

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

Кафедра геологии нефти и газа

**ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ
НЕФТИ И ГАЗА**

*Методические указания к лабораторным работам
для студентов направления 21.05.02*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2020**

УДК 553.982.23 (073)

ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ НЕФТИ И ГАЗА: Методические указания к лабораторным работам / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *О.М. Прищепа, А.В. Мартынов, В.С. Никифорова*. СПб, 2020. 40 с.

Лабораторные работы направлены на закрепление теоретических знаний и получение практических навыков по таким разделам дисциплины как «Природный резервуар нефти и газа и его составные части», «Классификации природных резервуаров», «Особенности распределение нефти и газа внутри природного резервуара» и «Виды исследований горных пород при проведении поисково-оценочных и разведочных работ на нефть и газ». Предложенный перечень лабораторных работ соответствует основным изучаемым дисциплиной понятиям и классификациям и направлен на закрепление и развитие компетенций, предусмотренных рабочей программой.

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

Научный редактор проф. *А.М. Жарков*

Рецензент проф. *А.Д. Дзюбло*

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий лабораторный практикум нацелен на закрепление практических навыков, обучение использованию теоретических знаний при освоении дисциплины «Природные резервуары нефти и газа» – профилирующей дисциплины для специальности 21.05.02 «Прикладная геология» специализации «Геология нефти и газа».

Практикум направлен на овладение навыками, которые используются в практической деятельности геолога, специализирующегося в области нефтегазовой геологии и получившего теоретические знания по данному направлению.

Предметом изучения дисциплины являются вопросы строения природных резервуаров, качества коллекторов и флюидоупоров в них.

Предлагаемый лабораторный практикум позволяет решать на занятиях различные инженерные задачи, являющиеся типовыми при проведении геологоразведочных работ на углеводороды (УВ) в терригенных и карбонатных резервуарах осадочного чехла и прогнозе перспектив нефтегазоносности участка недр или территории исследования. При подготовке лабораторных работ использован актуализированный фактический материал по нефтяным и газовым месторождениям различных нефтегазоносных провинций России.

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

представления о практическом содержании понятий: природный резервуар, порода-коллектор, флюидоупор, ловушка, залежь;

знания о графических методах изображения нефтегазоносных формаций и комплексов;

умение составлять подсчетные планы на структурной основе, сейсмогеологические разрезы, схемы сопоставления по скважинам, характеризующие строение природных резервуаров и объектов локализации ресурсов/запасов УВ (ловушек/залежей);

навыки графического отображения ловушек/залежей с использованием структурных карт и геолого-геофизических профилей по скважинам;

умение использовать в практической деятельности геолого-геофизические данные, полученные при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ (временные сейсмические разрезы, каротажные диаграммы скважин, литологические и петрофизические исследования керна).

Для каждого практического задания предлагается несколько вариантов, позволяющих закрепить навыки построения графических документов и проведения анализа геолого-геофизических данных, а также дать возможность преподавателю получить представление о промежуточных и итоговых результатах освоения материала.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1

Выявление и обоснование границ осадочных формаций и нефтегазоносных комплексов в нефтегазоносных бассейнах

Термин «нефтегазоносный бассейн» предложил в 1947 г. В.В. Вебер. Под ним он подразумевал область распространения нефтеносных фаций в течение всего периода существования бассейна седиментации. При этом нефтеносные фации формировались одновременно с накоплением исходного органического материала для образования нефти.

Термин *«нефтегазоносный бассейн»* широко применяется в геологии наряду с термином *«нефтегазоносная провинция»*. В 1947 г. И.О. Брод сформулировал закон нефтегазонакопления и на основе этого закона возникло первое определение нефтегазоносной провинции как единого длительно существовавшего седиментационного бассейна, характеризующегося общностью условий битумообразования и нефтегазонакопления (И.О. Брод, 1947).

Термин *«нефтегазоносная провинция (НГП)»* был принят А. Леворсеном, И.М. Губкиным, А.А. Бакировым А.Я. Кремсом и др.

А. Леворсен (1967) под нефтегазоносной провинцией понимал регион, в пределах которого нефтяные и газовые месторождения находятся в одинаковых или близких геологических условиях.

А.А. Бакиров (1971, 1973) определял нефтегазоносную провинцию как геологическую провинцию, включающую ассоциацию смежных нефтегазоносных областей (НГО), обладающих общими характерными чертами нефтеобразования и нефтегазонакопления в течение отдельных крупных циклов геологической истории (периодов или даже эр).

Согласно «Словаря по геологии нефти и газа» (ВНИГРИ, 1988 г.) нефтегазоносная провинция – единица нефтегеологического районирования мегапровинций, соответствующая отрицательным геологическим объектам надрегионального масштаба и являющаяся ассоциацией смежных нефтегазоносных областей с общими

главными чертами регионального геологического строения, истории развития в течение всего времени существования осадочного чехла, условий нефтегазообразования. НГП выделяются лишь в пределах платформ и краевых систем. Примерами НГП могут служить Волго-Уральская, Тимано-Печорская, Лено-Тунгусская и др.

В 1951 г. В.Е. Хаин предложил заменить название нефтегазоносная провинция термином *нефтегазоносный бассейн*, еще раз подчеркнув тем самым связь нефтяных и газовых месторождений с впадинами различных размеров и строения. Под нефтегазоносным бассейном В.Е. Хаин (1954) предлагал понимать длительно развивающуюся тектоническую единицу, являющуюся в течение определенного отрезка геологического времени областью развития процессов нефтеобразования и формирования залежей нефти.

Составными частями осадочных бассейнов являются нефтегазоносные комплексы, которые отражают разные этапы развития и отличаются по составу пород, степени их преобразованности и, как следствие, – характером нефтегазоносности. Нефтегазоносные комплексы рассматриваются как природные системы, обладающие различными способностями прежде всего аккумулировать углеводороды, а иногда и генерировать их.

Комплексы состоят из главных элементов: пород-коллекторов, слагающих природные резервуары, пород-флюидоупоров и (не всегда) нефтегазоматеринских пород. Иногда комплексы отделяются друг от друга мощными толщами слабопроницаемых пород и представляют собой частично изолированную, полузакрытую систему со своими внутренними связями, определяющими распределение давлений, перетоки флюидов и др. Нефтегазоносные комплексы, обладая определенными индивидуальными чертами, тем не менее, взаимодействуют и оказывают сильное влияние друг на друга, они являются частями единого бассейна как природной системы.

Нефтегазоносный комплекс является понятием нефтяной геологии, т.е. имеет прикладное, практическое значение. В общей теоретической геологии существует понятие формация

(геоформация). По составу пород и их мощности формации отражают этап развития (тектонический режим и климат) определенной тектонической зоны. Между нефтегазоносными комплексами и формациями нет прямого соответствия. Комплекс может быть представлен одной или несколькими формациями или являться частью одной из них. В то же время, анализируя нефтегазоносные комплексы, нужно учитывать характер тех или иных формаций. Применение формационного анализа позволяет получить более полную общегеологическую характеристику нефтегазоносных комплексов. Кроме условий образования (тектоника, рельеф и климат), облик формаций (и нефтегазоносных комплексов) определяется составом исходных материнских пород, за счет которого образовались породы конкретной формации (в особенности обломочных).

Таким образом, в основу выделения нефтегазоносных комплексов положены особенности состава геологических формаций и субформаций с учетом латеральной и вертикальной зональности и тех геологических критериев, которые определяют границы структурных этажей и подэтажей (Шатский, 1957; Методические указания..., 1983).

Состав геологических формаций, условия их образования и взаимоотношения в разрезе и по площади прежде всего определяют палеогеографические, палеотектонические и литолого-фациальные предпосылки, которые во многом и контролируют распределение нефтегазоносности в разрезе осадочного чехла. Так как для накопления определенной формации или парагенеза субформаций требуется индивидуальный тектонический режим, то формация и их сообщества отчетливо фиксируют развитие во времени отдельных палеотектонических структур I и II порядка и отражают все значительные рубежи геологической истории региона, отвечающие стадиям тектогенеза, которые группируются в циклы геотектонического развития, в течение которых формировались структурные этажи и подэтажи.

Используемые в практике геологоразведочных работ принципы выделения нефтегазоносных комплексов довольно разнообразны.

В основу выделения НГК в нефтегазоносных бассейнах положены особенности состава геологических формаций и субформаций с учетом латеральной и вертикальной зональности и тех геологических критериев, которые определяют границы структурных этажей и подэтажей (Методические указания..., 1983).

С позиции выявления региональных закономерностей размещения залежей нефти и газа наиболее удачным представляется определение, сформулированное Б.А. Лебедевым (1987 г) «... нефтегазоносный комплекс – это относительно гидродинамически изолированный комплекс осадочных пород, состоящий из проницаемой части и экранирующей ее региональной (зональной) покрывки».

Порядок выполнения лабораторной работы №1

1. Проанализировать имеющиеся геолого-геофизические данные, включающие сводный литолого-стратиграфический разрез исследуемой территории, структурные карты по основным горизонтам осадочного чехла, схему распределения нефтегазоносности по стратиграфическим подразделениям и др.

2. Выделить естественные геологические тела (формации) в составе осадочного чехла исследуемой территории на основе описаний ядра скважин и сводного литолого-стратиграфического разреза (включая данные каротажа типовых скважин).

3. Проследить изменения вещественного состава отложений по разрезу и дать прогноз размещения коллекторских и флюидоупорных толщ (пачек) в пределах формаций.

4. Выявить и обосновать, используя структурные карты и схему распределения нефтегазоносности, границы нефтегазоносных комплексов в пределах нефтегазоносного бассейна или его составных частей (НГО, НГР).

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №2

Выделение природных резервуаров и их составных элементов в осадочных формациях нефтегазоносных бассейнов

В нефтегазовой геологии к числу основных относятся понятия «*коллектор*» и «*природный резервуар*». Коллектор – порода, вмещающая природные флюиды (нефть, газ, вода), которые в нем относительно свободно перемещаются. Коллекторы слагают природные резервуары – тела определенной формы, ограниченные плохопроницаемыми породами. В последних не происходит свободного перемещения флюидов или происходит, но с очень маленькой скоростью, в основном путем диффузии.

Понятие «*природный резервуар*» было введено в нефтегазовую геологию давно. Наиболее широко его стали употреблять А.И. Леворсен (США) и И.О. Брод (СССР).

Под природным резервуаром И.О. Брод понимал природное тело определенной формы, во всем объеме которого происходят циркуляция флюидов и их дифференциация с выделением скоплений нефти и (или) газа в определенных местах – ловушках. А.И. Леворсен же под резервуаром понимал только ту часть пласта, которая занята залежью. Подход И.О. Брода, по-видимому, является более широким и правильным.

В современном понимании природные резервуары – понятийная категория, которая определяет естественные природные системы и позволяет разрабатывать геологические модели для изучения влияния строения осадочных толщ на распределение в них залежей нефти и газа в ловушках различных генетических и морфологических типов. Анализ условий формирования природных резервуаров, их классификация и типизация с учетом генетических и морфологических признаков представляет не только теоретический, но и, прежде всего, практический интерес.

Природный резервуар – это природная емкость для нефти, газа и воды. Он характеризуется следующими показателями:

- типом коллектора;
- соотношением коллектора с непроницаемыми (флюидоупорными) породами;

- емкостью;
- формой и условиями залегания;
- гидродинамическими условиями и пластовой энергией.

Природные резервуары являются сложными иерархическими системами, в которых происходят физические и химические взаимодействия между породами и флюидами, а также между разными флюидами. Резервуар состоит из элементов с разными литолого-физическими свойствами и содержат флюиды разного фазового состояния.

Частью природного резервуара, в которой может образоваться и сохраниться залежь нефти и газа, является *ловушка*. В частном случае, когда резервуар ограничен литологически со всех сторон, его параметры могут совпадать с параметрами ловушки, т.е. весь резервуар может быть представлен одной ловушкой.

Закономерности размещения ловушек и особенности их строения в значительной мере определяются строением природного резервуара.

Особенности же строения и свойства природного резервуара определяются составом и строением слагающих его пород, в том числе генезисом природного резервуара – происхождением отдельных типов осадков, периодичностью осадконакопления, характером вторичных преобразований и др.

Только на *генетической основе* возможно прогнозирование резервуаров в целом и отдельных его элементов.

В классификации природных резервуаров, предложенной Н.А. Еременко (1988), использованы следующие понятия:

- класс;
- генетический тип;
- порядок;
- распространенность;
- морфологический тип.

Класс природного резервуара устанавливается по литологическому составу слагающих его коллекторов и перекрывающего флюидоупора:

- терригенный;
- терригенно-карбонатный;

- карбонатно-терригенный;
- карбонатно-эвапоритовый;
- пелитоидный;
- вулканогенный;
- вулканогенно-осадочный;
- осадочно-вулканогенный.

При определении класса в первой части указывается литологический состав пласта-коллектора, во второй – покрышки. Так название «терригенно-карбонатный» означает, что природный резервуар сложен терригенными коллекторами и карбонатной покрышкой; «терригенный» – что и пласт-коллектор и покрышка представлены терригенными породами.

Основные характеристики природного резервуара – емкостные и фильтрационные свойства и их изменчивость по разрезу и по площади определяются генезисом пород, образующих природный резервуар, то есть его *генетическим типом*. На основе изучения генезиса отложений осуществляется прогнозирование и поиски ловушек.

Природные резервуары могут быть *моно- и полифациальными*. Во втором случае, например, шельфовые пески могут сменяться баровыми или дельтовыми, а последние – аллювиальными образованиями, которые в совокупности формируют единую гидродинамическую систему.

Фациальная изменчивость отражается на физических свойствах различных частей единого резервуара, на процессах миграции и аккумуляции УВ; они обуславливают многообразие генетических и морфологических типов ловушек в пределах резервуара.

В этой связи иногда выделяются *субрезервуары*. Они характеризуются определенными физическими свойствами, а также их распределением по разрезу, отличающимся от других частей того же резервуара при генетическом единстве с резервуаром, которому принадлежат эти субрезервуары.

Монофациальные природные резервуары в большинстве случаев имеют локальное распространение; региональные же резервуары почти всегда полифациальны, что и дает основание

выделять в их пределах субрезервуары.

По характеру взаимоотношения между элементами, образующими резервуар, определяют **порядок** природного резервуара – простой (совершенный и несовершенный) и сложный. Использование этих понятий вызвано тем, что между пластами-коллекторами нередко залегают пачки-проводники, т.е. между коллекторами отсутствуют флюидоупоры. В этих случаях пласты могут иметь единый водонефтяной или газоводяной контакты и между ними имеется гидродинамическая связь.

Простой совершенный природный резервуар – это пласт-коллектор с перекрывающими и подстилающими флюидоупорами (покрышка + коллектор + покрышка) или пласт-коллектор при различных сочетаниях флюидоупоров и промежуточных пачек (покрышка + промежуточная пачка + коллектор + покрышка или покрышка + коллектор + промежуточная пачка + покрышка).

Простой несовершенный природный резервуар – часть простого совершенного и представляет собой пласт-коллектор с перекрывающей и/или подстилающей промежуточными пачками либо сочетание пласта-коллектора с нижним или верхним флюидоупорами: промежуточная пачка + коллектор; коллектор + промежуточная пачка; промежуточная пачка + коллектор + промежуточная толща; покрышка + коллектор либо коллектор + покрышка.

Сложный природный резервуар – совокупность нескольких пластов-коллекторов при различных сочетаниях флюидоупоров и промежуточных пачек. При этом флюидоупоры и сверху и снизу должны быть едиными для всех пластов-коллекторов.

Очень важная характеристика природного резервуара – **площадь его распространения**. От нее в значительной мере зависят объем УВ и концентрация их в ловушках разных генетических и морфологических типов. В зависимости от распространенности природные резервуары могут быть **локальными, зональными** или **региональными**.

Локальные и зональные совершенные природные резервуары пространственно могут переходить в несовершенные в зависимости от фациальной изменчивости покрышки.

Локально развитые природные резервуары не могут образовывать крупные месторождения. Все гигантские месторождения связаны со сложными резервуарами, имеющими широкое распространение по площади.

Выявление *морфологического типа* природного резервуара позволяет установить границы распространения резервуара, определить и спрогнозировать участки, наиболее благоприятные для формирования ловушек.

Выделяются три морфологических типа:

- линзовидный;
- рукавообразный;
- плащевидный.

Линзовидный тип обычен при локальном развитии резервуара; *плащевидный* характерен для регионального или зонального распространения, а *рукавообразный* наиболее част при зональном развитии природного резервуара. Последний тип связан с зонами распространения аллювиальных отложений или отложений течений либо с локальным развитием отложений мелких русел, рек, баров и т.д.

Порядок выполнения лабораторной работы №2

1. Проанализировать имеющиеся геолого-геофизические данные, включающие сводный литолого-стратиграфический разрез исследуемой осадочной формации нефтегазоносного бассейна, схему распределения нефтегазоносности по стратиграфическим подразделениям и др.

2. Выделить природные резервуары (субрезервуары) и их составные части в составе осадочной формации исследуемой территории на основе описаний керна, литолого-стратиграфических схем корреляции отложений и данных опробования и испытания поисково-разведочных скважин.

3. Составить пояснительную записку с подробным описанием основных параметров (размеры) и характеристик (класс, генетический тип, порядок, распространенность, морфологический тип) природных резервуаров (субрезервуаров).

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3

Определение типа природного резервуара в нефтегазоносных комплексах

По соотношению коллектора с ограничивающими его плохо проницаемыми породами И.О. Брод (1951) выделил три основных типа природных резервуаров: пластовые, массивные и литологические ограниченные со всех сторон (табл. 1).

Таблица 1

Классификация природных резервуаров

Тип резервуара	Стратиграфическая приуроченность коллектора	Протяженность, км/мощность, м	Направление движения жидкостей и газов
Пластовый	Выдерживается	$n^*10 \div n^*100 / n^*1 \div n^*10$	По напластованию
Массивный	Не выдерживается	$n^*10 \div n^*100 / n^*10 \div n^*100$	Во всех направлениях
Литологически ограниченный со всех сторон	Выдерживается	$n^*1 \div n^*10 / n^*1 \div n^*10$	Локально, ограниченно, либо вовсе не происходит

Пластовый природный резервуар – это коллектор, ограниченный на значительной площади в кровле и подошве плохо проницаемыми породами (рис. 1).

В таком природном резервуаре мощность коллектора более или менее выдерживается на большой территории. При общем сохранении пластового характера на тех или иных локальных участках или на границе распространения коллектора может наблюдаться существенное изменение мощностей и даже полное выклинивание коллектора.

Коллектор в пластовых резервуарах обычно литологически выдержан, но может иметь и более сложное строение. В пластовом природном резервуаре существует единая гидродинамическая система. Наиболее характерным видом движения жидкостей и газов является боковое движение по пласту.

Пластовые ПР характерны для терригенных отложений: песчаник – коллектор, глина (аргиллит) – покрывка.

Массивный природный резервуар представляет собой мощную толщу проницаемых пород, перекрытую сверху и ограниченную с боков плохо проницаемыми породами.

Коллекторы, слагающие массивные резервуары, бывают литологически однородными или неоднородными. Однородные массивные резервуары могут быть представлены карбонатными, метаморфическими или изверженными породами. Пористость и проницаемость таких коллекторов обусловлена наличием в них каверн и трещин.

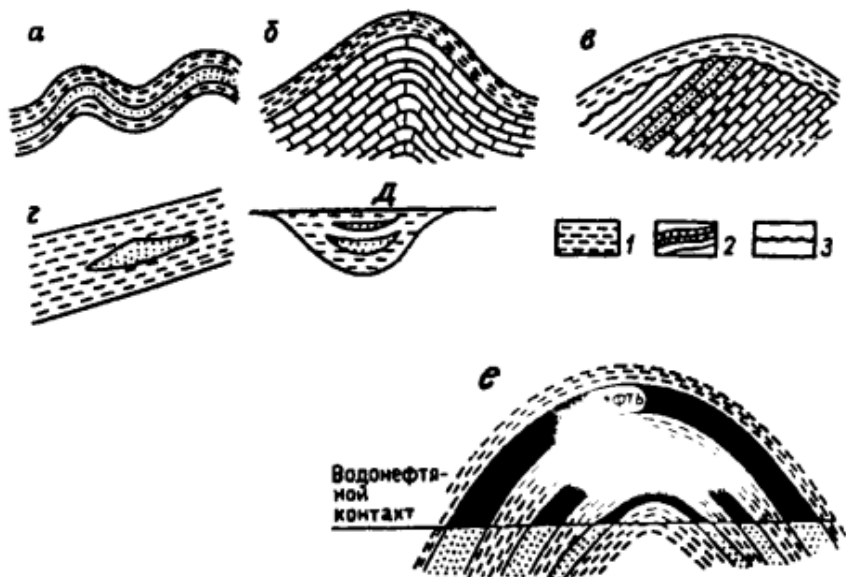


Рис. 1. Природные резервуары

а – пластовый, б – массивный однородный, в – массивный неоднородный, г – литологически ограниченный, д – литологически ограниченный в погребенной речной долине, е – пластово-массивный. Породы: 1 – непроницаемые, 2 – проницаемые, 3 – размыв.

Зоны пористости и проницаемости в массивных природных резервуарах не имеют строгой стратиграфической приуроченности. Часто в теле массива наблюдаются зоны с хорошими емкостными показателями, пересекающие стратиграфические поверхности. Известны случаи связи массивных резервуаров с пластовыми.

В массивных природных резервуарах боковое перемещение жидкости и газа ограничено проницаемыми зонами и не может происходить на большие расстояния. Протяженность пути перемещения жидкостей и газов по вертикали соизмерима или даже больше расстояния перемещения флюидов по напластованию.

Характерны для карбонатно-терригенных (в т.ч. рифогенных) отложений: известняк (доломит) – коллектор, глина (аргиллит) или галит – покрывка.

Резервуары, литологически ограниченные со всех сторон – это резервуары всех видов, в которых насыщающие их газообразные и жидкие УВ окружены со всех сторон практически непроницаемыми породами. Движение жидкостей и газов в них ограничено размерами самого резервуара. Характерно возникновение аномально высоких пластовых давлений.

Характерны для терригенных отложений: песчаник – коллектор, глина (аргиллит) – покрывка и для галогенно-сульфатно-карбонатных образований: известняк (доломит) – коллектор, соль, гипс – покрывка.

Выделение указанных типов природных резервуаров в значительной мере условно. Одна и та же порода в процессе литогенеза может менять свои свойства, превращаясь из коллектора в покрывку и наоборот. В зависимости от физико-химических свойств флюида и термобарической обстановки одна и та же порода может быть флюидоупорной для одного и коллектором - для другого флюида. Кроме того, возможны постепенные переходы резервуара одного типа в другой, что особенно характерно для карбонатных толщ.

С пространственным соотношением пластов и изолирующих толщ связаны представления о **трехслойном природном резервуаре**. Его модель была предложена еще в 1968 г. Б.Ф. Филипповым, позднее развита В.Д. Ильиным. Трехслойный природный резервуар состоит из пласта коллектора, флюидоупора и разделяющей их промежуточной (рассеивающей) толщи (полупокрывки, «ложной» покрывки). В тех случаях, когда промежуточная толща имеет значительную мощность, превышающую амплитуду локальной структуры, условия формирования залежей неблагоприятны: когда

кровля пласта коллектора на своде антиклинального поднятия залегает ниже кровли промежуточной толщи в седловине, структура не будет заполнена УВ.

Рассеивающие толщи сложены, как правило, отложениями с низкими коллекторскими свойствами: слабопористыми карбонатными породами, алевролитами и песчаниками с карбонатным и сульфатным цементом, их глинистыми разностями, ангидритами и т.д.

Порядок выполнения лабораторной работы №3

1. Проанализировать имеющиеся геолого-геофизические данные, включающие сводный литолого-стратиграфический разрез исследуемого нефтегазоносного комплекса, структурные карты кровли (подошвы) нефтегазоносного комплекса, схему распределения нефтегазоносности внутри комплекса и др.

2. Выделить природные резервуары (субрезервуары) и их составные части в составе нефтегазоносного комплекса исследуемой территории на основе описаний керна, литолого-стратиграфических схем корреляции отложений и данных опробования и испытания поисково-разведочных скважин. Определить типы природных резервуаров в составе исследуемого нефтегазоносного комплекса.

3. Составить пояснительную записку с обоснованием типов природных резервуаров и описанием основных параметров (размеры) и характеристик (класс, генетический тип, порядок, распространенность, морфологический тип) природных резервуаров (субрезервуаров).

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4

Определение фациальной принадлежности пород-коллекторов и флюидоупоров в природном резервуаре

Фациальная принадлежность отложений отражает древнюю обстановку осадконакопления, овеществленную в породе (Н.В. Логвиненко). Различают фации современные и фации ископаемые. Среди ископаемых наиболее известны литофации, геохимические фации, биофации, минеральные фации и др.

Объем литофаций может быть разным: микрофации, элементарные фации, макрофации, группы макрофаций, фациальные пояса (Дж. Уилсон) и комплексы фаций (Д.В. Наливкин). В нефтяной геологии разработаны методы фациального анализа по материалам специальных сейсмических исследований с выделением так называемых «сейсмофаций». Сейсмическая фация представляет собой картируемую трехмерную сейсмическую единицу, устанавливаемую на основании конфигурации, протяженности, амплитуды, частоты и пластовой скорости сейсмических отражений. В отличие от фациального анализа по обнажениям, где форму тел часто бывает трудно установить, в анализе сейсмических фаций важна именно трехмерная форма тел. Непрерывность отражающих границ позволяет судить о протяженности площадей осадконакопления. Амплитуда говорит о контрастности фаций по вертикали. Самым выразительным признаком сейсмических фаций является конфигурация отражений.

Определение «ископаемых геохимических фаций» дал Л.В. Пустовалов в 1933 г. Он понимал их как пласт или свиту пластов, на всем протяжении обладающих одинаковой геохимической характеристикой, возникшей в процессе образования пород. Термин «геохимические фации» получил широкое признание среди геологов-нефтяников, т.к. указывает на геохимические особенности среды осадконакопления и диагенеза, имеющих важное значение для накопления исходного для нефти ОВ.

Фациальный анализ складывается из суммы приемов и специальных методик, применяемых для реконструкции всего комплекса условий формирования различных осадочных пород. Он

включает полевые и камеральные методы.

Важнейшими критериями при фациальном анализе являются:

- Вещественный состав пород (осадков), включая аутигенные минералы, конкреции и особенности цемента.
- Гранулометрия породы (осадка). Цвет. Структура. Состав обломков, их окатанность характер поверхности. Особенности поверхностей напластования, размыва, следов перерыва в осадконакоплении. Ориентировка обломочных компонентов и некоторых органических остатков.
- Тектурные особенности – типы и характер слоистости. Детальное изучение цикличности и ритмичности.
- Формы залегания пород, их мощности и выдержанность на площади.
- Палеонтологические особенности. Состав, сохранность и распределение фауны и флоры. Экология.
- Соленость и газовый режим водоемов.
- Гидродинамическая активность среды осадкообразования.
- Кислотно-щелочные и окислительно-восстановительные условия.
- Сравнение с аналогичными современными осадками.

Наибольшее количество запасов и ресурсов УВ приурочено к терригенным (аллювиальные, дельтовые, баровые и др. фации) и к карбонатным (рифогенные, биогермные, мелководношельфовые и др. фации) отложениям.

Терригенные кластические (обломочные) зерна являются фрагментами пород и минералов. Они образуются при физическом или химическом разрушении исходной породы. В результате образуются характерные продукты разрушения и растворы. Перенос под действием силы тяжести, с помощью ветра и воды приводит к дальнейшему разрушению и изменению частиц. Химические изменения частиц могут происходить и после их отложения на стадии диагенеза. Поэтому по своей химической и физической природе обломочные отложения радикально отличаются от исходной породы. Например, среднее содержание полевых шпатов в изверженных и метаморфических породах составляет около 60%, а в

песчаниках – около 12%.

В процессе транспортировки реками и временными потоками зерна становятся более мелкими, более окатанными; при этом увеличивается количество зерен кварца и уменьшается количество зерен неустойчивых тяжелых минералов. Вследствие таких процессов отложения становятся все более «зрелыми», как правило, они характерны для прибрежно-морских и мелководно-морских обстановок осадконакопления (песчаники барьерных островов и баров). Именно морские акватории являются конечными водоемами разгрузки обломочного материала с суши, а максимальные объемы его концентрируются в шельфовой части, где энергия волн и вдольбереговых течений доводят обломочный материал до состояния идеального коллектора.

В отличие от обломочного осадконакопления карбонатная седиментация, в основном, является биохимическим процессом и морские организмы играют решающее значение в создании и преобразовании осадков. К числу важных биологических факторов относятся: эволюция органического мира и органический компонент состава организмов – высоко-низкомагнезиально кальциевый или арагонитовый. Соленость вод и распределение эври- и стеногалинных организмов зависит от климатической зональности, которая определяется низкоширотными тропическими или высокоширотными субарктическими температурами.

Следующим важным фактором является глубина, контролирующая распределение света и ограничивающая биологическую активность пределами эвфотической зоны. Активной зоной фотосинтеза считается слой воды от поверхности до глубины 30 м (Smith, 1978) , где и происходит рост рифовых и других органогенных построек. И, наконец, различия в гидродинамике позволяют выделить в пределах шельфа три зоны седиментогенеза: 1) лагунную, 2) литоральную и сублиторальную и 3) неритовую – остальную, более глубокую часть шельфа.

Восходящие морские течения и активное движение воды в зоне литорали-сублиторали усиливают биологическую продуктивность и таксономическое разнообразие жизни на континентальных окраинах, а недостаток или ограниченность

циркуляции в шельфовых лагунах и в неритовой зоне их уменьшает. Поэтому мелководные осадки окраин карбонатных платформ и осадки приливно-отливных равнин шельфов составляют наибольший объем карбонатных пород.

Порядок выполнения лабораторной работы №4

1. Проанализировать имеющиеся геолого-геофизические данные, включающие сводный литолого-стратиграфический разрез исследуемого нефтегазоносного комплекса, данные глубокого бурения и сейсморазведочных работ, промыслово-геофизические исследования в скважинах и др.

2. Выделить природные резервуары в составе нефтегазоносного комплекса исследуемой территории на основе описаний керна, литолого-стратиграфических схем корреляции отложений и заключений промысловой геофизики. Определить фациальную принадлежность отложений, слагающих природный резервуар.

3. Составить пояснительную записку с фациальной характеристикой пород природных резервуаров и описанием условий их формирования (тип водоема, соленость вод, гидродинамическая активность, климат и др.).

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5

Определение параметров ловушки и характеристика прогнозируемой залежи углеводородов по сложности геологического строения

Геологическим (литолого-стратиграфическим, сейсмогеологическим и др.) профилем называется графическое изображение строения участка земной коры в вертикальной плоскости сечения. Геологические профильные разрезы отражают структурно-тектонические и литологические особенности условий залегания горных пород, пространственное соотношение коллекторских и флюидоупорных толщ, основные параметры ловушек и прогнозируемых залежей нефти и газа.

В совокупности со структурными картами, выполненными по кровле нефтегазоперспективных отложений, геологические профильные разрезы дают представление о характере строения природного резервуара не только по линии разреза, но и по площади.

Наиболее наглядными являются поперечные (вкрест простирания) профили, продольные профили строятся по простиранию отдельных структур. Они дают представление о строении ловушки (прогнозируемой залежи) в пределах площади исследования. Диагональные профили, секущие структурные элементы под разными углами составляются для изучения фациальной изменчивости отложений, дизъюнктивных нарушений и т.д.

Примеры структурной карты и геологического разреза представлены на рисунках 2-3.

Порядок выполнения лабораторной работы №5

Работа выполняется на миллиметровой бумаге формата А4 с использованием простых карандашей (твёрдо-мягкого и твёрдого). Все подписи также выполняются карандашом.

1. Проводится горизонтальная линия, соответствующая условной поверхности земной поверхности без учета рельефа. Слева и справа от нее вычерчивается шкала абсолютных отметок (вертикальный масштаб), начиная со значений соответствующих наиболее высоким гипсометрическим отметкам на структурной карте. Как правило, они расположены в сводовой части антиклинальной структуры.

2. Вертикальными линиями изображаются стволы скважин, расположенных в определенной последовательности с юга на север или с запада на восток согласно расположению их на структурной карте. Если возможно, на профиле отмечается забой скважины с учетом ее глубины и альтитуды. Абсолютная отметка какой-либо точки поверхности, вскрытой скважиной, может быть вычислена как разность альтитуды скважины и глубины, на которой эта поверхность вскрыта скважиной.

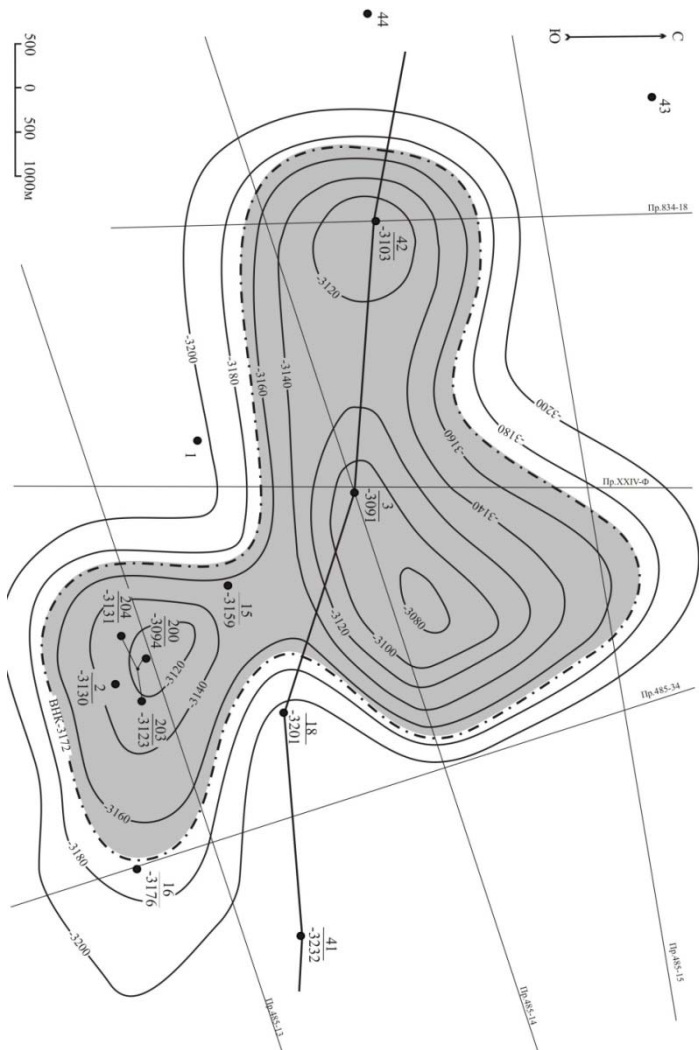


Рис. 2. Структурная карта кровли силурийских отложений Баганского нефтяного месторождения

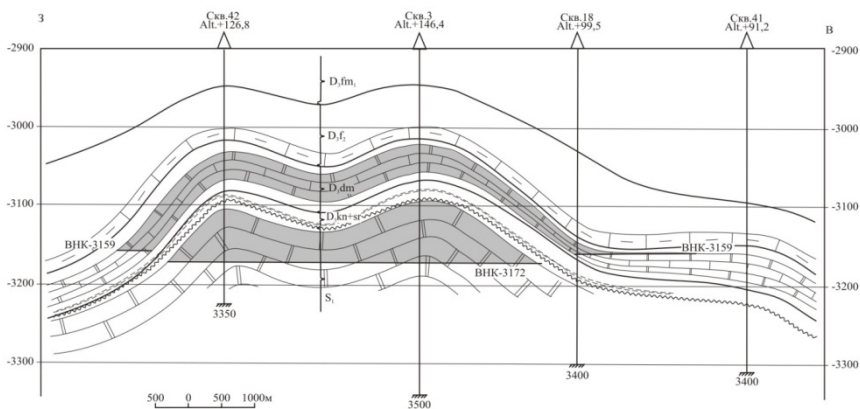


Рис. 3. Геологический разрез по линии скважин 42-3-18-41 Баганского нефтяного месторождения

3. Со структурной карты переносятся значения изогипс, пересекающих линию профиля. Точки пересечения изогипс и профиля опускаются на соответствующую абсолютную отметку, с использованием вертикальной шкалы. Полученные точки соединяются плавной кривой.

4. От полученной линии в масштабе откладываются мощности нижележающих стратиграфических подразделений с учетом скважинной информации.

5. Подписать на профиле стратиграфические индексы отложений и нанести литологические значки в соответствии с геологической легендой.

6. Горизонтальный масштаб геологического профиля принимается, как и масштаб структурной карты. Вертикальный масштаб определяется самостоятельно, исходя из мощностей исследуемого интервала разреза.

7. Выполненные графические построения сопровождаются краткой пояснительной запиской с полной характеристикой параметров ловушки или прогнозируемой залежи углеводородов и сложности ее геологического строения.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №6

Выявление в разрезе осадочной толщи пород-коллекторов и флюидоупоров по литологическим и промыслово-геофизическим характеристикам

При бурении поисковых и разведочных скважин из перспективных на нефть и газ нефтегазонасыщенных отложений проводится отбор керна в количестве, обеспечивающем изучение литологических особенностей и физических свойств коллекторов и непроницаемых разделов по площади и разрезу и позволяющем надежно интерпретировать материалы геофизических исследований скважин. Нормы отбора, выноса керна и детальность его лабораторных исследований регламентируются действующими нормативными документами. В необходимых случаях следует осуществлять бурение скважин со сплошным отбором керна по продуктивному пласту и отбором образцов пород для лабораторных исследований через 0,1-0,25 м толщины пласта.

По каждой разведочной скважине должен быть проведен комплекс исследований, необходимый для подсчета запасов, а именно:

- детальное изучение керна для определения литологических особенностей, минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и покрышек продуктивного пласта; в интервалах отбора образцов на лабораторные исследования следует определять геофизические параметры для получения петрофизических зависимостей, являющихся основой интерпретации материалов геофизических исследований скважин;

- рациональный комплекс геофизических исследований скважин, по данным которых осуществляется литологическое расчленение разреза, выделение продуктивных пластов, определение их толщин и глубины залегания, общей, эффективной, нефтенасыщенной и (или) газонасыщенной толщин продуктивных пластов, определение открытой пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности пород-коллекторов.

Изучение коллекторских свойств горных пород проводится прямыми методами – по образцам керна. Определение открытой

пористости производится по методу Преображенского, путем сравнения массы сухого и насыщенного керосином образцов. Разница в массах дает представление о количестве керосина, поглощенного образцом, а с учетом плотности керосина – представление о его объеме, т.е. объеме заполненных пор.

Проницаемость – способность пород пропускать флюиды и газы при перепаде давления. Она зависит от размера и конфигурации пор, что обусловлено размером зерен терригенных пород, плотностью укладки и взаимным расположением частиц, составом и типом цемента и др. Очень большое значение для проницаемости имеют трещины. Традиционно проницаемость оценивается во внесистемных единицах дарси (Д) или миллидарси (мД). В системе СИ 1 Д примерно соответствует $1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Абсолютная проницаемость обычно измеряется в сухой породе при пропускании через нее сухого инертного газа (азот, гелий).

Коллекторы нефти и газа в основном классифицируются по емкостным и фильтрационным свойствам. Наиболее универсальной классификацией, учитывающей основные литологические различия пород-коллекторов является классификация И.А. Конюхова (таблица 2).

При помощи каротажа скважин измеряются электрические, радиоактивные и акустические свойства пород. Эти свойства сопоставляются с литологией, гранулометрическим составом, фациальными особенностями и эпигенетическими преобразованиями отложений, плотностью, пористостью и содержанием пластовых флюидов. Их можно использовать по отдельности для определения литолого-фациальных переходов, фильтрационно-емкостных параметров пластов-коллекторов, но лучшие результаты дает совместное использование.

Главными видами каротажа являются стандартные методы (удельные электрические сопротивления пород, собственная поляризация и кавернометрия), радиоактивный (гамма-каротаж и нейтронный гамма-каротаж) и акустический каротаж.

Таблица 2

**Классификация обломочных пород-коллекторов нефти и газа
(по И.А. Конохову, 1984)**

Группы	Эффективная пористость, %	Проницаемость, мД/ Эффективная пористость, %	Класс коллектора	Литологический тип пород
А высшей емкости	>15	>1000/ >25	I	Пески и рыхлые песчаники, средне-крупно-зернистые, хорошо отсортированные и окатанные.
		500-1000/ 25-20	II	Пески и рыхлые песчаники, мелко-средне-зернистые, хорошо отсортированные и алевриты песчаные.
		300-500/ 20-15	III	Песчаники рыхлые, средне-крупнозернистые, хорошо отсортированные и окатанные.
Б средней емкости	5-15	100-300/ 15-10	IV	Песчаники мелко-среднезернистые, алевролиты крупнозернистые, среднесортированные.
		50-100/ 10-5	V	Алевролиты мелко-среднезернистые, среднесортированные, карбонатные.
В малой емкости	<5	10-50/ -	VI	Песчаники глинисто-алевритовые, алевролиты мелко-тонкозернистые, глинистые, плохо сортированные, карбонатные.
		1-10/ -	VII	Песчаники глинисто-алевритовые, алевролиты глинисто-песчаные, плохосортированные, сильно карбонатные.

Удельное электрическое сопротивление в общем случае зависит от состава породообразующих минералов и характера жидкостей, заполняющих пустотное пространство отложений. Главными породообразующими минералами большинства пород осадочного комплекса являются кварц, полевой шпат и кальцит. Их удельное электрическое сопротивление изменяется в пределах 10^7 - 10^9 Ом*м, что соответствует хорошим и первоклассным техническим изоляторам. В действительности такие значения в скважинах не наблюдаются, поскольку при прохождении электрического тока через такие породы основную роль играет

поровая вода, содержащая растворенные соли и существенно снижающая сопротивление пород, особенно в коллекторах. Исключения составляют породы-коллекторы, заполненные углеводородами, демонстрирующие повышенные значения удельных электрических сопротивлений по сравнению с водонасыщенными.

Собственная поляризация (ПС) отложений отражает естественное электрическое поле в скважине и позволяет фиксировать изменение адсорбционно-диффузионного потенциала ствола скважины, пробуренной на глинистом растворе. На кривой ПС могут быть выделены участки, соответствующие развитию высокодисперсных компонентов, в первую очередь глинистого материала, обладающего высокой адсорбционной способностью, а также участки, характеризующиеся низкой адсорбционной способностью и отвечающие наличию в разрезе низкодисперсных образований – неглинистых песчаных пород-коллекторов. Первые отличаются отклонением кривой ПС в сторону положительных, а вторые в сторону отрицательных значений.

Кривая **кавернометрии** показывает устойчивость стенки скважины к обрушению в зависимости от состава пород и ее ненарушенности (трещиноватости). Наибольшие каверны образуются в легкорастворимых галогенных отложениях, в меньшем масштабе в глинах, а также интенсивная трещиноватость пород способствует осыпанию стенок скважины и увеличению ее диаметра. Номинальный диаметр ствола скважины говорит о монолитном состоянии пород, сужение (кольматация) – характерна для зон поглощения глинистого раствора с формированием на стенке ствола скважины глинистой корки, т.е. для прослоев пород-коллекторов.

Гамма-каротаж (ГК) отражает естественное гамма-излучение толщ пород, указывающее на концентрацию калия, а местами урана и тория. Обычно данные гамма-каротажа принимаются как показатели гранулометрического состава пород, поскольку высокие значения обычно соответствуют глинам, низкие – песчаникам. Минимальные значения также характерны и для безглинистых разностей карбонатных (в т.ч. рифовых и

биогермных), сульфатных и галогенных отложений.

Нейтронный гамма-каротаж (НГК) обнаруживает содержание водорода и дает отрицательные величины в пористых породах, содержащих водород в виде воды, нефти или газа. Следовательно, плотные коллекторы характеризуются повышенными значениями нейтронного гамма-каротажа, максимально высокие – присущи чистым ангидритам и галитам. Пористые разности песчаников, кавернозные известняки и доломиты, а также умеренно уплотненные аргиллиты характеризуются пониженными величинами нейтронного гамма-каротажа.

При **акустическом каротаже (АК)** меряется скорость продольных звуковых волн (волн сжатия), проходящих через толщу пород и реагирующих как на зерна, так и на жидкую фазу. Его применяют для изучения пористости и литологии пород.

Картина фациальных последовательностей выявляется на всех типах каротажных графиков, но особенно ясно на записях каротажа удельных электрических сопротивлений, гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа.

Порядок выполнения лабораторной работы №6

1. Проанализировать имеющиеся геолого-геофизические данные, включающие сводный литолого-стратиграфический разрез рассматриваемого нефтегазоносного района, описание керна и лабораторных исследований пород, каротажные кривые геофизических исследований в скважинах (ГИС) и др.

2. Выделить природные резервуары в составе нефтегазоносного комплекса исследуемой территории на основе каротажных кривых ГИС, описаний керна, заключений промысловой геофизики и результатов опробования и испытания скважин. Определить генетическую природу пород-коллекторов и флюидоупоров, слагающих природный резервуар.

3. Составить пояснительную записку с литолого-фациальной и фильтрационно-емкостной характеристикой пород-коллекторов и флюидоупоров. Определить группу и класс коллектора, качество флюидоупора.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №7

Выявление в разрезе осадочной толщи нефтегазоматеринских пород по литологическим, геохимическим и промыслово-геофизическим характеристикам

Нефтегазоматеринские породы представлены отложениями депрессионного типа разреза и сложены преимущественно темно-окрашенными, сильно битуминозными, кремнисто-глинистыми известняками с прослоями доломитов, аргиллитов и глинисто-кремнистых сланцев, с включениями черных кремней. Основными типами пород в этой парагенетической ассоциации являются известняки, горючие сланцы и черные кремни.

Известняки черные, битуминозные, глинистые, тентакулитовые, переслаиваются с известняками темно-серыми, детритовыми, перекристаллизованными, окремнелыми. Породы при ударе издают сильный запах битума. Органогенные остатки представлены аммоноидеями, тентакулидами – дакриоконаридами, фораминиферами, конодонтами и радиоляриями, последние прекрасно сохраняются в конкрециях. Для известняков характерны пелитоморфные, доломитизированные, кристаллические и органогенные разности.

Глинисто-известковые битуминозные сланцы, коричневатотемно-серые, почти черные, плитчатые, переполненные тентакулидами, с прослойками известняка коричневатосерого, детритового, перекристаллизованного, битуминозного, пиритизированного. Битуминозность выражается в виде насыщения породы колломорфным органическим веществом. По матрице органического и глинистого вещества интенсивно развит аутигенный пирит. Иногда отмечается слабая доломитизация. Для пород характерна плитчатость.

Кремни отмечены в виде прослоев черного цвета мощностью 1-2 см., желваков и конкреций. К кремневым породам отнесены также радиоляриты, в которых масса радиолярий, спикулы губок и замещенные халцедоном тентакулитиды «плавают» в известково-халцедоновом цементе.

Отложения данной группы соответствуют «бассейновым»

фациальным поясам Дж. Уилсона (Уилсон, 1980). Они накапливались в шельфовых депрессиях и прогибах.

Наиболее известными черносланцевыми формациями в нефтегазоносных провинциях РФ являются баженовская свита Западно-Сибирского бассейна и доманиковая свита на востоке Русской плиты и Предуральяского прогиба.

Впервые, как стратиграфический репер в Западно-Сибирском регионе, баженовская свита была описана Ф.Г. Гулари еще в 1959 г. Породы баженовской свиты сложены темно-серыми и черными кремнистыми и карбонатными аргиллитами, с прослоями силицитов (идентифицированных как радиоляриты). Содержание карбонатов составляет до 10%, кремнезема – до 20-30% в кремнистых сланцах и до 50-60% в силицитах. Высоким содержанием ОВ свита обязана связыванию аутигенного кремнезема с липидной массой, который предотвратил ее окисление на ранней стадии диагенеза, что подтверждается синхронными обогащениями циклов и пачек кремнеземом и ОВ. Среднее содержание ОВ для всей баженовской свиты составляет 5,1%, в центральной части Западно-Сибирского бассейна максимальные значения достигают 35%. Мощность баженовской свиты сравнительно невелика и изменяется от 5-10 до 20-40 м.

Разрезы собственно доманиковых фаций, выявленные в Ухтинском районе, издавна привлекали к себе внимание исследователей. Выходы этих отложений по реке Ухта, а также по ручьям Чуть, Лыаель и Доманик признаны стратотипическими. Изучению доманиковых фаций посвящен целый ряд публикаций (Страхов, 1939; Кушнарева, 1963; Максимова, 1970 и др.).

Накопление доманиковых пород связано с некомпенсированной морской седиментацией в глубоководной части шельфа (Кушнарева, 1963; Мкртчян, 1964; Максимова, 1970). Основным породообразующим материалом являлись пелитоморфный карбонатный и кремнистый биохемотренный ил, который генерировался в слое воды непосредственно в районе седиментации, тонкая глинисто-карбонатная взвесь и периодически поступающие с мелководного шельфа турбидитные потоки карбонатного материала. Глинисто-карбонатный материал

значительно перерабатывался придонными организмами аммоноидеями или брахиоподами, которые быстро размножились в этапы «осадочного голодания». Повышенные содержания органического вещества (до 20-25%) определяются захоронением в восстановительных условиях большого количества планктонной органики. Мощность отложений доманиковой свиты Ухтинского района составляет 60-74 м.

Разрезы собственно доманиковой и баженовской свит и их литологических аналогов уверенно выделяются при анализе каротажных кривых в скважинах с помощью электрических и радиоактивных методов. Удельное электрическое сопротивление глинисто-карбонатно-кремнистых отложений, насыщенных органическим веществом и углеводородами, как правило, очень высокое (часто более 250 Ом*м).

Естественное гамма-излучение толщ доманикитов и горючих сланцев также показывает аномально высокие значения на кривых гамма-каротажа. Нейтронный гамма-картаж доманикитов, углей и горючих сланцев характеризуются повышенными значениями.

Порядок выполнения лабораторной работы №7

1. Проанализировать имеющиеся геолого-геофизические данные, включающие сводный литолого-стратиграфический разрез рассматриваемого нефтегазоносного района, описание керна и лабораторных исследований пород, каротажные кривые геофизических исследований в скважинах (ГИС) и др.

2. Выделить нефтегазоматеринские породы в составе нефтегазоносных комплексов исследуемой территории на основе каротажных кривых ГИС, описаний керна, геохимических исследований шлама и керна. Определить генетическую природу и условия формирования нефтегазоматеринских пород.

3. Составить пояснительную записку с литолого-фациальной и генерационной характеристикой нефтегазоматеринских пород.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №8

Определение рационального комплекса геологоразведочных работ на различных стадиях изучения нефтегазонасыщенного объекта

На стадии поиска и оценки месторождений (залежей) *объектами* проведения работ являются подготовленные к поисковому бурению ловушки с подсчитанными ресурсами категории D_0 .

Типовой комплекс геологоразведочных работ включает бурение и испытание поисково-оценочных скважин; детализационную скважинную и наземную (морскую) сейсморазведку; специальные работы и исследования по изучению геологического разреза, положения контуров залежей и элементов ограничения залежи.

В процессе поиска месторождений (залежей) *решается задача* установления факта наличия или отсутствия промышленных запасов нефти и газа.

В процессе оценки решаются следующие вопросы:

- установление фазового состояния углеводородов и характеристик пластовых углеводородных систем;
- изучение физико-химических свойств нефтей, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств;
- изучение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов;
- определение эффективных толщин, значений пористости, нефтегазонасыщенности;
- установление коэффициентов продуктивности скважин и добывных возможностей;
- предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям C_2 и C_1 .

Поисково-оценочные работы осуществляются по проектам, которые составляются и утверждаются в соответствии с действующими инструкциями.

Объемы работ и виды геолого-геофизических исследований, а также их методика определяются проектом, а для каждой

скважины – геолого-техническим нарядом, составленными и утвержденными в установленном порядке.

Методика работ, обеспечивающая открытие месторождения (залелей), должна базироваться на минимально-оптимальном числе скважин. Размещение скважин на площади ловушки проводится в соответствии с утвержденным проектом поисковых работ.

Системы размещения поисковых скважин

В *первую* группу объединены ловушки, приуроченные к антиклинальным, брахиантиклинальным, куполовидным и линейно вытянутым складкам и многокупольным поднятиям.

На достоверно подготовленных к поисковому бурению антиклинальных и брахиантиклинальных складках для открытия залежей сводового типа достаточно бурения одной скважины в своде структуры.

В районах с доказанной региональной продуктивностью горизонтов поискового этажа (этажей) при высокой надежности подготовленных к поисковому бурению структур и значениях коэффициентов заполнения ловушек, близких к единице, допускается одновременное бурение нескольких (но не более трех) поисковых скважин в сводовой части структуры.

На узких, линейно вытянутых складках поисковое бурение целесообразно осуществлять продольным профилем из двух-трех скважин.

Поиски на многокупольных структурах осуществляются путем опережающего бурения скважин на участках, определяющих степень заполнения всей ловушки. Такими участками являются межкупольные зоны замыкания поднятия в целом. Первая скважина закладывается на наиболее высоком куполе, последующие – в зоне полного заполнения всех куполов и зоне максимального заполнения ловушки. При низких значениях коэффициента, заполнения ловушки указанные скважины бурятся последовательно.

Во *вторую* группу включены все антиклинальные, брахиантиклинальные, куполовидные и линейно вытянутые ловушки, осложненные тектоническими нарушениями.

При амплитуде нарушения, меньшей мощности

продуктивного горизонта (залежь не разбита на изолированные блоки), система размещения поисковых скважин аналогична системе размещения скважин для ненарушенных антиклиналей.

В районах, характеризующихся высокой надежностью подготовленных к поисковому бурению структур, для обнаружения залежей на ловушках, осложненных тектоническими нарушениями сбросового типа, с амплитудой, большей мощности продуктивного горизонта, следует закладывать две самостоятельные поисковые скважины на поднятом и опущенном блоках.

На ловушках, осложненных тектоническими нарушениями взбросового типа, поисковые скважины располагают в зоне перекрывающихся в плане контуров сводовых участков верхнего и нижнего блоков. На складках, разбитых серией тектонических нарушений, целесообразно закладывать одиночные поисковые скважины в приподнятых участках изолированных блоков.

В *третью* группу объединены стратиграфически и литологически экранированные ловушки (фациальных замещений на региональных структурных элементах, на крыльях и переклиналях локальных структур, в пластах-коллекторах, срезанных поверхностью несогласия, эрозионно-останцовые) и литологически ограниченные (приуроченные к песчаным образованиям русел и дельт палеорек, прибрежных валов, к баровым песчаным линзам, окруженным со всех сторон непроницаемыми породами) ловушки.

В настоящее время задача выбора рациональных систем размещения скважин для поисков залежей сложного строения решена не полностью из-за отсутствия, как правило, надежных методов их оконтуривания. Как показывает практика поисково-разведочных работ на нефть и газ во многих районах страны, большинство литологически экранированных и литологически ограниченных залежей открывается попутно при поисках и разведке залежей в антиклинальных ловушках, т. е. с использованием систем размещения скважин, описанных выше.

Целенаправленные поиски залежей нефти и газа в зонах литологического выклинивания и стратиграфического срезания следует осуществлять путем бурения коротких профилей скважин

(по две-три) в крест простирания этих зон. Первую поисковую скважину закладывают на некотором расстоянии от предполагаемого экрана, определяемом минимально возможными запасами нефти и газа, которые экономически целесообразно разрабатывать на данном этапе в конкретном регионе. После обнаружения залежи одной из поисковых скважин в зонах максимального приближения к экрану на площади рекомендуется заложить одновременно еще две скважины: одну – по падению пластов продуктивного горизонта, другую – по простиранию в ту или иную сторону от скважины-открывательницы для установления зоны максимального развития продуктивного горизонта. В зависимости от результатов бурения скважины в направлении простирания последующими скважинами устанавливаются ширина и ось залежи.

В *четвертую* группу выделены рифовые ловушки с различной морфологией рифового тела, его соотношением с прилегающими фациями и распределением пород-коллекторов и истинных покровов. При надежной подготовке рифовых ловушек к бурению их опосредуют в зависимости от особенностей геологического строения следующим образом.

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

В случае приуроченности залежей к удлинено-изогнутым (подковообразным) рифам их поиски и предварительную оценку следует осуществлять путем бурения двух-трех многоствольных скважин, закладываемых по гребню рифовой ловушки.

Поиски зон развития линейно вытянутых рифовых тел необходимо проводить путем бурения профиля зависимых поисковых скважин в крест простирания древней береговой линии. В первую очередь необходимо изучать зоны замещения рифовых фаций зарифовыми и предрифовыми отложениями. Поиски открытых залежей и оценку их масштабов рекомендуется проводить по методике критического направления, т. е. путем опережающего

бурения скважин в указанных выше зонах возможного замещения пород.

Глубина поисковых скважин должна обеспечивать изучение всего перспективного разреза площади с учетом технических возможностей бурения.

Комплекс исследований и работ в поисковых скважинах включает:

- отбор керна (сплошной в интервалах предполагаемого залегания нефтегазоносных горизонтов, а также на границах стратиграфических подразделений);
- отбор шлама через каждые 1-5 м в интервале нефтегазоперспективных горизонтов;
- геолого-технологические, геохимические и промыслово-геофизические исследования скважин;
- опробование и испытание в процессе бурения перспективных нефтегазоносных комплексов с отбором проб пластовых флюидов, при необходимости – поинтервальное опробование и испытание;
- испытание в колонне нефтегазоносных, а также водоносных (в законтурной части залежи) пластов с отбором глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды.

По результатам работ на стадии поиска и оценки месторождений (залежей) проводится систематизация геолого-геофизических материалов и составляется отчет о результатах поисково-оценочных работ.

В случае открытия месторождения (залежи) проводится подсчет геологических и извлекаемых запасов углеводородов, а также сопутствующих компонентов в соответствии с действующими нормативными документами.

Порядок выполнения лабораторной работы №8

1. Проанализировать имеющиеся геолого-геофизические данные, включающие сводный литолого-стратиграфический разрез исследуемого нефтегазоносного комплекса, структурные карты кровли (подшвы) нефтегазоносного комплекса со схемой размещения сейсморазведочных профилей, временные и

сейсмогеологические разрезы, схему распределения нефтегазоносности внутри комплекса и др.

2. Выделить природные резервуары (субрезервуары) и их составные части в составе нефтегазоносного комплекса исследуемой территории на основе описаний керна, литолого-стратиграфических схем корреляции отложений и данных опробования и испытания поисково-разведочных скважин.

3. Определить на структурной карте кровли нефтегазоперспективного горизонта местоположение поисково-оценочных скважин и очередность ввода их в бурение. Расположение скважин должно опираться на имеющуюся сетку сейсмических профилей (крест профилей или номер пикета на профиле).

4. Составить пояснительную записку с обоснованием перспектив нефтегазоносности территории, размещения системы скважин, очередности их бурения. Обосновать глубины скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная литература

1. Геология и геохимия нефти и газа: учебник / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин 3-е издание дополненное и исправленное М.: Изд-во МГУ, 2012. 432 с.
2. Геология нефти и газа: монография / К. Бека, И. Высоцкий М.: Недра, 1976. 592 с.
3. Геология нефти и газа на рубеже веков: монография / Н.А. Еременко, Г.Б. Чилингар М.: Наука, 1996. 176 с.

Дополнительная литература

4. *Леворсен А.И.* Геология нефти и газа. М.: Мир, 1970. 638 с.
5. Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа. Л.: ВНИГРИ, 1989. 103 с.
6. Методические рекомендации по составлению карт природных резервуаров нефти и газа. М.: ВНИГНИ, 1990. 56 с.
7. *Селли Р.Ч.* Древние обстановки осадконакопления (пер. с англ.). М.: Недра, 1989. 296 с.
8. Словарь по геологии и геохимии нефти и газа / под ред. К.А. Черникова Л.: Недра, 1988. 679 с.
9. Словарь по геохимии нефти и газа / под ред. С.Г. Неручева СПб.: Недра, 1998. 576 с.
10. *Уилсон Дж. Л.* Карбонатные фации в геологической истории (пер. с англ. под ред. В.Т. Фролова). М.: Недра, 1980. 464 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Лабораторная работа №1	5
Лабораторная работа №2	9
Лабораторная работа №3	14
Лабораторная работа №4	18
Лабораторная работа №5	21
Лабораторная работа №6	25
Лабораторная работа №7	30
Лабораторная работа №8	33
Список литературы	39

ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ НЕФТИ И ГАЗА

*Методические указания к лабораторным работам
для студентов специальности 21.05.02*

Сост. *Ю.В. Нефедов*

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

Ответственный за выпуск *Ю.В. Нефедов*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 30.06.2020. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 2,3. Усл.кр.-отг. 2,3. Уч.-изд.л. 2,1. Тираж 75 экз. Заказ 484.

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