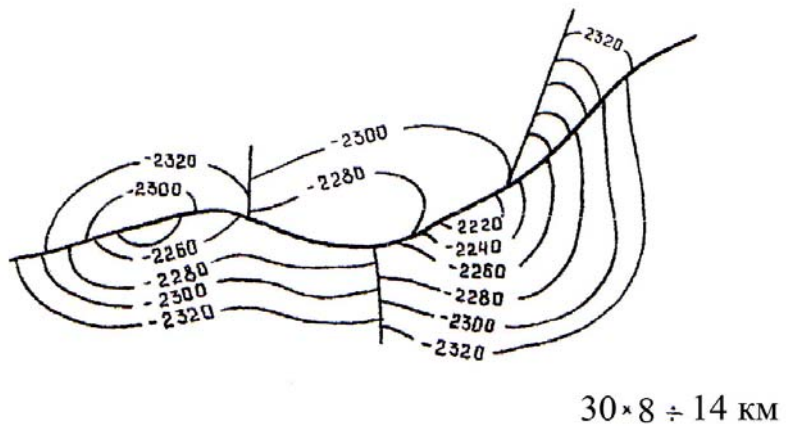
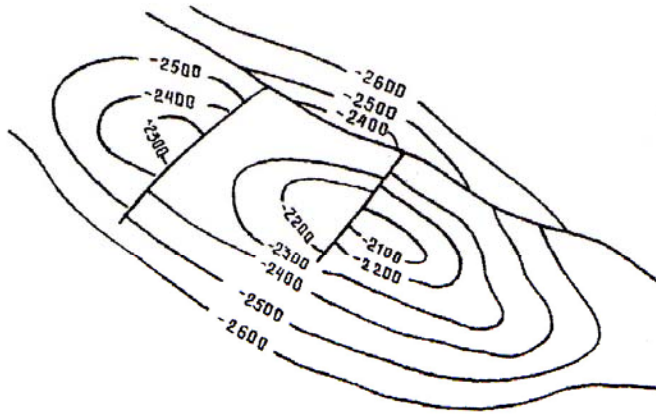
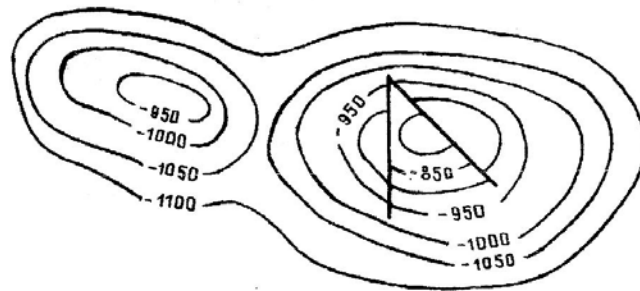


Рис. 21



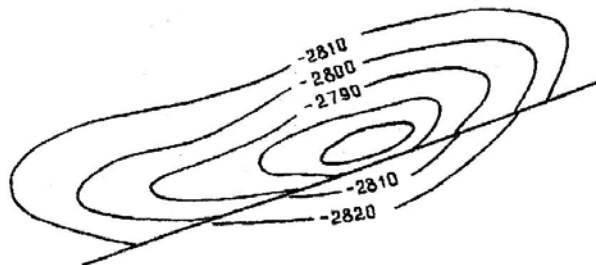
50*20 км

Рис. 22



24*8 км

Рис. 23



18*6 км

Рис. 24

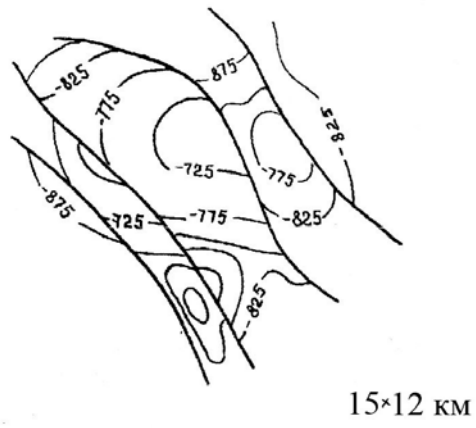


Рис. 27

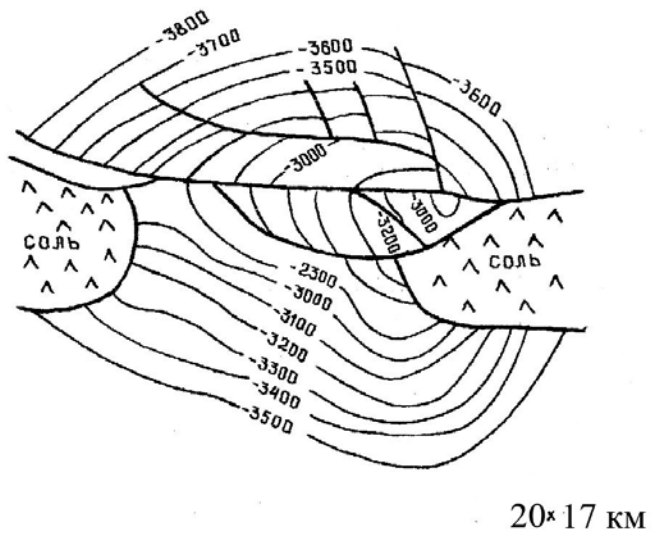


Рис. 28

Таблица 12

Место рождения	Запасы: извлекаемые нефти, млн т: балансовые газы, млрд м ³	Площадь месторождения, км ²	Расстояние среднее предел между скважинами, км на месторождениях		
		толщина продуктивного пласта, м	простого строения	сложного строения	очень сложного строения
Уникальные	>300 >500	>100 10-15	– 10–12	– 8–10	– 5–8
Крупнейшие	100-300: 100-500	>100 10-15	4 3,4–4,5	2,9 2,7–3,2	1,8 1,5–3
Крупные	30-100:30-100:	$\frac{25-100}{8-12}$	3 2,7–3,3	2,1 1,8–2,5	1,2 0,8–1,5
Средние	10-30;10-30;	$\frac{10-50}{5-10}$	2 1,5–2,5	1,5 1,2–1,7	1 0,8–1,3
Мелкие	<10;<10	$\frac{3-25}{3-8}$	1,5 1,2–1,7	1,5 1,2–1,7	1 0,8–1,3

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В предлагаемом учебном пособии учитывается закрепление теоретических знаний по пяти важнейшим разделам соответствующего курса, а также приобретение студентами профессиональных навыков и умений в области раздельного прогноза перспектив нефтегазонасыщенности, геологического обоснования и постановки геолого-разведочных работ на нефть и газ. Лабораторным работам отвечают соответствующие самостоятельные задания.

Впервые для раздельного количественного прогноза перспектив нефтегазонасыщенности использована эволюционно-катагенетическая модель оценки начальных-потенциальных и прогнозных ресурсов нефти и газа, обеспечивающая более высокую достоверность результатов. Комплексное сочетание в практикуме необходимых теоретических предпосылок с практическими аспектами лабораторных и самостоятельных работ способствует росту профессионального уровня и улучшению качества подготовки специалистов общепромышленного профиля и бакалавров геологии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бакиров, А.А. Теоретические основы и методы поисков и разведки скопленных нефти и газа [Текст] / А.А. Бакиров [и др.]. – М.: Высшая школа, 1987.
2. Бакиров, Э.А. Основы методики геолого-разведочных работ на нефть и газ [Текст] / Э.А. Бакиров [и др.]. – М.: Недра, 1991.
3. Белоусов, В.В. Геотектоника [Текст] / В.В. Белоусов. – М.: МГУ, 1976.
4. Брод, И.О. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах [Текст] / И.О. Брод. – М.: Недра, 1964.
5. Брод, И.О. Залежи нефти и газа [Текст] / И.О. Брод. – М.: Гостоптехиздат, 1951.
6. Бурлин, Ю.К., Литология нефтегазоносных толщ [Текст] / Ю.К. Бурлин, А.И. Конюхов, Е.Е. Корнюшина. – М.: Недра, 1991.
7. Вассоевич, Н.Б. Происхождение нефти [Текст] / Н.Б. Вассоевич // Вестн. Моск. ун-та. Сер. Геология. – 1975.
8. Высоцкий, И.В. Теоретическая модель вертикального распределения скопленных углеводородов в стратосфере [Текст] / И.В. Высоцкий // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. – М.: Наука, 1973.
9. Габриэлянц, Г.А. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа [Текст] / Г.А. Габриэлянц, В.И. Пороскун, В. Сорокин. – М.: Недра, 1985.
10. Дьяконов, А.И. Методы палеотектонического анализа нефтегазоносных областей [Текст] / А.И. Дьяконов. – Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 1986.
11. Дьяконов, А.И. Практикум по геотектонике [Текст] / А.И. Дьяконов. – Ухта, 1990.
12. Дьяконов, А.И. Тектонические критерии отдельного прогноза нефтегазоносности [Текст] / А.И. Дьяконов, Н.И. Белый. – М.: ВНИИОЭНГ, 1993.
13. Дьяконов, А.И. Тектонические факторы нефтегазообразования и отдельного прогноза зон нефте- и газонакопления [Текст] / А.И. Дьяконов // Геология нефти и газа. – 1997. – № 6.
14. Максимов, С.П. Историко-динамический метод отдельного прогнозирования залежей нефти и газа [Текст] / С.П. Максимов, Э.Д. Добрида, А.И. Дьяконов // Геология нефти и газа. – 1984.
15. Машкович, К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа [Текст] / К.А. Машкович. – М.: Недра, 1976.
16. Рудкевич, М.Я. Палеотектонические критерии нефтегазоносности [Текст] / М.Я. Рудкевич. – М.: 1974.
17. Словарь по геологии нефти и газа [Текст]. – Л.: Недра, 1988.
18. Хаин, В.Е. Общая геотектоника [Текст] / В.Е. Хаин, А.Е. Михайлов. – М.: Недра, 1985.
19. Хаин, В.Е. Общая геотектоника [Текст] / В.Е. Хаин. – Изд. 2. – М.: Недра, 1973.

Учебное издание

Дьяконов Александр Иванович
Пармузина Любовь Васильевна
Смирнов Александр Николаевич

ПРАКТИКУМ
по теоретическим основам и методам поисков и разведки
нефтяных и газовых месторождений

Учебное пособие

Издание второе, переработанное и дополненное

Корректор О.В. Мойсеня
Технический редактор Л.П. Коровкина

План 2009 г., позиция 51. Подписано в печать 27.03.2009 г.
Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman.
Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная. Печать трафаретная.
Усл. печ л. 5,5. Уч.- изд. л. 5,2. Тираж 120 экз. Заказ № 229.

Ухтинский государственный технический университет.
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.
Отдел оперативной полиграфии УГТУ.
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 13.