

**УТВЕРЖДАЮ**

Директор ИПР

\_\_\_\_\_ А.Ю. Дмитриев

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

**РАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ  
РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ**

**Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов направления 21.05.02. «Прикладная геология»**

**Институт природных ресурсов  
Обеспечивающая и выпускающая кафедра – геологии и разведки  
полезных ископаемых**

Курс – 5

Семестр – 9

Учебный план приема 2012 г.

Распределение учебного времени:  
самостоятельная (внеаудиторная) работа – 54 часа;  
дифференцированный зачет – 9 семестр

2016 год



## СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

Курсовая работа выполняется по материалам производственной практики или с использованием геологических материалов кафедры геологии и разведки полезных ископаемых и других кафедр Института природных ресурсов Томского политехнического университета. При выборе темы курсовой работы необходимо оценить возможность продолжения исследований с целью подготовки выпускной квалификационной работы.

Ниже приведено ориентировочное содержание курсовых работ.

На примере структуры-спутника к основному месторождению УВ необходимо изучить ее геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и составить проект бурения поисковой скважины 1-П.

### ***Реферат (ПРИМЕР)***

Курсовая работа содержит \_\_\_ страниц текста, \_\_\_ рисунков, \_\_\_ таблиц, \_\_\_ приложений и \_\_\_ источников литературы.

Реферат. Целевое назначение работ. Общие сведения о площади.

Разрез отложений, подлежащий вскрытию скважинами (в крупных стратиграфических единицах). Тектоническое положение. Наличие структуры и степень ее подготовленности к глубокому бурению. Нефтегазоносные комплексы. Рекомендации по проекту: количество скважин, проектные глубины, проектные горизонты.

Другие сведения, приведенные в проекте: геолого-геофизическая изученность; методика, объемы и условия проведения проектируемых работ, их продолжительность, геолого-экономическая эффективность и основные технико-экономические показатели поисковых работ и др. сведения о проектных решениях.

Проект составлен по «Правилам подготовки проектной документации на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых» (2016 г.).

**Ключевые слова:** \_\_\_\_\_.



## 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ

### 1.1. Общие сведения об объекте

Целевое назначение проектируемых поисковых работ.

Административное положение района работ.

Перспективность данного направления поисков для обеспечения прироста планируемых запасов углеводородов и создания предпосылок для дальнейшего развития работ в районе.

Технико-технологические возможности решения проектируемых геологических задач глубоким бурением с указанием общего количества скважин, их проектных глубин, горизонтов.

### 1.2. Географо-экономические условия

Таблица 1.1 – Географо-экономические условия района

№ п/п	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	
2	Место базирования Недропользователя	
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубина	
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	
7	Количество осадков	
8	Преобладающее направление ветров и их сила	
9	Толщина снежного покрова и его распределение	
10	Геокриологические условия	
11	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	



Продолжение таблицы 1.1

1	2	3
13	Населенные пункты и расстояния до них	
14	Состав населения	
15	Ведущие отрасли народного хозяйства	
16	Наличие материально-технических баз	
17	Действующие и строящиеся газо- и нефте-проводы	
18	Источники: теплоснабжения электроснабжения	
19	Виды связи	
20	Пути сообщения	
21	Условия перевозки вахт	
22	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования подрядчика и объекта работ	
23	Наличие зимников, срок их действия	
24	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения.	
25	Речные пути и период навигации по ним	
26	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспечению стройматериалами.	

**В главу необходимо поместить обзорную карту площади.**

## 2. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ОБЪЕКТА

### 2.1. Геолого-геофизическая изученность

Раздел должен содержать следующие сведения и данные в отношении объекта:

а) сведения о геологической, гидрогеологической, геохимической, геофизической, геоморфологической, экологической изученности объекта геологического изучения;

б) обзор, общее описание и краткий анализ результатов ранее выполненных на объекте геологоразведочных работ, включая сведения об изученности объекта по результатам научно-исследовательских и тематических работ;



Таблица 2.1. Методы поисков, изучения нефтегазоперспективных структур и объектов АТЗ и подготовки их к глубокому бурению – структурно-геологическое картирование, дистанционные и геофизические методы картирования (гравиметрия, магнитометрия, термометрия, электроразведка и сейсморазведка как ведущий метод), геохимические методы поисков нефти и газа, структурное бурение. Результаты окончательной обработки геофизических, геохимических и геологических исследований с указанием наличия паспорта на структуру или объект АТЗ, а также результаты переинтерпретации геофизических материалов прошлых лет на современной методической основе. Проекты предшествующего этапа или стадии геологоразведочного процесса на нефть и газ и результаты выполненных работ.

Таблица 2.2. Результаты бурения и испытания параметрических и других глубоких скважин на данной площади и отдельных скважин на соседних площадях (аналогах), вскрывших наиболее полный разрез или продуктивные и перспективные в нефтегазоносном отношении комплексы.

Таблица 2.1 – Геолого-геофизическая изученность района проектируемых работ

№ п/п	Авторы отчета, год, наименование, организация, проводившая работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследований

Таблица 2.2 – Изученность глубоким бурением

№ п/п	Площадь, скважина	Категория скважины	Фактические <u>глубина, м</u> горизонт	Аль- туда, м	Дата оконча- ния стро- ительства	Результаты бурения, опробования, испытания, состояние скважины

**В главу необходимо поместить картограммы геологической и геофизической изученности площади (можно использовать материалы ФГБУ «ВСЕГЕИ»: <http://vsegei.com/ru/info/gisatlas/>).**



## 2.2. Геологическое строение площади

### 2.2.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

Фактические данные, послужившие основанием для составления проектного разреза (результаты геологических съемок, сейсмических исследований, бурения скважин на данной и соседних площадях, геофизических исследований скважин и др.). Краткое описание сводного литолого-стратиграфического разреза района (площади) в стратиграфической последовательности (снизу-вверх) согласно принятой стратиграфической схеме. Краткая литологическая характеристика отложений, слагающих разрез.

Пространственное распространение стратиграфических единиц, их толщина и выдержанность, несогласное залегание пород, отражающие сейсмические горизонты.

При описании свит необходимо придерживаться следующей схемы:

- название свиты, **ее стратиграфический индекс**,
- характер взаимоотношения с нижележащими отложениями (с угловым несогласием, параллельно с размывом, согласное залегание, неясная граница),
- литологическая характеристика пород,
- фациальная характеристика (континентальные, лагунные, морские и т. д., вещественный состав, структурно-текстурные признаки, палеонтологические остатки и др.). Здесь же отражаются геохимические фации (восстановительная, нейтральная, окислительная, аутигенные минералы-индикаторы),
- палеонтологическая характеристика и выводы о возрасте свиты.
- нефтегеологическая характеристика свит. Отмечается наличие в ней проницаемых пластов коллекторов, содержание органического вещества, приводится нефтематеринская характеристика свиты, отмечаются флюидоупорные свойства,
- толщина и характер ее изменения по простиранию.

**Необходимо указать на основе какого МСК приведена стратиграфическая разбивка. Для каждой свиты указать толщину, категорию буримости и категорию по трудности отбора керна. А также расписать приуроченность отражающих сейсмических горизонтов.**

**Раздел сопровождается проектным геологическим разрезом площади проектируемых работ, а в случае необходимости – литолого-фациальными картами перспективных горизонтов (комплексов) или толщ-покрышек или картами литолого-фациальных изменений (зон выклинивания) толщ-коллекторов, толщ-покрышек.**

### 2.2.2. Тектоника

Тектоническое положение площади проектируемых работ согласно геотектоническому районированию данного региона.

Геоструктурные этажи с указанием их стратиграфического объема и формационного состава. Особенности строения основных тектонических элементов этажей с краткой историей тектонического развития, перерывы в осадконакоплении, геофизические аномалии, зоны регионального выклинивания, палеоструктуры и глубинные разломы, прочие структурные осложнения и тектонические тела: рифы, бары, линзы, эрозионные останцы.



Описание локальной структуры по основным отражающим горизонтам. Тип структуры, размеры, ориентировка, амплитуда, разрывные нарушения, характер прослеживания отражающих горизонтов по площади, их гипсометрия и стратификация, а также подтверждаемость данными скважинных сейсмических исследований и параметрического бурения, если последнее предшествовало поисковому. Описание других аномальных структур и тектонических тел (рифты).

Тектонические предпосылки нефтегазоносности.

Возможные пути региональной миграции УВ и положение площади относительно путей этой миграции.

**Глава иллюстрируется тектонической картой (схемой), структурными картами по основным отражающим горизонтам и сейсмическими разрезами по профилям (продольным и поперечным), палеотектоническими картами (при необходимости). Указать авторов и год издания карт.**

### 2.2.3. Нефтегазоносность

Положение площади проектируемых работ согласно нефтегазогеологическому районированию. Нефтегазоносность мегакомплексов и комплексов, перспективных на поиски углеводородов, основные геологические предпосылки нефтегазоносности для каждого из них. Нефтегазопроявления, выявленные при проводке скважин на данной или соседних площадях, а также результаты опробования и исследования отдельных скважин. Термобарическая характеристика нефтегазоносных комплексов, характеристика и химический состав флюидов. Общая оценка потенциальных ресурсов по категориям.

Состояние и надежность ресурсов нефти и газа на объекте проектирования согласно «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (2013).

Вывод о перспективах нефтегазоносности разреза, прогноз характера ловушки, коллекторов, покрышек, фазового состояния углеводородов.

**В главу поместить таблицу физико-химической характеристики нефти.**

**Глава иллюстрируется картой нефтегеологического районирования. Структурные карты по основным отражающим сейсмическим горизонтам масштаба 1:50 000, геологический профиль или сейсмогеологический профиль. Указать запасы наиболее продуктивного горизонта основного месторождения.**

### 2.2.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

Приуроченность площади проектируемых работ к артезианскому бассейну согласно гидрогеологическому районированию.

Гидрогеологические этажи, комплексы и региональные водоупорные толщи. Характеристика гидрогеологических комплексов с указанием глубин их залегания, гидродинамических режимов. Результаты опробования водоносных объектов на данной площади или по отдельным скважинам соседних площадей. Характеристика пластовых вод по общей минерализации и солевому составу, газонасыщенности, пластовым давлениям и температурам.

**В главу необходимо поместить таблицу гидрогеологические и гидрогеохимические показателей перспектив НГН.**

Методические  
указания



Ф ТПУ 7.1-21/01

Таблица 2.3 – Результаты испытания скважин

№ скв. Alr	Пласт	Интервал испытаний, м	Диаметр штуцера, шайбы, динамиче- ский уро- вень	Дебит				Рпл, атм Тпл, °С	Рзаб, атм.	Депрес- сия, ΔР	Газовый, газо- конден- сатный фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Коэф. проду- ктив- ности
				газа, тыс. т.м <sup>3</sup> /сут	конден- сата, м <sup>3</sup> /сут	нефти, м <sup>3</sup> /сут	воды, м <sup>3</sup> /сут					

Таблица 2.4 – Физико-химическая характеристика нефти и конденсата (по поверхностным пробам)

№№ скв.	Пласт	Интервал	Вязкость		Фракционный состав						Элементарный состав					Парафин	Асфа- льтены	Смо- лы.	Уд. вес
			при20	При50	Н.К	До150	До200	До250	До270	До300	Остат.	С	Н	О	N				

Таблица 2.5 – Химический состав и физические свойства пластовых вод по скважинам

№№ скв.	Интервал опробования	пласт	Минерализация воды, г/л	Ионно-катионный состав, мг/л										Тип воды по Сулину			
				Ca	Mg	Na	Cl	SO <sub>4</sub>	HCO <sub>3</sub>	J	Br	HBO <sub>2</sub>	NH <sub>4</sub>				





### 3. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ

#### 3.1. Цели и задачи поисково-оценочных работ

Обоснование постановки поисков месторождений нефти и газа или залежи на ранее открытых месторождениях, исходя из регионального и локального прогноза нефтегазоносности перспективных комплексов с учетом всех поисковых критериев (литолого-фациальные, тектонические, гидрогеохимические критерии и наличие нефтепроявлений).

Метод подготовки объектов к глубокому бурению (сейсмика, структурные карты).

Целевое назначение поискового бурения в зависимости от степени изученности объекта поисков, перспектив нефтегазоносности, экономического положения района. Наличие инфраструктуры, нефтепровода, в непосредственной близости нефтепромысла, геолого-технических условий проведения работ.

Геологические задачи, возлагаемые на поисково-оценочные работы.

#### 3.2 Система расположения поисковых скважин

Обоснование методики заложения скважин, обеспечивающей выполнение геологических задач минимальным их числом в зависимости от особенностей строения структуры (объекта НАЛ или АТЗ (аномалия типа залежь)) и прогнозируемого типа ловушки.

Система расположения скважин согласно «Методическим указаниям по ведению работ на стадиях поисков и разведки месторождений нефти и газа (1982) и «Методическим рекомендациям по выбору системы размещения поисковых скважин» (1982) с учетом рекомендации геофизической службы, подготовившей структуру (объект АТЗ). Общее количество поисковых скважин с выделением независимых и зависимых в соответствии с п.п. 2.3.2 и 2.3.4 «Методических указаний по ведению работ на стадиях поисков и разведки месторождений нефти и газа» (1982). Очередность бурения, местоположение скважин относительно структуры (объекта НАЛ или АТЗ) и сейсмических профилей. Обоснование проектных глубины и горизонта, исходя из глубины залегания объектов поисков и технических возможностей.

**Обоснование местоположения трёх проектных независимых скважин на структуре и дополнительных 3-4 поисково-оценочных скважин в зависимости от сложности строения структуры и количества перспективных объектов в разрезе площади.**

**Возможность поисков залежей углеводородов, связанных с ловушками неантиклинального типа. Для каждой скважины указываются конкретные геологические задачи, для решения которых она проектируется, и обосновывается выбор ее местоположения.**

**Пример** Скважина 1-П закладывается на юго-западном склоне центрального купола в контуре изогипсы с а.о. -2150 м структурной карты по кровле пласта Ю<sub>1</sub>, в зоне перспективного объекта, выделенного на карте эффективных газонасыщенных толщин по пласту



Ю<sub>1</sub>, в пойме палеорусл с максимально газонасыщенными толщинами, где ожидается открытие структурно-литологической ловушки в пласте Ю<sub>1</sub> наунакской свиты.

Цель бурения скважины – выявление залежей углеводородов в продуктивных пластах горизонта Ю<sub>1</sub> наунакской свиты, определение межфазового состояния выявленных залежей. Выявление залежей углеводородов, изучение и оценка нефтегазонасыщенности перспективных отложений от нижнего мела до палеозоя, изучение ФЕС пластов, получение притоков УВ, а также изучение геологического строения осадочного чехла и доюрских образований. Проектная глубина 2500 м, проектный горизонт – палеозой. Толщина вскрытия дюрских отложений 61 м.

Глубина поисково-оценочной скважины должна обеспечить изучение всего перспективного разреза площади с учётом технических возможностей бурения, и может корректироваться Заказчиком в процессе строительства скважины с учётом данных ГИС.

Если в процессе проведения работ будут обнаружены нефтегазопроявления в районе забоя скважины, проектная глубина скважины увеличивается до прекращения нефтегазопоявлений, из расчёта вскрытия этой залежи.

### **3.3 Геологические условия проводки скважин**

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями проводки скважин с учетом опыта бурения на данной или соседних площадях. Литологические особенности, категории твердости и абразивности пород согласно «Комплексной методике классификации горных пород геологического разреза, разделения его на характерные пачки пород и выбора рациональных типов и конструкций шарошечных долот для эффективного разбуривания нефтяных и газовых месторождений» (1980). Сведения по ожидаемым пластовым давлениям, температурам, углам и направлению падения пластов (таблица 3.1).

Ожидаемые в процессе бурения осложнения, обусловленные литологическими, геохимическими, гидрогеологическими, геотермическими особенностями проектного разреза и геологического строения района (осыпи, обвалы, сужения ствола, сальнико-, каверно-, желобообразования, поглощение глинистого раствора, водопроявления). Интервалы нефтегазопоявлений, агрессивного воздействия сероводорода и его процентное содержание, аномально высоких и низких пластовых давлений, зоны термоаномалий, текучих галогенных пород, рапопроявлений, криозоны (таблица 3.2).

**Пример:** Строительство скважин планируется проводить, исходя из опыта проводки аналогичных скважин на территории Томской области, с применением передовых технологий бурения, обусловленных необходимостью обеспечения максимального её соответствия свойствам разбуриваемых горных пород в заданных условиях их залегания в геологическом разрезе скважины, а также в соответствии с Едиными техническими правилами ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях.

Опыт бурения на площадях и месторождениях Томской области показывает, что аномально высоких или низких пластовых давлений в разрезе большинства скважин не встречалось, пластовые давления незначительно (до 5 %) превышают гидростатические. Однако, при вскрытии отложений баженовской при бурении скважины на Западно-



Квензерской площади было выявлено аномально высокое пластовое давление (АВПД), приведшее к нефтегазопроявлению на устье скважины. В скважине Федюшкинского месторождения также было отмечено АВПД в баженовских отложениях, где был получен промышленный приток нефти. Это необходимо учесть при выборе прочностных характеристик эксплуатационной колонны и параметров промывочной жидкости.

Пластов с агрессивным воздействием сероводорода в разрезе нет. Ожидаемая плотность пластовых флюидов – 0,6-0,8 г/см<sup>3</sup>, минерализация пластовых вод меловых отложений – 6-25 г/л, юрских и палеозойских – 10-70 г/л.

Горно-геологические условия проводки скважин позволяют провести процесс бурения успешно и безаварийно при условии соблюдения технологии проводки скважин (таблица 3.1).

При бурении поисково-оценочной скважины проектируется вскрытие отложений мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и верхней части доюрского фундамента. Геологические условия проводки проектных скважин приведены в таблице.

Вскрываемые породы по крепости (твёрдости) подразделяется на 4 категории:

I – мягкие породы представлены песками, суглинками, глинами, алевролитами, опоками, мергелями;

II – средние породы – уплотненными глинами, алевролитами, песчаниками;

III – твердые породы – более плотными и крепкими песчаниками, алевролитами, аргиллитами, карбонатизированными песчаниками, глинистыми алевролитами;

IV – крепкие породы – эффузивные породы, кварцевые порфириты, метаморфизированные породы.

В процессе бурения проектных скважин возможны осложнения, обзор которых представлен ниже в таблице 3.2.

Методические  
указания



Ф ТПУ 7.1-21/01

Таблица 3.1 – Геологические условия проводки проектной поисково-оценочной скважины №1-П (ПРИМЕР)

№№ п/п	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Литологические особенности и характеристика разреза	Категория пород по абразивности	Категория пород по твердости	Ожидаемые пластовые		
	от (кровля)	до (подошва)	толщина, м	название	индекс				Рпл, МПа	Тпл, °С	углы и направления падения пластов
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	20	20	Четвертичные отложения	Q	суглинки, глины	4, 4	I	0,2	0,6	горизонтально
2	20	30	10	Чановская свита	N <sub>2</sub> chn	пески, супеси, глины	10, 4, 4	I	0,2-0,3	0,6-0,9	горизонтально
3	30	40	10	Ютымские слои	N <sub>2</sub> utm	глины, пески	4, 10		0,3-0,4	0,9-1,2	горизонтально
4	40	50	10	Таволжанская свита	N <sub>2</sub> tv	глины, пески	4, 10	I	0,4-0,5	1,2-1,5	горизонтально
5	50	60	10	Бещеульская свита	N <sub>2</sub> bch	глины, алевриты, пески	4, 6, 10	I	0,5-0,6	1,5-1,8	горизонтально
6	60	80	20	Абросимовская свита	N <sub>1</sub> ab	глины, алевриты, пески	4, 6, 10	I	0,6-0,8	1,8-2,4	горизонтально
7	80	130	50	Туртасская свита	P <sub>3</sub> trt	глины, алевриты, пески	4, 6, 10	I	0,8-1,3	2,4-3,9	горизонтально
8	130	150	20	Новомихайловская свита	P <sub>3</sub> nvm	глины, алевриты, пески	4, 6, 10		1,3-1,5	3,9-4,5	горизонтально
9	150	160	10	Атлымская свита	P <sub>3</sub> atl	пески, алевриты, глины	10, 6, 4	I	1,5-1,6	4,5-4,8	горизонтально
10	160	195	35	Тавдинская свита	P <sub>2</sub> tv	глины, алевриты	4, 6	I	1,6-1,9	4,8-5,9	горизонтально
11	195	285	90	Люлинворская свита	P <sub>1-2</sub> ll	глины, опоки, песчаники	4, 4, 10	I	1,9-2,85	5,9-8,55	горизонтально
12	285	310	25	Талицкая свита	P <sub>1</sub> tl	глины, алевриты, песчаники	4, 6, 10	I	2,85-3,1	8,55-9,3	горизонтально
13	310	360	50	Ганькинская свита	K <sub>2</sub> gn	глины, пески, алевриты	4, 10, 6	I	3,1-3,6	9,3-10,8	горизонтально

Методические  
указания



Ф ТПУ 7.1-21/01

Окончание таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
14	360	447	87	Славгородская свита	K <sub>2</sub> slv	глины, алевролиты песчаники	4, 6 10	I	3,6-4,5	10,8- 13,4	горизонтально
15	447	617	170	Ипатовская свита	K <sub>2</sub> ip	песчаники алевролиты, глины	10 6, 4	I	4,5-6,2	13,4- 18,5	горизонтально
16	617	632	15	Кузнецовская свита	K <sub>2</sub> kz	глины	4	I	6,2-6,4	18,5- 19,0	горизонтально
17	632	1490	858	Покурская свита	K <sub>1-2</sub> pk	песчаники алевролиты, глины	10 6, 4	II	6,4-15,2	19,0- 44,7	горизонтально 0-1
18	1490	2006	516	Киялинская свита	K <sub>1</sub> kl	песчаники алевролиты, глины	10 6, 4	II	15,2-20,3	44,7- 60,2	0-3
19	2006	2060	54	Тарская свита	K <sub>1</sub> tr	песчаники алевролиты, глины	10 6, 4	II	20,3-21,0	60,2- 61,8	0-2; 0-3
20	2060	2240	180	Куломзинская свита	K <sub>1</sub> klm	глины, аргиллиты песчаники	4, 4 10	III	21,0-23,1	61,8- 67,2	0-3
21	2240	2249	9	Баженовская свита	J <sub>3</sub> bg	аргиллиты	4	III	23,1-23,4	67,2- 67,5	0-3
22	2249	2280	31	Наунакская свита	J <sub>2-3</sub> nn	песчаники, угли алевролиты, аргиллиты	10, 5 6, 4	III	23,4-24,2	67,5- 68,4	0-3
23	2280	2439	159	Тюменская свита	J <sub>2</sub> tm	песчаники, угли алевролиты, аргиллиты	10, 5 6, 4	III	24,2-25,9	68,4- 73,2	до 3-5
24	2439	2445	6	Кора выветривания	KB	карбонитизированные брекчии	9	IV	25,9	73,2- 73,4	
25	2445	2500	55 (вскрытая часть)	Палеозой	Pz	метаморфизированные породы	9	IV	25,9-26,5	73,4- 75,0	до 9

Таблица 3.2 – Ожидаемые осложнения при бурении

№ пп	Интервал глубин, м	Возраст пород	Вид осложнения	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4	5
Возможные осложнения				
1		Q N <sub>2</sub> chn - N <sub>1</sub> ab P <sub>3</sub> trt- P <sub>1</sub> tl K <sub>2</sub> gn- K <sub>2</sub> ip K <sub>1-2</sub> pk K <sub>1</sub> tr - K <sub>1</sub> kl KB+Pz	Осыпи и обвалы стенок скважины	Повышенная водоотдача, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам, низкая плотность бурового раствора. Несоблюдение скоростей бурения, проработки и промывки ствола скважины
2		Q N <sub>2</sub> chn - N <sub>1</sub> ab P <sub>3</sub> trt- P <sub>3</sub> atl K <sub>1-2</sub> pk K <sub>1</sub> tr - K <sub>1</sub> kl KB+Pz	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости, повышение водоотдачи, не соблюдения режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб
3		Q N <sub>2</sub> chn - N <sub>1</sub> ab P <sub>3</sub> trt- P <sub>3</sub> atl K <sub>1-2</sub> pk	Водопроявление	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического
4		J <sub>2-3</sub> nn- J <sub>2</sub> tm	Нефтегазоконденсатоводопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического
5		KB+Pz	Водопроявление	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического
Прихватоопасные зоны				
1		Q N <sub>2</sub> chn - N <sub>1</sub> ab P <sub>3</sub> trt- P <sub>1</sub> tl K <sub>2</sub> gn- K <sub>2</sub> ip	от перепада давления, от обвала неустойчивых пород	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.

Окончание таблицы 3.2

1	2	3	4	5
2		K <sub>2</sub> kz K <sub>1-2</sub> pk	От заклинки и сальникообразования, разбухание глинистых пород, от перепада давления	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной
3		K <sub>1</sub> tr	Сужение ствола скважины	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы, длительное время оставление инструмента на забое без промывки
4		KB+Pz	от перепада давления, от обвала пород, от заклинок сальникообразования	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной, несоблюдение проектных параметров раствора, режима промывки
<b>Прочие возможные осложнения</b>				
1		P <sub>2</sub> tv- K <sub>2</sub> slv	кавернообразование	За счёт потери устойчивости стенок ствола в следствии некачественного бурового раствора
2		K <sub>2</sub> kz	кавернообразование, сужение ствола	За счёт разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола в следствии некачественного бурового раствора
3		K <sub>1</sub> kl- K <sub>1</sub> klm	незначительное кавернообразование, сужение ствола	За счёт разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола в следствии некачественного бурового раствора

### 3.4 Характеристика промывочной жидкости

Характеристика промывочной жидкости, исходя из условий вскрытия проектного разреза и согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности». (табл. 3.3).

**Пример главы 3.4.** Качественная проводка поисковой скважины 1 зависит от правильного выбора и расчета параметров бурового раствора. Расчет плотности бурового раствора производим согласно требованиям «Единых технических правил ведения буровых работ».

В соответствии с разделом XVII «Требования безопасности к применению буровых растворов» Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» проектные решения по выбору плотности бурового раствора должны предусматривать создание столбом раствора гидростатического давления на забой скважины и вскрытие продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее:

- 10% для скважин глубиной по вертикали до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);
- 5% для интервалов от 1200 м по вертикали до проектной глубины.

При бурении скважины в интервале 0-1000 м превышение гидростатического давления над пластовым (репрессия) должно составлять не менее 10%.

*Расчёт плотности бурового раствора в интервале 0-1000 м*

**Пластовое давление:**  $P_{пл} = \alpha_{пл} \times L = 0,101 \times 1000 = 101 \text{ кг/см}^2$ ;

где *градиент пластового давления*  $\alpha_{пл} = (P_{пл2} - P_{пл1}) / (L_2 - L_1)$

Превышение гидростатического давления над пластовым (репрессия) составляет:

$P_p = 0,10 \times P_{пл} = 0,10 \times 101 = 10,1 \text{ кг/см}^2$ ,

Плотность бурового раствора:

$\rho_{мин} = (P_{пл} + P_p) / 0,1 / L = (101 + 10,1) / 0,1 / 1000 = 1,111 \text{ г/см}^3$

С учётом устойчивости стенок ствола скважины расчёт произведён по максимальной величине не более 15 атм.

$$Y_{\text{мак}} = (P_{\text{пл}} + \Delta P) / 0,1 / L = (101 + 15) / 0,1 / 1000 = 1,16 \text{ г/см}^3,$$

где  $\Delta P = 15 \text{ атм}$ .

Расчёт плотности бурового раствора в интервале 1000 - 2240 м

Пластовое давление:  $P_{\text{пл}} = \alpha_{\text{пл}} \times L = 0,103 \times 2240 = 230,720 \text{ кг/см}^2$ .

Превышение гидростатического давления над пластовым (репрессия):

$$P_p = 0,05 \times P_{\text{пл}} = 0,05 \times 230,720 = 11,536 \text{ кг/см}^2.$$

Плотность бурового раствора:

$$Y = (P_{\text{пл}} + P_p) / 0,1 / L = (230,720 + 11,536) / 0,1 / 2240 = 1,081 \text{ г/см}^3.$$

Расчёт плотности бурового раствора в интервале 2240 - 2500 м

Пластовое давление:  $P_{\text{пл}} = \alpha_{\text{пл}} \times L = 0,106 \times 2500 = 265 \text{ кг/см}^2$ .

Превышение гидростатического давления над пластовым (репрессия):

$$P_p = 0,05 \times P_{\text{пл}} = 0,05 \times 265 = 13,25 \text{ кг/см}^2.$$

Плотность бурового раствора:

$$Y = (P_{\text{пл}} + P_p) / 0,1 / L = (265 + 13,25) / 0,1 / 2500 = 1,113 \text{ г/см}^3.$$

Для обеспечения нормальной проводки скважины, исходя из горно-геологических условий вскрытия разреза и накопленного опыта бурения глубоких скважин, предусматривается применение промывочной жидкости с параметрами, указанными ниже в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Характеристика промывочной жидкости (ПРИМЕР)

Интервал бурения	Тип промывочной жидкости	Параметры промывочной жидкости							Наименование химреагентов
		Плотность, г/см <sup>3</sup>	Вязкость, сек	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	Корочка, мм	Песка, %	СНС мг/см <sup>2</sup>	Ph	
0 – 1000	полимерглинистый	1,11	35 - 40	до 8	1,0	до 1,5	20/25 - 30/35	7-8	сайпан, габроил, НТФ, сода кальцинированная и каустическая, КМЦ, ФК
1000-2240		1,08	25 - 30	4-5	0,5	0,5	15/20 - 25/30	7-8	
2240-2500		1,11	25 - 30	4-5	0,5	0,5	15/20 - 25/30	7-8	

Для контроля параметров промывочной жидкости используется станция ГТИ, периодичность контроля - постоянная.

При бурении скважины в интервалах перспективных в нефтегазоносном отношении пластов, с целью предотвращения возможных нефтегазопроявлений и открытого выброса, бурение следует производить на качественном буровом растворе, при этом на буровой должен быть необходимый запас его и химреагентов для его обработки. Для предотвращения снижения гидростатического давления на пласт при подъёме бурового инструмента, необходимо производить постоянный долив скважины раствором.

Изменение плотности промывочной жидкости при бурении следует производить плавно, избегая резких скачков. Снижение плотности производить за 20-50 метров до начала указанных интервалов, учитывая скорость бурения.

Опыт бурения глубоких скважин в Западной Сибири, в т.ч. и в Томской области, показывает, что при проходке верхней части разреза, сложенной преимущественно мощными глинистыми толщами неогеновых, палеогеновых и верхнемеловых отложений, буровой раствор обогащается естественной глинистой фракцией, что существенно увеличивает объём бурового раствора и повышает его качество. Этот эффект необходимо использовать в процессе проводки скважин.

Ликвидацию поглощений промывочной жидкости необходимо проводить согласно «Временной инструкции по предупреждению и борьбе с поглощениями». Параметры промывочной



жидкости приводятся в соответствии с характером поглощения, в случае нефтегазопроявлений они также доводятся до соответствующих кондиций согласно «Методике глушения скважин».

Для осуществления очистки бурового раствора применяется циркуляционная система СОБР-1-Ц, вибросита ВС-1, пескоотделитель ПГ-400, илоотделитель ИГ-45М, центрифуга. Его химическая обработка осуществляется согласно режимно-технологической карте поинтервальной обработки бурового раствора.

### 3.5 Обоснование типовой конструкции скважин

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

**Строится совмещенный график давлений для обоснования конструкции скважин (рис. 3.1).**

Конструкция должна обеспечивать возможность проведения полного комплекса геофизических исследований, испытаний на приток жидкости и газа в открытом стволе и в колонне, гидродинамических исследований, отбора глубинных проб нефти; возможность перевода скважины в категорию эксплуатационных.

Особое внимание уделяется профилю ствола скважины, который должен быть строго вертикальный. В процессе проводки скважины возможны отклонения от проектного профиля (от вертикали), при этом допускается угол отклонения не более 1 град 30 минут на больших глубинах.

Сводные данные по типовой конструкции скважин (табл. 3.4).

**Пример главы 3.5.** Учитывая опыт проводки скважин в данном регионе, конкретные геологические условия и задачи, поставленные перед проектными скважинами, а также на основании расчетных совмещенных графиков давлений, настоящим проектом предусматривается следующая конструкция скважины 1.

Конструкция скважин должна обеспечивать:

- доведение скважины до проектной глубины;
- осуществление заданных способов вскрытия продуктивных отложений;
- предотвращение осложнений в процессе бурения и полное использование потенциальных возможностей техники и технологии в процессе ее эксплуатации;
- минимум затрат на строительство скважин;
- выполнение всех требований охраны недр и окружающей среды во время бурения и эксплуатации.

При обосновании конструкции скважины был проанализирован опыт проводки глубоких скважин, главным образом, в аналогичных горно-геологических условиях. Исходя из этого, предлагается конструкция скважины, которая приведена ниже.

Для предотвращения размыва устья скважины и поглощения бурового раствора при бурении под кондуктор в её конструкции предусмотрена установка направления.

**Направление** комплектуется обсадными трубами Ø324 мм с резьбовыми соединениями, глубина спуска 50 м, цемент до устья.

**Кондуктор** комплектуется обсадными трубами Ø245 мм. Минимально необходимая глубина спуска кондуктора определяется исходя из условий предотвращения гидроразрыва пород в необсаженном стволе скважины при закрытии устья в случае возможного открытого фонтанирования продуктивных горизонтов при полном замещении скважинной жидкости пластовым флюидом. Глубина его спуска определяется по формуле (3.1):

$$H = \frac{P_{пл} - (H_{пл} \cdot \gamma) / 10}{d / 1,05 - \gamma / 10}, \quad (3.1)$$

где  $P_{пл}$  – давление самого нижнего проявляющего пласта эксплуатационной колонны - 242 кг/см<sup>2</sup>;

$H_{пл}$  – глубина кровли нижнего проявляющего пласта - 2280 м;



$\gamma$  – плотность флюида нижнего проявляющего пласта в пластовых условиях – 0,6 г/см<sup>3</sup>;  
 $d$  – градиент гидроразрыва пород на глубине установки кондуктора – 0,172 кг/см<sup>2</sup>/м;  
1,05 – коэффициент запаса прочности.

Подставляя в формулу значения, получаем глубину спуска кондуктора 1021,4 м и принимаем глубину спуска кондуктора на глубине 1000 м с установкой башмака кондуктора в глинистых отложениях покурской свиты. Это позволит осуществить нормальную проводку скважины до проектной глубины. Высота подъема цемента – до устья.

**Эксплуатационная колонна** комплектуется из обсадных труб Ø168 мм, спускается до глубины 2439 м на кровлю доюрских образований с подъемом цементного раствора за колонной на 500 м выше башмака кондуктора, согласно п. 233 раздела XVIII Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Глубина спуска эксплуатационной колонны обосновывается необходимостью разобщения несовместимых условий проходки юрских и доюрских отложений и последующего качественного испытания перспективных горизонтов.

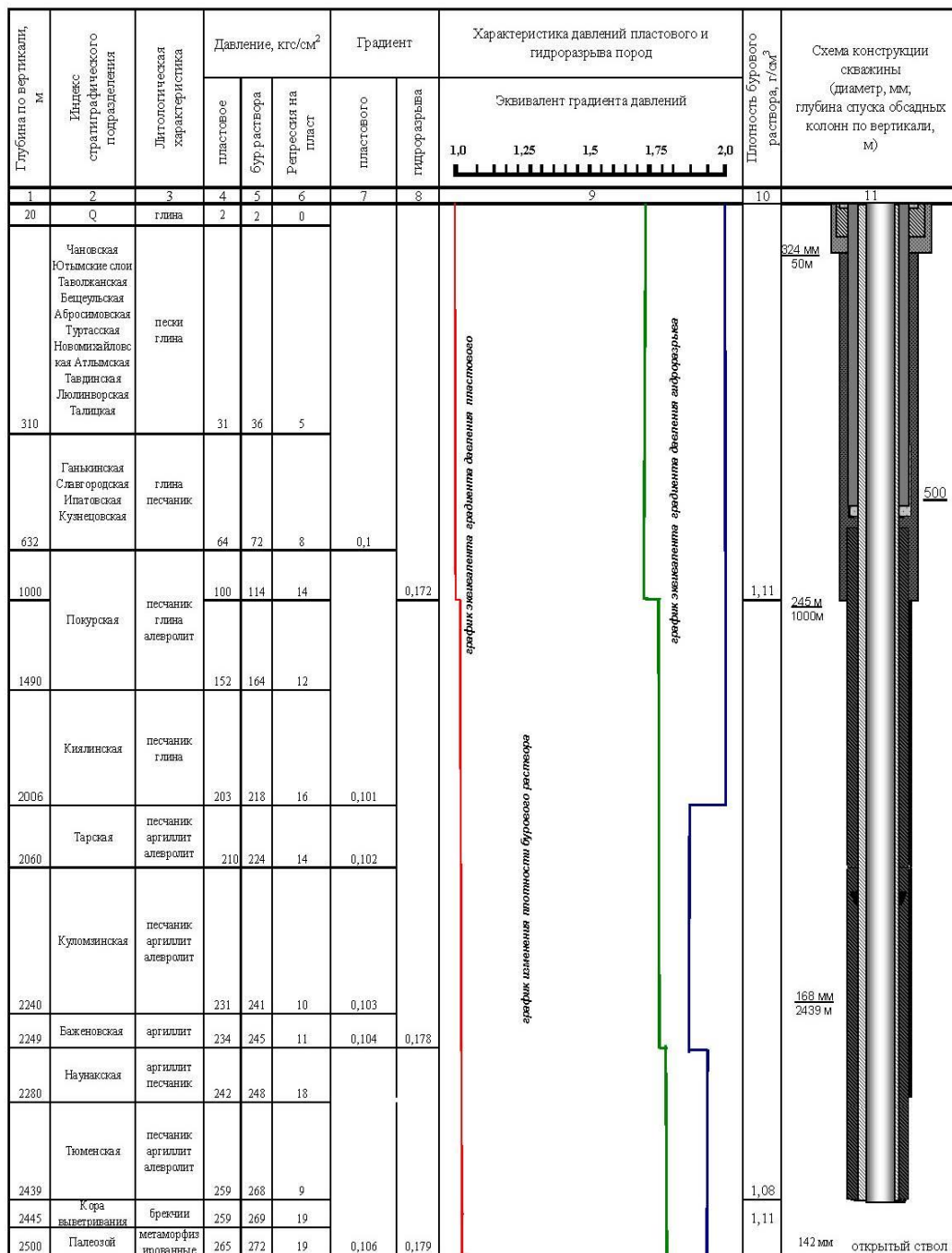


Рис. 3.1 – Совмещенный график давлений для обоснования  
проектной конструкции скважины

Сводные данные по типовой конструкции скважины приведены ниже в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Сводные данные по типовой конструкции скважины

№ № пп	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Группа проч- ности стали	Глубина спуска, м	Высота цемент- ного кольца, м
1	Направление	324	Д	0-50	0-50
2	Кондуктор	245	Д	0-1000	0-1000
3	Эксплуатационная	168	по расчёту	0-2439	500-2439

Каждая колонна после спуска цементируется, а затем проверяется на герметичность опрессовкой полутора кратным давлением от ожидаемого устьевого и снижением уровня, согласно раздела XIX Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Направление и кондуктор цементируются в одну ступень, эксплуатационная колонна в целях повышения качества крепления скважины - в две ступени с использованием муфты двухступенчатого цементирования.

Данная конструкция скважины обеспечит возможность проведения полного комплекса геофизических исследований, испытания на приток перспективных пластов в колонне, гидродинамических и газодинамических исследований, отбора проб пластовых флюидов.

### 3.6 Оборудование устья скважин

Типы противовыбросового оборудования, устанавливаемого на устье в зависимости от ожидаемого флюида и пластового давления в соответствующих интервалах (табл. 3.5).

**Пример главы 3.6.** Противовыбросовое оборудование устья скважины монтируется на кондуктор и используется при бурении под эксплуатационную колонну.

Комплект противовыбросового оборудования состоит из двух плашечных превенторов и одного универсального, рассчитанных на давление  $350 \text{ кгс/см}^2$ . Плашечные превенторы обеспечивают герметизацию устья скважины трубными плашками при наличии в скважине колонны труб и глухими плашками при отсутствии последней.

После установки превенторов на устье они опрессовываются водой на давление опрессовки колонны, на которую они устанавливаются.

Ниже в таблице 3.5 приведены типы противовыбросового оборудования, устанавливаемого на устье скважины.

Таблица 3.5 – Типы противовыбросового оборудования

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Ожидаемое устьевое давление, МПа	Количество превенторов, шт	Диаметр колонны, где устанавливается оборудование
ОП5-230/80x35 в т.ч. ППГ-280x35; ПУ-1-230-35	35 35 35	5,03	2 1	245
ОКК1-35-168x245 АФК2-65x35 ПМТР-156/35 ЛПЗС 65x35	35 35 35	15,0	2	168

### 3.7 Комплекс геолого-геофизических исследований

#### 3.7.1 Отбор керн и шлама

Обоснование отбора керн для изучения литологии и стратиграфии разреза, уточнения структурных построений и получения предварительной информации о фильтрационно-емкостных и экранирующих свойствах пород. Интервалы отбора керн в зависимости от степени изученности разреза и в соответствии с «Методическими указаниями по ведению работ на стадиях поисков и разведки месторождений нефти и газа» (1982) и «Методическими указаниями по оптимизации условий отбора керн и количества учитываемых образцов» (1983).

Категории пород по трудности отбора керн, общая проходка с отбором керн в метрах и процентах от толщины всего разреза и от его перспективной части, проектный вынос керн, условия его отбора и герметизации, согласно действующей «Инструкции по отбору, документации, обработке, хранению, сокращению и ликвидации керн скважин колонкового и разведочного бурения» (1973).

Интервалы отбора шлама.

Сведения по проектному отбору керн (табл. 3.6).

Всего: в % от общей проходки, в % от перспективной части разреза.

**Пример главы 3.7.1** Целевым назначением отбора керн в скважине является изучение литологии, емкостных и фильтрационных свойств, характера насыщения, петрофизических свойств перспективных пластов-коллекторов, уточнение возраста вскрытых отложений по палеонтологическим находкам, а также выявление прямых и косвенных признаков нефтегазоносности.

Проектом для решения вышеперечисленных задач предусматривается произвести отбор керн в юрских и доюрских отложениях. Объекты отбора керн согласованы с Заказчиком. Отбор керн из нижнемеловых отложений не предусматривается ввиду их изученности по керну, отобранному в раннее пробуренных скважинах участка недр. Данные отложения в процессе бурения скважины будут изучаться методами ГИС. Ниже в таблице 3.6 приводится порядок отбора керн в проектной скважине.

Таблица 3.6 – Сведения по проектному отбору керн

№ п/п	Интервал отбора, м		Проходка, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора керн
	от	до			
1	2240	2280	40	баженовская свита+ горизонт Ю <sub>1</sub> наунакской свиты	I

2	2280	2300	20	тюменская свита, пласт Ю <sub>2-4</sub>	I
3	2330	2360	30	тюменская свита, пласт Ю <sub>5-6</sub>	I
4	2380	2410	30	тюменская свита, пласты Ю <sub>8</sub> – Ю <sub>9</sub>	I
5	2425	2455	30	тюменская свита +зона контакта +палеозой	I
6	2495	2500	5	забойный керн	I
Итого 155 м, что составляет 6,2% от проектной глубины скважины и 59,62% от перспективной части разреза					

В процессе проводки скважины геологической службе разрешается корректировать интервалы и объекты отбора керна согласно фактическому разрезу. В случае появления в процессе бурения признаков нефтегазоносности на забое скважины, дальнейшее её углубление производится с отбором керна по всей толщине нефтенасыщенного пласта и пяти метров подстилающей толщи.

Отбор шлама при бурении проводится с глубины 1500 м, через 5 метров, в интервалах с проходкой без отбора керна, а в интервалах повышенных газопоказаний по данным газового каротажа – через каждые 2 метра проходки.

В настоящее время существует достаточно много способов, технологий отбора керна и керноотборного оборудования. Накопленный опыт позволяет с уверенностью утверждать, что современные технологии, применяемые при бурении с отбором, не только повышают показатели выноса керна, но и его качество (сохранность колонки). В зависимости от производственных задач, объемов финансирования и целей отбора керна могут быть применены различные технологические приемы отбора и различное керноотборное оборудование.

### 3.7.2 Геофизические и геохимические исследования

Комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) в соответствии с «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований в скважинах» (1984) и обязательным комплексом, разработанным государственным геологическим предприятием для конкретного района.

Основные, дополнительные и специальные методы, определяемые геологическими задачами, геолого-геофизической характеристикой разреза и условиями измерений. Обоснование отклонений от обязательного комплекса.

Газовый каротаж, геолого-технологические исследования, скважинная сейсморазведка и геотермические исследования.

Проектируемый комплекс ГИС сводится по разделам, определяющим их целевое назначение (табл. 3.7).

**Пример главы 3.7.2** Проектный объем геофизических исследований (ГИС) составлен с учётом «Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах», «Методических указаний по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических исследований нефтяных и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» РД153-39.0-109-01 (Москва, 2002 г.), а также исходя из опыта проведения данных исследований в аналогичных скважинах. Сведения по проектируемому комплексу ГИС приведены ниже в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Проектируемый комплекс геофизических исследований в скважине

№ п/п скважины, м	Забой	Виды исследований, их целевое назначение	Масштаб записи	Интервал исследований, м
1	2	3	4	5
<b>Открытый ствол, кондуктор</b>				
1	1000	Стандартный зонд А2М0.5N с ПС Стратиграфическое и литологическое разделе-	1:500	0 - 1000



		ние разреза, расчленение разреза на пласты, выделение стратиграфических реперов и корреляция		
2	1000	РК (ГК, НКТ, W) Литологическое расчленение разреза, корреляция разреза, определение глинистости пород, определение коллекторских свойств.	1:500	0 - 1000
3	1000	Инклинометрия Определение азимута и угла наклона скважины.	через 10м	0 - 1000
4	1000	Профилеметрия, кавернометрия Изучение технического состояния ствола скважины: определение интервалов сужения ствола, каверн, сальников, прогнозирование прихватоопасных зон. Определение фактического диаметра скважины.	1:500	0 - 1000
5	1000	ГТИ при бурении Геологические задачи: литолого-стратиграфическое расчленение разреза. Технологические задачи: раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении и СПО, измерение и определение технологических параметров с целью поддержания рационального режима бурения, контроль гидродинамических давлений в скважине.		0 - 1000
<b>Открытый ствол в интервале 1000-2500 м</b>				
6	2439 2500	Стандартный каротаж А2М0.5N с ПС, БК, ИК Стратиграфическое и литологическое разделение разреза, расчленение разреза на пласты, выделение стратиграфических реперов и корреляция, привязка отбираемого керна по глубине.	1:500 1:200	1000-1400 1350-1800 1750-2200 2150-2439 2439-2500
7	2439 2500	РК (ГК, НКТ, W) Литологическое расчленение разреза, выделение угольных пластов в мезозойских отложениях и корреляция разреза, определение глинистости пород, определение коллекторских свойств.	1:500 1:200	1000-1400 1350-1800 1750-2200 2150-2439 2439-2500
8	2439 2500	БКЗ (7 зондов), ПС, ИК, ВИКИЗ Определение литологии пластов, определение УЭС и характера насыщения пластов-коллекторов, их ФЕС, коэффициента нефтегазонасыщенности, определение ВНК (ГНК).	1:200	1000-1400 1350-1800 1750-2200 2150-2439 2439-2500
9	2439 2500	МБК, МКЗ, МКВ, резистивиметрия Детальное расчленение разреза, выделение проницаемых пластов, плотных прослоев, определение эффективных толщин, определение характера насыщения. Замер сопротивления бурового раствора.	1:200	в интервалах БКЗ
10	2439 2500	Акустический каротаж (АКШ) Оценка литологии, выделение угольных пластов, определение коэффициента пористости, выделение зон трещиноватости и кавернозности, определение сейсмической характери-	1:200	в интервалах БКЗ



		ки разреза.		
11	2439 2500	ГГК-П Литологическое расчленение разреза, определение пористости.	1:200	в интервалах БКЗ
12	2439 2500	Профилеметрия, кавернометрия Изучение технического состояния ствола скважины: определение интервалов сужения ствола, фактического диаметра скважины, каверн, сальников, прогнозирование прихватопасных зон.	1:200	в интервалах БКЗ
13	2439 2500	Инклинометрия Определение азимута и угла наклона скважины	через 10 м	1000-2439 2439-2500
14	2000	ГТИ и газовый каротаж (общие) Геологические задачи: литологостратиграфическое расчленение разреза, выделение коллекторов, определение характера насыщения. Технологические задачи: раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении и СПО, измерение и определение технологических параметров с целью поддержания рационального режима бурения, контроль гидродинамических давлений в скважине.	1:500	900-2000
15	2439 2500	ГТИ и газовый каротаж (детальные)	1:200	2000-2439 2439-2500
16		Стандартный каротаж А2М0,5N, ПС, каверномер	1:500	Перед спуском ИП
<b>Обсаженный ствол</b>				
17	2439	АКЦ, СГДТ, ФДК Определение качества цементирования	1:500	0 – 1000 1000-2439
18	2439	Термометрия ОЦК – определение высоты подъема цементного кольца за колонной	1:500	0 – 1000 1000-2439
19	2439	РК (ГК, НК) для привязки зоны перфорации	1:200	до и после перфорации
20	2439	Локатор муфт (МЛМ) контроль технического состояния колонны контроль интервалов перфорации	1:500 1:200	0 - 1000 1000-2439 до и после перфорации
21	2439	Барометрия, термометрия, ЛМ, РК (ГК, НК) контроль процесса притока		при испытании в колонне
22	2439	ВСП Уточнение скоростной характеристики разреза		0-2439

Допускается по решению Заказчика корректировка интервалов исследования и применение дополнительных видов геофизических исследований.

ГИС должны проводиться в соответствии с требованиями «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» (РД 153-39.0-072-01).



Решение геологических задач осуществляется путем интерпретации данных ГИС с привлечением геологических материалов (результаты испытания в колонне, анализы керна, пластовых флюидов и др.) по данной скважине и соседним.

Геолого-технологические исследования (ГТИ) проводятся компьютеризированной станцией "Разрез-2" (Сириус или аналогичной), и их объём определяется в соответствии «Методическими указаниями по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических исследований нефтяных и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» РД 153-39.0-109-01.

### 3.7.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов

Опробование пластов в процессе бурения испытателями на трубах. Возможно нефтегазоносные интервалы, а также основные водоносные горизонты, приуроченные к региональным нефтегазоносным толщам или представляющие интерес для исследования гидрогеологических условий района. Условия опробования пластов в открытом стволе с соблюдением инструкции по испытанию скважин трубными испытателями пластов. Система исследований каротаж – ИП - каротаж.

Интервалы опробования пластов на кабеле в процессе бурения и объемы исследований.

Интервалы испытания объектов в эксплуатационной колонне скважины.

Метод вскрытия объектов в колонне с помощью перфорации, плотность перфорации, способ вызова притока в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (1993), «Едиными правилами безопасности при ведении прострелочно-взрывных работ» (1974), «Правилами пожарной безопасности» (1980).

Методы обработки и воздействия на опробуемые объекты при получении низких дебитов в процессе испытания.

Исследования объектов при получении притока пластовых флюидов и количество режимов в соответствии с действующими инструкциями по исследованию нефтяных, газовых, газоконденсатных и водяных скважин. Для каждого объекта должно быть обеспечено получение информации по начальным величинам пластовых давлений и температур, продуктивной характеристике скважины, физико-гидродинамическим параметрам пласта, работающим интервалам разреза, физико-химическим свойствам пластовых флюидов.

Дополнительные работы при испытании скважин.

Сводные данные по испытанию объектов в эксплуатационной колонне (табл. 3.8 и 3.9).

#### **Пример главы 3.7.3**

С целью окончательной оценки продуктивности разреза в проектируемой скважине предусматривается испытание перспективных отложений как в процессе бурения, так и в эксплуатационной колонне.

Геологическим заданием предусмотрено испытание перспективных отложений в процессе бурения – три объекта и в эксплуатационной колонне – три объекта. В связи с возможным водонасыщением пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> наунакской свиты для получения однозначного характера насыщения пластов необходимо провести раздельное испытание после окончания бурения в эксплуатационной колонне пластов Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> горизонта Ю<sub>1</sub>. Таким образом, проектом предусматривается 4 объекта испытания в эксплуатационной колонне.

При наличии нефтегазопризнаков в керне, отобранном из перспективных отложений, или повышенных их газопоказаний, необходимо провести их испытание. Окончательное решение по этому вопросу принимается геологической службой Недропользователя, при этом также определяется способ испытания или в процессе бурения или испытание в колонне.

*Опробование пластов в процессе бурения*

С целью оперативного получения данных о характере насыщения коллекторов необходимо производить опробование продуктивных пластов в процессе бурения. Опыт применения ИП заре-

комендовал себя как метод определения характера флюидонасыщения объекта, максимально приближенного ко времени его первичного вскрытия и не подверженного процессам коагуляции. Однако, при установлении газонасыщенности пластов применение пластоиспытателя должно быть ограничено из-за опасности вызова открытого фонтанирования. В процессе проводки скважины необходимость испытания перспективных пластов в процессе бурения, а также выбор их интервалов, осуществляется по решению недропользователя. Проектные интервалы испытания перспективных отложений в процессе бурения приведены ниже в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Интервалы опробования пластов в процессе бурения

Номер объекта	Интервал испытания, м	Возраст	Диаметр пакера, мм	Депрессия, МПа
1	2015-2025	тарская свита	170	15-17
2	2340-2360	пласт Ю <sub>5-6</sub>	170	15-17
3	2440-2450	кора выветривания	170	15-17

*Примечание:* - диаметры пакеров и депрессии указаны согласно “Практическим указаниям испытания поисковых и разведочных скважин на нефть и газ”. (Умрихин И.Д., Федорцов В.К. и др., Тюмень-Тверь, 1991г.);

- интервалы испытания ИП, глубины установки пакера уточняются по данным промежуточных каротажей и керна.

При испытании испытателем пластов в процессе бурения опробование необходимо проводить по полной схеме.

Интервалы испытания выбираются в пределах 10-20 м так, чтобы в этот интервал не входили пласты с разной стратиграфической привязкой. Спуск пластоиспытателя проводить в стандартной компоновке, включающей хвостовик, фильтр, пакер, ясс, испытатель пластов гидравлический, запорно-поворотный клапан и циркуляционный клапан. Пакер желателен устанавливать непосредственно над пластом.

В процессе испытания записываются кривая притока и кривая восстановления давления (не менее 2-х циклов). При этом определяются: характер насыщения, пластовое давление, температура, дебит притока, коэффициенты продуктивности и гидропроводности, отбираются пробы пластового флюида.

Технологические параметры испытания: интервал испытания, нагрузка при пакеровке, депрессия на пласт, продолжительность открытого и закрытого периодов устанавливаются в каждом конкретном случае планом работ. Для данного района время безопасного пребывания инструмента с ИП на забое без движения обычно не превышает 40-60 мин, а общее время испытания 60-180 мин.

После вскрытия пласта, намеченного к испытанию, проводятся стандартный каротаж 3-мя зондами с записью ПС-25mv и кавернометрия. По данным кавернометрии выбирается площадка для установки пакера, и устанавливается необходимость проведения проработки интервалов сужения ствола скважины.

При опробовании объектов с помощью ИП должны выполняться следующие требования: каждый объект опробуется в режиме 2 циклов; для "сухих" и слабоприточных объектов (в случае неполучения пластового флюида), опробование считается качественным при условии создания фактической депрессии на пласт не менее 12 МПа.

При проведении опробования отбираются пробы пластовых флюидов, которые в дальнейшем подвергаются физико-химическому анализу.

По результатам опробования пласта составляют акт по установленной форме, отражающий результаты проведенных работ.

*Испытание пластов в эксплуатационной колонне*

Испытание в эксплуатационной колонне проводится с целью окончательной оценки продуктивности разреза, определения насыщения пород-коллекторов и их гидродинамических параметров.



В данном дополнении к проекту выбор объектов испытания скважины в эксплуатационной колонне проведён после анализа нефтегазонасности данного района, с учётом вероятности открытия залежей УВ и по согласованию с геологической службой Недропользователя.

При строительстве скважины выбор объектов испытания необходимо провести после комплексного анализа данных ГИС и керна. Определение интервалов испытания объектов должно осуществляться после получения и обработки результатов ГИС по скважине.

В процессе испытания каждого объекта должна быть получена достоверная информация о флюидонасыщении каждого объекта, физико-гидродинамических свойствах пластов-коллекторов и физико-химических свойствах пластовых флюидов.

Работы по испытанию проводятся в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", "Едиными правилами безопасности при проведении прострелочно-взрывных работ" (1992 г.), "Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации" (1995 г.) и Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.97 г.

Глубинная привязка интервала перфорации осуществляется по записи РК (ГК, НК) и МЛМ. При этом устье скважины должно быть оборудовано фонтанной арматурой, опрессованной на давление в полтора раза превышающим ожидаемое давление на устье, лубрикаторм и обвязано с замерной ёмкостью через газовый сепаратор типа ГС 60. Перед перфорацией записываются фоновые значения локатором отверстий и высокочувствительным термометром. После перфорации проводится контроль по определению истинного интервала перфорации и эффективности перфорации этими же методами.

При выборе типа перфоратора учитываются ожидаемые параметры вскрываемого пласта, а именно: глубина залегания, толщина, насыщающий флюид, пластовое давление, пластовая температура. Согласно этим параметрам вскрытие пластов-коллекторов при испытании в колонне наиболее эффективно проводить кумулятивными перфораторами. Плотность прострела зависит от коллекторских свойств пласта, чем хуже коллекторские свойства пласта, тем выше плотность перфорации (20-30 отверстий на метр) и наоборот (10 отверстий на метр). При испытании перспективных пластов в соседней скважине был использован перфоратор ПМИ-54 с 24 отв/п.м. Выбор типа перфоратора остаётся за Недропользователя.

Изоляцию испытываемых объектов друг от друга следует выполнять установкой взрывных пакеров с последующей заливкой на ВП желонкой цементного раствора или цементных мостов.

Мосты испытывать на герметичность путем снижения уровня технической воды на величину большую максимально заданной депрессии при испытании следующего объекта, а также опрессовкой давлением.

Освоение объекта проводят сменой жидкости глушения на воду с последующим снижением уровня в скважине. Снижение уровня производить свабированием до полной замены технической жидкости в стволе скважины на пластовый флюид. Запись глубинных давлений при восстановлении уровня производить глубинными приборами типа АМТ-4 или КСА-Т7.

Необходимым условием качественного испытания скважины является исследование на сепараторе, в ходе которого определяются дебиты нефти, газа и промысловый газовый фактор.

При исследовании на стационарных режимах следует избегать снижения давления ниже давления насыщения, что позволит получить объективную гидродинамическую характеристику и отобрать представительные глубинные пробы.

Исследования объектов проводятся в соответствии с инструкциями по опробованию и исследованию нефтяных, газоконденсатных и водяных скважин. При исследовании фонтанирующих скважин определяются статические, устьевые и пластовые давления, пластовая температура, дебиты продукции, забойные и устьевые давления, промысловый газовый фактор, коэффициенты: продуктивности, гидро- и пьезо-проводности, давления насыщения, содержание механических примесей, давление насыщения флюида газом.

Нефтяные объекты исследуются на 4-х режимах: три прямых и один – контрольный с обязательной записью кривой восстановления давления (КВД). Исследование на штуцерах необходимо вести на

НКТ, что позволит даже при небольших дебитах быстро достигать установившихся отборов продукции скважины. Время исследования на каждом режиме должно быть не менее 12 часов.

При получении не переливающихся притоков скважины исследуются методом прослеживания забойных давлений, который основан на принципе последовательной смены стационарных состояний. Определяются дебиты, полученные при определенных забойных давлениях, пластовая температура, определяются коэффициенты: продуктивности, гидро- и пьезопроводности, отбираются пробы флюида.

При исследовании не переливающихся водонефтяных объектов в конце исследования фиксируется положение водонефтяного контакта и на основании обработки результатов прослеживания забойного давления определяются дебиты нефти и воды и коэффициенты продуктивности.

В процессе испытания нефтенасыщенного объекта производится отбор устьевых (на каждом режиме) и глубинных проб пластового флюида. Глубинные пробы отбираются не менее 3-х контейнеров из каждого объекта, поверхностные пробы в объеме не менее 3-х литров.

Отбор глубинных проб нефти должен производиться с обязательным соблюдением условий отбора, т.е. Рзаб>Рнасыщ и осуществляется на минимальном режиме (диаметр штуцера – 2 мм).

Отбор проб нефти, растворенного газа и воды производится во всех случаях их проявления в следующих количествах: пластовая вода – 5 л; растворенный газ – 6 л; глубинная проба нефти (каждая проба) – 4 пробоотборника; пробы нефти для полного анализа – 20 л, для неполного – 6 л.

Чтобы исключить искажение данных о давлении насыщении, газонасыщенности и объемном коэффициенте, нельзя допускать дегазации нефти на забое скважины в момент отбора пробы.

При получении фонтанирующего притока скважина должна быть переведена в пробную эксплуатацию, по результатам которой должны быть определены все значения гидродинамических параметров пласта: коэффициент продуктивности, гидропроводность, пьезопроводность, давление насыщения, вязкость нефти в пластовых условиях, объемный коэффициент, приведенный радиус скважины, а также динамика их изменения по мере отбора пластового флюида, что даст возможность обосновать кондиции при подсчете запасов и улучшить экономические показатели геологоразведочных работ.

Газоконденсатные объекты исследуются на семи режимах: пять прямых, один контрольный, один – исследование на газоконденсатность.

В газоконденсатных объектах проводятся газодинамические и газоконденсатные исследования по специальному плану, составленному геологической службой Недропользователя, и в соответствии с «Инструкцией по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин».

При проведении газоконденсатных исследований осуществляется отбор проб газа, конденсата и попутной жидкости. Пробы газа отбирают после сепаратора из газовой линии, пробы сырого и дегазированного конденсата отбирают с помощью контрольного вентиля, расположенного в полости сепарирующего устройства. Давление сепарации должно быть не менее 4,5 МПа (45 кгс/см<sup>2</sup>).

Пробы отбираются в следующих количествах: газ – баллон 20 л; 3 контейнера проб газа по 0,1 л; 4 контейнера проб сырого конденсата по 0,1 л; 3 контейнера проб сырого конденсата по 1 л. При наличии в продукции скважины попутной жидкости (пластовой или техногенной воды) необходимо отобрать пробу с дренажной линии сепаратора или конденсатосборника в объеме не менее 2 л.

В случае отсутствия притока (или при его непромышленном значении) из интервалов, которые характеризуются по материалам ГИС как проницаемые, минимальный объем работ по освоению должен включать не менее 3-х снижений уровня и комплекс работ по интенсификации притоков, включающий повторную перфорацию, гидросвабирование, воздействие ПГД-БК, солянокислотные (СКО) и глиноукислотные (ГКО) обработки пласта, воздействие на пласт ПАВ, МПД, гидроразрыв пласта. Результаты работ по интенсификации притоков дают возможность увеличения дебитов скважин при воздействии на призабойную зону пласта.

Наибольший эффект от СКО и ГКО может быть получен при освоении отложений палеозоя, т.к. коллекторами являются трещиноватые породы. Из гидромеханических методов воздействия на пласт с целью интенсификации притока наиболее широкое применение получили методы дренирования пласта (импульсный дренаж и гидросвабирование), повторная перфорация и гидроразрыв пласта с целью создания искусственных каналов притока и очистки призабойной зоны.

В последнее время получил широкое применение гидроразрыв пласта, позволяющий улучшить фильтрационные свойства пласта на достаточном удалении от ствола скважины и тем самым обеспечить устойчивый приток пластового флюида в скважину.



Методы интенсификации притока предусматриваются для нефтяных объектов. В данном проекте методы интенсификации приведены справочно. Выбор метода остаётся за Заказчиком. При решении проведения того или иного метода составляется отдельный план на его проведение.

Сводные данные по испытанию объектов в эксплуатационной колонне в проектной скважине приводятся ниже в таблице 3.9.



Таблица 3.9 – Сводные данные по испытанию объектов в эксплуатационной колонне в проектной скважине №42-ОП

№№ объекта	Интервалы объектов испытания, м	Геологический возраст, литология	Ожидаемый вид флюида: нефть, газ, конденсат	Объект фонтанир., нефонтанир.	Способ вскрытия, кол-во от- верстий на 1 пог.м**	Плотность промывочной жидкости, г/см <sup>3</sup>	Метод вызова притока, коли- чество режимов исследований	Метод интен- сификации притока***	Интервал установки цементного моста, м
4	2240-2249	баженовская свита, пласт Ю <sub>0</sub> аргиллиты	нефть	нефонтанир.	перфорация ПМИ-54 24 отв/п.м	1,08 солевой рас- твор КСl	Замена бур. р-ра на воду, свабированием*	ГРП	2190-ВП (пакер)
3	2249-2259	наунакская свита, пласт Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> песча- ники	газ, конденсат	фонтанир.	перфорация ПМИ-54 24 отв/п.м	1,08 солевой раствор КСl	на тех. воде снижение уровня		ВП
2	2270-2280	наунакская свита, пласт Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup> песчаники	газ, конденсат	фонтанир.	перфорация ПМИ-54 24 отв/п.м	1,08 солевой раствор КСl	на тех. воде снижение уровня		ВП
1	2280-2290	тюменская свита, пласт Ю <sub>2-4</sub> песчаники	газ, конденсат	фонтанир.	перфорация ПМИ-54 24 отв/п.м	1,08 солевой раствор КСl	на тех. воде снижение уровня		ВП -2310

*Примечание:*

\* – вызов притока осуществляется переводом скважины на техническую воду, при необходимости снижением уровня свабированием;

\*\* – тип перфоратора приведён по аналогии с соседней скважиной, пробуренной в 2012 году. Тип перфоратора выбирается по усмотрению Недропользователя;

\*\*\* – методы интенсификации притока приведены справочно и будут определены по результатам бурения и исследования кернового материала.

### 3.7.4. Лабораторные исследования

Виды и объемы лабораторных исследований керна, шлама, образцов пород, отобранных боковым грунтоносом, и пластовых флюидов в соответствии с геологическими задачами, литологическими особенностями разреза, объемом информации по изучаемым объектам.

Изучение петрофизических, фильтрационно-емкостных свойств пород коллекторов. Полный и сокращенный анализы нефти, конденсата, газа и пластовой воды. Палеонтологические, петрографо-минералогические, рентгеноструктурные, люминесцентно-химикобитуминологические, термические исследования керна материала.

Комплексное изучение керна в соответствии с действующей «Инструкцией по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» (1983) и «Инструкцией о содержании, оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых».

Сведения по лабораторным исследованиям керна, шлама и пластовых флюидов (табл. 3.10).

#### Пример главы 3.7.4

Оперативный анализ геологических материалов, получаемых в процессе бурения (керна, шлам, боковые грунты, нефте-, газо-, водопроявления, ГИС) и исследования скважин осуществляется геологической службой.

После выполнения полевой и камеральной обработки геологических материалов предусматривается отбор образцов керна и проб пластовых флюидов на лабораторные исследования. Ориентировочный объем лабораторных исследований приведен ниже в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Объем лабораторных исследований

№	Наименование исследования, анализа	Единица измерения	Количество образцов (проб)	Организация, выполняющая исследования*
1	2	3	4	5
1	Исследование литолого-минералогических свойств образцов пород из продуктивных и покрывающих отложений. Петрографическое описание шлифов. Исследования структурных особенностей пород-коллекторов, характера распределения цемента и его состава.	анализ	9 обр. для прод. пласта	ТомскНИ-ПИНефть
2	Макрофаунистический	анализ	3-4 обр. для прод. пласта	ТПУ
3	Микрофаунистический	анализ	3-4 обр. для прод. пласта	ТПУ
4	Палинологический	анализ	3-4 обр. для прод. пласта	ТПУ
5	Палеонтологические исследования. Вещественный и гранулометрический состав. Микроструктура порового пространства.	анализ	10 обр. для прод. пласта	Томский госуниверситет (ТГУ)
6	Капиллярометрические исследования образцов керна из продуктивных пластов для построения основных петрофизических зависимостей	анализ	10 образцов	ТГУ ТомскНИ-ПИНефть
7	Определение величин общей, открытой пористости по керну, абсолютной газопроницаемости, объемной и минералогической плотности образцов керна	анализ	50 образцов	ТГУ ТомскНИ-ПИНефть



8	Определение фазовых проницаемостей и других показателей вытеснения	анализ	3-4 обр. для прод. пласта	ТомскНИ-ПИНефть
9	Определение Квыт с использованием различных агентов и оптимального темпа вытеснения	анализ	3-4 обр. для прод. пласта	ТомскНИ-ПИНефть
10	Лабораторные анализы электрических, акустических и радиоактивных свойств образцов пород продуктивных отложений	анализ	3-4 обр. для прод. пласта	ТомскНИ-ПИНефть
11	Пиролитические исследования пород баженовской свиты. Пиролитическое исследование образцов пород (Rock-Eval б), включая определение содержания общего органического углерода и минерального углерода	анализ	40	ТПУ
12	Литолого-седиментологические исследования керна. Детальное послышное макроописание керна. Седиментологический анализ керна (выделением литотипов и ассоциаций фаций по баженовской свите). Полуколичественный минералогический валовой анализ пробы (рентгеновская дифрактометрия), для пород баженовской свиты	анализ	40	ТПУ
13	Электронная микроскопия с рентгеновской спектроскопией образцов (петрографических шлифов) баженовской свиты	анализ	40	ТПУ
14	Полный химический анализ нефти	анализ	по 3 пробы с объекта	ТомскНИ-ПИНефть
15	Полный химический анализ растворённого газа	анализ	по 3 пробы с объекта	ТомскНИ-ПИНефть
16	Анализ глубинных проб нефти	анализ	по 3 пробы с объекта	ТомскНИ-ПИНефть
17	Анализ нефти на товарные свойства	анализ	по 3 пробы с объекта	ТомскНИ-ПИНефть
18	Полный химический анализ свободного газа	анализ	по 3 пробы с объекта	ООО «Геохим», Тюмень
19	Физико-химические исследования конденсата	анализ	по 3 пробы с объекта	ООО «Геохим», Тюмень
20	Хроматографический комплекс исследования конденсата	анализ	по 3 пробы с объекта	ООО «Геохим», Тюмень
21	Термодинамические исследования конденсата с определением пластовых потерь и коэффициента извлечения	анализ	по 3 пробы с объекта	ООО «Геохим», Тюмень
22	Анализ пластовой воды	анализ	по 3 пробы с объекта	ТФ ФГУП СНИ-ИГГиМС

\* Организации, выполняющие исследования, приведены справочно, и определяются нефтепользователем, исходя из опыта проведения того или иного исследования

Примечание: количество анализов определяется числом литотипов, вскрываемых на каждый погонный метр керна; в случае тонкослоистого строения разреза число анализов может увеличиваться, в однородных толщах - уменьшаться, но не менее, чем 1 обр./метр.

Количество образцов пород на различные виды лабораторных исследований принимается, исходя из необходимости в информации о вещественном составе верхней, средней и нижней части предполагаемых продуктивных пластов и степени их неоднородности, а также не менее 1 образца с 1 метра для изучения состава и свойств подстилающих и перекрывающих пород (флюидоупоров).



Схема исследования кернового материала должна обеспечить получение всей информации, необходимой для надежного обоснования параметров подсчета запасов УВ и включает:

- консервация и точная привязка керна к глубине;
- изучение фильтрационных и емкостных свойств, водонефтегазонасыщенности, засоления на образцах большого (6-8 см) и обычного (2,8-4,5 см) диаметров;
- изучение состава и минерализации остаточной воды;
- выделение литотипов и дифференциация фильтрационных и емкостных свойств по литотипам;
- детальные исследования, включающие оценку поправок к проницаемости, учитывающих отклонения от закона Дарси, капилляриметрические измерения, изучение влияния пластовых условий на свойства коллекторов и т.д.;
- получение петрофизических зависимостей для надежной интерпретации материалов геофизических исследований скважин.

В образцах керна должны определяться следующие характеристики фильтрационных и емкостных свойств пород:

- пористость общая (абсолютная), открытая, трещинная, эффективная;
- плотность минералогическая, объемная;
- остаточная водонасыщенность и нефтенасыщенность;
- проницаемость абсолютная, фазовая (по нефти, газу и воде), анизотропия проницаемости;
- коэффициент вытеснения нефти водой;
- смачиваемость пород.

Литологические и геохимические исследования керна должны включать:

- послойное детальное литологическое описание керна;
- петрографическое описание пород;
- анализ химического состава пород;
- выделение и изучение методами минералогии и геохимии нерастворимого остатка;
- изучение нефтенасыщения и битумонасыщения коллекторов, состава нафтидов;
- тип и состав цемента, его распределение в породе;
- определение гранулометрического и минералогического состава;
- изучение глин и глинистых цементов (содержание, распределение, состав, набухание);
- изучение трещиноватости;
- изучение структуры порового пространства (генезис, размеры, количество пор открытых, закрытых);
- вторичные (постседиментационные) процессы и их влияние на ФЕС коллекторов.

Изучение петрофизических свойств пород с целью обоснования методики интерпретации ГИС должно включать определение:

- удельного электрического сопротивления при 100% насыщении модели пластовой водой, переменной и остаточной водонасыщенности при атмосферных и пластовых условиях;
- акустических свойств (скорости распространения продольных и поперечных волн, затухание) в атмосферных и пластовых условиях;
- упруго-деформационных свойств пород (модуль Юнга, коэффициент Пуассона и т.д.);
- диэлектрической проницаемости;
- гаммаспектрометрических свойств (дифференциальные и интегральные значения естественной радиоактивности);
- тепловых свойств (теплопроводность, теплоемкость);
- магнитной восприимчивости и остаточной намагниченности.

Кроме того, предусматривается анализ химического состава и минерализации остаточной воды.

Пробы нефти (пластовые и поверхностные) и газа не позднее, чем через 10 дней после отбора, отправляются на лабораторные исследования.

Отбор проб воды, нефти, конденсата и газа в процессе проводки скважины производится в каждом случае их проявления. Герметизация проб, их этикетирование производится в соответствии с действующими инструкциями.

При направлении на анализ проб пластовых флюидов в сопроводительном документе фиксируются условия отбора с указанием: предприятия, площади, № скважины, индекса пласта, интервала перфорации, глубины отбора, типа и номера пробоотборника, пластового, буферного, забойного и затрубного давлений, температуры пласта, дебитов пластовых флюидов на момент отбора, минимальной депрессии на пласт, созданной в процессе испытания, включая отработку на режимах, давление в сепараторе, а также дату и подпись лица, отобравшего пробу.

### **3.8 Другие полезные ископаемые**

Методы и объем изучения радиоактивности разреза с целью выявления радиоактивных аномалий (гамма-каротаж) по всему стволу скважины и радиометрический промер керна.

Попутные поиски вод для хозяйственно-питьевого, технического и мелиоративного водоснабжения, а также минеральных и термальных вод в бальнеологических и теплоэнергетических целях. Определение в них редких элементов (бора, брома, йода, гелия, лития, цезия, ванадия и др.). Использование ликвидированных глубоких скважин, давших при опробовании воду, для комплексных гидродинамических и гидрогеологических исследований в соответствии с «Положением об использовании ликвидированных разведочных, поисковых, параметрических и опорных скважин, давших при опробовании воду, для комплексных гидродинамических и гидрогеологических исследований» (1962).

Сведения о других полезных ископаемых – углях, горючих сланцах, железных и марганцевых рудах, цветных и редких металлах, строительных материалах, различных видах сырья.

#### **Пример главы 3.8**

Попутные поиски проводятся с целью определения в разрезе скважины промышленных концентраций других полезных ископаемых, а также с целью хозяйственно-питьевого, технического и мелиоративного водоснабжения.

С целью выявления возможных радиоактивных аномалий в разрезе скважины можно использовать данные гамма-каротажа, который проводится по всему стволу скважины.

Имеющийся материал по гидрогеологии свидетельствует о том, что подземные воды юрских и палеозойских отложений могут служить источником ряда химических элементов. К ним относится, например, стронций, высокие концентрации которого (более 1 г/л) зафиксированы в подземных водах Томской области.

Подземные воды должны также изучаться в отношении бальнеологических и теплоэнергетических свойств.

Для уточнения строения кайнозойского гидрогеологического комплекса предполагается выполнить электрокаротаж под кондуктор. Это крайне важно для выбора источника водоснабжения различных потребителей на территории района работ, учитывая относительно небольшую толщину водоносных комплексов с пресными водами и слабую естественную защищенность питьевых вод от загрязнения. Материалы электрокаротажа помогут также определить наличие или отсутствие многолетнемерзлых пород.

Кроме того, собираются и изучаются данные о других полезных ископаемых - углях, горючих сланцах, железных и марганцевых рудах, цветных и редких металлах, строительных материалах, различных видах сырья.

### **3.9 Обработка материалов поисковых работ**

Систематизация и обобщение буровых и геолого-геофизических материалов в процессе поисковых работ. Составление отчета по завершённым поисковым работам на пло-

щади или по скважине на объекте, подлежащем длительной консервации по геолого-экономическим соображениям или передачи «заказчику».

**Пример главы 3.9**

В процессе проведения поисково-оценочного бурения на площади геологической службой Подрядчика производится обработка, систематизация и обобщение получаемых материалов по глубоким скважинам. Результаты этой работы отражаются в соответствующей документации, а также в ежедневных сводках, месячных и годовых отчетах Подрядчика.

Основная геологическая информация получается в процессе первичной документации наблюдений: описания, измерения, анализы. Главное требование к сбору информации – объективность отображения фактов, единообразие ведения документации, единая система условных знаков на первичных документах.

Основные исследования проводятся в процессе геолого-технологических исследований в скважине (изучение шлама, наблюдения за нефтегазопроявлениями, поглощение промывочной жидкости и др.), особое внимание уделяется отбору и описанию керна. После отбора керна обеспечивается его доставка в лаборатории по соответствующим видам анализа по комплексному исследованию керна.

После проведения ГИС в течение суток дается заключение о характере насыщенности пластов, а после трёх суток – производится комплексная интерпретация (оценка пористости, нефтегазонасыщенности и др.) на основе петрофизических зависимостей. По результатам интерпретации намечаются интервалы испытаний в эксплуатационной колонне.

Испытание скважин производится совместно с геологической службой Недропользователя и подрядчика, ведущего буровые работы. Результаты испытания скважин оформляются актами.

По скважинам отбираются пробы нефти, газа, конденсата и воды. Все пробы сопровождаются соответствующими этикетками, копия которых хранится в делах скважин.

По окончании испытания скважины, в зависимости от полученных результатов, составляются материалы на ее консервацию или ликвидацию.

По скважине ведется специальное дело, где помещаются текущие геолого-технические документы по проводке ствола скважины, результаты анализов керна, газа, нефти, конденсата, воды, цемента.

В геологическом отделе фактический материал систематизируется, ведутся рабочие карты, корреляционные схемы, геологические разрезы, сопоставляются полученные результаты с имеющимися геологическими материалами по площади.

По полученным данным производится геолого-экономическая оценка проведенных поисково-оценочных работ.

По окончании поисково-оценочных работ составляется окончательный отчет по площади, а в случае открытия месторождения осуществляется оперативный подсчет запасов УВ в соответствии с «Требованиями ...», а затем проект его разведки.

#### **4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

Мероприятия по охране недр, природы и окружающей среды в период строительства глубоких скважин, подготовительных и заключительных работ на площади на основе «Инструкции по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше» (М., 1990), а также действующих норм, постановлений, положений, инструкций, указаний и других нормативно-технических документов Совета Министров РФ, Минэкологии, Госгортехнадзора РФ, Роскомнедр, Минводхоза, Минрыбхоза, Минздрава и местных директивных и контролирующих органов. Предусматривается утилизация продуктов, получаемых при испытании скважин.

Условия эксплуатации артезианских скважин с целью технического водоснабжения в соответствии с «Положением о порядке использования и охраны подземных вод на территории РФ».

**Пример главы 4**

В процессе строительства скважин с целью охраны недр, природы и окружающей среды предусматривается проведение следующих мероприятий:

1. Оформление отвода земельного участка под строительство скважины производить согласно существующему строительному законодательству.

2. При выборе площадки под буровую необходимо учитывать водоохранную зону прилегающих водоемов, с обязательной обваловкой промплощадки буровой и площадки для склада буровой.
3. Лес в пределах земельного отвода вырубается и используется для строительства буровой и других хозяйственных потребностей.
4. Для сбора промывочной жидкости, загрязненных сточных вод предусматривается копка котлованов (не нарушая водоупорного слоя).
5. Химреагенты и цемент необходимо хранить в закрытых складских помещениях или контейнерах, исключающих попадание атмосферных осадков и сточных вод, которые могут способствовать проникновению их в почву.
6. С целью предупреждения загрязнения грунтовых вод и водоносных горизонтов, которые могут использоваться как источники питьевых и термальных вод, необходимо исключить разлив ГСМ, для чего емкости, перед их заливом, проверяются на герметичность, оборудуются кранами или задвижками. Забуривание, углубление ствола скважины под кондуктор осуществляется с использованием технической воды или нетоксичных буровых растворов.
7. Глубина спуска кондуктора и высота цемкольца должны обеспечивать надежную изоляцию верхних водоносных горизонтов как от бурового раствора, так и между собой.
8. Устье скважины, после спуска кондуктора и эксплуатационной колонны оборудуется колонной головкой и противовыбросовым оборудованием соответствующих размеров с учетом ожидаемого пластового давления.
9. Пластовые флюиды, получаемые из скважины при испытании или при проявлениях, отводятся в специальный котлован, а нефть и конденсат утилизируются.
10. Цементаж колонны должен надежно исключать перетоки пластовых флюидов и образование грифонов.
11. Цементные мосты, устанавливаемые после испытания объектов, должны надежно изолировать нижние интервалы перфорации от верхних.
12. Водяные скважины, пробуренные на территории буровой для технических и бытовых нужд, после окончания работ ликвидируются согласно правил, предусматривающих ликвидацию водяных скважин.
13. Ликвидация глубокой скважины должна осуществляться в соответствии с действующими инструкциями. На устье устанавливается цементная тумба и репер и проводятся рекультивационные работы.
14. Работы по рекультивации земельных участков должны проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ-17.5.04-83.  
Работы по рекультивации заключаются в следующем: засыпка амбаров из-под раствора, очистка буровой площадки от металлолома и замазученности, снятие загрязненных нефтью и химреагентами грунтов, обезвреживание их и захоронение в шламовом амбаре, планировка площадки буровой, взрыхление почвы там, где она сильно уплотнена, нанесение плодородного слоя там, где он был снят, сдача земель, отведенных во временное пользование, постоянному землепользователю в соответствии с требованиями.
15. При переводе скважины в фонд эксплуатационных все природоохранные мероприятия определяются соответствующим проектом.

## 5. СВОДНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Раздел содержит сведения и данные о всех видах геологоразведочных работ, предусмотренных проектом, и их объемах.

### Пример главы 5

Сводный перечень проектируемых работ представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Виды, объемы работ

№№ п.п.	Наименование видов работ	Единица измерения	Общий объем
------------	--------------------------	----------------------	----------------

<b>1</b>	<b>Сейсмические исследования</b>		
1.1	Вертикальное сейсмопрофилирование	скв.	1
<b>2</b>	<b>Буровые работы</b>		
2.1	Бурение поисково-оценочной скважины	шт.	1
2.2	Зарезка и бурение бокового ствола	шт.	1
<b>3</b>	<b>Тематические работы</b>		
3.1	Отчёт о проведении ВСП	отчет	1
3.2	Камеральная обработка kernового материала, исследования и хранение керна по поисково-оценочной скважине	отчет	1
3.3	Отчет о результатах поисково-оценочных работ на этапе геологического изучения лицензионного участка	отчет	1
3.4	Оперативный подсчет запасов углеводородов»	отчет	1

Таким образом, по результатам работ геологического изучения должно быть открыто месторождение УВ и получены данные для предварительной оценки запасов. По завершению геологического изучения недр выполняется подсчет запасов УВ. По результатам ГРП готовится отчет о проведенных работах.

### 5.1. Продолжительность проектируемых работ

Продолжительность строительства поисковых скважин на основании утвержденной проектно-сметной документации на скважины, расположенные на соседних площадях с аналогичными геолого-техническими условиями проводки, с обоснованием данной аналогии. Достигнутые коммерческие скорости по экспедиции или по региону.

Ориентировочная общая продолжительность проектируемых работ по проекту с учетом времени на подготовительные работы, очередности бурения скважин и технических возможностей.

#### Пример главы 5.1

Ориентировочная продолжительность строительства проектной поисково-оценочной скважины представлена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Ориентировочная продолжительность строительства проектной поисково-оценочной скважины

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность, сут	Обоснование
1	СМР (подготовка площадки под буровую установку, строительство дороги и пр. работы)	20	Инструкция ВСН 39-86
2	Монтаж буровой установки	46,2	ЕНВ на строительные работы, дополнение к ЕНВ
3	Подготовительные работы к бурению	4,0	п.13.4 «Инструкции о составе, порядке разработки...»
4	Бурение и крепление	42,5	По пробуренным скважинам в аналогичных условиях
5	Испытание в процессе бурения	5,25	СНВ на испытание объектов скважин с применением ИП
6	Испытание в колонне	82,2	Сборник СНВ на испытание объектов в колонне
7	Демонтаж	11,6	ЕНВ на строительные работы, дополнение к ЕНВ
8	Ликвидация (консервация)	5,5	



9	Рекультивация нарушенных земель	10	
	Итого	227,25	

Продолжительность строительства скважины составит 227,25 суток или 0,622 г. Средняя коммерческая скорость 1766 м/ст.мес.

### 5.2. Планируемая стоимость проектируемых работ

Предполагаемая стоимость проектируемых работ, рассчитанная по формуле:

$$An = (n * ((C_1 - 3в)/H_1 * H + 3в/К) + 3об) * t,$$

где n - количество проектируемых скважин;

C<sub>1</sub> - стоимость строительства базовой скважины, тысяч рублей.

За базовую принимается аналогичная скважина близлежащей площади с обоснованием данной аналогии; с указанием даты составления ПСД;

3в - затраты, зависящие от времени бурения, тысяч рублей;

H - глубина проектируемой скважины, м;

H<sub>1</sub> - глубина базовой скважины, м;

K - коэффициент изменения скоростей.

$$K = V/V_1,$$

где V - плановая коммерческая скорость бурения, м/ст. мес.;

$$V = H/S_{ц}; S_{ц} = (T_m + T_n + T_b + T_u) / 720,$$

где H - объем проходки, м;

S<sub>ц</sub> - цикл строительства скважины, ст.-мес.;

T<sub>м</sub>, T<sub>н</sub>, T<sub>б</sub>, T<sub>у</sub> - календарное время соответственно монтажа оборудования, подготовительных работ к бурению, бурения и испытания, ч.

V<sub>1</sub> - коммерческая скорость по базовой скважине, м/ст. мес.;

3об. - затраты на обустройство площади проектируемых работ, тысяч рублей;

t - коэффициент, учитывающий инфляцию за период от даты составления ПСД на скважину-аналог до даты составления данного проекта.

#### Пример главы 5.2

Предполагаемая стоимость проектируемых работ рассчитывается по формуле 9.1 [10]:

$$An = (n * ((C_1 - 3в)/H_1 * H + 3в/К) + 3об) * T, \quad (9.1)$$

где n – количество скважин – 1;

C<sub>1</sub> – стоимость строительства базовой скважины – 152 350, 569 тыс.руб. без НДС;

3в – затраты, зависящие от времени бурения – 132 350,569 тыс.руб. без НДС

H – глубина проектной скважины = 2500 м;

H<sub>1</sub> – глубина базовой скважины = 2350,5 м;

K – коэффициент изменения скорости = V/V<sub>1</sub> = 1,001; где

V – плановая коммерческая скорость бурения = 1766 м/ст.мес;

V<sub>1</sub> – коммерческая скорость по базовой скважине = 1763 м/ст.мес;

3об – затраты на обустройство площади проектируемых работ = 20 000 тыс.руб;

T – коэффициент, учитывающий инфляцию за период от даты утверждения ПСД на скважину-аналог, до даты составления данного дополнения к проекту 1.

Используя вышеприведенную формулу, стоимость строительства скважины составит 173 490,419 тыс. руб. без НДС и 204 718,694 тыс. руб с НДС.

## 6 ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ И ТРЕБОВАНИЯ К ПОЛУЧАЕМОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ О НЕДРАХ

### 6.1. Подсчет ожидаемых запасов нефти, конденсата и газа

Подсчет ожидаемых запасов нефти, газа и конденсата объемным методом и оценка их по категориям C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub> в соответствии с «Инструкцией по применению Классификации

запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» (1983) и «Инструкцией о содержании, оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых». Обоснование подсчетных параметров по аналогии с соседними месторождениями (по которым запасы углеводородов утверждены ГКЗ СССР) или на основании лабораторных анализов керна, каротажного материала, данных испытания, исследований и опытно-промышленной эксплуатации скважин по соседним площадям в пределах данной структурно-фациальной зоны.

Оценка сопутствующих в нефти, газе и конденсате компонентов промышленного значения в соответствии с «Требованиями к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов» (1982).

При проектировании поисков многопластовых месторождений оценка ожидаемых запасов приводится по каждому пласту (залежи) отдельно.

### Пример главы 6.1

Подсчет запасов категории  $C_1$  произведен объемным методом с использованием структурной карты по отражающему горизонту II-а (подошва баженовской свиты), полученной по результатам сейсморазведочных работ МОГТ – 2Д (с/п 4,5,7/97-98) на Космической площади.

Осуществлен подсчет ожидаемых запасов нефти при условии получения фонтана нефти по результатам бурения и испытания первой поисковой скважины 1.

Подсчет запасов нефти осуществлен объемным методом, сущность которого заключается в определении массы нефти, приведенной к стандартным условиям, в насыщенных ею объемах пустотного пространства пород-коллекторов, слагающих залежи нефти.

Для подсчета запасов нефти объемным методом применяют следующую формулу:

$$Q_{н\text{ геол}} = F \cdot h_n \cdot m \cdot k_n \cdot \theta \cdot \rho_n,$$

$$Q_{н\text{ извл}} = Q_{н\text{ геол}} \cdot \eta$$

$$\theta = 1/b,$$

где  $Q_{н\text{ геол}}$  – геологические запасы нефти, тыс. т;

$F$  – площадь нефтеносности, тыс.  $m^2$ ;

$h_n$  – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м;

$m$  – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

$k_n$  – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

$\theta$  – пересчетный коэффициент, доли ед.;

$\rho_n$  – плотность нефти в поверхностных условиях, т /  $m^3$ ;

$Q_{н\text{ извл}}$  – извлекаемые запасы нефти, тыс.т;

$\eta$  – коэффициент нефтеотдачи, доли ед.;

$b$  – объемный коэффициент пластовой нефти, доли ед.

Подсчет запасов газа производился объемным методом по формуле:

$$Q_g = S \cdot h \cdot m \cdot \beta \cdot f \cdot (P_n \cdot \alpha - P_k \cdot \alpha_k),$$

где  $Q_g$  – геологические запасы свободного газа, млн.  $m^3$ ;

$S$  – площадь газоносности, тыс.  $m^2$ ;

$h$  – эффективная газонасыщенная толщины, м;

$m$  – коэффициент открытой пористости, доли единицы;

$\beta$  – коэффициент газонасыщенности, доли единицы;

$f$  – поправка на температуру;

$P_n, P_k$  – пластовое давление – начальное, конечное, МПа;

$\alpha, \alpha_k$  – поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта при начальном и конечном пластовых давлениях.

*Начальные геологические запасы сухого газа*

$$Q_{с.г.} = Q_g \cdot q,$$

где  $Q_{с.г.}$  – геологические запасы сухого газа при стандартных условиях, млн.  $m^3$ ;

$Q_g$  – геологические запасы газа, млн.  $m^3$ ;



$q$  – потенциальное содержание УВ в пластовом газе (молярная доля сухого газа), д.ед.  
*Начальные геологические запасы конденсата* определялись по формуле:

$$Q_k = Q_g \cdot q_0,$$

где  $Q_k$  – геологические запасы конденсата при стандартных условиях, тыс. т;

$Q_g$  – геологические запасы газа, млн. м<sup>3</sup>;

$q_0$  – содержание конденсата в пластовом газе, г/м<sup>3</sup>.

*Извлекаемые запасы конденсата* подсчитывались по формуле:

$$Q_{k \text{ изв}} = Q_k \cdot \text{КИК},$$

где КИК – коэффициент извлечения конденсата.

Площадь ловушки газоконденсата категории  $C_2$  по пласту определена как оставшаяся площадь по изогипсе с а.о. -2190 м, соответствующей условному ГВК, на западе и юго-востоке она ограничена границей лицензионного участка недр, на севере – зоной тектонического дробления – тектоническим разломом, за исключением площадей зон ухудшенных коллекторов, выделяемых на площади по сейсмогеологической модели. Эффективная газонасыщенная толщина рассчитана по карте эффективных газонасыщенных толщин.

Остальные подсчётные параметры для подсчёта запасов газоконденсата взяты по аналогии с соседним месторождением.

В таблице 6.1 приведены подсчётные параметры и ожидаемые запасы свободного газа и конденсата залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>.



# Методические указания



## Ф ТПУ 7.1-21/01

Таблица 6.1 – Сводная таблица подсчета предполагаемого прироста запасов свободного газа и конденсата залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> по результатам бурения поисково-оценочной скважины

Категория запасов газа	Площадь газонасыщенности, тыс. м <sup>2</sup>	Средняя газонасыщенная толщина, м	Объем газосодержащих пород, тыс. м <sup>3</sup>	Коэффициент пористости, д.е	Коэффициент газонасыщенности, д.е	Начальное пластовое давление, МПа	Конечное пластовое давление, МПа	Поправка на откл. от закона Бойля-Мариотта на свойства газа на P <sub>н</sub>	Поправка на откл. от закона Бойля-Мариотта на свойства газа на P <sub>к</sub>	Поправка на температуру	Начальные геологические запасы газа, млн. м <sup>3</sup>	Мольная доля сухого газа	Начальные геологические запасы сухого газа, млн. м <sup>3</sup>	Содержание конденсата в пластовом газе, г/м <sup>3</sup>	Коэффициент извлечения конденсата	Геологические запасы конденсата тыс. т	Извлекаемые запасы конденсата тыс. тонн
C <sub>1</sub>																	
C <sub>2</sub>																	
C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>																	



## 6.2. Основные технико-экономические показатели поисковых работ

Предполагаемая геолого-экономическая эффективность и основные технико-экономические показатели поисковых работ на площади (табл. 6.2).

### Пример главы 6.2

Основные технико-экономические показатели проектируемых работ представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Основные технико-экономические показатели проектируемых работ

№	Наименование показателей	Количество
1	Количество проектных поисковых скважин, шт	
2	Проектные глубина, горизонт	
3	Суммарный метраж, м	
4	Средняя коммерческая скорость бурения, м/ст-мес	
5	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины, тыс. руб.	
6	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения, тыс. руб.	
7	Предполагаемые затраты на поисковое бурение на площади, тыс. руб.	
8	Продолжительность проектируемых работ на площади, год, месяц	
9	Ожидаемый прирост запасов нефти, газа, конденсата, т, млрд. м <sup>3</sup>	
10	Прирост ожидаемых запасов на 1 м проходки, т/м, тыс.м <sup>3</sup> /м	
11	Прирост ожидаемых запасов на 1 поисковую скважину, т/скв, тыс.м <sup>3</sup> /скв.	
12	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов нефти, (тыс. м <sup>3</sup> ) ожидаемых запасов газа, руб/т, руб/1000 м <sup>3</sup>	

### Список использованных источников

Приводится список использованной литературы, который оформляется в соответствии с существующими требованиями ([ГОСТ 7.1-2003](#)).



**ПРИМЕРНЫЙ ПЛАН НАПИСАНИЯ КУРСОВОЙ РАБОТЫ**

ТИТУЛЬНЫЙ ЛИСТ

РЕФЕРАТ

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК РИСУНКОВ

СПИСОК ТАБЛИЦ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ

1.1. Общие сведения об объекте

1.2. Географо-экономические условия

2. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ОБЪЕКТА

2.1. Геолого-геофизическая изученность

2.2. Геологическое строение площади

2.2.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

2.2.2. Тектоника

2.2.3. Нефтегазоность

2.2.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

3. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ

3.1. Цели и задачи поисково-оценочных работ

3.2. Система расположения поисково-оценочных скважин

3.3. Геологические условия проводки скважин

3.4. Характеристика промывочной жидкости

3.5. Обоснование типовой конструкции скважины

3.6. Оборудование устья скважины

3.7. Комплекс геолого-геофизических исследований

3.7.1. Отбор керна и шлама

3.7.2. Геофизические и геохимические исследования

3.7.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов

3.7.4. Лабораторные исследования

3.8. Попутные поиски

3.9. Обработка материалов поисково-оценочных работ

4. СВОДНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

4.1. Продолжительность проектируемых работ

4.2. Предполагаемая стоимость проектируемых работ

5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

6 ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ И ТРЕБОВАНИЯ К ПОЛУЧАЕМОЙ  
ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ О НЕДРАХ

6.1. Подсчет ожидаемых запасов свободного газа и конденсата

6.2. Основные технико-экономические показатели проектируемых работ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ



### ***Примерный план графических приложений***

Графические приложения иллюстрируют обоснование условий выполнения проектного задания и представляются в виде отдельных не скрепленных чертежей, которые хранятся в общей папке с текстом проекта в специальном кармане или в отдельной стандартной папке размером 21х30. Масштаб представляемых карт и схем выбирается в зависимости от их назначения, от района и вида работ.

На каждом графическом приложении необходимо указать его название и номер, числовой и линейный масштабы, ориентировку по странам света, наименование организации-исполнителя проектируемых работ, должности и фамилии авторов, составивших приложение, и лиц, утвердивших его. Графические материалы должны быть подписаны указанными лицами.

Условные обозначения, наносимые на графические приложения, должны соответствовать «Каталогу условных знаков для картографических материалов, составляемых при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений» (1976).

Условные обозначения помещаются либо на каждом приложении, либо на отдельном листе.

#### **Перечень графических приложений.**

1. Обзорная карта района деятельности организации-исполнителя работ с нанесением на ней административных границ, основных упоминавшихся в тексте названий гидрографической сети, дорог, населенных пунктов, баз, аэродромов, железнодорожных станций, пристаней, а также площади проектируемых работ.

2. Тектоническая карта (схема) района работ с границами тектонических элементов, основными дизъюнктивными нарушениями, локальными структурами, месторождениями нефти и газа, опорными и параметрическими скважинами, площадью проектируемых работ.

3. Проектный литолого-стратиграфический разрез площади проектируемых работ.

4. Структурные карты по основным отражающим сейсмическим горизонтам, контролирующим перспективные толщи, с указанием сейсмических профилей, проектных и пробуренных скважин, их номеров, категории, состояния и абсолютных отметок кровли отражающего горизонта (согласно «Каталогу условных знаков», 1976).

5. Сейсмические разрезы по профилям (продольный, поперечный) с указанием стратификации сейсмических отражающих горизонтов, проектных и пробуренных по линии профиля и вблизи нее скважин (на вышележащие горизонты), их фактических глубин и стратиграфических разбивок с нанесением литологической колонки.

6. Прогнозные карты (литофациальные, палеотектонические, геохимические и др.) – в случае необходимости обоснования соответствующих проектных решений.



7. Типовой геолого-технический наряд на скважину или группы скважин.



## ОФОРМЛЕНИЕ РАБОТЫ

Курсовая работа начинается с титульного листа, пример оформления представлен в приложении А.

Затем, с новой страницы, следует реферат, список рисунков, список таблиц, список используемых сокращений.

Затем следует «Содержание» работы. В нем приводится полный перечень всех разделов, параграфов и подпараграфов, приложений работы с указанием страниц, на которых они начинаются.

Затем излагается текстовая часть курсовой работы по приведенной выше схеме. При этом необходимо придерживаться существующих требований ТПУ ([СТО ТПУ 2.5.01-2011](#)) к нумерации страниц, рисунков и таблиц, рубрикации работы и оформлению рисунков и таблиц, к ссылкам на литературу и составлению списка использованной литературы ([ГОСТ 7.1-2003](#)).

**Защита курсовой работы проводится в виде доклада и презентации, выполненной в Microsoft Power Point.**

## ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

### Опубликованная литература

1. Багринцева К. И. Карбонатные породы - коллекторы нефти и газа. М., Недра, 1977.
2. Бека К., Высоцкий И. Геология нефти и газа. М. Недра, 1976.
3. Бурштар М. С. Основы теории формирования залежей нефти и газа. М. Недра, 1973.
4. Габриэлянц Г.А., Порожун В. И., Сорокин Ю. В. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. М. Недра., 1985.
5. Геология гигантских месторождений нефти и газа. Под редакц. Хэлбути. Изд-во Мир. 1973.
6. Геологические основы рациональной методики поисков нефтяных месторождений. отв. редактор А. Н. Шарданов. М. Наука, 1979.
7. Жданов М. А., Гординский Е. В., Ованесов М. Г. Основы промысловой геологии газа и нефти. М., Недра, 1975.
8. Иванова М. М., Дементьев Л. Ф., Чоловский И. П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа: М. Недра, 1985.
9. Ильин В.Д., Фортунатова Н.К. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. М., Недра, 1988.
10. Машкович К. А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. Недра, 1976.
11. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. Недра. 1984.



12. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа. Гусейнов А.А., Сурцук Г.В. и др. Недра, 1988.
13. Рязанцев Н.Ф., Карнаухов М. Л., Белов А. Е. Испытание скважин в процессе бурения. М., Недра, 1982.
14. Руководство по исследованию скважин. Отв. ред. Е. Н. Ивакин, М., Наука, 1995.
15. Селли Р. Ч. Древние обстановки осадконакопления. М. Недра, 1989.
16. Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. Под ред. Р.Е. Кинга, пер с англ. Недра 1975.
17. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. Под ред. проф. А. А. Бакирова. М., Недра, 1974.
18. Ханин А. А. Породы - коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. М., Недра, 1973.

**Список нормативно-справочных и инструктивно-методических документов, используемых при принятии проектных решений при бурении скважины**

1. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ, РД39-0148052-537-87, М, ВНИИБТ, УкргипроНИИнефти, ВНИИОЭНГ, 1987.
2. Рекомендации по разработке проектно-сметной документации на строительство скважин. Госгортехнадзор России, № 10-03/797 от 14.12.99.
3. Методическое руководство по выбору типа бурового раствора. РД 39-2-772-82. Краснодар, ВНИИКРнефть. 1982.
4. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. ВНИИБТ, М., 1997 и дополнение к ней, М., 2000.
5. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. М., АООТ «ВНИИТнефть», 1999.
6. Методическое руководство по бурению с отбором керна нефтяных и газовых скважин. РД 39-2-399-80, Москва, 1982.
7. Минтопэнерго, ВНИИОЭНГ. Межотраслевые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. М. 1995.
8. Методические указания по оптимизации условий отбора керна и количества учитываемых образцов. М. ВНИИГНИ. 1983.
9. Методические рекомендации по исследованию пород - коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами. М., ВНИГНИ, 1998.
10. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах, РД 153-39.0-072-01, М.2001.
11. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах», утвержденные 28.12.1999 г, пр. № 445/323.
12. Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов, РД 08-492-02, М., Госгортехнадзор России, 2002.



13. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. РД 08-254-98.
14. Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин, РД 153-39.0-069-01, Тверь, 2001.
15. Техническая инструкция по испытанию пластов инструментами на трубах. РД 153-39.0-062-00. М., 2001.
16. Единые технические правила при опробовании пластов в открытом стволе, инструкции по испытанию скважин трубными испытателями пластов. М., 1993.
17. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. М., Недра. 1984.
18. Комплексная методика классификации горных пород геологического разреза, разделение его на характерные пачки пород и выбора рациональных типов и конструкций шарошечных долот для эффективного разбуривания нефтяных и газовых скважин. М., 1983.
19. Методическое руководство по бурению с отбором керна нефтяных и газовых скважин. РД 39-2-399-80. Москва, 1982.
20. Сметные нормы времени на испытание объектов скважин с применением испытателей пластов. М., ВНИИОЭНГ, 1987.
21. А.И. Булатов, А.Г. Аветисов. Справочник инженера по бурению. Т. 1, 2. М., Недра. 1985.
22. А.И. Булатов, Л.Б. Измайлов, О.А. Лебедев. Проектирование конструкции скважин. М., Недра. 1979.
23. Булатов А.И., Измайлов Л.Б. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. М., 1981.
24. А.И. Булатов, А.И. Пеньков, Ю.М. Проселков. Справочник по креплению скважин. М., Недра. 1984.
25. А.И. Булатов, С.В. Долгов. Спутник буровика. М. Недра, 2006.
26. И.Л. Карноухов, Н. Р. Рязанцев. Справочник по испытанию скважин. М., Недра. 1984.
27. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин РД39-00147001-767-2000, ОАО «ГАЗПРОМ», М., 2000.
28. Временный технический регламент по предупреждению аварий и брака при строительстве скважин. ОАО «ГАЗПРОМ», М., 2005.
29. Сборник регламентирующих документов и инструкций по креплению скважин на месторождениях и ПХГ ОАО «Газпром», М., 2000.
30. Я.А. Рязанов. Энциклопедия по буровым растворам. Пермь, 2005.
31. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. Приказ Минприроды № 126 от 07. 02. 2001.
32. Приказ Минприроды России от 01.02.2016 N 3-р «Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013 №477».





33. Приказ Минприроды России от 14.06.2016 N 352 «Об утверждении Правил подготовки проектной документации на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых».



ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Пример оформления титульного листа курсовой работы

Министерство образования и науки РФ  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт – ИПР  
Специализация – Геология нефти и газа  
Кафедра – Геологии и разведки полезных ископаемых

КУРСОВАЯ РАБОТА

по дисциплине – Рациональный комплекс поисково-разведочных работ на нефть и газ

на тему: «Геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и проект бурения поисковой скважины 1 на \_\_\_\_\_ площади»

Выполнил студент гр. \_\_\_\_\_  
(Номер группы)

\_\_\_\_\_  
(Подпись)

Иванов И.И.  
(Ф.И.О.)

\_\_\_\_\_ 2017 г.  
(Дата сдачи)

Проверил к.г.-м.н., доцент ГРПИ  
(Ученая степень, ученое звание, должность)

\_\_\_\_\_  
(Оценка)

Кудряшова Л.К.  
(Ф.И.О.)

\_\_\_\_\_  
(Подпись)

\_\_\_\_\_ 2017 г.  
(Дата проверки)

Томск – 2017 г.