

Министерство высшего и среднего специального образования
Республики Узбекистан
Ташкентский государственный технический университет
им. Абу Райхон Беруни

Халисматов Ирмухаммат Халисматович, Бурлуцкая Ирина Петровна,
Закиров Равшан Тулкунович, Гом Светлана Юрьевна

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОИСКОВОГО И РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ
НА НЕФТЬ И ГАЗ**

Учебник
для бакалавров по направлению 5440800
«Геология и поиск полезных ископаемых (нефть и газ)»

Ташкент – 2007

УДК 622.323

Учебник. Проектирование поискового и разведочного бурения на нефть и газ. Для бакалавров по направлению 5440800 «Геология и поиск полезных ископаемых (нефть и газ)».

И.Х. Халисматов, И.П. Бурлуцкая, Р.Т. Закиров, С.Ю.Гом.

Ташкентский государственный технический университет. Ташкент, 2007.

В учебнике обобщены теоретические сведения в области поисково-разведочных работ на нефть и газ, и все имеющиеся инструктивные документы по вопросам проектирования и методикам строительства глубоких скважин и исследовательских работ в них. Основные вопросы связаны с методикой изучения и обоснования геологического строения объекта проектирования, основными показателями, характеризующими это строение. Изложены методические приемы и способы обоснования выбора мест заложений проектируемых скважин, их глубины, конструкции, комплексы геолого-геофизических исследований в скважине, документации процесса бурения и обработки полученных фактических материалов. Кроме того, рассмотрены основные способы оценки ресурсов и запасов углеводородов, эффективности проектируемых, а также методика расчета продолжительности проектируемых работ и затрат на их проведение.

Учебник рекомендуется для студентов, обучающихся по направлению «Геология и поиск полезных ископаемых (нефть и газ)», а также специалистов нефтегазовой отрасли, занимающихся проектированием глубокого бурения.

Ушбу дарсликда нефт ва газ конларини излош ва разведка қилиш учун чуқур қудуқларни бурғилаш (қуриш) лойихаси бўйича бажариладиган услубий ва тадқиқот ишлари, барча мавжуд меъёрий ҳужжатларнинг назарий маълумотлари жамланган. Асосий масалалар лойиҳа объектини геологик тузилишини асослаш ва ўрганиш услуби билан боғлиқ. Лойиҳа қудуқларини қўйиш жойини, унинг чуқурлигини, тузилишини, қудуқдаги геолого-геофизик тадқиқотлар мажмуасини, бурғилаш жараёнидаги ҳужжатларни ва олинган амалий маълумотларга ишлов беришни асослаш услублари келтирилган. Ундан ташқари углеводород ресурс ва захираларини ҳисобнинг асосий усуллари, шунингдек лойиҳа ишлари давомийлиги ва унга кетадиган сарф харажатларни баҳолаш услуби кўриб чиқилган.

Дарслик “Фойдали қазилмалар геологияси ва қидирув ишлари (нефт ва газ)” йўналиши бўйича таълим олаётган талабалар, шунингдек чуқур бурғилашни лойиҳалаш билан шуғулланаётган нефтгаз саноати мутахассислари учун тавсия қилинади.

This textbook summarizes theoretical materials in the area of oil and gas prospect drilling and wildcatting works as well as all available reference documents related to planning and methodology of long boreholes building and research works in them. Main issues are related to methods of analysis and justification of geological texture of the object being planned by main figures that defines such texture. Ways and methods to reason selected location of wells under planning, their depth and design, geological and geophysical researches in the holes, drilling and obtained actual data processing documents are given in this textbook. Furthermore, main ways of evaluation of hydrocarbons lifetime and reserves, effectiveness of those being planned as well methods of evaluation of planning works duration and their costs has been taken up herein.

The textbook is recommended for students of Oil and Gas Field Exploration Department as well for Oil and Gas experts involved into planning of long boring.

Печатается по решению научно-методического совета Ташкентского государственного технического университета.

Рецензенты:

Директор СП «Узмалоил» к. г-м. н. доц. Содиков А.,
доцент кафедры «Нефтегазовая геология и геофизика» ТашГТУ к. г-м. н. Раубходжаева Т.С.

Введение

Процесс поисково-разведочных работ на нефть и газ является сложным и длительным. Он объединяет различные взаимосвязанные виды работ, которые в совокупности должны обеспечить выявление, геолого-экономическую оценку и подготовку к разработке промышленных залежей нефти и газа. В связи с этим перед заложением дорогостоящих глубоких скважин предстоит решить следующий ряд задач (в порядке очередности):

- определение контуров нефтегазоносных провинций и областей;
- поиск в них новых нефтегазоносных районов и зон регионального нефтегазонакопления;
- обнаружение новых месторождений в пределах уже известных зон;
- выявление новых перспективных нефтегазоносных литолого-стратиграфических комплексов и залежей в пределах уже выявленных месторождений нефти и газа.

Для установления наиболее рациональной последовательности проведения различных видов работ и исследований указанный многоступенчатый процесс поисково-разведочных работ делится на этапы и стадии.

Применяемые на каждом этапе или стадии виды и методы исследований должны составлять рациональный комплекс, обеспечивающий высокую геологическую и экономическую эффективность геологоразведочных работ.

Для проведения любых работ на нефть и газ необходимо определить основные направления, этапы, стадии, а также геолого-техническую базу для осуществления выполнения каждого этапа с наиболее оптимальными затратами материально-технических ресурсов с целью обеспечения максимально достижимого геологического результата, объема извлекаемых углеводородов высокого уровня рентабельности.

Прогноз основных показателей работ возможен только при наличии грамотно составленного проекта, т.е. совокупности систематизированных и увязанных между собой исходных данных о методологии, технике и технологии проведения работ тем или другим способом, ожидаемых результатов, в том числе и экономической эффективности.

Поэтому на всех стадиях работ на нефть и газ осуществляется перспективное планирование, т.е. определение основных укрупненных показателей. Процесс достижения каждого из этих показателей отражается в проекте. В связи с этим существует несколько разновидностей проектов, охватывающих различные направления работ на нефть и газ.

Из всего множества проектов предметом учебника является проектирование буровых работ, так как бурение является неотъемлемой частью всего процесса работ на нефть и газ, скважины бурятся на всех этапах.

1. При региональных геолого-геофизических работах для привязки геофизических горизонтов и изучения строения разреза проводится структурное опорно-параметрическое бурение.

Опорные скважины бурятся в целях изучения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности малоизученных территорий на стадии региональных геолого-геофизических работ, исследования крупных структурных элементов и слагающих их пород, изучения истории геологического развития, условий возможного нефтегазообразования и нефтегазонакопления, определения целесообразности и темпов поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах изучаемого геоструктурного элемента.

Параметрические скважины бурятся в целях изучения глубинного строения, геолого-геофизической характеристики разреза, выявления в комплексе с геофизическими исследованиями возможных районов и зон нефтегазонакопления, наиболее перспективных для постановки детальных геолого-поисковых работ.

При поисках залежей нефти и газа наряду с геофизическими исследованиями осуществляется структурное бурение.

2. Поисковые скважины закладываются на площадях, подготовленных геологическими и геофизическими методами с целью открытия новых месторождений нефти и газа, а также бурятся на ранее открытых месторождениях для поисков новых залежей, залегающих ниже или выше ранее выявленных продуктивных горизонтов.

3. При разведке залежей УВ осуществляется разведочное бурение.

Разведочные скважины бурятся на площадях с установленной нефтегазоносностью с целью оценки запасов по промышленным категориям и сбора необходимых данных для составления технологической схемы разработки для нефтяных залежей или проекта оценочно-промышленной эксплуатации для газовых залежей.

4. При разработке залежей осуществляется эксплуатационное бурение и т.д.

Кроме того, на тех или других стадиях работ осуществляется бурение различных скважин специального назначения (контрольных, нагнетательных, наблюдательных и т.д.).

Таким образом, проектирование буровых работ является важной составляющей всего комплекса геологоразведочных работ, знание которой необходимо всем специалистам, работающим в отрасли.

Следует также отметить, что схема составления проекта бурения в отрасли должны быть универсальной, т.е. применимой к любому из этапов работ на нефть и газ.

Прогноз развития нефтяной и газовой промышленности Республики Узбекистан, как составной части ТЭКа, свидетельствуют, что нефть и газ в ближайшем будущем будут играть основную роль в энергетическом балансе страны.

Поэтому на первый план выступает задача обеспечения нефтяной и газовой промышленности резервами – разведанными запасами нефти и газа.

В этом аспекте геологоразведочные работы на нефть и газ выступают на первый план, т.к. только интенсификация этих работ позволит обеспечить отрасль резервами УВ.

В этом случае проектирование геологоразведочных работ играет важную роль, т.к. посредством проектирования достигаются комплексность исследований, внедрение новой технологии и техники работ, оценка перспективности выбранного направления поисков для обеспечения прироста планируемых запасов углеводородов и создания предпосылок для дальнейшего развития работ в изучаемом районе.

Для обеспечения добычи нефти, газового конденсата и природного газа на перспективу, освоения не введенных в разработку месторождений требуется доведение ежегодного прироста новых запасов в объемах, не менее чем в три раза превосходящих годовой уровень добычи. Для широкомасштабного пополнения ресурсной базы углеводородов потребуются значительная интенсификация поисково-разведочных работ.

Настоящий учебник разработан на кафедре «Нефтегазовая геология и геофизика» ТашГТУ.

Учебник состоит из 2 частей:

- общей, определяющей роль и задачи проектирования глубокого бурения в соответствии с Положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ и назначением скважин; а также в соответствии с целями и задачами региональных, поисковых и разведочных работ на нефть и газ;

- методической части, определяющей общие принципы проектирования глубокого бурения.

При составлении данного учебника учтены все действующие законодательные и директивные документы, замечания производственных организаций и научно-исследовательских институтов.

Все последующие пожелания и замечания для дальнейшего улучшения учебника просим присылать по адресу:

Узбекистан, г. Ташкент, Вузгородок,
ул. Университетская, 2, ТашГТУ
факультет нефти и газа.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Теоретические основы моделирования геологических объектов при проектировании глубокого бурения	8
1.1. Цели и задачи геологоразведочных работ на нефть и газ	8
1.1.1. Место и значение региональных, поисковых и разведочных работ	8
1.1.2. Этапы и стадии геологоразведочных работ (общие принципы)	9
1.1.3. Цели и задачи опорно-параметрического, поискового и разведочного бурения	13
1.1.3.1. Цели и задачи опорного бурения	13
1.1.3.2. Цели и задачи параметрического бурения	15
1.1.3.3. Цели и задачи поискового бурения	19
1.1.3.4. Цели и задачи разведочного бурения	21
1.2. Типы проектов	23
1.2.1. Цели и задачи проектирования геологоразведочных работ на нефть и газ	23
1.2.2. Основные основополагающие принципы проектирования глубокого бурения	24
1.2.3. Типы проектов по объекту проектирования	26
1.2.4. Типы проектов по содержанию	26
1.2.5. Основные разделы геологического проекта и различия в представлении информации	28
1.2.5.1. Основные разделы	28
1.2.5.2. Различия в представлении информации в зависимости от объекта проектирования	31
1.3. Моделирование геологических объектов при проектировании глубокого бурения	35

1.3.1. Понятие системы в геологии	37
1.3.2. Возможные представления и типы систем в геологии	38
1.3.3. Системно-структурный подход при проектировании глубокого бурения	44
1.3.4. Объект и предмет геологического проектирования с точки зрения системно-структурного подхода	46
1.3.5. Модели месторождений нефти и газа и процессов проектирования	48
1.3.6. Типы моделей залежей, месторождений и объектов глубокого бурения	50
1.3.7. Основа методики построения геологических моделей объектов глубокого бурения по геолого-геофизическим данным и данным глубокого бурения	51
1.3.7.1. Моделирование процесса геологического проектирования	52
1.3.7.2. Выбор адресной или вероятностно-статистической моделей объектов глубокого бурения	52
2. Методика геологического проектирования при составлении геологических проектов глубокого бурения	57
2.1. Общая часть геологического проекта глубокого бурения	57
2.1.1. Введение	58
2.1.2. Физико-географические и географо-экономические условия	59
2.1.3. Результаты ранее проведенных работ (геолого-геофизическая изученность).	59
2.1.3.1. Геолого-геофизическая изученность	61
2.1.3.2. Обзор, анализ и оценка ранее выполненных на месторождении геологоразведочных работ	65
2.1.3.2.1. Сведения о состоянии выполнения проектов поисковых (разведочных) работ	66
2.1.3.2.2. Изученность месторождения глубоким бурением	66
2.1.3.2.3. Объем, методика и результаты отбора и исследования керна	68

2.1.3.2.4. Объем и методика геофизических исследований скважин (ГИС)	68
2.1.3.2.5. Объем, методика и результаты опробования и испытания скважин	69
2.1.3.2.6. Объем, методика и результаты отбора проб пластовых флюидов и их исследования в лаборатории	70
2.1.3.2.7. Состояние запасов категорий C_1 и C_2	70
2.1.3.2.8. Анализ состояния изученности залежи и месторождения в целом	71
2.2. Геологическая часть проекта глубокого бурения	73
2.2.1. Геофизические методы, данные которых, используются при составлении геологической части проекта глубокого бурения	77
2.2.1.1. Опорные отражающие горизонты и их прослеживаемость в пределах нефтегазоносных регионов РУз	78
2.2.1.2. Кондиционность подготовки структур методом ОГТ	88
2.2.2. Геологическое строение площади (месторождения)	91
2.2.2.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез	92
2.2.2.2. Тектоническое строение площади проектируемых работ	96
2.2.2.3. Нефтегазоносность	98
2.2.2.4. Гидрогеологическая характеристика	101
2.2.3. Оценка выявленных месторождений и заложение дополнительных поисковых скважин	103
2.2.3.1. Оценка выявленных месторождений	103
2.2.3.2. Определение эффективности работ на стадии поисков и оценки месторождений и залежей	105
2.2.3.3. Оценка полноты и качества реализации проекта поисковых скважин	108
2.2.3.4. Оценка эффективности принятой методики обработки и интерпретации ГИС	109
2.2.3.5. Оценка достоверности средних значений межфазовых	110

контактов по данным опробования, испытаний и ГИС	
2.2.3.6. Оценка достоверности средних значений подсчетных параметров, определяемых по материалам ГИС и результатам исследования керна	113
2.2.3.6.1. Оценка точности определения высотного положения ВНК и ГВК	113
2.2.3.6.2. Оценка точности площади нефтегазоносности	117
2.2.3.6.3. Оценка точности определения среднего значения эффективной нефтегазонасыщенной мощности	118
2.2.3.6.4. Оценка точности определения пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности пласта	120
2.2.3.7. Результаты определения литолого-физических свойств коллекторов по каждому продуктивному пласту и литологическая характеристика коллекторов и покрышек по данным ГИС и керна	123
2.2.3.8. Оценка результатов опробования, испытания и исследования скважин	124
2.2.3.9. Состояние запасов нефти, газа и конденсата и их достоверность, геометризация свойств и оценка точности поисков залежей	125
2.2.3.10. Обоснование коэффициента извлечения нефти и конденсата	127
2.2.4. Оценка перспективных ресурсов и подсчет запасов УВ при проектировании глубокого бурения	128
2.2.4.1. Оценка прогнозных ресурсов	128
2.2.4.1.1. Основные принципы качественной оценки перспектив нефтегазоносности	128
2.2.4.1.2. Количественная оценка прогнозных ресурсов.	131
2.2.4.1.3. Оценка прогнозных ресурсов в локальных ловушках	131
2.2.4.1.4. Оценка прогнозных ресурсов на оценочных объектах	133
2.2.4.1.5. Оценка прогнозных ресурсов категории D_1 и D_2 на стадии оценки зон нефтегазонакопления	134

2.2.4.2. Методика подсчета прогнозных ресурсов нефти и газа в Республике Узбекистан	134
2.2.4.2.1. Качественная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа	134
2.2.4.2.2. Количественная оценка прогнозных ресурсов	136
2.2.4.2.3. Оценка прогнозных ресурсов категории D_1 и D_2 при проектировании	136
2.2.4.2.4. Выделение оценочных объектов прогнозных ресурсов	137
2.2.4.2.5. Подсчет перспективных ресурсов категории C_3	140
2.2.4.2.6. Выделение подсчетных объектов перспективных ресурсов	140
2.2.4.3. Подсчёт перспективных ресурсов категории C_3	142
2.2.4.3.1. Метод удельных плотностей	142
2.2.4.3.2. Объемный метод	144
2.2.4.3.3. Непосредственное определение возможной площади нефтегазоносности	145
2.2.4.3.4. Определение возможной площади нефтегазоносности с помощью коэффициента заполнения ловушек	146
2.2.4.3.5. Определение остальных параметров, входящих в формулу объемного метода	147
2.2.4.4. Подсчет запасов УВ	147
2.2.4.4.1. Подсчет запасов нефти.	149
2.2.4.4.2. Подсчет запасов газа	169
2.3. Методическая часть проекта глубокого бурения	170
2.3.1. Общие сведения	170
2.3.2. Цели и задачи глубокого бурения	171
2.3.3. Обоснование глубины параметрических (опорных) и поисковых скважин. Обоснование этажей разведки	174
2.3.3.1. Обоснование глубины параметрических (опорных) скважин	174
2.3.3.2. Обоснование глубин поисковых скважин	175
2.3.3.3. Обоснование этажа разведки и глубин разведочных скважин	175
2.3.4. Обоснование системы размещения глубоких скважин. Выбор	176

зависимых и независимых скважин

2.3.4.1. Опорные и параметрические скважины	176
2.3.4.2. Количество и система размещения поисковых скважин	178

2.3.4.3. Методика заложения и система размещения разведочных скважин	180
2.3.5. Горно-геологические условия проводки скважин	191
2.3.5.1. Общие сведения о бурении скважин	191
2.3.5.2. Физико-механические свойства горных пород и их буримость	193
2.3.5.3. Классификация горных пород по крепости и буримости	205
2.3.5.4. Горное, пластовое гидростатическое давления и давление гидроразрыва пласта	211
2.3.5.5. Горно-геологические условия проводки скважин	213
2.3.6. Обоснование и выбор конструкции проектных скважин, параметров бурового раствора, оборудования устья, тип буровой установки и обоснование способов бурения	216
2.3.6.1. Требования к конструкции скважины	216
2.3.6.2. Обоснование типовой конструкции и оборудования устья скважины	222
2.3.6.2.1. Выбор профиля скважины	227
2.3.6.2.2. Выбор типа шарошечного долота	228
2.3.6.2.3. Выбор параметров бурового раствора	231
2.3.6.2.4. Выбор устьевого оборудования	235
2.3.6.2.5. Выбор типа буровой установки и обоснование способа бурения	236
2.3.6.2.6. Проектирование параметров режима бурения	237
2.3.6.2.7. Расчет обсадных колонн	241
2.3.6.2.8. Расчет цементирования скважин	242
2.3.7. Комплекс геологических, геофизических и геолого-промысловых исследований в глубоких скважинах	243
2.3.7.1. Отбор керна и шлама	245
2.3.7.1.1. Объемы отбора керна и шлама	246

2.3.7.1.2. Задачи, технология, методика отбора и документации керна и шлама	248
2.3.7.1.3. Проектирование интервалов отбора керна и шлама	253
2.3.7.2. Геофизические и геохимические исследования в скважинах	253
2.3.7.2.1. Задачи, обзор видов, подготовка скважин к исследованиям	253
2.3.7.2.2. Комплекс геофизических исследований скважин	256
2.3.7.2.3. Геохимические исследования	261
2.3.7.2.4. Проектирование геофизических и геохимических исследований в скважинах	261
2.3.7.3. Вскрытие, опробование и испытание продуктивных горизонтов	262
2.3.7.3.1. Цели работ	262
2.3.7.3.2. Вскрытие продуктивных горизонтов в процессе бурения	263
2.3.7.3.3. Опробование и испытание пластов в процессе бурения скважин	266
2.3.7.3.4. Вскрытие пластов – коллекторов в процессе испытания в обсаженном стволе	267
2.3.7.3.5. Испытание скважин в стволе, обсаженном эксплуатационной колонной	268
2.3.7.3.6. Проектирование работ по опробованию и испытанию скважин	274
2.3.8. Составление геолого-технического наряда	276
2.3.9. Лабораторные исследования керна, шлама, пластовых флюидов, бурового и тампонажного растворов	281
2.3.9.1. Исследования керна и шлама	281
2.3.9.2. Лабораторные исследования пластовых флюидов	283
2.3.9.3. Исследования тампонажного и бурового растворов	284
2.3.9.4. Проектирование лабораторных исследований	285
2.3.10. Обоснование методики и объем проведения работ по попутным поискам	286
2.3.10.1. Цели и задачи работ	286

2.3.10.2. Обоснование проведения попутных поисков	287
2.3.10.3. Проектирование работ по попутным поискам	288
2.3.11. Обработка материалов глубокого бурения	289
2.3.11.1. Первичная геологическая документация и отчетность	289
2.3.11.2. Научная обработка и обобщение материалов опорно- параметрических скважин	291
2.3.11.3. Геологическая обработка результатов бурения и исследования скважин	292
2.3.11.4. Комплексная интерпретация различных методов изучения разрезов скважин	292
2.3.11.5. Составление разрезов скважин	294
2.3.11.6. Корреляция разрезов скважин	296
2.3.11.7. Составление геологических профилей и разрезов	300
2.3.11.8. Обработка, хранение и ликвидация керна и шлама	303
2.3.11.9. Обработка и представление результатов геофизических исследований скважин	308
2.3.11.10. Обработка и представление результатов опробования и испытания	313
2.3.11.11. Проектирование раздела «Обработка материалов глубокого бурения»	313
2.4. Технико-экономическая часть	316
2.4.1. Продолжительность строительства скважин	316
2.4.2. Предельные ассигнования на глубокое бурение	319
2.4.3. Технико-экономические показатели	320
2.5. Охрана недр и окружающей среды	321
2.5.1. Охрана почв и водных объектов	321
2.5.2. Очистка, обезвреживание и утилизация отходов бурения	323
2.5.3. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения	324
2.5.4. Ликвидация шламовых амбаров и рекультивация земель	325
2.5.5. Биологическая рекультивация	326

2.5.6. Охрана недр	326
2.5.7. Защита геолого-геофизической информации, полученной в глубоких скважинах	329
2.5.8. Проектирование мероприятий по охране недр и окружающей среды	329

Редактор: Покачалова Н.С.

Мундарижа

	Кириш	
1	Чуқур бурғилашни лойиҳалаштиришда геологик объектларни моделлаштиришни назарий асослари	8
1.1	Нефт ва газ геологоразведка ишларининг мақсади ва вазифалари	8
1.1.1	Регионал, излов ва разведка ишларининг аҳамиёти	8
1.1.2	Геологоразведка ишларининг этап ва босқичлари (умумий принциплари)	9
1.1.3	Таянч-параметрик, излов ва разведка бурғи қудукларининг мақсади ва вазифалари	13
1.1.3.1	Таянч бурғи қудукларининг мақсади ва вазифалари	13
1.1.3.2	Параметрик бурғи қудукларининг мақсади ва вазифалари	15
1.1.3.3	Излов бурғи қудукларининг мақсади ва вазифалари	19
1.1.3.4	Разведка бурғи қудукларининг мақсади ва вазифалари	21
1.2	Лойиҳа турлари	23
1.2.1	Нефт ва газ геологоразведка ишларини лойиҳалаштиришни мақсади ва вазифалари	23
1.2.2	Чуқур бурғилашни лойиҳалаштиришнинг асосий принциплари	24
1.2.3	Лойиҳа объекти бўйича лойиҳа турлари	26
1.2.4	Мазмуни бўйича лойиҳа турлари	26
1.2.5	Геологик лойиҳанинг асосий бўлимлари ва улардаги маълумотлар	28
1.2.5.1	Асосий бўлимлар	28
1.2.5.2	Лойиҳа объекти билан боғлиқ маълумотлар	31
1.3	Бурғилашни лойиҳалаштиришда геологик объектни моделлаштириш	35
1.3.1	Геологияда тизимлар тушунчаси	37

1.3.2	Геологияда тизимлар ва турлари	38
1.3.3	Чуқур бурғилашни лойиҳалаштиришга тизимли- тузилмали ёндошиш	44
1.3.4	Тизимли-тузилмали ёндош нуқтан назаридан геологик объект ва предметларни лойиҳалаштириш	46
1.3.5	Нефт ва газ конларининг лойиҳалаштириш жараёнларида моделлаштириш	48
1.3.6	Чуқур бурғилаш объектлари, нефт ва газ уюм ҳамда конлари моделларининг турлари	50
1.3.7	Геолого-геофизик ва бурғилаш маълумотлари бўйича геологик объектларни моделларини тузишнинг услубий асоси	51
1.3.7.1	Геологик лойиҳалаштириш жараёнини моделлаштириш	52
1.3.7.2	Бурғилаш объектларини адресли ёки эҳтимолий-статистик моделини танлаш	52
2.	Бурғилаш лойиҳаларини тузишнинг геологик услуби	57
2.1	Бурғилашни геологик лойиҳасининг умумий қисми	57
2.1.1	Кириш	58
2.1.2	Физик-географик ва иқтисодий шароити	59
2.1.3	Олдин бажарилган ишлар (геолого-геофизик ўрганилганлик) натижалари	59
2.1.3.1	Геолого-геофизик ўрганилганлик	61
2.1.3.2	Конларда илгари бажарилган геологоразведка ишларини шарҳи, таҳлили ва баҳоси	65
2.1.3.2.1	Излов (разведка) ишлари лойиҳасини бажарилиш ҳолати бўйича маълумотлар	66
2.1.3.2.2	Конни чуқур бурғилаш билан ўрганилганлиги	66
2.1.3.2.3	Керн олиш ҳажми, услуби ва тадқиқот натижалари	68
2.1.3.2.4	Қудуқларни геофизик тадқиқот қилиш ҳажми ва услуби	68
2.1.3.2.5	Қудуқларни синаш ва тадқиқот қилиш ҳажми, услуби ва	69

	натижалари	
2.1.3.2.6	Қатлам флюидидан намуна олиш ҳажми, услуги ва тадқиқот натижалари	70
2.1.3.2.7	Заҳираларни C_1 ва C_2 тоифа бўйича ҳолати	70
2.1.3.2.8	Уюм ва кон бўйича умумий ўрганилганлик таҳлили ҳолати	71
2.2	Бурғилаш лойиҳасининг геологик қисми	73
2.2.1	Бурғилаш лойиҳасининг геологик қисмини тузишда қўлланиладиган геофизик усуллар маълумотлари	77
2.2.1.1	Ўзбекистон Республикаси нефтгазли ҳудудларидаги таянч қайтарувчи горизонтлар	78
2.2.1.2	Умумий чуқурлик нуқтаси (ОГТ) усулида структурани тайёрлаш	88
2.2.2	Майдон (кон)нинг геологик тузилиши	91
2.2.2.1	Лойиҳавий литолого-стратиграфик кесим	92
2.2.2.2	Лойиҳа майдонининг тектоник тузилиши	96
2.2.2.3	Нефтгазлилиқ	98
2.2.2.4	Гидрогеологик тавсифи	101
2.2.3	Аниқланган конни баҳолаш ва қўшимча излов қудуғини қўйиш	103
2.2.3.1	Аниқланган конни баҳолаш	103
2.2.3.2	Излов босқичидаги ишларни самарадорлигини аниқлаш ва уюмни баҳолаш	105
2.2.3.3	Излов қудуқлари лойиҳасини амалга ошиш сифати ва тўлиғлигини баҳолаш	108
2.2.3.4	Қудуқларини геофизик тадқиқоти (ҚГУ) ва қабул қилинган услубни самарадорлигини баҳолаш	109
2.2.3.5	Фазалараро контактларни ўртача қийматларини ишончлилигини тадқиқот, синаш ва қудуқларини геофизик тадқиқот (ҚГУ) қилиш улуллари маълумотлари	110

	бўйича баҳолаш	
2.2.3.6	Қудуқларини геофизик тадқиқот (ҚГУ) маълумотлари ва керн таҳлили натижалари бўйича аниқланадиган ҳисоб кўрсаткичларини ўртача қийматларини ишончилигини баҳолаш	113
2.2.3.6.1	Сув-нефть чегараси (СНЧ) ва газ-сув чегараси (ГСУ) аниқланган ҳолатини аниқлигини баҳолаш	113
2.2.3.6.2	Нефтьгазлилик майдонини аниқлигини баҳолаш	117
2.2.3.6.3	Аниқланган нефтьгазга тўйинган самарали қалинликни ўртача қийматини аниқлигини баҳолаш	118
2.2.3.6.4	Қатламни аниқланг ғоваклиги, ўтказувчанлиги ва нефтьгазга тўйинганлигини аниқлигини баҳолаш	120
2.2.3.7	Маҳсулдор қатлам хусусиятларини аниқлаш натижалари ва ҚГУ, керн маълумотлари бўйича каллектор ва қопқоқларни литологик тавсифи	123
2.2.3.8	Қудуқларини синаш ва тадқиқот қилиш натижаларини баҳолаш	124
2.2.3.9	Нефть, газ ва конденсат захирасини аниқлик ҳолати	125
2.2.3.10	Нефть ва конденсатни қазиболиш коэффициентини асослаш	127
2.2.4	Чуқур бурғилашни лойиҳалаштиришда углеводородларни истикболли ресурсларини баҳолаш ва захирасини ҳисоблаш	128
2.2.4.1	Башорат ресурсларини баҳолаш	128
2.2.4.1.1	Нефтьгазлилик истикболини сифат жиҳатдан баҳолашнинг асосий принциплари	128
2.2.4.1.2	Башорат ресурсларини миқдорий баҳолаш	131
2.2.4.1.3	Маҳоллий тутқичлардаги башорат ресурсларини баҳолаш	131
2.2.4.1.4	Баҳоланаётган объектлардаги башорат ресурсларини баҳолаш	133

2.2.4.1.5	Нефтгаз тўпланиш зоналарини баҳолаш босқичида башорат ресурсларини D_1 ва D_2 тоифа бўйича баҳолаш	134
2.2.4.2	Ўзбекистон Республикасида нефт ва газни башорат ресурсларини ҳисоблаш услуги	134
2.2.4.2.1	Нефт ва газ башорат ресурсларини сифат жиҳатдан баҳолаш	134
2.2.4.2.2	Башорат ресурсларини миқдорий баҳолаш	136
2.2.4.2.3	Лойиҳалаштиришда башорат ресурсларини D_1 ва D_2 тоифа бўйича баҳолаш	136
2.2.4.2.4	Башорат ресурсларини баҳолаш объектларига ажратиш	137
2.2.4.2.5	Истиқболли ресурсларни C_3 тоифа бўйича баҳолаш	140
2.2.4.2.6	Истиқболли ресурсларни ҳисоблаш объектларига ажратиш	140
2.2.4.3	Истиқболли ресурсларни C_3 тоифа бўйича ҳисоблаш	142
2.2.4.3.1	Солиштирма зичлик усули	142
2.2.4.3.2	Ҳажмий усул	144
2.2.4.3.3	Истиқболли нефтгазлилик майдонини бевосита аниқлиш	145
2.2.4.3.4	Истиқболли майдони нефтгазлилигини тутқични тўлалик коэффициенти ёрдамида аниқлаш	146
2.2.4.3.5	Ҳажмий усул формуласидаги бошқа параметрларини аниқлаш	147
2.2.4.4	УВ захираларини ҳисоблаш	147
2.2.4.4.1	Нефть захираларини ҳисоблаш	149
2.2.4.4.2	Газ захираларини ҳисоблаш	169
2.3	Чуқур бурғилаш лойиҳасининг услубий қисми	170
2.3.1	Умумий маълумотлар	170
2.3.2	Бурғилашни мақсади ва вазифалари	171
2.3.3	Параметрик (таянч) ва излов қудуқларини лойиҳа чуқурлигини асослаш. Разведка қаватларини асослаш	174
2.3.3.1	Параметрик (таянч) қудуғни чуқурлигини асослаш	174
2.3.3.2	Излов қудуғини лойиҳа чуқурлигини асослаш	175

2.3.3.3	Разведка қудуғини лойиха чуқурлиги ва разведка қаватини асослаш	175
2.3.4	Лойиха қудуқларни жойлаштириш тизимини асослаш. Боғлиқ ва боғлиқ бўлмаган қудуқларни танлаш	176
2.3.4.1	Таянч ва параметрик қудуқлар	176
2.3.4.2	Излов қудуқлари сони ва жойлаштириш тизими	178
2.3.4.3	Разведка тизими, лойила қудуқларини жойлаштириш услуги	180
2.3.5	Қўдукни бурғилашни тоғ - геологик шароити	191
2.3.5.1	Қўдук бурғилаш ҳақида умумий маълумотлар	191
2.3.5.2	Тоғ жинсларини физик-механик хусусиятлари ва уларни бурғиланувчанлиги	193
2.3.5.3	Тоғ жинсларини мустаҳкамлиги ва бурғиланувчанлиги бўйича таснифи	205
2.3.5.4	Тоғ, қатлам гидростатик босими ва қатламни гидроёриш босими	211
2.3.5.5	Қудуқ бурғилашнинг тоғ-геологик шароити	213
2.3.6	Лойиха қудуғи тузилишини, бурғилаш эритмаси кўрсаткичларини, қудуқ оғзи ускуналарини, бурғилаш қурилмасини турини танлаш ва бурғилаш усулини асослаш	216
2.3.6.1	Қўдук тузилишига бўлган талаблар	216
2.3.6.2	Қўдук оғзи ускуналари ва намунавий тузилишини асослаш	222
2.3.6.2.1	Қўдуклар кесимини танлаш	227
2.3.6.2.2	Шарошкали долота турини танлаш	228
2.3.6.2.3	Бурғилаш эритмаси кўрсаткичларини танлаш	231
2.3.6.2.4	Қўдук оғзи ускуналарини танлаш	235
2.3.6.2.5	Бурғилаш қурилмаси турини танлаш ва бурғилаш усулини асослаш	236

2.3.6.2.6	Бурғилаш режими кўрсаткичларини лойиҳалаштириш	237
2.3.6.2.7	Мустаҳкамловчи қувур ҳисоби	241
2.3.6.2.8	Қўдукни семонлаш ҳисоби	242
2.3.7	Чуқур қудукларда геологик, геофизик ва кон-геологик тадқиқотлар мажмуаси	243
2.3.7.1	Керн ва шлам олиш	245
2.3.7.1.1	Керн ва шлам олиш ҳажми	246
2.3.7.1.2	Керн ва шлам олиш технологияси, услуги ва уларни ҳужжатлаштириш	248
2.3.7.1.3	Керн ва шлам олиш оролиқларини лойиҳалаштириш	253
2.3.7.2	Қўдукдаги геофизик ва геохимёвий тадқиқотлар	253
2.3.7.2.1	Қўдукни тадқиқот қилишга тайёрлаш ва унинг вазифалари	253
2.3.7.2.2	Қўдук геофизик тадқиқотлари мажмуаси	256
2.3.7.2.3	Геохимёвий тадқиқотлар	261
2.3.7.2.4	Қўдукда геофизик ва геохимёвий тадқиқотларни лойиҳалаштириш	261
2.3.7.3	Маҳсулдор горизонтларни очиш, синаш ва тадқиқот қилиш	262
2.3.7.3.1	Ишнинг мақсади	262
2.3.7.3.2	Бурғилаш жараёнида маҳсулдор горизонтларни очиш	263
2.3.7.3.3	Қўдукни бурғилаш жараёнида қатламни синаш ва тадқиқот қилиш	266
2.3.7.3.4	Мустаҳкамловчи қувурда синаш жараёнида коллектор қатламни очиш	267
2.3.7.3.5	Эксплуатацион қувур билан мустаҳкамланган қувурда қўдукни синаш	268
2.3.7.3.6	Қўдук тадқиқот қилиш ва синаш ишларини лойиҳалаштириш	274
2.3.8	Геолого-техник наряд тузиш	276
2.3.9	Керн, шлам, қатлам суюқлиги, бурғилаш ва тампанаж	281

	эритмаларини лаборатория тадқиқотлари	
2.3.9.1	Керн ва шламни тадқиқот қилиш	281
2.3.9.2	Қатлам суюқлигини лаборатория тадқиқоти	283
2.3.9.3	Тампанаж ва бурғилаш эритмаларини тадқиқоти	284
2.3.9.4	Лаборатория тадқиқотларини лойиҳалаштириш	285
2.3.10	Юлдош излов усули асослаш ва ҳажми	286
2.3.10.1	Ишни мақсади ва вазифаси	286
2.3.10.2	Юлдош изловни ўтказишни асослаш	287
2.3.10.3	Юлдош излов ишларини лойиҳалаш	288
2.3.11	Чуқур бурғилашдан олинган маълумотларга ишлов бериш	289
2.3.11.1	Бирламчи геологик хужжатлар ва ҳисобатлар	289
2.3.11.2	Таянч-параметрик қудуқларни маълумотларини умумлаш- тириш ва илмий ишлов бериш	291
2.3.11.3	Қудуқни бурғилаш ва синаш натижаларига геологик ишлов бериш	292
2.3.11.4	Қудуқ кесмасини ўрганиш усуллар мажмуасини тахлили	292
2.3.11.5	Қудуқ кесмасини тузиш	294
2.3.11.6	Қудуқлар кесмасини таққослаш	296
2.3.11.7	Геологик кесма ва бурғи қудуғи кесимини тузиш	300
2.3.11.8	Керн ва шламга ишлов бериш, сақлаш ва тугатилиши	303
2.3.11.9	Қудуқни геофизик тадқиқот натижалари ва уларга ишлов бериш	308
2.3.11.10	Қудуқни синаш ва ўзлаштириш натижалари ва уларга ишлов бериш	313
2.3.11.11	“Чуқур бурғилаш маълумотларига ишлов бериш” бўлимини лойиҳалаш	313
2.4	Техник иқтисодий қисм	316
2.4.1	Қудуқ қурилишининг давамийлиги	316
2.4.2	Чуқур бурғилашга ажратилган маблағлар	319
2.4.3	Техник-иқтисодий кўрсаткичлар	320

2.5	Ер ости ва атроф мухит муҳафазаси	321
2.5.1	Тупроқ ва сув объектлари муҳафазаси	321
2.5.2	Бурғилаш чиқиндиларини тозалаш, зарарсизлантириш ва фойдаланиш	323
2.5.3	Атмосфера ҳавосини ифлосланишдан муҳофаза қилиш	324
2.5.4	Шлам омборларини тугатиш ва ерни қайта тиклаш	325
2.5.5	Биологик жонлантириш (рекультивация)	326
2.3.9.6	Ер остини муҳофиза қилиш	326
2.3.9.7	Чуқур қўдуклардан олинган геолого-геофизик маълумотларни сақлаш	329
2.3.9.8	Ер ости ва атроф мухитни сақлаш тадбирларини лойиҳалаштириш	329

Мухаррир:

Покачалова Н.С.

CONTENTS

Theoretical fundamentals of geological objects modeling when planning deep-hole drilling	8
1.1 Purpose and scope of oil and gas geological survey	8
1.1.1 Place and significance of regional prospecting and wildcatting works	8
1.1.2 Phases and stages in geological survey (main principals)	9
1.1.3 Purpose and scope of formation-parametric drilling, prospecting and wildcatting	13
1.1.3.1 Purpose and scope of parametric drilling	13
1.1.3.2 Purpose and scope of prospect drilling	15
1.1.3.3 Purpose and scope of wildcatting	19
1.2 Types of planning	23
1.2.1 Purpose and scope of planning of geological survey for oil and gas	23
1.2.2 Main basic principals for planning of long boring	24
1.2.3 Design types on object being planned	26
1.2.4 Design types on contents	26
1.2.5 Main parts of geological design and distinctions in provision of information	28
1.2.5.1 Main parts	28
1.2.5.2 Distinctions in provision of information depending on the object being planned	31
1.3 Modeling of geological objects when planning long boring	35
1.3.1 Concept of system in geology	37
1.3.2 Possible ideas and types of systems in geology	38
1.3.3 Systematic and structural approach when planning long boring	44
1.3.4 Object and article of geological design from the point of view of the systematic and structural approach	46
1.3.5 Models of oil and gas fields and models of planning processes	48
1.3.6 Types of models of beds, fields and objects of long boring	50

1.3.7	Methodological fundamentals of making of geological models of the long boring objects based on geological and geophysical data and long boring data	51
1.3.7.1	Modeling of geological design process	52
1.3.7.2	Selection of addressed and probabilistic-statistical model of the long boring objects	52
	Principles of geological design during composition of long boring geological design	57
2.1	General part of geological design of the long boring.	57
2.1.1	Introduction	58
2.1.2	Physical-geographical and geographical-economical conditions	59
2.1.3	Results of earlier executed works (geological and geophysical awareness)	59
2.1.3.1	Geological and geophysical awareness	61
2.1.3.2	Review, analysis and evaluation of geological survey works executed earlier on oil/gas field	65
2.1.3.2.1	Information about progress in execution of prospecting (wildcatting) project works	66
2.1.3.2.2	Awareness about field by long boring	66
2.1.3.2.3	Scope, principles and results of coring and examination of them.	68
2.1.3.2.4	Scope and principles of geological investigation of boreholes	68
2.1.3.2.5	Scope, principles and results of well testing	69
2.1.3.2.6	Scope, principles and results of formation fluid sampling and lab examination of them	70
2.1.3.2.7	C ₁ and C ₂ categories stock status	70
2.1.3.2.8	Analysis of the state of awareness about bed and field in general	71
2.2	Geological part of the long boring design	73
2.2.1	Geophysical methods, data of which are used during preparation of the geological part of the long boring design	77
2.2.1.1	Key bed and reflectors and their traceability within the areas of oil and	

gas presence in the Republic of Uzbekistan	78
2.2.1.2 Quality of design preparation by common-depth-point (CDP)	88
2.2.2 Area (field) subsurface geology	91
2.2.2.1 Design lithologic-stratigraphical profile	92
2.2.2.2 Tectonic pattern of the area of works being planned	96
2.2.2.3 Presence of oil and gas	98
2.2.2.4 Hydrogeological characteristic	101
2.2.3 Evaluation of discovered fields and laying of additional prospecting boreholes	103
2.2.3.1 Evaluation of discovered fields	103
2.2.3.2 Definition of works efficiency at the stage of prospecting and evaluating of fields and beds	105
2.2.3.3 Evaluation of completeness and quality of prospecting boreholes project realization	108
2.2.3.4 Evaluation of the effectiveness of adopted principals of processing and interpretation of CDP	109
2.2.3.5 Evaluation of reliability of interphase contacts average values based on testing data and CDP	110
2.2.3.6 Evaluation of reliability of calculated parameters average values established on CDP data and core examination results	113
2.2.3.6.1 Evaluation of preciseness of definition of high-altitude oil-water contact (OWC) and geophysical computing system	113
2.2.3.6.2 Evaluation of preciseness of oil and gas presence area	117
2.2.3.6.3 Evaluation of preciseness of definition of average value of effective hydrocarbon saturation capacity	118
2.2.3.6.4 Evaluation of preciseness of definition of porosity, in-place permeability and saturation of formation with oil and gas	120
2.2.3.7 Results of definition of collectors' lithologic-physical properties for each payout bed and lithological characteristic of collectors and covers based on CDP and core data	123

2.2.3.8	Evaluation of testing and borehole examination results	124
2.2.3.9	Oil, gas and condensate stock status, their reliability, geometrization of properties and evaluation of bed prospecting preciseness	125
2.2.3.10	Justification of oil and condensate withdrawal coefficient	127
2.2.4	Evaluation of perspective resources and calculation of stock when planning long drilling	128
2.2.4.1	Evaluation of probable resources	128
2.2.4.1.1	Main principles of qualitative assessment of perspective presence of oil and gas	128
2.2.4.1.2	Qualitative assessment of probable resources	131
2.2.4.1.3	Evaluation of probable resources in local catchers	131
2.2.4.1.4	Evaluation of probable resources on objects being evaluated	133
2.2.4.1.5	Evaluation of probable resources under category D_1 and D_2 at the stage of evaluation of oil and gas accumulation zones	134
2.2.4.2	Principles of estimation of probable oil and gas resources in the Republic of Uzbekistan	134
2.2.4.2.1	Qualitative assessment of probable oil and gas resources	134
2.2.4.2.2	Qualitative assessment of probable resources	136
2.2.4.2.3	Evaluation of probable resources under category D_1 and D_2 during planning	136
2.2.4.2.4	Outline of objects being evaluated having probable resources	137
2.2.4.2.5	Estimation of perspective resources under category C_3	140
2.2.4.2.6	Outline of objects being estimated with perspective resources	140
2.2.4.3	Estimation of perspective resources under category C_3	142
2.2.4.3.1	Specific density method	142
2.2.4.3.2	Volumetric method	144
2.2.4.3.3	Direct determination of probable area of oil and gas presence	145
2.2.4.3.4	Determination of probable area of oil and gas presence by means of catcher filling coefficient	146
2.2.4.3.5	Determination of rest parameters included into formula of volumetric	

method	147
2.2.4.4 Calculation of hydrocarbon stock	147
2.2.4.4.1 Calculation of oil stock	149
2.2.4.4.2 Calculation of gas stock	169
2.3 Methodical part of long drilling planning	170
2.3.1 General information	170
2.3.2 Purpose and scope of long drilling	171
2.3.3 Reasoning of the depth of parametrical (key) and prospecting holes. Reasoning of levels of wildcatting	174
2.3.3.1 Reasoning of the depth of parametric (key) boreholes	174
2.3.3.2 Reasoning of the depth of prospecting boreholes	175
2.3.3.3 Reasoning of the level of wildcatting and depths of wildcatting holes	175
2.3.4 Reasoning of system of long holes placement. Selection of dependent and independent boreholes.	176
2.3.4.1 Key wells and parametric holes	176
2.3.4.2 Quantity and system of placing of prospecting holes	178
2.3.4.3 Principles of laying and system of placing of wildcatting holes	180
2.3.5 Mining and geological conditions for hole making	191
2.3.5.1 General information about boring of holes	191
2.3.5.2 Physical and mechanical properties of rock and its drillability	193
2.3.5.3 Classification of rock on its strength and drillability	205
2.3.5.4 Rock, formation hydrostatic pressure and the pressure of formation hydro- breakdown	211
2.3.5.5 Mining and geological conditions for hole making	213
2.3.6 Reasoning and selection of design of holes being planned, drilling agent parameters, wellhead assembly, type of drilling rig and justification of the drilling method	216
2.3.6.1 Requirements to the hole design	216
2.3.6.2 Reasoning of typical design and wellhead assembly	222
2.3.6.2.1 Selection of borehole profile	227

2.3.6.2.2 Selection of cone bit type	228
2.3.6.2.3 Selection of drilling agent parameters	231
2.3.6.2.4 Selection of wellhead assembly	235
2.3.6.2.5 Selection of the drilling bit type and reasoning of the drilling method	236
2.3.6.2.6 Planning of boring mode parameters	237
2.3.6.2.7 Casing pipes calculation	241
2.3.6.2.8 Hole cementing calculation	242
2.3.7 Complex of geological, geophysical and geological production investigations in long holes	243
2.3.7.1 Core and sludge sampling	245
2.3.7.1.1 Extent of core and sludge sampling	246
2.3.7.1.2 Scope, technology, methodic of core and sludge sampling and documenting	248
2.3.7.1.3 Core and sludge sampling intervals planning	253
2.3.7.2 Geophysical and geochemical investigations in boreholes	253
2.3.7.2.1 Scope, types review, preparation of boreholes for investigations	253
2.3.7.2.2 Complex of geophysical investigations in boreholes	256
2.3.7.2.3 Geochemical investigations	261
2.3.7.2.4 Planning of geophysical and geochemical investigations in holes	261
2.3.7.3 Opening (tailing-in) and testing of productive stratum	262
2.3.7.3.1 Purpose of works	262
2.3.7.3.2 Opening of productive stratum during boring process	263
2.3.7.3.3 Testing of stratum during hole boring process	266
2.3.7.3.4 Opening of stratum – collectors during testing in cased borehole	267
2.3.7.3.5 Testing of boreholes in stem, cased by production string	268
2.3.7.3.6 Planning of works related to holes testing	274
2.3.8 Preparation of geologic-technical warrant	276
2.3.9 Core, sludge, stratum fluid, drilling agent and grouting mortar lab examinations	281
2.3.9.1 Core and sludge examinations	281

2.3.9.2 Stratum fluid lab analysis	283
2.3.9.3 Examination of grouting mortar and drilling agent	284
2.3.9.4 Planning of lab examinations	285
2.3.10 Justification of principles and scope of works related to accompanying prospecting	286
2.3.10.1 Purpose and scope of works	286
2.3.10.2 Reasoning of conducting of accompanying prospecting	287
2.3.10.3 Planning of accompanying prospecting works	288
2.3.11 Long boring data processing	289
2.3.11.1 Primary geological documentation and reporting	289
2.3.11.2 Scientific processing and summarizing of data related to key-parametrical holes	291
2.3.11.3 Geological processing of boring results and holes examination	292
2.3.11.4 Composite interpretation of different methods of studying of boreholes sections	292
2.3.11.5 Preparation of boreholes sections	294
2.3.11.6 Correlation of boreholes sections	296
2.3.11.7 Preparation of geological profiles and section	300
2.3.11.8 Processing, storage and termination of core and sludge	303
2.3.11.9 Processing and submission of boreholes geophysical examination results	308
2.3.11.10 Processing and submission of testing results	313
2.3.11.11 Planning of “Processing of long drilling data” Section	313
2.4 “Technical and economic part”	316
2.4.1. Duration of borehole construction	316
2.4.2 Maximum assignment of long drilling	319
2.4.3 Technical and economic indices	320
2.5 Resources and environment protection	321
2.5.1. Soil and water objects protection	321
2.5.2 Cleaning, sterilization and utilization of boring wastes	323

2.5.3 Air pollution control	324
2.5.4 Termination of sludge storages and land restoration	325
2.5.5 Biological restoration	326
2.5.6 Conservation of resources	326
2.5.7 Protection of geologic and geophysical information, received from long hole	329
2.5.8 Planning of resources conservation and environment protection	329

I. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ

1.1. Цели и задачи геологоразведочных работ на нефть и газ

1.1.1. Место и значение региональных, поисковых и разведочных работ

Геологоразведочный процесс - это совокупность взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности работ, обеспечивающих энергетический потенциал страны разведанными запасами нефти и газа [1,2,3].

Геологоразведочные работы на нефть и газ – реализуют этот процесс путем планомерного изучения недр в целях обеспечения экономики страны разведанными запасами жидких и газообразных углеводородов (нефти, конденсата и природного газа) [1,2,3].

Процесс поисково-разведочных работ на нефть и газ является сложным и длительным. Он объединяет различные взаимосвязанные виды работ, которые в совокупности должны обеспечить выявление, геолого-экономическую оценку и подготовку к разработке промышленных залежей нефти и газа. В связи с этим перед заложением дорогостоящих глубоких скважин приходится решать следующий ряд задач (в порядке очередности):

- 1) определение контуров нефтегазоносных провинций и областей;
- 2) поиски в них новых нефтегазоносных районов и зон регионального нефтегазонакопления;
- 3) обнаружение новых месторождений в пределах уже известных зон;
- 4) выявление новых перспективно нефтегазоносных литолого-стратиграфических комплексов и залежей в пределах уже выявленных месторождений нефти и газа.

Для установления наиболее рациональной последовательности проведения различных видов работ и исследований указанный многоступенчатый процесс поисково-разведочных работ делится на этапы и стадии (1,2,3).

На всех стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ осуществляется глубокое бурение.

1.1.2. Этапы и стадии геологоразведочных работ (общие принципы)

В соответствии с задачами, местом и значением региональных, поисковых и разведочных работ, научным обоснованием и основываясь на данных системного анализа процесса геологоразведочных работ на нефть и газ в действующих директивных документах («Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ», М., 1977г) геологоразведочный процесс состоит из нескольких этапов и стадий.

Ниже приводятся стадии и этапы геологоразведочных работ в трактовке авторов «Методического руководства» (табл. 1.1).

Стадия I. Региональное изучение перспектив нефтегазоносности.

Стадия II. Зональное изучение перспектив нефтегазоносности и поиск ловушек.

Стадия III. Подготовка структур и ловушек к поисковому бурению.

Стадия IV. Поиск и оценка месторождений, залежей нефти и газа.

Стадия V. Разведка и подготовка месторождений к разработке.

Стадия VI. Доразведка и допоискание месторождений в процессе их разработки:

- этап I. Выявление залежей, ранее не выявленных.
- этап II. Разведка залежей, ранее не разведанных.
- этап III. Уточнение геологического строения месторождений в процессе разработки.

Задачи стадий и этапов геологоразведочного процесса могут совмещаться.

На каждой стадии или этапе проводится в обязательном порядке оценка ресурсов или подсчет запасов углеводородного (УВ) сырья.

В таблице № 1.1 приведены категории ресурсов и запасов, оцениваемые и подсчитываемые на каждом этапе и стадии согласно действующим в настоящее время директивным документам. Однако эти документы не отвечают новым экономическим отношениям, формирующимся в РУз. В настоящее время в отрасли ведется работа по приведению нормативной базы к реальным условиям рынка. В том числе пересматривается и «Классификация ресурсов и запасов УВ» [6].

Этапы, стадии и основные задачи геологоразведочных работ

Таблица 1.1

№	Стадии	Этапы	Подстадия	Изучаемые объекты	Основные задачи	Итоговая оценка ресурсов (запасов)
I	Региональное изучение перспектив нефтегазоносности		-	Осадочные бассейны и их части	1. Тектоническое и нефтегазогеологическое районирование 2. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности 3. Выбор основных направлений и первоочередных объектов	D_1, D_2
II	Зональное изучение перспектив нефтегазоносности и поиск ловушек		-	Перспективные зоны и зоны нефтегазоаккумуляции	1. Уточнение нефтегазогеологического районирования и выделение вероятных зон нефтегазоаккумуляции 2. Выделение наиболее крупных ловушек и районов их вероятного распространения 3. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности	D_1, D_2
III	Подготовка структур и ловушек к поисковому бурению		-	Ловушки	1. Детализация строения выявленных ловушек или структурных форм, контролирующих ловушки 2. Уточнение количественной оценки ресурсов нефти (газа) 3. Выбор объектов и мест заложения скважин	C_3
IV	Поиск и оценка месторождений, залежей нефти и газа		-	Залежи нефти (газа) и открытые месторождения (залежи)	1. Выявление в разрезе продуктивных и перспективных пластов и нефтегазоносных комплексов 2. Опробование продуктивных и перспективных пластов, определение свойств флюидов, пластов и термобарических условий 3. Оценка масштабов открытия, выбор объектов и этажей разведки 4. Определение основных характеристик залежи для оценки промышленной значимости 5. Подсчет запасов нефти и газа 6. Выбор базисных горизонтов и определение очередности опытно-промышленной эксплуатации	C_1, C_2
V	Разведка и подготовка месторождений к разработке		-	Промышленные залежи	1. Определение подсчетных промысловых параметров залежи для уточнения запасов и составления технологической схемы разработки залежи 2. Подсчет запасов и определение коэффициента извлечения нефти, конденсата	B, C_1, C_2

Продолжение табл. 1.1

VI	Доразведка и доопоскование месторождений в процессе их разработки	Этап I. Выявление залежей, ранее не выявленных		Ранее не вскрытые или пропущенные залежи	1. Выявление в разрезе ранее пропущенных или невоскрываемых продуктивных и перспективных пластов и нефтегазовых комплексов 2. Опробование ранее невоскрываемых или пропущенных продуктивных и перспективных пластов, определение свойств флюидов, пластов и термобарических условий 3. Оценка масштабов открытия залежей, которые ранее были пропущены, выбор объектов и этажей разведки 4. Определение основных характеристик залежей, которые были ранее пропущены, для оценки промышленной значимости 5. Подсчет запасов нефти и газа, ранее пропущенных или невоскрываемых 6. Выбор базисных горизонтов и определение очередности опытно-промышленной эксплуатации	C ₁ , C ₂
		Этап II. Разведка залежей, ранее не разведанных		Промышленные залежи	1. Определение подсчетных промысловых параметров ранее невоскрываемых или пропущенных залежей для уточнения запасов и составления технологической схемы разработки залежи 2. Подсчет запасов и определение коэффициента извлечения нефти, конденсата ранее пропущенной залежи	C ₁ , C ₂
		Этап III. Уточнение геологического строения месторождения в процессе разработки		Промышленные залежи	1. Определение основных характеристик ранее пропущенной залежи для оценки промышленной значимости 2. Уточнение контуров залежей, которые выявлены в процессе доопоскования, лито-фациального изменения продуктивных горизонтов и их ФЕС	A, B, C

1.1.3. Цели и задачи опорно-параметрического, поискового и разведочного бурения

1.1.3.1. Цели и задачи опорного бурения

Опорные скважины бурятся в целях изучения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности малоизученных территорий на стадии региональных геолого-геофизических работ, изучения крупных геоструктурных элементов и слагающих их пород, выяснения истории геологического развития, условий возможного нефтегазообразования и нефтегазонакопления, определения целесообразности и темпов поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах изучаемого геоструктурного элемента [1,2].

Бурение этих скважин осуществляется со сплошным отбором керна, опробованием и испытанием тех коллекторов, с которыми может быть связана нефтегазоносность. В отличие от параметрических, опорные скважины закладываются в неизученных бурением районах, а также в относительно изученных районах с целью вскрытия нижней, наиболее глубокой части и изучения геологического строения и перспектив нефтегазоносности района [1,7].

В соответствии с целевым назначением опорные скважины решают определенные задачи, основными из которых являются следующие:

а) выявление в разрезе пластов, пачек, горизонтов, толщ горных пород выдержанного литологического состава, с малоизменяющимися физическими свойствами, имеющих региональное распространение (опорные или реперные горизонты), к структурным поверхностям которых приурочены физические границы;

б) получение данных о стратиграфическом расчленении разреза и, в первую очередь, регионально-нефтегазоносных толщ (определение геологического возраста вскрытых пород, их литологического состава,

фаунистической и палинологической характеристики, мощности отдельных стратиграфических комплексов, разработка типового геолого-геофизического разреза территории, где осуществляется опорное бурение;

в) получение геолого-геофизических параметров для геолого-стратиграфической привязки геофизических разделов (отражающих, преломляющих, плотностных, электрометрических, магнитных и т.п.) и исходных данных о физических свойствах пород, необходимых для обоснованной интерпретации сейсмо-, электро-, грави-, магниторазведочных и промыслово-геофизических исследований;

г) выяснение в сочетании с данными геофизических исследований условий залегания пород и уточнение тектоники района с выявлением глубинных структур, благоприятных для скопления нефти и газа;

д) выявление изменений литолого-фациальной обстановки региона с установлением основных закономерностей геологического развития основных структурно-фациальных зон;

е) выявление прямых и косвенных признаков нефтегазоносности пород разреза;

ж) изучение коллекторских свойств пород: пористости, проницаемости, трещиноватости с выделением пластов-коллекторов и непроницаемых покрышек;

з) исследование гидрогеологических условий региона: химического состава, радиоактивности, температуры, гидродинамической характеристики, состава водорастворенных газов, органического вещества, микрофлоры, других показателей подземных вод, необходимых, в дальнейшем для прогноза нефтегазоносности, гидродинамики района и выявления промышленно значимых подземных водных ресурсов;

и) получение сведений о других полезных ископаемых (угли, горючие сланцы, железные и марганцевые руды, цветные и редкие металлы, алюминиевое, химическое, неметаллическое и другие виды сырья).

Решение всех геологических задач для каждого региона должно осуществляться комплексированием опорных, параметрических скважин и региональных геофизических работ.

В относительно изученных районах иногда опорные скважины закладываются для всестороннего изучения нижней части разреза, ранее не вскрытой бурением, или для освещения отдельных принципиальных вопросов с целью уточнения геологического строения, перспектив нефтегазоносности района и повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ.

Опорные скважины, как правило, закладываются в благоприятных структурных условиях. Бурение их осуществляется до фундамента, а в областях его глубокого погружения – до технически возможных глубин. При проведении опорного бурения всесторонне изучаются разрезы, вскрываемые скважинами. С этой целью проводится максимально возможный отбор керна и шлама по всему разрезу скважины, полный комплекс промыслово-геофизических исследований, наблюдения за нефте-,газо-, водопроявлениями, а после окончания бурения – опробование продуктивных и перспективных горизонтов. Исследования и научная обработка полученных материалов осуществляются в соответствии со специальной инструкцией по проводке опорных скважин и камеральной обработке материалов опорного бурения.

Опорные скважины являются действительно опорными, базовыми пунктами, к которым привязывается весь комплекс региональных геологических, геофизических, гидрогеологических, геохимических и других видов поисково-разведочных работ.

1.1.3.2. Цели и задачи параметрического бурения

Бурение параметрических скважин проводится в целях изучения глубинного строения, геолого-геофизической характеристики разреза,

выявления в комплексе с геофизическими исследованиями возможных районов и зон нефтегазонакопления, наиболее перспективных для постановки детальных геолого-поисковых работ [7].

В районах со сложными геологическими условиями, в порядке исключения (при низкой достоверности картирования геофизическими методами глубоких горизонтов), параметрическое бурение может иметь целью уточнение строения локальных поднятий по перспективным комплексам.

Бурение параметрических скважин в настоящее время является ведущим видом региональных геолого-геофизических исследований на нефть и газ. В отличие от опорных, параметрические скважины бурятся в относительно изученных районах, по более густой сетке, с сокращенным отбором керна. От поисковых параметрические скважины отличаются возможностью их заложения без предварительной детальной подготовки площади, значительно повышенными требованиями к отбору керна и объему исследований. На параметрическое бурение прирост запасов нефти и газа не планируется.

В соответствии с целевым назначением параметрические скважины решают определенные задачи, основными из которых являются следующие:

а) уточнение данных о стратиграфическом расчленении разреза и, в первую очередь, регионально-нефтегазоносных толщ (определение геологического возраста вскрытых пород, их литологического состава, фаунистической и палинологической характеристики, мощности отдельных стратиграфических комплексов, создание районного эталонного сводного геолого-геофизического разреза путем комплексной, детальной корреляции смежных опорных, параметрических и др. скважин);

б) получение или уточнение геолого-геофизических параметров для геолого-стратиграфической привязки геофизических разделов (отражающих, преломляющих, плотностных, электрометрических, магнитных и т.п.) и исходных данных о физических свойствах пород, необходимых для

обоснованной интерпретации сейсмо-, электро-,грави-, магниторазведочных и промыслово-геофизических исследований;

в) выяснение или уточнение в сочетании с данными геофизических исследований условий залегания пород и уточнение тектоники района с выявлением глубинных структур, благоприятных для скопления нефти и газа;

г) выявление и прослеживание изменений литолого-фациальной обстановки региона с установлением основных закономерностей геологического развития отдельных структурно-фациальных зон, выделение возможных региональных зон выклинивания, фациального замещения и стратиграфических несогласий;

д) установление прямых и косвенных признаков нефтегазоносности пород разреза, обеспечение сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности, выделение возможно продуктивных свит и горизонтов, уточнение прогнозных запасов нефти и газа;

е) изучение коллекторских свойств пород: пористости, проницаемости, трещиноватости с выделением пластов-коллекторов и непроницаемых покрышек;

ж) исследование гидрогеологических условий региона: химического состава, радиоактивности, температуры, гидродинамической характеристики, состава водорастворенных газов, органического вещества, микрофлоры, других показателей подземных вод с выделением горизонтов и районов перспективных на нефть, газ и другие полезные ископаемые по этим показателям, а также питьевых, термальных, промышленных, минеральных и т.п. вод, пригодных для использования в энергетико-химической, пищевой промышленности, медицине и сельском хозяйстве;

з) получение сведений о других полезных ископаемых (угли, горючие сланцы, железные и марганцевые руды, цветные и редкие металлы, алюминиевое, химическое, неметаллическое и другие виды сырья).

В целях ускорения поисков, повышения их эффективности и снижения стоимости на каждую параметрическую скважину, как правило, целесообразно возлагать решение одной главной и ряда дополнительных задач. Решение всех геологических задач для каждого региона должно осуществляться комплексированием опорных, параметрических скважин и региональных геофизических работ.

Параметрические скважины планируются как одиночными, так и групповыми на профильных пересечениях в тесной увязке их с другими видами региональных геолого-геофизических исследований. Количество скважин, их размещение, очередность бурения должны обеспечить скорейшее выявление перспективных зон, открытие крупных месторождений и определяются размерами исследуемого региона, особенностями его геологического строения, возможной перспективностью на нефть и газ и экономической рентабельностью.

Параметрические скважины должны закладываться в наиболее оптимальных условиях, вследствие чего региональные геофизические работы должны, как правило, опережать бурение, за исключением скважин, которые необходимы, в первую очередь, для получения данных о физических параметрах разреза. Параметрические скважины могут закладываться в различных структурных условиях, при возможности преимущественно на антиклинальных структурах или зонах регионального выклинивания. В первую очередь параметрические скважины закладываются на генеральных или рядовых сейсмических пересечениях, а также пределах геофизических аномалий, выявленных площадными исследованиями (сейсмо- или электроразведкой, гравитационными и магнитными региональными съемками).

1.1.3.3. Цели и задачи поискового бурения

Поисковые скважины закладываются на площадях, подготовленных геологическими и геофизическими методами с целью открытия новых месторождений нефти и газа, а также бурятся на ранее открытых месторождениях для поисков новых залежей, залегающих ниже или выше ранее выявленных продуктивных горизонтов [1,2,3].

При поисках месторождений и залежей применяется комплекс работ, который должен включать в определенном объеме следующие виды работ:

- а) бурение скважин до глубин залегания объектов поисков или на технически возможную глубину;
- б) отбор керна и шлама;
- в) геофизические исследования скважин, а также скважинные геофизические методы разведки (ВСП, СК электроразведку и др.);
- г) опробование выделенных перспективных объектов на приток в процессе бурения; испытание скважин в эксплуатационной колонне на различных режимах; исследование продуктивных горизонтов;
- д) проведение работ по интенсификации притоков нефти или газа;
- е) отбор и анализ глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; анализ рекомбинированных проб газоконденсатных залежей и газовых шапок;
- ж) комплексный анализ кернового материала, в первую очередь - из продуктивных горизонтов.

В необходимых случаях одновременно с бурением глубоких скважин на основе специальных проектов на площади проводятся дополнительные детализационные геофизические исследования.

Объемы и виды исследований устанавливаются по каждой площади и поисковой скважине утвержденным проектом поискового бурения.

Методика работ, проводимых при поисковом бурении, должна обеспечивать решение следующих задач:

- вскрытие проектных перспективных на нефть и газ комплексов в пределах контуров ловушки по всему разрезу или на доступную глубину с учетом технико-экономической и геологической целесообразности;
- выделение во вскрытом разрезе пластов-коллекторов и флюидоупоров и оценку продуктивности каждого пласта (или пачки пластов) по совокупности геолого-геофизических данных;
- получение притоков нефти и газа и испытание отдельных выделенных пластов;
- определение в отдельных скважинах физико-химических свойств флюидов в пластовых и поверхностных условиях, гидрогеологических особенностей нефте-газоперспективных комплексов пород;
- изучение в отдельных скважинах физических свойств коллекторов по данным лабораторного исследования керна и по материалам ГИС;
- предварительная геометризация продуктивных горизонтов по емкостным и промысловым параметрам, выделение этажей разведки;
- получение данных для оценки запасов категорий C_2 и C_1 залежей и месторождений нефти и газа.

Поисковое бурение считается завершенным при следующих условиях:

- получены положительные результаты, т.е. в одной (или в нескольких) из поисковых скважин на площади получен промышленный приток нефти и (или) газа;
- установлены непромышленные скопления углеводородов, вследствие чего продолжение поисковых работ является экономически нецелесообразным; - однозначно установлена бесперспективность площади (отсутствие ловушек, обводненность коллекторов, отсутствие их в разрезе и т.д.).

Поисковое бурение считается завершенным только по вскрытой части разреза отложений (т.е. по опойскованному стратиграфическому комплексу).

К поисковым скважинам относятся все скважины, заложенные на новой площади, до получения первых промышленных притоков нефти и газа

из данного горизонта, а также первые скважины, заложенные на те же горизонты в обособленных тектонических блоках, или скважины, заложенные на новые горизонты в пределах известного месторождения нефти и газа, также до получения первых промышленных притоков.

1.1.3.4. Цели и задачи разведочного бурения

Разведочные (доразведочные) скважины бурятся на площадях с установленной нефтегазоносностью с целью оценки запасов по промышленным категориям и сбора необходимых данных для составления технологической схемы разработки для нефтяных залежей или проекта опытно-промышленной эксплуатации для газовых [1,2,3].

При бурении разведочных скважин, помимо промыслово-геофизических исследований по всему стволу скважин, в интервалах залегания продуктивных пластов производят отбор керна в количествах, обеспечивающих достаточное освещение коллекторских свойств.

Осуществляется также отбор поверхностных и глубинных проб нефти и газа, отбор проб воды, испытание нефтегазоносных и водоносных горизонтов, пробная эксплуатация продуктивных скважин.

В результате бурения разведочных скважин должны быть решены следующие задачи:

- а) уточнен литолого-стратиграфический разрез;
- б) уточнено положение стратиграфических и продуктивных горизонтов в разрезе и их структурные формы;
- в) уточнены высотные положения газонефтяных, водонефтяных и газоводяных контактов, контуры нефтегазоносности, формы и размеры залежей;
- г) уточнена толщина (общая, эффективная, нефтегазонасыщенная), литолого-минералогический и гранулометрический состав пород продуктивных горизонтов; пористость, проницаемость, трещиноватость, карбонатность, глинистость, остаточная водонасыщенность,

нефтегазонасыщенность продуктивных пластов и изменение этих параметров по площади и разрезу;

д) определены оптимальные условия эксплуатации скважин (рабочие суточные дебиты нефти и газа, оптимальные газовые факторы, допускаемые депрессии на пласт), гидродинамика и режим работы залежей;

е) уточнены физико-химические свойства пластовых флюидов, товарные свойства нефти и газа.

ж) данные, полученные в результате разведочных работ, должны позволить произвести подсчет запасов УВ промышленных категорий.

При разработке залежей разведочные скважины часто используют как эксплуатационные.

Вопросы к главе:

- 1) Что представляет собой геологоразведочный процесс?
- 2) Этапы и стадии геологоразведочных работ.
- 3) Цели и задачи опорного бурения.
- 4) Цели и задачи параметрического бурения.
- 5) Цели и задачи поискового бурения.
- 6) Цели и задачи разведочного бурения.

1.2. Типы проектов

1.2.1. Цели и задачи проектирования геологоразведочных работ на нефть и газ

Все геологоразведочные работы осуществляются по проектам, которые составляются и утверждаются органами, ответственными за контроль над ходом этих работ.

Основная цель проектирования геологоразведочных работ – обеспечение получения положительного результата на основе качественного решения основных геолого-экономических задач с минимальными затратами сил и средств в конкретных геологических и географических условиях.

Основной задачей проектирования является обеспечение комплексности проведения геологоразведочных работ на нефть и газ, внедрение наиболее прогрессивных технических средств, технологии и методов геолого-геофизических исследований для обеспечения получения положительного результата.

Проектирование геологоразведочных работ ведется с учетом результатов всех ранее проведенных на данной площади и в данном регионе геолого-геофизических, тематических и научных исследований, характеризующих геологическое строение площади (месторождения).

Виды, объемы работ и методы исследований должны составлять рациональный комплекс, обеспечивающий качественное решение поставленной геолого-экономической задачи.

Основанием для проектирования является «Геологическое задание на объект», составленное и утвержденное организацией – Заказчиком.

Проект является основным документом, определяющим задачи, виды, объем и очередность геологоразведочных работ на нефть и газ, и предопределяющим геолого-экономическую эффективность этих работ.

Проект определяет методику выполнения геологического задания, организацию работ и их ориентировочную сметную стоимость.

Проекты после их утверждения становятся обязательным документом по ведению геологоразведочных работ на данном объекте (на соответствующих этапах и стадиях).

1.2.2. Основные основополагающие принципы проектирования глубокого бурения

Исходя из изложенного в предыдущих разделах в основу проектирования глубокого бурения должны быть положены следующие основополагающие принципы:

1. Данный документ регламентирует состав, порядок рассмотрения и утверждения проектов на глубокое бурение при геологоразведочных работах на нефть и газ в РУз и является обязательным для всех организаций на территории республики.

2. Проектирование должно осуществляться в соответствии с законодательством о недрах, охране окружающей среды и водных ресурсов.

3. В проектах должны быть отражены и уточнены требования всех действующих документов в области геологоразведочных работ на нефть и газ (приказы, распоряжения НХК «Узбекнефтегаз», Госгеолнадзора, Гостехнадзора и др.), а также рекомендации ОАО ИГИРНИГМ и ОАО УзЛИТИнефтегаз.

4. Проект является основным документом, определяющим задачи, виды и объем, очередность геологоразведочных работ, необходимых для поисков и разведки месторождений нефти и газа, и предопределять их геолого-экономическую эффективность.

5. Проект определяет методику выполнения геологического задания, организацию работ и их ориентировочную сметную стоимость.

6. Проектирование геологоразведочных работ ведется на основании всех результатов ранее проведенных на площади работ и в данном регионе (геологических, геофизических, тематических, научных и др. исследований), характеризующих геологическое строение площади месторождения.

7. Разработка проектов должна обеспечивать комплексность проведения геологоразведочных работ на нефть и газ, внедрение достижений новой техники, технологии, наиболее прогрессивных методов геолого-геофизических исследований

8. Проектирование должно обеспечить выполнение «Геологического задания», утвержденного организацией (или Заказчиком), осуществляющей геологоразведочные работы на нефть и газ.

9. Проект после составления и оформления обязан пройти экспертизу эффективности геологического моделирования проектируемого объекта и экономической обоснованности проектных технологических решений.

10. Обязательность утверждения проекта на научно-техническом совете организации – Заказчика.

11. Проекты после их утверждения становятся обязательными документами по ведению геологоразведочных работ на данном объекте на соответствующих этапах или стадиях.

12. Надзор за исполнением проекта возлагается на геологическую службу организации – Заказчика.

13. Отклонения от проектных геологических решений утвержденных проектов допускается только с разрешения Госгеолнадзора и Гостехнадзора.

14. В случае существенных изменений условий и объемов работ, определенных утвержденным проектом, составляется и утверждается «Дополнение...» к проекту в порядке, предусмотренном для основного проекта.

15. Допускается составление зональных проектов на группы объектов, входящих в одну зону нефтегазонакопления и характеризующихся единством горно-геологических условий проведения работ и геологических задач.

16. Утвержденные геологические проекты служат основанием для составления технических проектов, смет и финансирования строительства скважин в строгом соответствии с объемами проектируемых работ.

17. «Макеты геологических проектов параметрического (опорного) и поискового бурения» являются принципиальной схемой для руководства при геологическом проектировании, определяющем объем разделов проекта и полноту изложения отдельных положений в зависимости от сложности геологического строения, изученности района и конкретных условий проведения работ.

1.2.3. Типы проектов по объекту проектирования

В соответствии с «Положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ», утвержденным Государственной геологической службой и составленным на основе теоретической схемы проведения геологоразведочных работ на нефть и газ и с учетом специфических особенностей каждого государства, составляются проекты на проведение буровых работ при региональных исследованиях, поисках и разведке месторождений нефти и газа:

- проект опорного бурения;
- проект параметрического бурения;
- проект поисков месторождений нефти и газа;
- проект разведки месторождений нефти и газа;
- проект доразведки месторождений нефти и газа.

1.2.4. Типы проектов по содержанию

Кроме различий по объекту проектирования, существуют различия проектов по содержанию.

По характеру представленной информации проекты глубокого бурения делятся на:

- геологические проекты, обобщающие всю информацию по геологическому строению объекта проектирования;
- технические проекты, обобщающие всю информацию о технологии строительства глубоких скважин

В **геологическом проекте** на базе имеющихся геолого-геофизических данных дается геологическое обоснование целесообразности проведения опорного, параметрического, поискового или разведочного бурения, обосновывается методика проведения профильного (опорного, параметрического, поискового, разведочного) бурения, целесообразность проведения попутных поисков, проводятся мероприятия по охране окружающей среды, методика обработки полученной информации; продолжительность работ, ожидаемые результаты и укрупненная технико-экономическая оценка эффективности работ.

Утвержденные геологические проекты служат основанием для составления технических проектов, смет и финансирования строительства скважин в строгом соответствии с объемами проектируемых работ.

Технический проект является, в основном, расчетно-экономической частью геологического проекта и содержит расчеты, определяющие основной технологический цикл буровых работ, и затраты на их выполнение:

- подготовка объемов и определение видов работ при рельефе под установку буровой вышки и постройку дорог для подвоза оборудования;
- обеспечение буровых работ необходимыми материалами (химреагентами для бурового и цементного растворов, долотами, трубами для бурильной колонны и обсадки ствола и т.д.), определение их необходимого количества, марки и качества в зависимости от горно-геологических условий вскрываемого скважиной разреза;

- объем и виды работ при испытаниях продуктивных горизонтов, обеспечение необходимыми технологическими материалами (ВВ, химреагентами для бурового раствора, компрессорами для освоения объектов, кислотой для СКО и т.д.);
- обеспечение необходимыми материалами, объем и виды работ по соблюдению мер экологической защиты окружающей среды;
- определение трудозатрат на строительство скважины данного целевого назначения, численности и состава производственного персонала, количества вахт и их продолжительности и т.д.;
- определение сметной стоимости всего процесса строительства скважины и отдельных его этапов и циклов с учетом предусмотренных геологическим проектом видов и объемов геологических, геолого-геофизических и промыслово-геологических исследований, а также мероприятий по охране окружающей среды, подготовительных работ к началу бурения и заключительных работ после завершения строительства скважины.

Стоимость скважины, определенная на основании расчетов технического проекта, является основой для определения стоимости глубокого бурения и плановых показателей финансирования и называется сметной.

1.2.5. Основные разделы геологического проекта и различия в представлении информации

1.2.5.1. Основные разделы

Все проекты на бурение скважин составляются исходя из Требований, предъявляемых как к проектным, так и к геологическим документам.

В проекте должны быть учтены требования всех руководящих документов по ведению геологоразведочных работ на нефть и газ,

подготовке разведанных запасов к разработке, поискам и разведке залежей нефти и газа, законодательством о недрах и водных ресурсах и т.д.

Объем проекта, основные разделы и их содержание определяются общими требованиями к проектным документам.

Исходя из вышеизложенного, в геологическом проекте на глубокое бурение предусмотрены следующие обязательные разделы:

1. Общая часть, включающая описание географо-экономических условий и геолого-геофизическую изученность района проектируемых работ.

2. Геологическая часть, включающая литолого-стратиграфическую характеристику вскрываемого разреза, описание тектонического строения и нефтегазоносности района работ, а также гидрохимическую и гидродинамическую характеристику основных водонапорных комплексов, распространенных в этом районе.

3. Методическая часть, включающая обоснование целей и задач бурения, систему расположения скважин, конструкцию и технологию проводки скважин в зависимости от горно-геологических условий, определение комплекса геологических, промыслово-геологических, промыслово-геофизических исследований в скважинах в зависимости от целей и задач, стоящих перед проектируемыми скважинами, обоснование лабораторных исследований образцов керна, отобранного из скважин, проб пластовых флюидов, бурового и тампонажного растворов.

В эту же часть входит методика проведения попутных поисков. В этом разделе обосновываются объемы и методика изучения радиоактивности горных пород вскрываемого разреза, методика поисков и изучения выявленных радиоактивных аномалий.

Завершается методическая часть разделом «Обработка результатов геологических наблюдений». В этом разделе определяется методика обработки полученных результатов, перечень обязательных геологических документов, отражающих все результаты исследований, форма

представления результатов, периодичность отчетности о выполненных работах, форма и содержание итоговых документов.

4. Технико-экономическая часть. Для планирования работ необходимо знать:

- продолжительность строительства скважин;
- ожидаемые результаты в научном выражении или в показателях прироста запасов УВ;
- предельные ассигнования на проведение этих работ;
- сроки проведения работ;
- замыкающие затраты на 1 м проходки скважин или на 1 ТУТ и т.д.

Все этих вопросы освещаются в технико-экономической части проекта в зависимости от целевого назначения работ.

5. Мероприятия по экологической защите окружающей среды и охране недр. В этом разделе на основе законов о недрах и водных ресурсах, а также закона о защите окружающей среды излагаются основные мероприятия, направленные на предотвращение возможных при строительстве скважин аварийных ситуаций и предотвращении выброса в атмосферу газа, нефти и продуктов их горения.

Кроме того, в этом же разделе излагаются мероприятия по обеспечению сохранности недр, максимального извлечения информации об их строении и способах её длительного хранения.

Особое место в этом разделе занимают вопросы сохранения поверхностных слоев почв, растительного и животного мира, а также их восстановления после завершения работ.

В основных разделах проекта группируется информация, позволяющая решить задачи, стоящие перед проектируемыми работами.

Объем каждого раздела, полнота изложения отдельных положений определяются сложностью геологического строения, степенью изученности района проектируемых работ и конкретными условиями их проведения.

1.2.5.2. Различия в представлении информации в зависимости от объекта проектирования

В зависимости от целей и задач проектируемых работ, степени изученности района, горно-геологических условий, технологии проведения и технической оснащенности содержание указанных выше разделов может быть различным.

В то же время такие разделы, как «Геолого-геофизическая изученность», «Геологическое строение», «Методика и объемы проектируемых работ», «Обработка результатов наблюдений», «Ожидаемые результаты», содержат различную по степени обоснованности информацию, зависящую от целей и задач проекта. Так, например, в разделе «Геолого-геофизическая изученность» при проектировании параметрического (опорного) бурения из-за низкой изученности района основными видами исследований главным источником информации служат данные по сопредельным, изученным глубоким бурением районам, имеющим аналогичное геологическое строение, в совокупности с результатами ранее проведенных региональных работ.

При проектировании поискового бурения основным источником информации являются данные опорного и параметрического бурения, а также результаты региональных геофизических работ. При проектировании разведочного бурения основным источником информации являются данные поискового бурения. В разделе «Геологическое строение» проектный литолого-стратиграфический разрез составляется:

- при проектировании опорного или параметрического бурения – на основе типового разреза данного или аналогичного по геологическому строению района;
- при проектировании поискового бурения – на основе сводного разреза данного района, составленного по данным опорного и параметрического бурения;

- при проектировании разведочного бурения – на основе сводного разреза, составленного по данным поискового бурения.

Тектоническое строение объекта проектирования описывается:

- при проектировании опорного и параметрического бурения по данным региональных работ;

- при проектировании поискового бурения по данным поисковых детализационных геофизических работ (сейсморазведка, электроразведка, гравиразведка и т.д.);

- при проектировании разведочного бурения по данным поискового бурения и детализационных сейсморазведочных работ.

Нефтегазоносность объекта проектируемых работ также прогнозируется на основе различных данных.

При опорном и параметрическом бурении ставится задача изучения всех комплексов пород, и основным аспектом является выяснение наличия резервуара и надежной покрышки в каждом из выделенных комплексов, а также нефте-газопродуцирующих пород. При этом на основании данных по сопредельным территориям с аналогичным строением (где уже установлены нефтегазосодержащие и нефтегазопроизводящие комплексы) производится ранжирование всех выделенных резервуаров по вероятности выявления в них скоплений УВ.

При поисковом бурении, как правило, уже известны регионально продуктивные комплексы в районе, где находится объект проектируемых работ. Поэтому в этой части проекта рассматривается как возможность выявления залежей УВ в регионально продуктивных комплексах, так и возможность выявления новых продуктивных комплексов.

При разведочном бурении в этой части проекта оцениваются результаты поисковых работ, степень изученности выявленных залежей и достоверность подсчитанных запасов УВ, а также возможность выявления новых нефтегазосодержащих объектов.

Гидрогеологическая характеристика объекта проектируемых работ дается:

- при проектировании опорного и параметрического бурения исходя из общих региональных закономерностей формирования артезианского бассейна и изменения гидрохимии пластовых вод в зависимости от геологического строения разреза;

- при проектировании поискового бурения на основании установленных закономерностей артезианского бассейна, к которому относится и площадь проектируемых работ;

- при проектировании разведочного бурения – на основании физикохимии пластовых вод и гидродинамики, изученных в процессе поисковых работ на этом объекте.

Раздел «Методика и объемы проектируемых работ» также имеет свои различия в зависимости от целей и задач проектирования.

При проектировании опорного и параметрического бурения основной задачей является изучение геологического строения вскрываемого разреза. Поэтому заложение опорных и параметрических скважин, как правило, проектируется в наиболее оптимальных структурных и лито-фациальных условиях, при этом положение скважин стараются приурочить к сейсмическим профилям и геофизическим аномалиям, что в будущем позволит более достоверно интерпретировать данные сейсморазведки.

Глубина, конструкция скважины определяются как степенью обеспеченности вскрытия всех перспективных в нефтегазоносном отношении толщ и геофизических реперов, так и из технических возможностей.

Комплекс геолого-геофизических исследований определяется в объеме, обеспечивающем достижение основной цели: получения максимально возможного объема геолого-геофизической информации для решения основной задачи – геологического строения разреза с целью прогноза нефтегазоносности изучаемой территории, выявления зон нефтегазонакопления и нефтегазопродуцирующих горизонтов. При

проектировании поискового бурения основной задачей является поиск залежей УВ.

Заложение поисковых скважин проектируется в наиболее оптимальных структурных условиях, обеспечивающих выполнение геологических задач минимальным числом в зависимости от особенностей строения структуры и прогнозируемого типа ловушки.

Глубина и конструкция скважин определяются глубиной залегания последнего целевого объекта и техническими возможностями.

Комплекс геолого-геофизических исследований определяется из задач поискового бурения и призван обеспечить решение следующих основных задач:

- выявление залежей УВ;
- оценка запасов УВ выявленных залежей;
- определение дальнейшего направления работ на объекте.

При проектировании разведочного бурения основной задачей является подготовка залежи к разработке. Поэтому заложение разведочных скважин проектируется на тех участках залежи, которые не были изучены поисковым бурением.

Глубина и конструкция скважин определяются глубиной залегания последнего продуктивного объекта и техническими возможностями. Комплекс геолого-геофизических исследований должен обеспечить получение всех необходимых данных для достоверного подсчета запасов УВ и подготовки объекта к разработке.

Ожидаемые результаты глубокого бурения также различны. Для опорного и параметрического бурения ожидаемые результаты заключаются в следующем:

- выявление субрегиональных и локальных структурных соотношений между различными нефтегазоперспективными и литолого-стратиграфическими комплексами;

- выявление основных закономерностей распространения и изменения свойств пород-коллекторов и флюидоупоров;

- качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности основных комплексов пород и т.д.

Для поискового бурения ожидаемые результаты заключаются в выявлении залежей УВ и подтверждении прогнозных ресурсов УВ категории С₃, оцененных на подготовленной к глубокому поисковому бурению структуре.

Для разведочного бурения ожидаемые результаты заключаются в приросте запасов УВ промышленных категорий по залежам, промышленная продуктивность которых установлена в процессе поискового бурения.

Вопросы к главе:

- 1) Цели и задачи проектирования геологоразведочных работ на нефть и газ.
- 2) Основополагающие принципы проектирования глубокого бурения.
- 3) Понятие «Макетов...».
- 4) Типы проектов.
- 5) Понятие геологического и технического проектов.
- 6) Основные разделы геологических проектов.
- 7) Цели и задачи поискового бурения.
- 8) Цели и задачи параметрического и опорного бурения.
- 9) Цели и задачи разведочного бурения.

1.3. Моделирование геологических объектов при проектировании глубокого бурения

Практически процесс составления геологического проекта глубокого бурения можно отнести к процессам моделирования, так как в этом случае строится гипотетическая геологическая модель объекта проектирования,

наделяемая определенными петрофизическими и другими свойствами, геофизическими, геологическими и другими характеристиками, на основе которых выбирается оптимальный вариант поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Любой геологический объект, начиная с нефтегазоносной провинции и заканчивая образцом породы или шлифом, является сложной, плохо организованной диффузной системой.

Эта система описывается большим или очень большим числом характеристик (десятками или даже сотнями). Характеристики имеют разную физическую природу и находятся в сложных взаимосвязях друг с другом.

Поэтому проектирование изучения таких объектов необходимо осуществлять на основе системного подхода.

При этом объект геологического проектирования представляет собой неразрывное целое, состоящее из двух компонент: геологической (структура, месторождение) и технической (техническая система, запроектированная для осуществления бурения глубоких скважин и комплекса геолого-геофизических исследований в них). Это целое в практике работ на нефть и газ [8] называется геолого-техническим комплексом (ГТК).

Геологическая компонента ГТК представляет собой (в статическом состоянии) природные геологические объекты. В то же время она является объектом народно-хозяйственной деятельности, поскольку характеристики технической компоненты ГТК (глубина скважин, расстояние между скважинами и их размещение, пластовые давления и температуры, устойчивость пород к осыпям, обвалам, поглощающие и проявляющие свойства пластов и т.д.) определяются особенностями и характеристиками геологической компоненты (внутренним строением разреза, свойствами коллекторов, свойствами пород, слагающих разрез и т.д.), т.е. технико-экономические показатели глубокого бурения зависят от геологических условий.

1.3.1. Понятие системы в геологии

В общем случае под **системой** понимается совокупность любых объектов (материальных или идеальных), определенным образом связанных, взаимодействующих друг с другом.

Любой объект как система состоит из некоторого числа меньших объектов, которые, в свою очередь, состоят из еще более мелких объектов. Такая процедура деления может продолжаться глубоко внутрь изучаемого явления. Ее прекращают на уровне, допустимом исходя из требований решаемой задачи.

Если каждый из объектов, образующих систему, по условиям решаемой задачи рассматривается, в свою очередь, состоящим из некоторых частей, т.е. более мелких объектов, то его называют **подсистемой** данной системы. Крупную подсистему, которая включает и себя ряд более мелких подсистем и характеризуется некоторой спецификой, называют **компонентой** системы. При необходимости каждая компонента или подсистема может рассматриваться как самостоятельная система. В этом случае по отношению к ней решаются все те задачи, которые необходимо решить при изучении систем.

Если каждый из объектов, образующих систему или подсистему, рассматривается неделимым ни на какие части, то его называют **элементом** данной системы (подсистемы). Следует четко различать понятия «элемент» и «подсистема». Элемент — это часть системы, рассматриваемая как абсолютно неделимый объект, как символ неделимости. При этом надо иметь в виду, что в общем случае элемент неделим лишь относительно, однако для данной конкретной системы он является (принимается) абсолютно неделимым.

Подсистема есть часть системы, занимающая в ней промежуточное положение: она меньше системы, так как является ее частью, но больше элемента, поскольку объединяет некоторое множество элементов.

Понятия «компонента», «подсистема» и «элемент» являются основой различных возможных представлений системы.

Главной особенностью системы как некоторой совокупности подсистем и элементов является то, что она обладает, по крайней мере, одним таким свойством, которое отсутствует у слагающих ее элементов. Это **эмерджентное**, или специфически системное (интегральное), свойство, которое никаким анализом не может быть выведено из свойств элементов. Например, эмерджентным свойством такой системы как самолет будет способность его к самостоятельному полету. Ни один из его элементов (деталей) в отдельности такой способностью не обладает и никакое раздельное изучение этих деталей не даст информации о том, что если их собрать вместе, придать полученному множеству определенную структуру, то такая совокупность приобретет способность к полету.

Эмерджентные свойства — это проявление целостности системы, которая обуславливается тем, что все ее элементы объединены в неразрывное целое определенными связями и отношениями. Совокупность связей и отношений между элементами называется структурой системы. Именно структура определяет эмерджентные свойства системы. И именно существование у систем эмерджентных свойств, оказывающихся весьма важными в решении многих задач науки и производства, послужило причиной появления и широкого распространения системно-структурного подхода, который открывает путь к изучению таких свойств.

1.3.2. Возможные представления и типы систем в геологии

Возможные представления системы. Любой объект может рассматриваться как система, которая, в свою очередь, может иметь несколько представлений, т.е. любой объект в зависимости от решаемой задачи может быть представлен несколькими видами систем. Покажем это на

примере гипотетической линзы терригенного коллектора, сложенной двумя литологическими разностями пород - песчаниками и алевролитами (рис. 1.1).

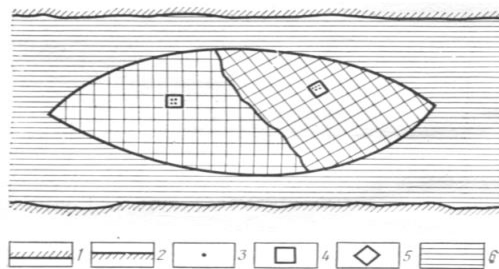


Рис.1.1. Линза терригенного коллектора как система. 1 - кровля пласта; 2 - подошва пласта; 3 - минеральное зерно; образцы: 4 - песчаника; 5 – алевролита; 6 – порода-неколлектор

Одно из важных представлений системы — **множественное представление**, когда система рассматривается как некоторое множество объектов. Так, применительно к линзе можно выделить следующие множества материальных объектов.

Прежде всего, линзу в целом можно рассматривать как множество минеральных зерен, которыми сложены песчаники и алевролиты, и связывающего эти зерна цемента. Последний обуславливает существование совокупности зерен как единого целого, называемого либо песчаником, либо алевролитом. Эмерджентными свойствами такой системы будут, например, ее открытая пористость и проницаемость, обуславливающие возможность накопления в линзе - системе жидкостей и газов и их фильтрации. Очевидно, что минеральные зерна такими свойствами не обладают. Поэтому, чтобы изучить эмерджентные свойства линзы, такие как пористость или проницаемость, линзу следует рассматривать как множество некоторых более крупных, чем минеральные зерна, объектов. В качестве таких объектов выступают образцы горных пород, а вся система - линза теперь рассматривается как множество образцов. Эмерджентным свойством такой системы будет литологическая характеристика породы. Для того чтобы изучить это эмерджентное свойство, нужно представить систему в виде

множества объектов, сложенных породами разных литологических типов. В нашем условном примере «лито» представляет собой множество, состоящее из двух таких объектов, один из которых сложен песчаником, а другой – алевролитом. Таким образом, множественное представление системы может быть построено разными способами в зависимости от относительных размеров объектов, составляющих изучаемое множество.

Возможность расчленения системы на части разных размеров позволяет получить другое весьма важное представление системы, при котором она выступает как некоторая иерархическая упорядоченность. Это представление называется **иерархическим**. Оно основано на понятиях компоненты, подсистемы и элемента. Иерархическое представление позволяет выделить уровни строения системы.

Совокупность подсистем и элементов, принадлежащих одному горизонтальному ряду (уровню), называется иерархическим уровнем (уровнем иерархии) или структурным уровнем.

В нашей гипотетической линзе можно выделить следующие уровни строения: 1) уровень минерального зерна - на этом уровне вся система-линза выступает как множество элементов - минеральных зерен; 2) уровень образца породы как некоторой совокупности минеральных зерен - изучение образцов даст информацию о литологии линзы, изменении ее пористости, проницаемости и т. п.; на этом уровне вся система-линза может быть мысленно представлена как множество подсистем-образцов; 3) уровень двух различающихся по литологической характеристике частей линзы (песчаники и алевролиты), выступающих в качестве компонент, число которых равно двум; 4) уровень линзы в целом, на котором ее можно рассматривать как нечто целостное, не расчленяющееся на составные части, характеризующееся своими свойствами: формой, размером, ориентировкой в пространстве и т.п. В данном примере первый уровень—уровень элементов, второй—уровень подсистем, третий — уровень компонент и четвертый — уровень системы в целом.

Для решения многих задач геологии рассмотрения терригенной породы на уровне слагающих ее зерен не требуется. Тогда в нашем примере линзу можно рассматривать как систему, имеющую меньшее число иерархических уровней: в качестве элементов (далее неделимых объектов) будут выступать уже образцы, а в качестве подсистем – компоненты. При иерархическом представлении системы элементы, подсистемы и компоненты выделяются и соответствии с конкретными задачами исследований. При изменении задачи объекты, которые раньше рассматривались как элементы или подсистемы некоторой системы, могут приниматься в качестве систем меньшего масштаба со своей внутренней иерархией, или, наоборот, система в новом исследовании может рассматриваться как элемент некоторой более крупной системы. Так, наша гипотетическая линза при изучении нефтегазоносного пласта в целом может выступать как неделимый элемент этой новой более крупной системы.

Рассмотрение системы в качестве неделимого целого означает возможность еще одного (кроме множественного и иерархического) – целостного представления системы. При целостном представлении важным является понятие системного окружения. Деление мира на две части – систему и системное окружение – позволяет охарактеризовать систему некоторым множеством ее внешних связей, т.е. ее внешней структурой.

На каждом иерархическом уровне элементы системы характеризуются каким-то набором свойств. Список этих свойств устанавливается в соответствии с целями, для которых объект рассматривается как система (например, для целей подсчета запасов изучаются свойства из одного списка, для целей проектирования – из другого, причем разные списки могут перекрываться). Свойства элементов любого уровня иерархии можно разделить на три группы: свойства I порядка – те, благодаря которым каждый элемент способствует достижению основной цели системы; свойства II порядка – нежелательные, вредные, привносимые элементом в систему; свойства III порядка – нейтральные по отношению к основной цели системы,

они могут быть использованы, например, для определения свойств I и II порядка через различные корреляции.

Например, если рассматривать линзу как объект, из которого нужно извлечь нефть, то к свойствам I порядка можно отнести пористость и проницаемость пород, так как они способствуют накоплению нефти в системе и обеспечивают возможность ее извлечения. К свойствам II порядка может быть отнесено высокое содержание глинистого цемента, так как глины обладают способностью разбухать в воде, и если понадобится закачивать в линзу воду для поддержания пластового давления и вытеснения нефти водой, то разбухание глин будет существенно понижать эффективность этого мероприятия. Различные геофизические характеристики, которые измеряются в скважинах и в дальнейшем используются для определения пористости, нефтенасыщенности, мощности (толщины) пород и т. п., должны быть отнесены к свойствам III порядка.

Различные свойства системы, ее подсистемы и элементов взаимозависимы, в большей или меньшей степени обуславливают друг друга. Следовательно, любую систему можно рассматривать как совокупность некоторого множества свойств.

Это означает, что в качестве объектов, составляющих систему, выступают отдельные свойства ее материальных частей, а в качестве структуры этой системы - совокупность различных связей между ее свойствами. Когда система начинает действовать, свойства элементов проявляются по-разному. Специфическое проявление свойств элементов или подсистем в их внутренних и внешних взаимосвязях в процессе достижения основной цели системы называется **функцией** элемента. В этом случае говорят о функционировании системы. Рассмотрение системы как некоторого множества функций для достижения определенной цели означает ее **функциональное** представление.

Систему можно представить так же, как совокупность некоторых состояний объекта, сменяющих друг друга во времени, как совокупность

некоторых стадий процесса, протекающего в системе. Это будет **процессуальным** представлением системы.

Таким образом, любой объект, изучением которого занимается геолог, может быть представлен как система. При этом в зависимости от точки зрения, с которой он будет изучать этот объект, система может быть представлена последовательно или одновременно одним из пяти способов: множественным, иерархическим, целостным, функциональным и процессуальным. Соотношения между этими представлениями системы показаны на рис.1.2.

Системное окружение

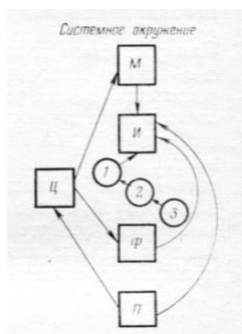


Рис. 1.2. Связи между возможными представлениями системы.

Возможные представления: И – иерархическое, М – множественное, Ф – функциональное, П – процессуальное, Ц – целостное; 1-компонента; 2-подсистема; 3 - элемент

Два типа геологических систем. Согласно Ю.А. Косыгину, Ю.А. Воронину и другим исследователям, развивающим системно-структурный подход в геологии, в сложном мире геологических явлений можно выделить два типа систем: статические и динамические. В соответствии с этим выделяются два направления геологических исследований.

К исследованиям первого направления относятся изучение последовательности залегания слоев, формы, размеров, состава, соотношений геологических тел, выделение типов горных пород по их составу и решение других вопросов, связанных с современным состоянием и пространственным

расположением геологических объектов. Эти исследования осуществляются с помощью различных пространственных и других построений, при которых геологические объекты представляются неподвижными, не изменяющимися во времени.

Изучаемые геологические объекты в данном случае рассматриваются как статические системы, которые могут иметь лишь множественное, иерархическое, целостное и функциональное представления. Возможность процессуального представления здесь исключена.

Второе направление составляют исследования современных геологических процессов, происходящих «на наших глазах». Здесь изучаются динамические явления, к которым относятся как современные естественные геологические процессы, так и процессы, обусловленные деятельностью человека.

Каждый из рассмотренных типов геологических систем характеризуется особой, свойственной только ему природой элементов, их отношений и связей (т. е. структурой), особыми принципами исследования, особыми типами моделей. Смещение элементов и структур, относящихся к системам различных типов, недопустимо, поэтому системы каждого типа должны исследоваться самостоятельно, последовательно.

1.3.3. Системно-структурный подход при проектировании глубокого бурения

При системно-структурном подходе объект проектирования представляется в виде системы большой сложности с точки зрения числа составляющих ее элементов и подсистем и числа уровней и сторон, с которых эту систему можно и нужно рассматривать. При этом все аспекты системы взаимосвязаны, взаимодействуют и сложным образом влияют на конечные результаты ее функционирования.

Системно-структурный подход означает усиление внимания к организации объекта, к взаимодействию в процессе разработки его частей, которые могут быть выделены при анализе строения объектов и изучении закономерностей изменения их физических и коллекторских свойств. Именно в этом суть преодоления ограниченности аналитического и организмического подходов, в рамках которых многие свойства и явления остаются необъясненными, особенно такие, которые возникают как следствие взаимодействия частей, т.е. эмерджентные.

Особенно важную роль играет системно-структурный подход при проектировании глубокого бурения, когда появляется необходимость конструирования определенных систем, требуется предсказание на основании геологических факторов поведения объекта в процессе бурения в течение более или менее длительного отрезка времени. Системно-структурный подход позволяет комплексно учитывать геологические, технические и экономические характеристики систем, разрабатывать и учитывать различные количественные критерии качества проектирования и функционирования систем. При традиционном подходе к изучению геологического строения объектов глубокого бурения в конечном счете остается неясным, что нужно изучать, чтобы изучить «геологическое строение» до такой степени, когда можно считать, что «геологическое строение» изучено и т.д. Системно-структурный, подход к объектам проектирования глубокого бурения требует изначально осознанного, целенаправленного выделения подсистем и элементов в рамках изучаемого объекта, четкого указания списков признаков, подлежащих учету и изучению, установления способа и характера взаимодействия подсистем и элементов. Реализуя системно-структурный подход, можно совершенно определенно указать, в каком отношении изучаемый объект представляет собой систему; можно сформулировать четкие требования к степени детализации строения, т.е. определить иерархически уровень, на котором нужно изучать и учитывать структуру системы.

1.3.4. Объект и предмет геологического проектирования с точки зрения системно-структурного подхода

Подход к объектам геологического проектирования как к объектам народнохозяйственной деятельности обуславливает необходимость их рассмотрения в трех аспектах: в статическом состоянии, в динамическом состоянии и в качестве геологической компоненты ГТК в совокупности с его технической компонентой. С позиций системно-структурного подхода ГТК представляет собой весьма сложную систему. Важнейшей особенностью этой системы является то, что она относится к объектам вещественного тела цивилизации, выступающего в виде различных материальных объектов, процессов и искусственных материалов, создаваемых человеком.

Анализ путей возникновения объектов этой «второй природы» показывает их двойственность – они представляют собой синтез «естественного» и «искусственного». Искусственность этих объектов выражается в том, что они приспособлены человеком к целям своей деятельности, выполняют в этой деятельности определенные функции. Вместе с тем при создании форм «второй природы» человек всегда опирается на естественные, объективные законы внешнего мира. Эти законы – незыблемая основа целеполагающей (в нашем случае – народнохозяйственной) деятельности человека, они определяют границы и возможности «искусственного».

С указанных позиций ГТК представляет собой некоторую область инженерного воздействия на геологическую среду. Структура этой области, представляющей собой материальное «тело» ГТК, складывается из элементов как геологического, так и технического происхождения, слагающих геологическую (естественную) и техническую (искусственную) компоненты ГТК. При этом важно, что элементы геологической подсистемы (их состав, свойства, размеры, положение в пространстве и т. п.) определяют условия, в которых протекает взаимодействие геологических и технических

сил. В этих условиях технические характеристики ГТК (т.е. параметры глубокого бурения) выступают как специфическое проявление его геологических свойств и процессов, происходящих в пределах разреза, подвергающегося воздействию с целью изучения его строения и свойств пород и пластовых флюидов. Соединение представлений об «естественных» и «искусственных» характеристиках ГТК осуществляется через зависимость между особенностями структуры и функционирования ГТК как сложной системы (рис. 1.3).

Из сказанного следует, что в существовании, устройстве и функционировании технической компоненты ГТК (скважины) определяющую роль играет геологическая компонента, структура которой обуславливает строение (т.е. морфологическое и функциональное расчленение), функционирование и организацию технологического процесса в рамках технической компоненты. Вследствие этого структура геологической подсистемы должна обуславливать число скважин, что в свою очередь, определяет структуру системы опоискования или разведки, а также параметры режима бурения испытания и т.д., выступающих как подсистемы ГТК: пластовые давления, депрессия на пласты и т.п.

Можно также утверждать, что суть процесса функционирования ГТК в целом состоит в направленном изменении структуры геологической компоненты путем развития (изменения) структуры технической компоненты. Определяющей особенностью процесса функционирования ГТК является изменение в процессе изучения геологических объектов, их размеров, взаимоположения, характера взаимосвязи различных частей объекта, нефте-, газо- и водонасыщенных зон, отдельных пропластков, участков с разными коллекторскими свойствами и т. п. В связи с изменением структуры геологической компоненты происходит изменение структуры и технической компоненты: изменяются число поисковых и разведочных скважин, место их расположения, величина пластовых давлений и т.п. В конечном счете задача технической компоненты ГТК состоит в том, чтобы

перевести геологическую компоненту, имеющую некоторую начальную структуру с исходными значениями и пространственным размещением параметров (мощности, нефтенасыщенности, запасов и т.п.), в желаемое финальное состояние, характеризующееся, например, промышленными запасами. Решение этой задачи возможно только путем оптимально согласованного создания и изменения структур геологической и технической компоненты ГТК. Существование неразрывной связи между компонентами позволяет утверждать, что оптимальность процесса перевода геологической компоненты в желаемое (заданное) финальное состояние зависит от степени соответствия структур обеих компонент. Это соответствие в первую очередь обуславливается полнотой имеющихся знаний о структуре геологической компоненты, способом ее описания и учета при проектировании и реализации проектных решений.

Таким образом, объектом исследования в нефтегазопромысловой геологии служит ГТК, а предметом — строение геологической компоненты и его влияние на функционирование ГТК.

1.3.5. Модели месторождений нефти и газа и процессов проектирования

Под моделью в широком научном смысле понимают реально или мысленно созданную структуру, воспроизводящую или отражающую изучаемый объект.

Название «модель» происходит от латинского слова «мера, образец». Моделирование принадлежит к числу основных методов познания природы и общества. Оно широко используется в технике и является важным этапом в осуществлении научно-технического прогресса.

Создание объективных геологических моделей геологических объектов, являющихся предметом изучения при геологоразведочных работах на нефть и газ, и осуществление на их основе проектирования глубокого

бурения – одна из основных мер по обеспечению высокой эффективности поисков месторождений нефти и газа.

На основе геолого-физических сведений о свойствах нефтяного, газового или газоконденсатного месторождения, рассмотрения возможностей систем и технологий его поисков и разведки, создают количественные представления о процессе выявления, изучения и подготовки к разработке месторождения в целом.

Система взаимосвязанных количественных представлений о поисках и разведке месторождений образует модель проектирования поисково-разведочных работ, которая состоит из геологической модели месторождения и модели процесса его поисков и разведки.

Геологическая модель месторождения нефти или газа – это система количественных представлений о геолого-физических свойствах нефтегазосодержащих пластов, структурной форме их залегания, составе и свойствах пластовых флюидов, заполняющих поровое пространство проницаемых пластов, типе ловушки, к которой приурочены залежи углеводородов и т.д., используемых при проектировании поисков и разведки месторождений.

Модель процесса проектирования – это система количественных представлений о процессе проектирования.

Вообще говоря, в модели проектирования можно использовать любую комбинацию моделей залежей и процесса проектирования, лишь бы эта комбинация наиболее точно отражала свойства залежей и процессов. Вместе с тем, выбор той или иной модели залежи может повлечь со собой учет в модели процесса каких-либо дополнительных ее особенностей и наоборот.

Модель месторождения следует отличать от его расчетной схемы, которая учитывает только геометрическую форму залегания пород, слагающих разрез.

Главная задача проектирования заключается в составлении расчетной модели на основе отдельных представлений, полученных в результате

геолого-геофизического изучения объекта проектирования, а также результатов бурения скважин на сопредельных площадях и месторождениях или на этом месторождении (при проектировании разработки).

1.3.6. Типы моделей залежей, месторождений и объектов глубокого бурения

Перспективные площади и нефтяные и газовые месторождения как объекты геологической природы обладают разнообразными свойствами.

Например, нефть или газ могут насыщать не только пористые песчаники и карбонаты, но и содержаться в микроскопических трещинах, кавернах, имеющихся в известняках, доломитах и изверженных породах, что обуславливает такую особенность нефтегазосодержащих пород как различие коллекторских свойств (пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности) по площади, а при наличии нескольких толщ таких пород – по разрезу.

Модели месторождений нефти и газа и модели объектов глубокого бурения с известной степенью условности можно разделить на детерминированные (графо-аналитические) и вероятностно-статистические (математические).

Детерминированные модели называются еще «адресными».

Адресные модели – это такие модели, в которых стремятся воспроизвести наиболее точно фактическое геологическое строение месторождения нефти и газа.

Каждая деталь адресной модели точно должна соответствовать детали строения реального месторождения.

Эта модель широко применяется в геологическом проектировании при составлении геологических проектов разведки месторождений нефти и газа и проектов поисков в хорошо изученных районах.

Вероятностно-статистические модели не отражают детальные особенности геологического строения месторождений нефти и газа. При их использовании ставят в соответствие реальному геологическому объекту, на котором осуществляется проектирование, некоторое гипотетическое месторождение, имеющее такие же вероятностно-статистические характеристики, что и реальное месторождение.

Вероятностно-статистические модели строятся для объектов проектирования опорного, параметрического и поискового бурения в малоизученных регионах и разведочного бурения – на объектах со сложным строением (блоковое строение, фациальное, изменчивость пород, слагающих разрез, по площади и т.д.).

1.3.7. Основа методики построения геологических моделей объектов глубокого бурения по геолого-геофизическим данным и данным глубокого бурения.

Создание модели объекта глубокого бурения на основе часто разрозненных геолого-геофизических данных и данных глубокого бурения требует проявления научного, творческого подхода, т.к. все объекты глубокого бурения и открытые месторождения нефти и газа не похожи друг на друга. При их моделировании проектант использует только общий опыт построения моделей этих объектов в аналогичных случаях, но нет, и не может быть такой методики, слепо следуя которой можно создавать модель объекта глубокого бурения в каждом конкретном случае. Построение таких моделей всегда связано с научным поиском.

Для создания модели объекта глубокого бурения используют сведения о его геологическом строении, результаты исследований образцов пород, отобранных при бурении из вскрытых литолого-стратиграфических комплексов и продуктивных пластов на близлежащих площадях и месторождениях, данные промыслово-геофизических исследований, бурения

и исследования скважин, пробуренных в районе, где расположен объект проектируемых работ.

При проектировании разведки используются перечисленные выше данные, полученные в поисковых скважинах.

1.3.7.1. Моделирование процесса геологического проектирования

Научно-обоснованное применение процесса проектирования начинается с изучения результатов проектных исследований. За стадией исследований эффективности принятых решений и адекватности построенных геологических моделей для реально существующих геологических объектов решается вопрос о целесообразности продолжения работ на объекте или об его бесперспективности.

Достоверность принятия решения существенно зависит от достоверности полученной информации, которая, в свою очередь, зависит от достоверности проектных решений.

Центральный этап моделирования – постановка соответствующих процессу задач геологического проектирования.

На рис.1.4 представлена модель процесса геологического проектирования, построенная на основе системно-структурной модели ГТК (рис 1.3).

1.3.7.2. Выбор адресной или вероятностно-статистической моделей объектов глубокого бурения

В практике очень часто отождествляют адресную и вероятностно-статистическую модели, при этом достоверность полученных данных ухудшается.

При выборе адресной или вероятностно-статистической моделей их нельзя отождествлять или взаимозаменять.

На рис.1.5 приведена схема выбора адресной или вероятностно-статистической модели при геологическом проектировании.

Из рисунка видно, что для каждой модели имеются свои условия применения.

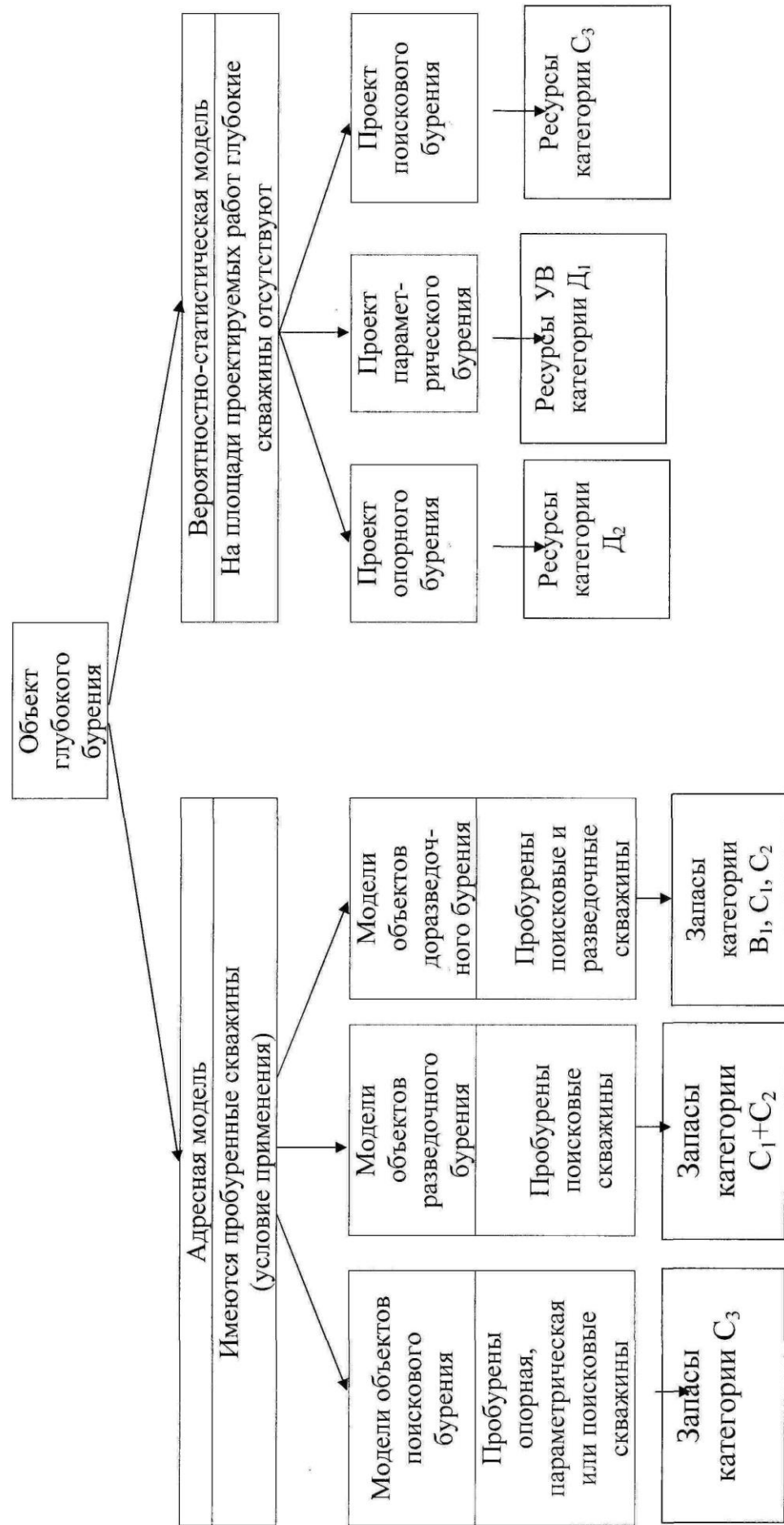
Адресная модель выбирается тогда, когда имеются данные об опорном, параметрическом или поисковом бурении, т.е. вблизи площади проектирования или на этой площади уже пробурена та или иная глубокая скважина, и вскрытый ею разрез с вероятностью свыше 0,8 совпадает с разрезом проектной скважины.

В вероятностно-статистической модели вблизи площади работ имеется ряд пробуренных глубоких скважин, и вероятность вскрытия проектной скважиной разреза, совпадающего с эталонным, построенным по статистическим данным, полученным по указанным выше скважинам, составляет 0,5-0,75.

Вопросы к главе:

- 1) Понятие «система» в геологии.
- 2) Типы систем в геологии.
- 3) Роль структурно-системного подхода в проектировании глубокого бурения.
- 4) Понятие геологической модели и модели процесса проектирования.
- 5) Типы моделей залежей, месторождений и объектов глубокого бурения.
- 6) Методика построения геологических моделей объектов глубокого бурения по геолого-геофизическим данным и данным глубокого бурения.
- 7) Что представляет собой модель процесса геологического проектирования?
- 8) Выбор адресной или вероятно-статистической модели.

Рис. 1.5 Выбор адресной или вероятностно-статистической моделей объектов глубокого бурения



II. МЕТОДИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРИ ОСТАВЛЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ ГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ

При составлении геологических проектов глубокого бурения следует четко сформулировать представления об объекте проектирования и его изученности, чтобы выбрать адресную или вероятностно-статистическую модели.

Такое представление складывается на основе анализа физико-географических условий и геолого-геофизической изученности района, где находится площадь проектируемых работ, поэтому изложение методики проектирования начнем с «Общей части проекта глубокого бурения» (раздел 1.2.6).

2.1. Общая часть геологического проекта глубокого бурения

К общей части любого геологического проекта независимо от типа проектирования (опорное, параметрическое, поисковое, разведочное бурение) относятся: «Введение», «Физико-географические и географо-экономические условия» и «Результаты ранее проведенных работ».

Эти разделы выделены как общая часть, потому что они содержат сведения, обязательные для любого геологического проекта, обобщающие географическую, экономическую, геологическую, геофизическую информацию, полученную в результате ранее проведенных работ.

Результаты этой части проекта позволяют:

- оценить технические возможности осуществления целевого бурения, связанные с доступностью района проектируемых работ с позиций транспортировки материалов и оборудования, наличия инфраструктуры, обеспечивающей проектируемый объект материально-техническими и людскими ресурсами; климатических, орогидрографических и

гидрогеологических условий, обеспечивающих эффективность строительства скважин;

- оценить степень изученности территории в геологическом плане для определения наиболее оптимального направления геологических исследований на объекте проектируемых работ.

2.1.1. «Введение»

В зависимости от задач проектируемых работ содержание этого раздела несколько видоизменяется.

В то же время общими являются следующие пункты:

- назначение работ;
- основание для проведения работ;
- технико-технологические возможности проведения работ;
- проектные глубины и горизонты скважин.

Несмотря на то, что в используемом в настоящее время “Макете...” эти пункты отсутствуют, практика работ по составлению проектов показала, что во “Введении” следует также указать следующие пункты:

- источники геолого-геофизических материалов, послуживших основой для проектирования;
- соответствие проекта директивным документам и краткий перечень документов;
- состав исполнителей работ с указанием вклада каждого из них;
- перечень консультирующих и проверяющих организаций и специалистов с указанием разделов, оцениваемых ими;
- ожидаемые результаты проектируемых работ и их геолого-экономическую эффективность.

2.1.2. “Физико-географические и географо-экономические условия”

В этом разделе должна содержаться информация, необходимая для определения технических и технологических условий осуществления строительства скважин, которые зависят от двух факторов:

- физико-географических условий (административное и географическое положение, рельеф, климат, орогидрография, особенности растительного и животного мира и т.д.);
- геолого-экономических условий (инфраструктура, схема базирования подразделений, обеспечивающих строительство скважин и проведение в них геологических, геолого-геофизических, геолого-промысловых исследований; характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды, и т.д.).

Содержание этого раздела не зависит от вида работ.

Учитывая, что это стандартная информация, наиболее оптимально свести данные в таблицы.

Источником информации для составления этого раздела служат топографические карты, географо-экономические обзоры и научно-техническая литература.

2.1.3. “Результаты ранее проведенных работ”

(Геолого-геофизическая изученность).

В этом разделе в хронологическом порядке приводятся данные выполненных в пределах объекта проектируемых работ геологических, геофизических исследований и результаты глубокого бурения. Кроме того, дается оценка результатов с точки зрения обоснования проектируемых работ.

Наиболее детально рассматриваются результаты выполненных ранее работ при составлении проекта разведки (доразведки) месторождения.

Это совершенно обосновано, т.к. на стадии разведки имеется геологическая информация по уже пробуренным в пределах месторождения поисковым скважинам, есть результаты ГИС, исследования керна и пластовых флюидов и произведена оценка запасов УВ по промышленным категориям.

На стадиях региональных и поисковых работ объем информации значительно меньше и представлен, в основном, результатами региональных исследований и данными по подготовке объекта к глубокому бурению.

Учитывая, что при проектировании всех видов глубокого бурения есть общие вопросы, освещение которых обязательно, они рассматриваются в этом разделе в подразделе “Геолого-геофизическая изученность”.

К таким вопросам относятся:

- перечень и результаты региональных работ, в которых обосновываются перспективы нефтегазоносности района;
- перечень и результаты работ по изучению нефтегазоперспективных структур и объектов аномалий типа «залежь» (АТЗ) и подготовки их к глубокому бурению;
- результаты бурения отдельных скважин на соседних площадях и на данном объекте.

В проекте разведочного (доразведочного) бурения вопросы, связанные с состоянием выполнения проектов поисковых (разведочных) работ, детальная характеристика изученности месторождения глубоким бурением, анализ и обобщение результатов исследования керна, ГИС, пластовых флюидов, объем, методика и результаты опробования и испытания, состояние запасов УВ и их достоверность и т.д. рассматриваются в подразделе, называемом «Обзор, анализ и оценка ранее выполненных на месторождении геологоразведочных работ».

Источником информации для составления раздела «Результаты ранее проведенных работ» служат:

- атласы геологических карт по изучаемому району, составленные на основе региональных исследований;
- геологические отчеты о результатах региональных и поисковых геологических (геологическая, геоморфологическая геохимическая съемки), геофизических (сейсморазведка, гравиразведка, электроразведка и др.) и буровых (структурно-картировочное, опорное, параметрическое, поисково-разведочное бурение) работ;
- отчеты научно-исследовательских производственных организаций по анализу и обобщению результатов полевых работ, а также результатов интерпретации вновь полученных и переинтерпретации ранее проведенных геолого-геофизических исследований и т.д.;
- дела на ликвидацию опорных параметрических, поисковых и разведочных скважин;
- месячные отчеты геологических и геофизических организаций;
- опубликованные статьи и монографии по геологии, нефтегазоносности, литологии, петрографии, физикохимии, петрофизике и др. по данному региону, району или объекту проектирования;
- отчеты по подсчету запасов газа, нефти и сопутствующих компонентов по близлежащим месторождениям;
- дела скважин, хранящиеся в буровых организациях;
- паспорта на структуры, подготовленные к глубокому бурению и т.д.

2.1.3.1. «Геолого-геофизическая изученность»

Этот раздел составляется для проектов опорного, параметрического, поискового бурения и представляет собой обобщение результатов ранее проведенных на проектной площади исследований, обеспечивших проведение проектных работ.

Для проектов опорного, параметрического и поискового бурения целесообразно изложение этих результатов разделить на четыре части:

- геологические исследования;
- полевые геофизические исследования;
- глубокое бурение;
- оценка степени изученности площади проектируемых работ геологическими, геофизическими методами и глубоким бурением и основные геологические и геолого-геофизические особенности строения площади проектируемых работ.

Перечень проведенных работ и основные результаты наиболее удачно могут быть представлены в табличной форме, а в текстовой – основные выводы, следующие из результатов проведенных исследований. Результаты структурного бурения рассматриваются совместно с геологическими работами.

Выводы по результатам геологических исследований должны содержать:

- оценку представительности проведенных геологических исследований; включая структурно-геологическое картирование, структурное бурение и геохимические исследования;
- оценку эффективности применяемых методов геологического исследования;
- основные (итоговые) результаты обработки геохимических и геологических исследований;
- выводы о состоянии геологической изученности площади проектируемых работ;
- оценку степени достоверности прогноза строения разреза по геологическим и геофизическим данным;
- оценку степени достоверность принадлежности площади проектируемых работ к геоструктурным элементам;
- оценку прогноза перспектив нефтегазоносности района проектируемых работ.

Выводы по результатам полевых геофизических исследований должны содержать:

- 1) оценку представительности проведенных полевых геофизических исследований (плотность сейсмических профилей на кв. км, плотность точек гравirazведки, магниторазведки, электроразведки на кв.км и т.д.);
- 2) перечень основных региональных и локальных реперных горизонтов, их геофизические и петрофизические характеристики;
- 3) основные (итоговые результаты обработки полевых геофизических исследований (прослеженные отражающие или реперные горизонты по электро-, магнито- или гравirazведке и их стратиграфическая или литологическая приуроченность);
- 4) анализ эффективности примененных методов поисков, изучения нефтегазоперспективных структур и объектов «аномалий типа залежь» (АТЗ) и подготовки их к глубокому бурению.

Выводы по результатам глубокого бурения должны содержать:

- степень вскрытия всех нефтегазоперспективных комплексов глубоким бурением и среднюю глубину пробуренных скважин;
- основные осложнения, наблюдавшиеся в процессе бурения, крепления и испытания скважин и перечень литолого-стратиграфических комплексов, к которым приурочены эти осложнения;
- перечень мероприятий, наиболее эффективных при борьбе с осложнениями;
- характеристики режимов бурения, параметров промывочной жидкости по глубоким скважинам;
- перечень литолого-стратиграфических комплексов, в которых нефтегазоносность подтверждена;
- краткая характеристика месторождений, выявленных в районе, где расположен объект проектирования (количество и назначение скважин, максимально вскрытая глубина разреза, перечень продуктивных пластов,

горизонтов, литолого-стратиграфических комплексов, типы залежей по фазовому состоянию углеводородов).

Оценка степени изученности района, где расположена площадь проектируемых работ геологическими, геофизическими методами, структурным и глубоким бурением должна содержать:

- степень достоверности прогноза структурной характеристики на основе анализа эффективности применения методов полевой геофизики и характеристику объекта проектирования по данным полевой геофизики (тип структуры, размеры, амплитуда) по всем установленным реперным горизонтам;

- степень достоверности прогноза геологического строения разреза по данным геологических исследований и глубокого бурения;

- степень достоверности прогноза нефтегазоносности разреза по данным геологических исследований и глубокого бурения;

- обоснование наиболее достижимой глубины проектными скважинами;

- прогноз возможных осложнений в процессе бурения, крепления и испытания скважин и методов их ликвидации;

- средние характеристики режимов бурения, скоростей проходки, параметров промывочной жидкости продолжительности опробования и испытаний в открытом стволе;

- выбор целевых объектов глубокого бурения;

- выбор скважин, площадей или месторождений данные по которым могут быть использованы в дальнейшем в качестве базовых при проектировании.

Для проектов разведочного (доразведочного) бурения этот раздел должен содержать:

- результаты детализационных полевых геофизических работ;

- сведения о состоянии выполнения проектов поисковых (разведочных) работ;

- изученность месторождения глубоким бурением;
- объем методика и результаты исследования керна;
- объем и методика геофизических исследований (ГИС);
- объем, методика и результаты опробования и испытания скважин;
- объем, методика, результаты отбора проб пластовых флюидов и их исследования в лаборатории;
- состояние запасов категорий C_1 и C_2 числящихся на балансе.

2.1.3.2. Обзор, анализ и оценка ранее выполненных на месторождении геологоразведочных работ

В рассматриваемом разделе, составляемом для проекта разведки (доразведки) месторождения, анализируются результаты поисковых и детализационных работ и их успешность, а также вклад ранее проведенных региональных исследований и определяется круг вопросов, оставшихся без ответа как на региональной, так и на стадии поисков.

Кроме того, определяются методы и методики работ, эффективность которых высока или, наоборот, мала.

Таким образом, намечаются основные задачи и направления разведочных работ, комплекс методов, направленных на решение этих задач и методики их проведения, обеспечивающие получение максимальных результатов.

Также, как и в уже указанном выше разделе «Геолого-геофизическая изученность», рассмотрение выполненных работ ведется по трем направлениям:

- геологические работы;
- геофизические работы;
- глубокое бурение.

На основании данных этого раздела должны быть сделаны выводы о необходимости (или отсутствии таковой) проведения дополнительных

геофизических работ (в случае, если не изучена какая-либо часть площади месторождения) и бурения дополнительных поисковых скважин (в случае, если не все перспективные горизонты опойсканы).

Также должны быть выделены (в случае наличия таковых) участки, где проведение полевых работ или глубокого бурения невозможно из-за сложности рельефа или наличия водоемов (берег моря, озеро, сбросовый канал, река и др.), или наличия элементов инфраструктуры (железная дорога, автомагистраль, газопровод, населенный пункт и др.).

В таких случаях необходима постановка наклонного или горизонтального бурения, поэтому должна быть дана оценка возможности проведения таких работ.

2.1.3.2.1. Сведения о состоянии выполнения проектов поисковых (разведочных) работ

В этом разделе должны быть приведены основные показатели проектов поискового и разведочного бурения и объемы выполненных согласно этим проектам работ.

Сопоставление запланированных и фактически выполненных объемов должно показать причины удачи (неудачи) ранее проведенных работ и выявить те работы, проведение которых крайне необходимо при подготовке месторождения к разработке, но которые либо не были выполнены, либо были выполнены в недостаточном объеме.

Здесь же необходимо представить результаты анализа причин расхождения плановых и фактически выполненных объемов и влияние этих расхождений на степень изученности объекта.

2.1.3.2.2. Изученность месторождения глубоким бурением

В этом разделе приводятся данные глубокого бурения на месторождении.

По каждой пробуренной скважине приводятся:

- сведения о местоположении с указанием причин отклонения;
- целевое назначение скважины;
- примененное оборудование и его соответствие проектному с указанием причин отклонения;
- конструкция скважины и её соответствие проектной с указанием причин отклонения;
- параметры бурового раствора и их соответствие с проектными с указанием причин отклонения;
- фактический забой и фактически вскрытый разрез и их соответствие с проектным данным с указанием причин отклонения;
- фактически выполненный комплекс геолого-геофизических исследований и его соответствие проектному с указанием причин отклонения;
- краткая история бурения с указанием всех осложнений, непредусмотренных проектом и причин их возникновения.

В итоге подводится резюме степени изученности месторождения глубоким бурением и намечаются участки, где необходимо глубокое бурение продолжить. Кроме того, указывается, какие режимы бурения следует соблюдать, и какие параметры бурового раствора должны быть для безаварийной проводки скважин и их испытаний.

В этом же разделе должны быть указаны:

- продолжительность испытаний в открытом стволе;
- наиболее эффективные способы вскрытия продуктивных пластов (тип и плотность перфорации) и меры по интенсификацию притоков (соляно-кислотная обработка, гидроразрыв пласта и т.д.);

- а также продолжительность бурения и строительства поисковых (разведочных) скважин и достигнутые скорости проходки.

2.1.3.2.3. Объем, методика и результаты отбора и исследования керна

В этом разделе приводятся данные об объеме проходки с отбором керна, его выносе, и соответствие его проектным показателям. Указываются причины отклонений.

Определяется представительность проходки с отбором керна, объема вынесенного керна и обеспеченность каменным материалом для проведения исследований.

Выделяются объекты, не охарактеризованные или слабо охарактеризованные керном и намечаются объекты, в которых отбор керна следует продолжить.

Оценивается эффективность примененной методики отбора керна и использованных снарядов и, в случае их низкой эффективности, даются рекомендации по изменению методики отбора керна и использованию другой аппаратуры.

Определяется представительность отбора образцов на исследования и объема выполненных анализов.

Сопоставляется фактический объем отобранных образцов и выполненных анализов с проектными данными и указываются причины отклонений.

2.1.3.2.4. Объем и методика геофизических исследований скважин (ГИС)

В этом разделе приводятся данные об объеме выполненных методов ГИС, об условиях методике их проведения, о полноте охвата вскрытого разреза методами ГИС.

Выделяются интервалы разреза, не охарактеризованные или слабо охарактеризованные методами ГИС.

Определяется информативность выполненных методов ГИС.

Сопоставляется фактически выполненный объем ГИС с проектным и указываются причины отклонений.

Оценивается эффективность выполненного комплекса ГИС и в случае его низкой эффективности даются рекомендации по изменению комплекса, изменению условий и методики его проведения, а также по дополнительному проведению ГИС в интервалах с низкой охарактеризованностью методами ГИС.

2.1.3.2.5. Объем, методика и результаты опробования и испытания скважин

В этом разделе приводятся данные об объеме опробований и испытаний в открытом и обсаженном стволе, методике их проведения.

Определяется представительность выполненных опробований и испытаний и обеспеченность основных объектов результатами.

Выделяются объекты, не охарактеризованные или слабо охарактеризованные опробованиями и испытаниями, и намечаются объекты, в которых опробования и испытания следует продолжить.

Оценивается эффективность выполненных работ и их соответствие проектным показателям. Указываются причины отклонений.

В случае низкой эффективности даются рекомендации по изменению методики опробования и испытаний и применению другой аппаратуры.

Определяется представительность исследовательских работ по опробованию и испытанию. Оценивается обеспеченность основных параметров пласта результатами исследовательских работ.

Намечаются виды и объемы исследовательских работ в процессе опробования и испытания.

2.1.3.2.6. Объем, методика и результаты отбора проб пластовых флюидов и их исследования в лаборатории

В этом разделе приводятся данные об объеме отобранных проб пластовых флюидов (газ, нефть, вода) и методике отбора, которая должна соответствовать соответствующим инструкциям.

Определяется представительность объема отобранных проб по каждому объекту и обеспеченность пробами для проведения исследований.

Выделяются объекты, не охарактеризованные или слабо охарактеризованные пробами и намечаются объекты, в которых отбор проб следует продолжить.

Оценивается эффективность примененной методики отбора проб и использованной аппаратуры и, в случае их низкой эффективности, даются рекомендации по изменению методики отбора проб и использованию другой аппаратуры.

Определяется представительность отбора проб на исследования и объема выполненных анализов. Оценивается обеспеченность основных параметров пласта и флюидов, определяемых по пробам, представительность коллекции и достаточность количества определений для надежного обоснования параметров, используемых при подсчете запасов, а также данных, необходимых для ОПЭ.

Сопоставляется фактический объем отобранных проб и выполненных анализов с проектными данными и указываются причины отклонений.

Выделяются те параметры, которые слабо охарактеризованы анализами, намечается дополнительный объем исследований этих параметров.

2.1.3.2.7. Состояние запасов категорий C_1 и C_2

В этом разделе представляется динамика движения запасов УВ по категориям C_3 (при проектировании поискового бурения) и C_1 , C_2 (подсчитанным по результатам поисковых работ) с указанием принятых подсчетных параметров и динамикой их изменения в процессе поисковых работ по мере получения информации.

2.1.3.2.8. Анализ состояния изученности залежи и месторождения в целом

В этом разделе обобщаются результаты работ по оценке изученности залежи и месторождения в целом.

Рассматриваются:

- результаты анализа эффективности региональных и разведочных работ;
- основные направления и задачи полевых детализационных работ;
- комплекс методов, направленных на решение этих задач, методика их проведения, обеспечивающих получение максимально достижимых результатов.

Приведены выводы о необходимости (или отсутствии таковой) проведения дополнительных геофизических работ (в случае, если не изучена какая-либо часть площади месторождения) и бурения дополнительных поисковых скважин (в случае, если не все перспективные горизонты опойсканы).

Выделены участки, где проведение полевых работ или глубокого бурения невозможно из-за особенностей рельефа.

Даны рекомендации по проведению наклонного или горизонтального бурения.

Оценена степень изученности площади глубоким бурением и выделены участки для постановки разведочного бурения.

Рассмотрена технология проводки поисковых скважин, выделены стратиграфические и литологические комплексы, проходка по которым возможна с осложнениями и определены меры по их предотвращению и ликвидации.

Определена конструкция разведочных скважин, оборудование устья, параметры бурового раствора.

Определены объекты, слабо охарактеризованные или не охарактеризованные керном и анализами, методика отбора керна, объем отбора, объем образцов, подлежащих лабораторным исследованиям, виды исследований.

Выделены интервалы разреза слабоосвещенные или неосвещенные данными ГИС, определен рациональный комплекс исследований ГИС.

Выделены объекты, не охарактеризованные испытаниями, пробками пластовых флюидов и их анализами и определены объекты, в которых испытательские работы и лабораторные исследования проб должны быть продолжены.

Указано, какие запасы УВ, и по каким категориям числятся на Государственном балансе.

Вопросы к главе:

- 1) Общая часть геологического проекта, ее составляющие.
- 2) Содержание раздела «Введение».
- 3) Содержание раздела «Физико-географические и географо-экономические условия», источник информации для его составления.
- 4) Содержание раздела «Геолого-геофизическая изученность».
- 5) Содержание раздела «Результаты ранее проведенных работ» для составления проекта разведки (доразведки) месторождения.
- 6) Оценка степени изученности района работ.

- 7) Оценка методики и результатов исследования керна.
- 8) Оценка объема и методики проведенных ГИС.
- 9) Оценка объема, методики и результатов опробывания и испытания скважин.
- 10) Анализ состояния запасов УВ по категориям C_1 , C_2 .

2.2. Геологическая часть проекта глубокого бурения

Геологическая часть проекта является основным его разделом, так как в этой части дается подробное обоснование геологического строения (стратиграфия, тектоника, перспективы нефтегазоносности и выявленные скопления УВ, гидрохимия и гидродинамика подземных вод, геокриологическая и температурная характеристики разреза) территории, где находится объект проектируемых работ.

Степень обоснованности геологического строения изучаемого объекта обеспечивает успешное решение геологических задач, стоящих перед глубоким бурением.

Геологическое строение объекта проектируемых работ прогнозируется на разных этапах геологоразведочного процесса на основе различного по полноте объема информации.

Так, на региональном этапе, который проводится на неисследованных и недостаточно исследованных территориях, основой геологического прогноза являются, в основном, теоретические исследования, содержащие характеристику общих черт геологического строения и оценку перспектив нефтегазоносности исследуемой территории. В этом случае весомым вкладом являются результаты региональных геофизических и геологических исследований опорных и параметрических скважин, пробуренных в районах с аналогичной геотектонической историей развития и аналогичной палеогеографической обстановкой на протяжении всего периода развития. На поисковом этапе, когда основным назначением работ является поиск

скоплений нефти и газа, наряду с теоретическими изысканиями широко используются результаты опорно-параметрического бурения в пределах территории, где расположен объект проектируемых работ и результаты детальных геофизических исследований.

На разведочном этапе, когда необходимо детализировать строение выявленных залежей УВ, основным источником информации являются результаты исследований поисковых скважин и результаты детализационных полевых геофизических исследований.

Результаты обобщения ранее накопленной на предыдущих этапах информации позволяют установить:

- лито-фациальную и стратиграфическую принадлежность пород, слагающих изучаемый разрез;
- тектоническое строение территории, где расположен объект проектируемых работ и тектоническое строение этого объекта;
- лито-физическую и коллекторскую характеристику нефтегазосодержащих пород и покрышек;
- морфологию скоплений УВ, условия насыщения пород нефтью и газом и ресурсы выявленных или прогнозируемых скоплений УВ (для экономической оценки целесообразности проведения работ).

Ценность любой пробуренной скважины зависит от полноты изучения пройденного геологического разреза, скрытых газонефтяных горизонтов, а также от выполнения стоящих перед геологической службой задач. Для исчерпывающего и всестороннего изучения объекта требуются весьма тщательные и систематические наблюдения, специфика которых определяется геологическим строением изучаемого объекта.

Поэтому геологическая часть любого проекта глубокого бурения является основной, т.к. служит базой (основанием) для выбора направления, методики и объема исследований, обеспечивающих решение задач, поставленных проектом, а также экономической оценки эффективности принятых решений.

Согласно требованиям к содержанию геологических проектов (раздел 1.2.5.) геологическая часть проекта содержит следующие подразделы:

- проектный литолого-стратиграфический разрез;
- тектоника;
- нефтегазоносность;
- гидрогеологическая характеристика;
- оценка месторождения (для проекта разведки).

Данные раздела «Проектный литолого-стратиграфический разрез» служат основой для:

- прогнозирования условий проводки скважин, для выбора оптимальных режимов бурения и конструкции скважины, что обеспечивает безаварийность её проводки;
- обоснования наиболее оптимального комплекса геолого-геофизических исследований на основе прогноза интервалов залегания перспективных горизонтов;
- прогноза коллекторских свойств перспективных горизонтов и их продуктивных характеристик, и на основе этого прогноза - выбор оптимальных условий их вскрытия, опробования и освоения.

Данные раздела «Тектоника» служат основой для:

- выбора и обоснования системы размещения проектируемых скважин и местоположения каждой из них;
- прогнозирования горно-геологических условий проводки скважин для оптимизации режимов бурения и выбора их оптимальной конструкции и др.

Данные раздела «Нефтегазоносность» служат основой для:

- обоснования глубины и места заложения глубоких скважин;
- выбора основных объектов и наиболее эффективного комплекса геологических, промыслово-геофизических, геолого-промысловых исследований этих объектов;
- при поисковом или разведочном бурении – для обоснования этажа поисков или разведки, при параметрическом и опорном бурении -

обоснование мощности разреза, которую необходимо вскрыть этими скважинами;

- подсчета прогнозных ресурсов и запасов УВ и т.д.

Данные раздела «Гидрогеологическая характеристика» служат основой для:

- обоснования пластовых условий перспективных горизонтов для выбора оптимальных режимов их вскрытия, опробования и испытания;
- выделения зон залегания напорных вод с целью их дальнейшей изоляции и обеспечения безаварийной проводки скважин;
- обоснования физикохимии пластовых вод, определения возможности их реагирования с промысловыми жидкостями для выбора оптимальных параметров последних с целью предотвращения коагуляции бурового раствора и обеспечения безаварийной проводки скважин и т.д.

Приведенные выше примеры использования данных рассматриваемого раздела проекта ещё раз подтверждают первостепенную роль именно этого раздела в общем процессе проектирования глубокого бурения.

Поэтому составление этого раздела требует от исполнителя:

- широкого ознакомления с результатами предыдущих работ в районе, где расположен объект проектирования;
- знания теоретических основ формирования скоплений нефти и газа, региональных и локальных закономерностей их размещения;
- знания технологии и техники проведения буровых работ и основных характеристик применяемого технологического оборудования (буровые установки, буровое оборудование, геофизические приборы, оборудование для цементации обсадных колонн и т.д.);
- умения обобщать и анализировать полученную информацию, составить прогноз геологического строения района и объекта проектируемых работ и оценить степень достоверности этого прогноза.

В заключение этого раздела следует сказать, что при составлении проекта разведки (доразведки) разделы геологической части проекта дополняются следующей информацией:

- дается детальный анализ геологического строения продуктивной части разреза;
- приводятся структурные планы продуктивных горизонтов, построенные по данным сейсморазведки и глубокого бурения, оценивается их соответствие, выявляются причины расхождений и определяются участки площади месторождения, где требуется уточнение структурных планов продуктивных горизонтов глубоким бурением;
- приводится физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных отложений и покрышек, удерживающих залежи УВ, по данным керн и ГИС;
- оценивается степень изученности основных подсчетных параметров по керну и ГИС;
- оценивается состояние запасов УВ, их достоверность и перспективы прироста за счет проведения разведочных работ;
- приводятся текущие структурная, литолого-петрофизическая и геолого-геофизическая модели выявленных залежей УВ и оценивается точность геометризации основных подсчетных объектов;
- приводится обоснование коэффициентов извлечения нефти и конденсата;
- оценивается степень изученности свойств пластовых флюидов;
- определяются основные направления разведочных работ, основанные на степени изученности объекта и состоянии запасов категорий C_1 и C_2 .

2.2.1. Геофизические методы, данные которых, используются при составлении геологической части проекта глубокого бурения

Наиболее широко в нефтегазовой геологии используются данные сейсморазведки, которая по своей сути является инструментом, позволяющим проследить границы изменения состава пород по разрезу и площади, которые в большинстве случаев, являются структурными или стратиграфическими границами.

Поэтому при составлении проектов глубокого бурения для проектирования литолого-стратиграфического строения объекта используются, в основном, данные, полученные по сейсморазведке, в результате обработки и интерпретации полевых материалов. Эти данные представляются обычно в виде сейсмогеологических разрезов, на которых показаны сейсмические границы, и в виде карт.

Наиболее широко в практике работ на нефть и газ применяется сейсморазведка в модификациях МОГТ и КМПВ.

Особенно широко используется МОГТ, являющийся модификацией метода отраженных волн, т.к. разрешающая способность метода такова, что позволяет выделить пачки пород толщиной от 50 м и выше.

Гравиразведка используется менее широко, в основном при прогнозировании залежей УВ, т.к. зоны разуплотнения пород, фиксируемые на картах изоаномал силы тяжести, связываются, как правило, с зонами развития пористых тел, содержащих углеводороды.

Электроразведка, как правило, используется в комплексе с ОГТ. Зоны пониженных сопротивлений ассоциируются с водоносными горизонтами, а повышенных – с залежами УВ.

Зоны аномально высоких сопротивлений, как правило, ассоциируются с зонами развития плотных пород.

В практике проектирования глубокого бурения сейсмические карты и разрезы являются основными документами, по которым прогнозируется тип

структуры и ловушки, строение разреза, и которые используются для определения глубин проектных скважин и их расположения на структуре.

2.2.1.1. Опорные отражающие горизонты и их прослеживаемость в пределах нефтегазоносных регионов РУз

Как известно из теории метода отраженных волн [12], наиболее отчетливо следящиеся отражения наблюдаются на границах сред с явно выраженной контрастностью плотностных, а следовательно, и скоростных свойств. Как правило, это среды, существенно отличающиеся по литологическому строению (например, «терригенно-карбонатные» породы, или «сульфатно-карбонатные» и т.д.), либо между ними находится поверхность эрозионного среза (размыва).

Только на таких границах возможно получить стабильное отражение.

Из анализа типовых нефтегазоносных регионов РУз видно, что в каждом регионе имеется свой набор отражающих реперов, имеющих региональное распространение.

ФНГР. В этом регионе наиболее глубоко залегающей (до 8-12км) отражающей границей является поверхность венд-нижнекембрийского и нижнекембрийско-среднесилурского гетерогенного фундамента, сложенного метаморфизованными и дислоцированными осадочно-метаморфическими и магматическими породами, характеризующимися скоростью продольных волн 6,2-6,4 км/сек и плотностью 3-3,2г/см³.

Однако вследствие залегания этих отложений на больших глубинах эта граница при проведении стандартных поисковых сейсморазведочных работ ОГТ, как правило, на большей части территории региона не прослеживается. Она появляется на временных разрезах ОГТ только при проведении работ на южном борту вблизи горного обрамления, где глубина залегания фундамента составляет не более 2-3км.

Разрез юрских и средне-верхне-палеозойских отложений представлен, в основном, толщей терригенных (конгломераты, гравелиты, песчаники, алевролиты, глины, аргиллиты), мало отличающихся по своим плотностным и скоростным свойствам и характеризующихся скоростями 4,8-5,2 км/сек и плотностями 2,68-2,7 г/см³. В этой толще эпизодически появляются отражающие границы, связанные или с появлением пачки конгломератов и гравелитов, в песчано-глинистом разрезе, или, наоборот, с появлением в песчанистом разрезе мощных толщ глинистых пород.

Разрез меловых отложений представлен, в основном, толщей терригенных (песчано-глинистых) пород, среди которых залегают пачки известняков и доломитов (ляканская свита, калачинская свита, пестроцветная свита), с которыми связываются отражающие границы.

Эти отражения, также как и описанные выше юрские и палеозойские могут прослеживаться в пределах достаточно больших территорий, но регионального распространения не получили.

Наличие отражений от пачек известняков обусловлено контрастностью физических свойств известняков и доломитов, имеющих пластовые скорости 5-5,5 км/сек и плотности 2,7-2,71 г/см³ для известняков и 2,8-3,0 г/см² для доломитов и вмещающих их терригенных пород, характеризующихся, соответственно, $V_{пл}=4,2-4,8$ км/сек и $\delta_{пл}=2,64-2,68$ г/см³.

Региональным отражающим горизонтом в ФНГР является горизонт Т(Р₂), приуроченный к кровле известняков туркестанских слоев палеогена.

Интенсивность отражений от этой границы и ее выдержанность по площади обусловлена тем, что она является границей раздела двух толщ, имеющих в региональном плане достаточно выдержанное литологическое строение.

Верхняя толща, сложенная отложениями антропогена и неогена сохская, бактрийская, бледно-розовая и кирпично-красная свиты, представлена континентальными терригенными осадками, степень дисперсности которых уменьшается с глубиной. Подстиляется эта толща

континентально-морскими отложениями верхнего палеогена (сумсарские, ханабадские, исфаринские, риштанские слои и туркестанские глины), также представленными исключительно терригенными породами.

Нижняя толща, начиная от кровли известняков туркестанских слоев, сложена паками известняков с прослоями ангидритов и доломитов, разделенных небольшими по мощности пачками глин. Подстиляется эта толща так называемыми «гипсами гознау», представленными в погруженных участках карбонатно-ангидритовыми, а вблизи горных обрамлений – ангидрито-карбонатно-гипсовыми породами.

В целом, нижняя толща характеризуется $V_{пл}=4,5-5,5$ км/сек, $\delta_{пл}=2,7-2,9$ г/см³, мощность ее составляет около 1000 м, и она является объектом, обеспечивающим устойчивые отражения.

Верхняя толща характеризуется $V_{пл}$ от 3,6 до 4,6 км/сек, $\delta_{пл}$ от 2,54 до 2,72 г/см³.

В кровле верхней толщи выделяются сохбактрийские слои и иногда верхняя часть бледно-розовой свиты, сложенные конгломератами, которые характеризуются $V_{пл}=4,2-4,6$ км/сек, $\delta_{пл}=2,68-2,72$ г/см³.

Если ниже этих слоев залегают преимущественно глинистые породы нижнего неогена, имеющие $V_{пл}=3,6-4,0$ км/сек и $\delta_{пл}=2,64-2,68$ г/см³, то на границе возникает отражение T_{N2} , которое имеет локальное распространение преимущественно в Центральном грабене.

Если отложение соха и бактрия представлены конгломератами, а бледно-розовой свиты (БРС) – песчано-глинистыми породами, то на границе возникает отражение T_{N2} (параметры сох-бактрийских отложений $V_{пл}=4,2-4,6$ км/сек, $\delta=2,68-2,72$ г/см³, параметры бледно-розовой свиты $V_{пл}=3,6-4,2$ км/сек, $\delta=2,64-2,68$ г/см³).

При этом если в подстилающей БРС кирпично-красной свите (ККС) распространены конгломераты или другие грубообломочные фракции, то

возникает отражение T_{N_1} или $T_{N_1'}$. Однако все отражения $T_{N'}$, $T_{N_1'}$, T_{N_2} , $T_{N_2'}$ имеют не региональное, а локальное распространение.

СНГР. Этот регион с точки зрения наличия региональных отражений изучен существенно ниже, чем ФНГР. Однако известно, что практически на всей территории региона (исключая Байсунский прогиб) региональным репером является кровля бухарских слоев палеогена, сложенных известняками, доломитами и ангидритами. Ниже этих слоев залегают акджарские слои, также сложенные сульфатно-карбонатными породами. Так же, как и в ФНГР, эти слои образуют региональную толщу сульфатно-глинисто-карбонатных пород мощностью 100м, которая и создает мощное отражение.

Выше этой толщи залегают терригенные породы четвертичных и неогеновых отложений.

В этой толще, как и в ФНГР, в зонах развития грубообломочных фракций появляются отражающие границы, имеющие локальное распространение.

В Байсунском прогибе геологическое строение разреза близко к геологическому строению ЮЗГНГР и в разрезе этого участка СНГР прослеживаются те же отражающие границы, что и в ЮЗГНГР, который будет рассмотрен ниже.

ЮЗГНГР. В этом регионе глубина залегания гетерогенного докембрийского и нижнекембрийского фундамента составляет от 1,5-2 км до 4-5 км (Дехканабадский прогиб).

В разрезе этого региона, так же как и прилегающего к нему БХНГР, выделяется 7-9 отражающих границ, приуроченных к литостратиграфическим и литологическим границам, следящихся регионально, в пределах Байсунского прогиба ЮЗГНГР и БХНГР.

Поэтому рассмотрим эти границы одновременно для всех перечисленных регионов и участков. Глубина залегания допалеозойского и

нижнепалеозойского гетерогенного фундамента в пределах указанных геоструктурных элементов различна.

В Кашкадарьинском (Бухарская ступень БХНГР), Бешкентском (Чарджоуская ступень БХНГР) и Байсунском (СНГР) прогибах фундамент залегает на глубинах свыше 5-6 км и представлен осадочно-метаморфическими и магматическими сильно дислоцированными породами, характеризующимися $V_{пл}=6-6,4\text{ км/сек}$, $\delta_{пл}=3-3,4\text{ г/см}^3$. Отражающий горизонт T_{IX} , приуроченный к поверхности фундамента, в большинстве случаев (из-за небольшой длины годографа) не прослеживается на временных разрезах поисковых профилей МОГТ.

В центральной и северной частях БХНГР, ЮЗГНГР глубина залегания фундамента колеблется от 1,5-2 км до 2-4 км и на временных разрезах поисковых профилей ОГТ достаточно уверенно в интервале времен 3,2-4,5 м/сек наблюдается отражающая граница, связанная с поверхностью фундамента.

Отражающий горизонт T_{VIII} , приурочен к кровле отложений палеозоя и достаточно уверенно прослеживается в региональном плане. Породы палеозоя представляют собой сложный литофациальный комплекс, состоящий из осадочных (гравелиты, конгломераты, песчаники, аргиллиты), осадочно-метаморфических (глинистые сланцы, слабометаморфизованные песчаники, мрамора и т.д.), эффузивных, эффузивно-осадочных (туфопесчаники, туфоалевролиты, туфоконгломераты и т.д.), и интрузивных (граниты, гранодиориты и т.д.) пород. Часто в их кровельной части наблюдаются коры выветривания мощностью до 100 м.

Эти породы обладают весьма разнообразными скоростными и плотностными характеристиками: $V_{пл}$ в них изменяется от 5-5,2 км/сек до 5,8-6,2 км/сек, $\delta_{пл}$ изменяется от 2,66-2,68 г/см³ до 2,8-3,2 г/см³. поэтому отражающая граница, связанная с поверхностью палеозоя хорошо следится на участках, где породы в кровле представлены неизменными литологическими разностями с низкими ФЕС (плотные породы), а

перекрываются они либо рыхлыми песчано-глинистыми образованиями пермо-триасового, юрского или мелового возраста.

Отражающий горизонт T_{VII} приурочен к кровле терригенных юрских отложений и является регионально следящейся отражающей границей, интенсивность отражения от которой обусловлена тем, что здесь наблюдается граница раздела двух сред с контрастными физическими свойствами:

- вышележащей толщи карбонатов, мощностью от 150м на севере и северо-западе Бухарской ступени до 800м в пределах рифовых построек, характеризующейся средними пластовыми скоростями 4,2-4,6км/сек и плотностями 2,85-2,75г/см³;

- подстилающей толщи песчано-глинистых пород нижней и средней юры, мощностью от десятков метров в районе Газлийского поднятия до 1000м в Бешкентском прогибе, характеризующейся пластовыми скоростями 3,6-4,2км/сек и плотностями 2,45-2,65г/см³.

Отражающий горизонт T_{VI} , приуроченный к кровле карбонатных отложений, уверенно прослеживается на тех участках, где практически отсутствует толща сульфатно-галогенных пород кимеридж-титона (J_3).

Там, где в разрезе присутствуют сульфатно-галогенные отложения J_3 , особенно в тех районах, где преобладают сульфатные отложения (северо-запад Чарджоуской ступени, Бухарская ступень) или где мощность пачки нижних ангидритов сульфатно-галогенной толщи высока (Бешкентский прогиб), отражения от кровли карбонатов практически не прослеживаются. Это обстоятельство объясняется близостью скоростных и плотностных характеристик ангидритов и плотных карбонатов ($V_{пл.анг}=5,5-6$ км/сек, $\delta_{пл.анг}=2,9-3$ г/см³, $V_{пл.плотн.изв.}=5,5-5,8$ км/сек, $\delta_{пл}=2,7-2,9$ г/см³), что не позволяет разделить сигнал, идущий от кровли пачки нижних ангидритов и от кровли известняков.

В зонах развития рифовых построек за счет сокращения мощности пачки нижних ангидритов и появления в толще карбонатов значительных

объемов коллекторов, насыщенных газом, нефтью или водой, вследствие изменения свойств карбонатов (падение $V_{пл}$ до 4,5 км/сек и $\delta_{пл}$ до 2,4 г/см³) появляется отражение T_{VI} .

В сульфатно-галогенной толще выделяются три отражающих горизонта T_{III} – кровля верхних ангидритов, T_{IV} – кровля средних ангидритов и T_V – кровля нижних ангидритов, которые прослеживаются практически на всей территории Чарджоуской ступени в ЮЗНГР и Байсунском прогибе, где сульфатно-галогенная толща, называемая «соляно-ангидритовой формацией» (САФ), имеет пятичленное строение:

- покровную пачку ангидритов или глинисто-ангидритовых пород;
- пачку средних ангидритов, делящих соленосную толщу на верхнюю пачку солей и нижнюю пачку солей;
- пачку нижних ангидритов.

На северо-западе Чарджоуской ступени, в Кашкадарьинском прогибе (кроме южного борта), практически на всей Бухарской ступени (исключая южную часть, где проходит барьерный риф), на бортах Дехканабадского и, возможно, Байсунского прогибов САФ имеет трехчленное строение:

- верхние ангидриты;
- соли;
- нижние ангидриты.

Причем по мере перемещения на северо-запад Бухарской и Чарджоуской и на север Бухарской, к бортовым частям Дехканабадского и Байсунского и на север – Кашкадарьинского прогибов, мощность пачки солей сокращается вплоть до их полного исчезновения, а пачки верхних и нижних ангидритов практически сливаются в одну пачку, мощность которой сокращается до 10-15 м.

В то время как в районах, где САФ имеет пятичленное строение, ее мощность составляет до 1000 м, при трехчленном строением до 300-400 м.

Поэтому регионально следящимся в пределах БХНГР, ЮЗГНГР и Байсунского прогиба (СНГР) является отражающий горизонт T_{III} – поверхность верхних ангидритов.

Осадки САФ заполняли все неровности палеорельефа, и к моменту накопления пачки верхних ангидритов (достаточно стабильной по мощности в пределах всей рассматриваемой территории, 10-30м) БХНГР, ЮЗГНГР и Байсунский прогиб представляли собой гигантское плато, покрытое эвапоритовым болотом.

Поэтому на участках, где развиты большие мощности САФ, структурные планы надсолевых и подсолевых отложений не совпадают.

Перекрываются осадки САФ отложениями мела, в которых имеется региональный отражающий репер T_{II} , приуроченный к кровле XIII горизонта неокома, в котором распространены известняки и глинисто-ангидритовые включения, имеющие контрастные свойства по сравнению с выше- и нижележащими песчано-глинистыми толщами ($V_{пл\text{ XIII горизонта}}=3,8-4,2\text{ км/сек}$, $\delta_{XIII}=2,66-2,68\text{ г/см}^3$, $V_{пл\text{ верхней и нижней толщ глини и песчаников}}=3,2-3,6\text{ км/сек}$, $\delta_{пл}=2,6-2,64\text{ г/см}^3$).

Отложения мела перекрываются пачкой известняков и мергелей палеогена (бухарские слои), к кровле которых приурочен также имеющий региональное распространение (исключая зоны размыва палеогеновых пород) отражающий горизонт T_I , также представляющий границу контрастного изменения плотностных и скоростных характеристик, т.к. вышележающая толща песчано-глинистых пород имеет $V_{пл}=2,6-2,8\text{ км/сек}$, $\delta_{пл}=2,62-2,64\text{ г/см}^3$, а $V_{пл\text{ бухарских слоев}}=3,8-4\text{ км/сек}$, $\delta_{пл}=2,66-2,68\text{ г/см}^3$.

На отдельных участках внутри толщ, разделенных региональными реперами, прослеживаются дополнительные отражения, связанные с локальными геологическими объектами, отличающимися величинами $V_{пл}$ и $\delta_{пл}$ от вмещающих их отложений.

В Устюртском НГР прослеживаются следующие региональные реперы и приуроченные к ним отражающие горизонты:

- кровля мергелей неоген-палеогенового возраста (отражающий горизонт T_I);
- кровля пачки песчаников в подошве альба – кровле апта (аналог XIII горизонта БХНГР) (отражающий горизонт T_{II});
- кровля верхнеюрских отложений (отражающий горизонт T_{III});
- кровля пачки песчаников вблизи кровли средней юры (отражающий горизонт T'_{IV});
- кровля пачки глин вблизи подошвы средней юры (отражающий горизонт T''_{IV});
- кровля пачки песчаников нижней юры (отражающий горизонт T'''_{IV});
- кровля отложений пермо-триаса (отражающий горизонт T_V);
- кровля отложений верхнегокарбона-нижней перми (отражающий горизонт T_{VI});
- кровля палеозойских карбонатных пород (отражающий горизонт T'_{VI});
- кровля верхне-девон-нижнекарбо-новых глинистокарбонатных отложений (отражающий горизонт T''_{VI});
- поверхность фундамента (отражающий горизонт T_{VII}).

В региональном плане толща мезо-кайназойских отложений (за исключением пачки известняков в кровле J_3 , распространенной в пределах Южного Устюрта, Барсакельмесского прогиба, Куаныш-Коскалинского вала и Западного борта Судочьего прогиба), представлена, в основном, песчано-глинистыми и глинисто-песчанистыми образованиями, не имеющими резких изменений плотностных и скоростных характеристик и характеризующихся величинами $V_{пл}=3,6-4,6$ км/сек и $\delta=2,64-2,69$ г/см³.

Поэтому отражающие горизонты T_I , T_{II} , T'_{IV} , T''_{IV} , T'''_{IV} , выделяются спорадически на отдельных участках, где наблюдаются переходы либо от более глинистых к более песчанистой, либо от более песчанистой к более глинистым частям разреза.

Достаточно уверенно в региональном плане прослеживается отражающий горизонт T_{III} , приуроченный к кровле отложений верхней юры. На тех участках, где в кровле J_3 залегает пачка известняков с подчиненными прослоями песчаников и ангидритов (кимеридж-титонского возраста), наличие устойчивого отражения обеспечивается за счет контрастности свойств вышележащих над этой пачкой песчано-глинистых пород и пачкой известняков, характеризующихся $V_{пл}=4,6-5\text{ км/сек}$, $\delta=2,66-2,71\text{ г/см}^3$.

На участках, где эти известняки отсутствуют, наблюдается размыв верхнеюрских отложений и четкое отражение связывается с поверхностью размыва.

Отражающий горизонт T_V , приуроченный к отложениям Р-Т, следует не повсеместно, а только в зонах развития этих отложений при условии, что выше залегают коллекторы куанышского горизонта J_1 , имеющие $V_{пл}=3,8-4\text{ км/сек}$, $\delta=2,55-2,64\text{ г/см}^3$, а отложения Р-Т, представленные в основном глинистыми породами (глины, аргиллиты, алевролиты), характеризуются $V_{пл}=4-4,6\text{ км/сек}$, $\delta=2,66-2,68\text{ г/см}^3$.

Отражающий горизонт T_{VI} , приуроченный к кровле отложений C_3 -Р, следует на участках, где эти отложения представлены эффузивно-терригенными породами, эффузивными и интрузивными, характеризующимися $V_{пл}=4,2-4,8\text{ км/сек}$, $\delta_{пл}=2,66-2,8\text{ г/см}^3$ (интрузивы имеют $V_{пл}=5,5-6\text{ км/сек}$, $\delta=2,8-3\text{ г/см}^3$), а выше залегают отложения куанышского горизонта.

Если отложения C_3 -Р перекрываются отложениями Рэт-лейаса Р-Т, имеющими близкие скоростные и плотностные характеристики, то выделение этого отражающего горизонта сопряжено с определенными трудностями.

Отражающий горизонт T'_{VI} , приуроченный к кровле карбонатных отложений Рз, уверенно следует по всей территории, где эти отложения распространены, т.к. карбонаты обладают контрастными (по сравнению с вышележащими породами) свойствами: $V_{пл}=5-5,5\text{ км/сек}$, $\delta=2,66-2,74\text{ г/см}^3$.

Отражающий горизонт T''_{VI} также следует по всей территории распространения верхнедевон-нижнекарбоновых отложений, представленных на большей части карбонатно-глинистыми отложениями, характеризующимися пониженными скоростями и плотностями ($V_{пл}=4,6-4,8$ км/сек, $\delta_{пл}=2,6-2,66$ г/см³).

Отражающий горизонт T_{VII} , приуроченный к поверхности гетерогенного фундамента, вследствие залегания его практически на всей территории УНГР на глубинах свыше 5-6 км и небольшой длине годографов при поисковых работах ОГТ, на временных разрезах практически не выделяется.

2.2.1.2. Кондиционность подготовки структур методом ОГТ

Анализ сопоставления результатов глубокого бурения и данных ОГТ показал, что несмотря на то что в разных нефтегазоносных регионах прослеживаются региональные отражающие горизонты, связанные со стратиграфическими или литолого-стратиграфическими границами, эти горизонты не всегда уверенно выделяются на временных разрезах, вследствие чего происходит переход на другой отражающий горизонт, идентифицируемый с реперным.

Для ФНГР такой переход возможен в Центральной мегасинклинали, где развиты мощные толщи антропоген-неогеновых отложений, в которых спорадически появляются достаточно протяженные линзы гравийных песчаников и конгломератов, дающих четкое устойчивое отражение, которое на локальных объектах принимается за отражение от реперного горизонта, приуроченного к кровле туркестанских слоев палеогена. вследствие этого обстоятельства в западной части большинство скважин, достигнув проектной глубины, не вскрыло отложения палеогена.

Поэтому при проектировании глубокого бурения в этом районе структурные карты и сейсмические профили, представляемые в паспорте на

структуру, должны в обязательном порядке переинтерпретироваться, используя региональную структурную карту по кровле туркестанских слоев, построенную в ОАО ИГИРНИГМ по данным глубокого бурения и сейсморазведки, которая позволит определить порядок глубин залегания отражающего горизонта $T(P)$. Выкопировка из этой карты должна прилагаться к проекту, а структурная карта по кровле целевого объекта может быть построена методом «схождения», используя структурную карту ОГТ как ориентировочную по морфологии этого объекта.

Для СНГР, в котором имеются в центральной части и в пределах Восточно-Сурханской зоны поднятий те же проблемы, также необходимо иметь региональные карты по основным реперным поверхностям и использовать их при анализе данных ОГТ.

В ЮЗНГР и БХНГР основной проблемой является переход с отражающего горизонта T_V , приуроченного к кровле нижних ангидритов, на отражающий горизонт T_{IV} (кровля карбонатной формации) при общем сокращении мощности соляно-ангидритовой формации (САФ), особенно мощностей солей. Кроме того, в этом случае, если нижележащие породы карбонатной формации (Кф) представлены плотными, непроницаемыми разностями, то устойчивые отражения наблюдаются именно от этой части разреза. Оба этих региона достаточно изучены глубоким бурением, что позволяет построить региональные карты по кровле верхних ангидритов мощностей САФ до кровли нижних ангидритов и до кровли карбонатов, а также по кровле юрских карбонатов, которые также могут служить дополнительным источником информации при анализе данных ОГТ при проектировании глубокого бурения.

Следует также указать, что в последнее время достаточно часто встречаются случаи ошибок прогноза строения Кф, особенно это характерно для депрессионной зоны и ее границы с барьерным рифом, когда кровля нижних ангидритов вскрывается практически на прогнозируемых отметках, а кровля карбонатной юры - значительно ниже за счет увеличения мощности

нижних ангидритов в той части, где прогнозировался биогерм или рифовое тело.

В этом случае следует более детально анализировать данные ОГТ с точки зрения седиментационно-емкостной модели Кф, которая в настоящее время достаточно хорошо разработана. Большую помощь в этом могут оказать геологические разрезы, построенные по результатам глубокого бурения по району, где расположен объект проектирования, и проходящие через этот объект. Выявленные по этим разрезам общегеологические закономерности строения целевых объектов (Кф) позволяют критически оценить прогноз, сделанный по данным ОГТ.

Для УНГР уже установлено, что в мезозойских (юрских) отложениях все отражающие границы связаны с литологическим замещением пород.

Исключение составляет отражающий горизонт T_{III} , связанный с кровлей верхней юры, когда верхняя часть разреза сложена известняками, терригенно-карбонатными или карбонатно-ангидритовыми породами.

Если в кровле J_3 залегают песчаники или глины, то отражение может прийти от границы перехода от водоносных песчаников неокома к неокомским или юрским глинам, что касается отражающих горизонтов T_{IV} , T_{IV}^I , T_{IV}^{II} , T_{IV}^{III} , то они однозначно связаны с границами литологического изменения пород, а не со стратиграфическими границами и характеризуют либо увеличение доли песчаных тел в подошве J_3 (T_{IV}^I), либо доли глинистых тел в подошве J_2 (T_{IV}^{II}).

Поэтому при проектировании глубокого бурения в обязательном порядке в районе, где находится проектируемый объект, по данным глубокого бурения на близлежащих площадях и месторождениях должно быть четко установлено, с какой секцией разреза связаны отражающие горизонты.

Вопросы к главе:

- 1) Геологическая часть проекта глубокого бурения и ее составляющие.
- 2) Какие геофизические методы используются для составления геологической части?
- 3) Основные опорные отражающие горизонты нефтегазоносных регионов РУз.
- 4) Анализ и переинтерпретация данных ОГТ.

2.2.2. Геологическое строение площади (месторождения)

Раздел «Геологическое строение площади (месторождения)» является первым разделом геологической части проекта глубокого бурения и объединяет следующие подразделы:

- проектный литолого-стратиграфический разрез;
- тектоника;
- нефтегазоносность;
- гидрогеологическая характеристика;
- оценка месторождений (для проекта разведки).

2.2.2.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

В этом разделе дается обоснование литолого-стратиграфического строения разреза, который ожидается вскрыть проектируемой скважиной.

Несмотря на различные задачи, стоящие перед проектируемыми скважинами, при составлении проектного литолого-стратиграфического разреза должны быть соблюдены следующие требования:

1. Указаны источники информации и фактические данные, послужившие основанием для составления проектного разреза.

2. Приведено краткое описание сводного литолого-стратиграфического разреза района (площади) в стратиграфической последовательности (снизу-вверх) согласно принятой в этом районе стратиграфической схеме.

Причем, при проектировании параметрического и опорного бурения в этом разрезе должны быть отражены данные по опорным геофизическим горизонтам, прослеживающимся в этом районе, с их стратификацией.

3. Приведена краткая литологическая характеристика отложений, слагающих разрез, их пространственное распространение, мощность, выдержанность, несогласное залегание пород.

4. Приведены категории пород по буримости и указаны интервалы, где отбор керна будет затруднен с указанием причин этого затруднения.

При проектировании опорного или параметрического бурения этот раздел сопровождается проектным геологическим разрезом площади, где проектируется заложение глубокой скважины.

Учитывая невысокую степень изученности района, проектный разрез составляется на основе данных по другим опорным и параметрическим скважинам, пробуренным в этом районе, а также используя общегеологические представления о строении региона, где расположена площадь проектируемых работ.

Проектный литолого-стратиграфический разрез представляется в табличной и графической форме.

Для перехода от абсолютных отметок структурной карты, построенной по кровле отражающего горизонта, необходимо знать альтитуду проектируемой скважины, т.е. превышение точки заложения скважины над уровнем моря. Величина альтитуды определяется ориентировочно по топографической карте, на которой нанесены изогипсы рельефа местности. В нашем примере альтитуда составляет +50 м.

При проектировании разреза опорной или параметрической скважины мощности стратиграфических комплексов определяются:

- по данным бурения опорных и параметрических скважин в сопредельных районах или районах с аналогичным геологическим строением;

- по пересчету временных разрезов ОГТ с привязкой данных по опорным отражающим горизонтам к глубинам залегания этих горизонтов;

- по геологическим моделям осадконакопления в этом регионе с учетом истории геотектонического развития.

Наиболее объективной является оценка, использующая все вышеперечисленные методические подходы.

При проектировании поискового бурения также составляется проектный литолого-стратиграфический разрез в графической и табличной формах.

Как уже сказано ранее, проектирование литолого-стратиграфического разреза поисковых скважин осуществляется на основе:

- данных, полученных по опорным и параметрическим скважинам, пробуренным на территории, в которую входит площадь проектируемых работ, а также пробуренных в пределах проектируемой площади;

- данных, полученных по поисковым, разведочным и эксплуатационным скважинам, пробуренным на сопредельных площадях и месторождениях, имеющих геологическое строение, соответствующее площади проектируемых работ;

- данных о глубинах залегания отражающих горизонтов, полученных по данным ОГТ и стратиграфически привязанных по данным ВСП в скважинах, пробуренных на сопредельных с площадью проектируемых работ площадях и месторождениях.

Поэтому при составлении проектного литолого-стратиграфического разреза необходимо иметь данные о глубинах и абсолютных отметках залегания основных стратиграфических комплексов, выделяющихся в этом районе, и их мощностях. Для этого составляется таблица стратиграфических разбивок скважин на сопредельных объектах.

По данным глубокого бурения на сопредельных территориях, материалам ГИС, выполненным в глубоких скважинах, и данным сейсмических профилей строятся геологические профили и схемы корреляции, захватывающие сопредельные площади и месторождения и площадь проектируемых работ. Наиболее оптимальным является положение такого профиля вдоль сейсмического.

По построенным профилям прослеживаются изменения мощностей основных стратиграфических комплексов и прогнозируются мощности этих комплексов в пределах площади проектируемых работ.

На основании этого прогноза составляется проектный литолого-стратиграфический разрез поисковых скважин.

При проектировании разведочного бурения используются данные, полученные по поисковым скважинам, пробуренным непосредственно на месторождении, и данные сейсморазведки на участках, не охваченных поисковым бурением.

Методика составления проектного литолого-стратиграфического разреза, в общем, повторяет методику, используемую при поисковом бурении. Разница заключается в том, что в этом случае при построении геологических профилей и схем корреляции используются данные, полученные по поисковым скважинам, пробуренным на разведываемом месторождении.

На литолого-стратиграфическом разрезе приводятся геофизические материалы по наиболее глубокой поисковой скважине, либо компилятивные кривые, обеспечивающие характеристику всего разреза.

Сводный (типовой) литолого-стратиграфический разрез строится в масштабе глубин 1:5000 и должен содержать: сведения о стратиграфической принадлежности вскрытых литологических комплексов, пределы изменения и средние значения их мощностей, литологическую колонку, краткое литологическое описание пород, сведения о палеонтологических определениях возраста литологических комплексов, сведения о

перспективных и продуктивных горизонтах (с указанием на каких объектах, в каких отложениях выявлены залежи нефти и газа), гидрохимическую, гидродинамическую и геотермическую характеристику выделенных литолого-стратиграфических комплексов, границы несогласного залегания комплексов, поверхности перерыва осадконакопления внутри стратиграфических комплексов, в литологической колонке – глубину размыва литолого-стратиграфических комплексов.

Проектный литолого-стратиграфический разрез строится:

- в масштабе глубин 1:1000 при глубине скважин до 1000м;
- в масштабе глубин 1:2000 при глубине скважин до 2000м;
- в масштабе глубин 1:2500 при глубине скважин до 3000м;
- в масштабе глубин 1:4000 при глубине скважин до 4000м;
- в масштабе глубин 1:5000 при глубине скважин свыше 4000м.

И должен содержать ту же информацию, что и сводный разрез, но применительно к площади проектируемых работ. При этом добавляется новая колонка – глубина проектных скважин.

Сводный геолого-геофизический разрез месторождения строится в тех же масштабах глубин, что и проектный литолого-стратиграфический разрез, и должен содержать ту же информацию. Кроме того, добавляется колонка – промыслово-геофизическая характеристика разреза.

Для всех нефтегазоносных регионов Республики Узбекистан в качестве промыслово-геофизической характеристики приводятся кривые кажущегося сопротивления (КС) стандартных зондов (градиент зонда с $L_3=2,25\text{м}$, потенциал зонда с $L_3=0,5\text{м}$), кривая изменения диаметра скважины (ДС), кривая самопроизвольной поляризации (ПС), кривая естественной радиоактивности (ГК) по всему разрезу и кривая нейтронного каротажа (НК) в интервале залегания сульфатно-галогенных и карбонатных пород.

На геолого-геофизическом разрезе в графе «Краткое литологическое описание пород» вводится колонка «Интервалы отбора и вынос керна»; в графе «Нефтегазоносность» вводится колонка «Интервалы опробования и

испытания с их результатами»; в графе «Гидрохимическая характеристика» - «Интервалы отбора проб пластовой воды и их минерализация»; в графе «Термометрическая характеристика» - «Результаты и глубина замеров глубинными термометрами в процессе испытаний»; в графе «Гидродинамическая характеристика» - «Результаты и глубина замеров пластовых давлений глубинными манометрами в процессе испытаний».

2.2.2.2. Тектоническое строение площади проектируемых работ

В этом разделе должны быть описаны все особенности тектонического строения региона, где находится площадь проектируемых работ, а также строение структуры, на которой проектируется бурение.

Кроме того, должны быть приведены геоструктурные этажи с указанием их стратиграфического объема и формационного состава, проанализированы и обобщены особенности строения основных тектонических элементов, перерывы в осадконакоплении, указаны геофизические аномалии, зоны регионального выклинивания основных стратиграфических комплексов, палеоструктуры и глубинные разломы.

Изложена геотектоническая история развития региона и участка, где находится площадь проектируемых работ, и на этой основе оценены тектонические предпосылки нефтегазоносности. В зависимости от задач глубокого бурения и степени изученности как территории в целом, так и площади проектируемых работ, содержание этого раздела может несколько видоизменяться.

Изложение раздела следует осуществлять по следующему плану.

1. Геотектоническое строение и история развития региона, где расположена площадь проектируемых работ. Геоструктурные этажи и их характеристика, геофизические аномалии и зоны регионального выклинивания основных стратиграфических комплексов, палеоструктур и глубинные разломы.

2. Особенности геотектонического строения площади проектируемых работ.

3. Структурная модель объекта проектирования и обоснование выбора структурной основы для размещения скважин. Анализ подтверждаемости геофизических данных глубоким бурением.

При проектировании опорного или параметрического бурения этот раздел обязательно сопровождается схемой тектонического районирования, в пределах которой находится площадь, где проектируется заложение скважины

Кроме того, к этому разделу прилагаются структурные карты по основным отражающим горизонтам, прослеживающимся в этом регионе повсеместно, и сейсмические разрезы по сейсмопрофилям.

При проектировании поискового бурения этот раздел также иллюстрируется схемой тектонического строения, структурными картами по основным отражающим горизонтам и сейсмопрофилями.

При проектировании разведочного бурения раздел сопровождается следующими графическими приложениями:

- тектоническая схема района, где расположено месторождение;
- исходные структурные карты по данным полевой геофизики или структурного бурения и результатам поискового бурения.

2.2.2.3. Нефтегазоносность

Этот подраздел геологической части проекта глубокого бурения содержит информацию о нефтегазоносности вскрываемого глубоким бурением разреза.

Полнота представления информации может быть различна в зависимости от степени изученности территории и объекта проектируемых работ.

Кроме перечисленных данных в этом разделе желательно отразить степень изученности всей территории и площади проектируемых работ по нефтегазоносности с указанием мегакомплексов и комплексов, перспективность которых на нефть и газ на сегодняшний день не доказана, но которые содержат скопления УВ в регионах, имеющих аналогичное с рассматриваемой территорией строение.

Следует еще раз подчеркнуть, что данные этого раздела служат основанием для обоснования целевых задач проектирования, а при проектировании поискового и разведочного бурения - по данным этого раздела определяются основные объекты поисков скоплений УВ и основные объекты разведки выявленных залежей.

В этом разделе при поисковых работах должны быть обязательно рассмотрены:

- прогнозируемый тип ловушки и достоверность этого прогноза;
- закономерности размещения коллекторов нефтегазоперспективных комплексов в пределах прогнозируемой ловушки и покровов над ними;
- закономерности изменения ФЕС коллекторов нефтегазоперспективных комплексов;
- закономерности заполнения данного типа ловушки УВ и прогноз степени заполнения ловушки на площади проектируемых работ;
- прогнозируемый состав, свойства и фазовое состояние УВ в зависимости от закономерностей изменения этих параметров, установленных для региона, где находится площадь проектируемых работ.

При разведочных работах, помимо перечисленных данных, обязательно должна содержаться характеристика коллекторских свойств пород продуктивных горизонтов, их изменения по площади и разрезу, средние значения параметров (коэффициенты пористости и газонасыщенности), которые используются при подсчете запасов, и сведения о запасах, числящихся на Государственном балансе на дату составления проекта.

Кроме того, для газовых и газоконденсатных залежей необходимо привести данные о пластовых температурах и давлениях, а также о коэффициенте сверхсжимаемости газа.

При проектировании бурения опорных и параметрических скважин этот раздел сопровождается схемой нефтегазогеологического районирования территории, в пределах которой бурится скважина, с указанием потенциальных ресурсов всех нефтегазоперспективных комплексов в пределах рассматриваемой территории.

Кроме того, к этому разделу следует приложить таблицу, характеризующую ФЕС пород нефтегазоперспективных комплексов и покрышек.

При проектировании поискового бурения этот раздел также сопровождается схемой нефтегазогеологического районирования. Кроме того, т.к. речь идет о локальной структуре, то обязательно должны быть приведены данные по нефтегазоносным комплексам, продуктивность которых доказана.

При поисковом проектировании обязательно подбирается месторождение, которое принимается в качестве аналога для площади проектируемых работ.

Поэтому для прогноза распространения коллекторов и покрышек на проектируемом объекте приводятся данные по продуктивным пластам объекта-аналога.

При проектировании поискового бурения для подсчета прогнозных запасов УВ на площади проектируемых работ необходимо знать степень заполнения ловушки и долю эффективных газо-, нефтенасыщенных толщин от общих эффективных толщин продуктивных горизонтов, а также состав и свойства пластовых газов, конденсатов и нефтей. Все эти данные принимаются по месторождению-аналогу.

При проектировании разведочного бурения приводятся:

-схема нефтегазогеологического районирования территории, где расположено месторождение;

-данные по всем нефтегазоперспективным комплексам с указанием степени их изученности на этом месторождении;

-данные по выявленным залежам УВ.

Эти данные позволяют оценить степень опосредованности всех перспективных комплексов и определить дальнейшие направления работ.

Кроме того, приводятся данные по всем покрышкам для оценки степени изолированности залежей УВ.

Также, как и при проектировании поискового бурения, приводятся средние данные о физико-химических свойствах нефти, газа и конденсата по выявленным и прогнозируемым залежам.

Рекомендуется к этому разделу при любых видах проектирования прилагать таблицу опробования, испытания и исследования:

-при проектировании параметрического, опорного и поискового бурения - ранее пробуренных в этом районе опорных, параметрических и поисковых скважин на близлежащих площадях;

-при проектировании разведочных скважин - опорных, параметрических и поисковых скважин на близлежащих площадях (по неопосредованным объектам) и поисковых скважин на данном месторождении по всем испытанным объектам.

2.2.2.4. Гидрогеологическая характеристика

В этом разделе рассматриваются следующие вопросы:

- гидрохимическая характеристика;
- геотермическая характеристика;
- гидродинамическая характеристика.

В начале раздела следует указать приуроченность площади проектируемых работ к артезианскому бассейну согласно гидрогеологическому районированию.

Далее следует охарактеризовать гидрогеологические комплексы и региональные флюидоупоры и дать характеристику гидрохимии, геотермики и гидродинамики целевых объектов исследований.

Данные, используемые при составлении этого раздела:

- результаты испытаний водоносных объектов по базовым скважинам (для проекта) и по поисковым скважинам (для проекта разведки);
- результаты лабораторных определений химического состава пластовых вод;
- результаты замеров термометрии и замеров глубинными термометрами при испытании скважин;
- результаты замеров пластовых давлений при испытаниях.

Для отбраковки некондиционных проб должны быть проанализированы:

1. Дебиты вод, полученные при испытаниях.
2. Величины минерализации и плотности пластовых вод.
3. Содержание микрокомпонентов (йода, брома).
4. Соотношение генетических коэффициентов: $\frac{rNa}{rCl}$ $\frac{rCa}{rMg}$ и др.

При характеристике разреза должны быть проанализированы:

- закономерности изменения химизма пластовых вод и содержащихся в них органических веществ, редких элементов и галогенов (F, J, Br), газонасыщенности по площади и разрезу;
- закономерности изменения температур по площади и разрезу, величины геотермического градиента;

- закономерности изменения пластовых и горных давлений по площади и разрезу, величины градиентов пластовых давлений, гидравлические уклоны и напоры;

- результаты гидродинамических исследований объектов в скважинах, гидропроводность и пьезопроводность пластов – коллекторов по всему разрезу и в интервалах залегания перспективных и продуктивных горизонтов.

Вопросы к главе:

1) Раздел «Геологическое строение площади (месторождения)» и его подразделы.

2) Методика составления проектного литолого-стратиграфического разреза в зависимости от объекта проектирования.

3) Содержание подраздела «Тектоническое строение площади».

4) Содержание подраздела «Нефтегазоносность».

5) Какие вопросы рассматриваются в подразделе «Гидрогеологическая характеристика».

6) Графические приложения, содержащиеся в геологической части проекта.

2.2.3. Оценка выявленных месторождений и заложение дополнительных поисковых скважин

2.2.3.1. Оценка выявленных месторождений

Работы по оценке проводятся на выявленных месторождениях и залежах нефти и газа с целью определения промышленной значимости и целесообразности их разведки и подготовки к разработке.

Основными задачами работ являются:

- вскрытие продуктивных и перспективных на нефть и газ комплексов в пределах зон ловушек, слабо охарактеризованных данными поискового бурения;

- выделение в каждой скважине в пределах этажа разведки пластов-коллекторов и флюидоупоров и оценка продуктивности каждого пропластка коллектора (или группы пропластков) по совокупности геолого-геофизических данных;

- получение промышленных притоков нефти и газа и испытание всех выделенных пластов;

- определение по каждой выявленной залежи физико-химических свойств флюидов в пластовых и поверхностных условиях и гидрогеологической характеристики;

- изучение по каждой установленной залежи физических свойств коллекторов по данным лабораторного исследования керна и по материалам ГИС;

- геометризация продуктивных горизонтов по емкостным и промысловым параметрам в пределах этажа разведки, корректировка выделенных этажей разведки;

- получение оценки запасов категорий C_2 и C_1 ($C_1 \approx 25-40\%$) залежей и месторождений нефти и газа.

Комплекс работ включает в себя следующие виды:

- бурение, отбор керна в пределах выявленных продуктивных горизонтов, опробование и испытание скважин;

- геологические и геофизические исследования скважин (в полном объеме) в процессе их бурения и испытания, а также применение различных методов интенсификации нефти и газа;

- лабораторные исследования пород и флюидов;

- в случае необходимости проведение детализационных геолого-геофизических работ (сейсморазведки, структурного бурения) для уточнения

морфологических особенностей и повышения надежности структурных построений по продуктивным отложениям.

По итогам выполнения работ по оценке месторождений и залежей составляются отчет и проект разведки (кроме рассмотренных ниже случаев).

Оценка месторождения (залежи) считается завершенной, если решение задач позволяет отнести 25-40% запасов к категории C_1 , а остальные к категории C_2 .

В зависимости от результатов оценки часть небольших месторождений, главным образом в освоенных районах, может вводиться в разработку и доразведываться опережающими эксплуатационными скважинами.

В случае, когда начало разработки отодвигается на длительный срок, допустима временная консервация оцененной нефтегазоносной площади с последующей разведкой (месторождения нефти или газа относятся к числу резервных).

Решение задач открытия и оценки месторождения (залежи) может в ряде случаев на не крупных объектах простого строения совпадать во времени и осуществляться первыми тремя поисковыми скважинами.

2.2.3.2. Определение эффективности работ на стадии поисков и оценки месторождений и залежей

В результате завершения работ на стадии поисков и оценки месторождений нефти и газа:

- подсчитываются выявленные запасы нефти и газа категорий C_1 и C_2 ;
- производится учет запасов открытого месторождения и отдельных его залежей (по запасам, глубинам их залегания, составу углеводородов и т.д.);
- открытое месторождение нефти или газа включается в отчетном году в государственный баланс и принимается на учет;
- дается геолого-экономическое заключение относительно целесообразности и очередности проведения разведочных работ;

- составляется проект разведки месторождения.

Эффективность работ на стадии поисков и оценки месторождений (залежей) определяется следующими показателями:

- успешность открытия месторождений (K_y поисков);
- отношением запасов категорий C_1+C_2 по открытым месторождениям (залежам) к затратам, которые потребовались на их открытие (капитальные вложения + госбюджетные ассигнования, количество поисковых скважин, метры проходки по поисковым скважинам, включая ликвидированные по техническим причинам), с учетом и без учета затрат на непродуктивных площадях.

Первый показатель характеризует эффективность поискового бурения по ряду площадей, а второй - общую эффективность работ на стадии как на ряду площадей, так и на отдельном месторождении.

С целью совершенствования методики и организации работ на поисковой стадии оцениваются:

- доля продуктивных поисковых скважин (успешность по скважинам, K_u скв.);
- средние запасы нефти, газа и конденсата категорий C_1+C_2 , приходящиеся на одно открытое месторождение (одну залежь);
- средние объемы бурения и количество скважин, затраченные на открытие и оценку одного месторождения (залежи), с учетом и без учета этих показателей на непродуктивных площадях;
- средние затраты на открытие и оценку одного месторождения (залежи), с учетом и без учета затрат на непродуктивных площадях (капитальные вложения + госбюджетные ассигнования),
- количество поисковых скважин, метры проходки по поисковым скважинам, включая ликвидированные по техническим причинам);
- средняя продолжительность работ по поискам и оценке месторождений.

Показатели, характеризующие эффективность работ поисковой стадии, определяются количеством запасов категорий C_1+C_2 (в определенном процентном соотношении), приходящихся на I сум затрат, I метр поискового бурения, I поисковую скважину, и рассчитываются по следующим формулам: $r_1=R/p$; $r_2=R/m$; $r_3=R/N$; где:

R - прирост запасов нефти, газа (с конденсатом) за анализируемый период, т; m^3 ;

p - капитальные вложения в бурение и госбюджетные ассигнования на подготовку и переподготовку структур и дополнительные геофизические исследования, тыс. сум;

M - объем поискового бурения, м;

N - количество поисковых скважин.

Расчет производится с учетом и без учета затрат на непродуктивных площадях, с учетом и без учета скважин, ликвидированных по техническим причинам, затрат и объемов бурения по этим скважинам.

Коэффициент успешности поисков месторождений (K_y поисков) определяется как отношение числа открытых месторождений к общему числу площадей, получивших оценку бурением, и выражается в долях единицы или в процентах.

Коэффициент успешности по удельному весу продуктивных поисковых скважин (K_y поисковых скв.) определяется как отношение числа продуктивных поисковых скважин с промышленными притоками к общему числу законченных строительством поисковых скважин и выражается в долях единицы или в процентах.

Средние запасы, приходящиеся на одно месторождение, определяются как среднеарифметическая величина по всем открытым за анализируемый период месторождениям нефти и газа.

В расчет берутся запасы категорий C_2 и C_1 по залежам, вскрытым и опробованным поисковыми скважинами.

Продолжительность поисковых работ на площади определяется от даты заложения первой поисковой скважины до даты завершения оценки месторождения нефти (газа) или даты вывода площади из бурения с отрицательными результатами.

Среднее по району время опоискования одной структуры (ловушки) определяется как среднеарифметическая величина по отдельным структурам.

Затраты времени на поиски месторождений характеризуются темпами оценки подготовленных к глубокому бурению площадей.

Величина этого показателя зависит от ряда геологических, методических и производственных факторов и играет важную роль при оценке эффективности поисковых работ.

Средний объем поискового бурения, затраченный на открытие и оценку одного месторождения, определяется отношением суммарной проходки по всем поисковым скважинам за анализируемый период к числу открытых месторождений. В объем поискового бурения включается проходка по скважинам – открывательницам месторождений, а также по всем пробуренным скважинам (испытанным и неиспытанным), заложенным с целью получения информации, необходимой для оценки месторождений. По величине и динамике среднего объема поискового бурения можно судить о состоянии методики поисковых работ, достоверности подготовки структур и эффективности поисков с точки зрения минимизации объемов работ на открытие и оценку месторождений.

Средний объем поискового бурения рассчитывается также и с учетом скважин, пробуренных на непродуктивных площадях.

Средние затраты на открытие и оценку одного месторождения определяются отношением суммарных затрат на бурение поисковых скважин (как на открытых оцененных месторождениях, так и на непродуктивных площадях) к числу открытых и оцененных месторождений.

2.2.3.3. Оценка полноты и качества реализации проекта поисковых работ

В этом разделе анализируется выполнение проекта поискового (разведочного) бурения.

Дается оценка полноты реализации поискового проекта и влияния невыполнения отдельных показателей на полноту полученной информации. Указывается, какие комплексы остались недоизученными и по какой причине (например, не достижение скважинами проектных глубин, нет испытаний целевых горизонтов и т.д., и почему произошли такие явления: техническая неоснащенность, несовпадение проектных и фактических показателей и т.д.).

Кроме того, анализируются структурные планы, построенные по данным полевой геофизики и по данным глубокого бурения, выявляются причины их несоответствия (недостоверность привязки полевых методов, отсутствие информации и т.д.) и делаются соответствующие выводы о необходимости доизучения структурных планов.

2.2.3.4. Оценка эффективности принятой методики обработки и интерпретации ГИС

Наиболее полное представление о строении продуктивных пластов и изменении их ФЕС по площади и по разрезу может быть получено только по данным ГИС, регистрирующим геофизические параметры, отражающие эти изменения по вскрытому скважиной разрезу.

От того, насколько качественно и полно проведены замеры ГИС и подобрана наиболее соответствующая методика их обработки и интерпретации, зависит достоверность определения таких подсчетных параметров как газо- и нефтенасыщенные толщины коллекторов, коэффициенты пористости и газонасыщенности.

Поэтому в данном разделе анализируется полнота и качество выполненных замеров ГИС, описывается принятая методика их обработки и интерпретации, принятые при обработке константы и петрофизические зависимости и надежность и достоверность их определения.

Оценивается степень достоверности принятой модели коллектора, соответствие выработанной методики обработки и интерпретации ГИС этой модели и достоверность определения $h_{эф}$, K_p и $K_{нг}$ по этой методике.

Определяется, какие параметры по ГИС оценены с невысокой достоверностью и делаются соответствующие выводы о:

- необходимости проведения дополнительных или специальных методов ГИС;
- необходимости уточнения констант и петрофизических зависимостей, использованных при обработке и интерпретации;
- необходимости доизучения отдельных секций разреза, неохваченных или мало изученных методами ГИС;
- необходимости уточнения по ГИС отдельных (или всех) подсчетных параметров и внесении корректив в принятую методику обработки и интерпретации.

2.2.3.5. Оценка достоверности средних значений межфазовых контактов по данным опробования, испытаний и ГИС

Границы межфазовых контактов (ГНК, ВНК, ГВК) определяются как по данным испытаний и опробований, так и по данным ГИС.

Данные испытания и опробования, как правило, представлены на «Схеме опробования», по которой границы флюидальных разделов находятся между подошвой последнего интервала перфорации, из которого получен приток газа (нефти), и первого интервала перфорации, из которого получен приток нефти (воды).

Эта граница может составлять от 2-3 м до 10-20м, поэтому нуждается в уточнении.

Уточнение границ ГВК (ГНК) и ВНК (ГВК) производится по данным ГИС, т.к. по каждой скважине по данным промыслово-геофизических исследований можно определить:

- подошву газоносного пласта;
- кровлю нефтеносного пласта;
- кровлю водоносного пласта.

Существует набор качественных признаков и количественных критериев, которые позволяют выделить эти границы.

Для разных районов и разных литотипов пород критические значения по данным ГИС могут быть различны.

В практике работ на нефть и газ в Республике Узбекистан широко распространен следующий комплекс методов ГИС и их качественных и количественных критериев позволяющих определить границы флюидальных разделов.

Основным критерием при определении газонефтяного контакта и выделении в разрезе газоносных пластов является наличие расхождений коэффициентов пористости, определенных по данным НГК и АК, превышающих сумму погрешности определения этого параметра по данным указанных методов. То есть, $\Delta K_p / K_p^{AK} = (K_p^{AK} - K_p^{HГK} / K_p^{AK}) \times 100\% > 20\%$.

Эффект занижения $K_p^{HГK}$ в высокопористых газоносных пластах вследствие влияния остаточного газа на показания НГК, установлен для карбонатных коллекторов верхнеюрских отложений Западного Узбекистана в 80-е годы прошлого столетия, и методический прием выделения газоносных коллекторов по расхождению K_p^{AK} и $K_p^{HГK}$ ($K_p^{AK} > K_p^{HГK}$) апробирован более чем на 20 месторождениях (Зеварды, Памук, Кокдумалак, Крук и др.), газовые залежи в которых приурочены к верхнеюрским известнякам рифогенного комплекса.

При определении положения водонефтяного контакта и выделении в разрезе нефтеносных пластов используются следующие методические способы и приемы.

1. Способ граничных значений K_n . Учитывая что при $K_v = K_{v \text{ гран}}$ обеспечивается двухфазный приток (нефть+вода), в качестве пластов, способных отдавать безводную нефть, выделялись те пласты и прослои в нефтеносной части разреза, для которых $K_n^{\text{БК}}$, $K_n^{\text{ИК}}$, $K_n^{\text{БКЗ}}$ были больше или равны $K_{n \text{ гран}} = 1 - K_{v \text{ гран}}$.

2. Форма кривых БКЗ. Результаты обработки БКЗ по всем скважинам, где этот метод был выполнен и замеры оказались пригодными к количественной интерпретации, показали, что для всех пластов, содержащих газ и подвижную нефть, кривые БКЗ интерпретируются с помощью палеток БКЗ. Для пластов, содержащих воду и неподвижную нефть, кривые БКЗ интерпретируются с помощью палеток БКЗ–И.

3. Сопоставление $R^{\text{БК}} = \rho_n^{\text{БК}} / \rho_{\phi} * q$ с $R^{\text{АК}}$, определенным по зависимости $R = f(K_n)$ при известной величине $K_n^{\text{АК}}$ или $K_n^{\text{АК}}$ с $K_n^{\text{БК}}$, $K_n^{\text{ИК}}$.

Пласты, содержащие остаточные битумы, малоподвижную окисленную нефть, выделяются по следующим признакам:

$$K_{n \text{ гран}} > K_n^{\text{БК}} \geq K_n^{\text{АК}} > 0;$$

- на нормализованных кривых $R^{\text{БК}}$ и $R^{\text{АК}}$ наблюдаются приращения, существенно меньшие, чем в газоносной и нефтеносной частях разреза;
- величины $K_n^{\text{БК}}$, $K_n^{\text{ИК}}$, $K_n^{\text{БКЗ}}$ (Δ) существенно ниже, чем $K_n^{\text{АК}}$ и $K_n^{\text{НГК}}$.

4. Дополнительно могут использоваться данные ОПК и газового каротажа.

Пласты могут относиться к газоносным, если в пробах газа, отобранных прибором на кабеле, содержание метана составляет свыше 90%, а компоненты C_5H_{12} +высшие присутствуют в незначительном количестве (менее 1% объемных). Также по данным газового каротажа суммарные

показания $\Gamma_{\text{сумм}}$ могут превышать фоновые в 1,5-2 раза, а в покомпонентном составе преобладают CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} .

5. Пласты могут относиться к нефтеносным, если в пробах газа, отобранных опробователем на кабеле, содержание метана составляет 75-85%, а доля компонентов C_5H_{12} +высшие достигает 5-10% (объемных). По данным газового каротажа суммарные показания $\Gamma_{\text{сумм}}$ превышают фоновые в 1,5-2 раза, а доля C_5H_{12} , C_6H_{14} +высшие превышает 5% (относительных).

6. Пласты относятся к водоносным, если в пробах газа, отобранных опробователем на каротажном кабеле, содержание метана составляет свыше 95%, а C_5H_{12} +высшие отсутствуют. По данным газового каротажа суммарные газопоказания $\Gamma_{\text{сум}}$ находятся на уровне фоновых, а доля CH_4 превышает 90% (относительных).

Использование данных ГИС, опробования и испытания позволяет достаточно точно определить ГНК (ГВК, ВНК).

Если эти данные противоречивы и не позволяют определить положение флюидальных разделов, то перед разведочными работами ставится задача определения ГНК (ГВК, ВНК), для чего планируется проведение испытаний, опробования и специальных ГИС для решения задачи определения положения флюидальных разделов.

2.2.3.6. Оценка достоверности средних значений подсчетных параметров, определяемых по материалам ГИС и результатам исследования керна

2.2.3.6.1. Оценка точности определения высотного положения ВНК и ГВК

Положение контакта принимается за горизонтальное в том случае, если колебания в их отметках не превышают предельную (удвоенную среднеквадратическую) ошибку для данной площади.

Оценка точности определения гипсометрического положения контактов «нефть-вода», «газ-вода» и «газ-нефть» производится по одной методике, поэтому ниже приводятся методические приемы расчета газовой контактной отметки.

При горизонтальном положении ГВК.

А) В случае, когда отметки положения ГВК определяются в скважинах по геофизическим данным, вероятнейшее положение ГВК ($Z_{ГВК}$) определяется как среднее арифметическое по формуле:

$$Z_{ГВК} = \frac{\sum Z_{ГВК i}}{n}, \quad (1)$$

где:

$Z_{ГВК i}$ – отметки ГВК в отдельных скважинах;

n – число скважин.

Среднеквадратическая ошибка определения гипсометрии ГВК вычисляется по формуле:

$$m_{ЗВК} = \sqrt{\frac{\sum V_i^2}{n(n-1)}}, \quad (2)$$

где:

$V_i = Z_{ГВК} - Z_{ГВК i}$ – отклонение отдельных значений отметок ГВК от его вероятнейшего положения, м;

n – число скважин.

Б) В том случае, когда отметки ГВК определяются по данным опробования скважин, при оценке следует учитывать результаты опробования как в одной скважине, в которой получена из одного горизонта вода, а затем газ, так и в двух скважинах (пара), в одной из которых получена только вода, а в другой только газ.

При этом устанавливаются отметки верхних отверстий, давших воду, и нижних дыр, давших газ (по интервалу перфорации), тогда вероятная отметка ГВК в скважине или в паре скважин равна:

$$Z_{ГВК} = \frac{Z_i^{(b)} + Z_i^{(r)}}{2}. \quad (3)$$

Среднеквадратическая ошибка определения отметки ГВК вычисляется по формулам:

$$m_{Z_{ГВК}} = \sqrt{\frac{[v_i^2 P_i]}{(n-1)[P_i]}}, \quad (4)$$

$$P_i = \frac{C}{d_i^2}, \quad (5)$$

$$d_i = Z_i^{(b)} - Z_i^{(r)}, \quad (6)$$

$$Z_{ГВК} = \frac{[P_i Z_{ГВК}]}{[P_i]}, \quad (7)$$

$$V_i = Z_{ГВК} - Z_{ГВК_i} \quad (8)$$

$$m_{m_{Z_{ГВК}}} = \frac{m_{Z_{ГВК}}}{\sqrt{2-(n-1)}}. \quad (9)$$

где:

$Z_i^{(b)}$ - отметка верхней дыры, давшей воду, м;

$Z_i^{(r)}$ - отметка нижней дыры, давшей газ, м;

P_i - вес;

C - коэффициент пропорциональности;

$Z_{ГВК}$ - среднеарифметическое значение отметки ГВК, м;

V_i - отклонение отметки ГВК в отдельной скважине от его среднеарифметического значения, м;

$m_{z_{ГВК}}$ - среднеквадратическая ошибка среднеарифметического значения отметки ГВК, м;

$m_{mz_{ГВК}}$ - ошибка определения среднеквадратической ошибки, м.

При определении отметки ГВК по геофизическим данным и по результатам опробования совместно вероятнейшее значение отметки ГВК должно определяться как средневзвешенное по формуле (7), а оценка точности должна производиться по формуле (4). В качестве весов в этом случае принимаются следующие величины:

при геофизических определениях

$$P_i = \frac{c}{m_{zi}^2}, \quad (10)$$

- по результатам опробования

$$P_i = \frac{c}{(0,25d)^2}, \quad (11)$$

где:

d - вычисляется по формуле (6)

Величина среднеквадратической ошибки определения отметки ГВК в отдельной скважине, обусловленная ошибками измерений (m_{zi}), вычисляется по формуле:

$$m_{z_i} = \sqrt{m_1^2 + m_2^2 + m_3^2 + m_4^2}, \quad (12)$$

где:

m_1, m_2, m_3, m_4 – среднеквадратические ошибки определения, соответственно:

1) отметки устья скважины; 2) глубины положения ГВК по каротажной диаграмме; 3) отбивки ГВК по каротажной диаграмме; 4) суммарной поправки на кривизну.

При негоризонтальном положении ГВК.

Оценка точности определения его положения производится следующим образом: вычисляется ошибка определения положения контакта в отдельной скважине или в отдельной паре скважин и затем - ошибка гипсометрии поверхности контакта по формуле:

$$m'_{z_{ГВК}} = \frac{m_{z_{ГВК i}}}{\sqrt{n}}, \quad (13)$$

где:

$m_{z_{ГВК i}}$ – ошибка определения положения контакта в отдельной скважине или в отдельной паре скважин, м;

n – число скважин (или пар), в которых определено положение ГВК.

А) В случае равноточных измерений величина $m_{z_{ГВК i}}$, вычисленная для одной из скважин или для одной из пар скважин, может быть отнесена к любой другой скважине или паре.

Б) При неравноточных определениях ГВК с учетом данных геофизических определений и результатов опробования величина ошибки $m_{z_{ГВК}}$ вычисляется как средневзвешенная, за вес может быть принято число скважин:

$$m_{z_{ГВК i}} = \frac{\sum m_{z_{ГВК j}} P_j}{\sum P_j}. \quad (14)$$

где: $m_{Z \text{ ГВК } i}$ – среднеквадратическая ошибка определения положения ГВК в отдельной скважине, м.

2.2.3.6.2. Оценка точности площади нефтегазоносности

В случае, если границей залежи является только контур нефтегазоносности, среднеквадратическую ошибку определения площади, обусловленную ошибками определения высотного положения ГВК или ВНК вычисляют по формуле:

А) при горизонтальном положении контакта:

$$M_F = \sqrt{\frac{m_{Z_{ГВК}}^2 + m_{\Delta Z}^2}{n}} \cdot \frac{L}{tg\alpha} \quad (15)$$

Б) при негоризонтальном положении контакта:

$$M_F = \sqrt{\frac{(m'_{Z_{ГВК}})^2 + m_{\Delta Z}^2}{n}} \cdot \frac{L}{tg\alpha}, \quad (16)$$

где:

$m_{Z \text{ ГВК}}$, $m'_{Z \text{ ГВК}}$ – среднеквадратические ошибки определения высотного положения ГВК соответственно при горизонтальном и негоризонтальном положениях ГВК, м;

n – число скважин или пар скважин, уточняющих положение контура нефтегазоносности;

$m_{\Delta Z}$ – среднеквадратическая ошибка структурной карты;

L – длина контура нефтеносности, м;

α – средний угол наклона пласта в области контура залежи.

В случае, если границей залежи является линия выклинивания пласта, при условии, что эта линия проводится на равном удалении от соседних скважин, вскрывших и не вскрывших залежь, среднеквадратическая ошибка определения площади может быть вычислена по формуле В.М.Гудкова:

$$M_F = \frac{1}{6} \sqrt{\sum a_i^2 b_i^2}, \quad (17)$$

где: a_i - расстояние между скважинами в профиле, вскрывших и не вскрывших залежь, м;

b_i - расстояние между соседними профилями, м;

2.2.3.6.3. Оценка точности определения среднего значения эффективной нефтегазонасыщенной мощности

Размещение данного признака по площади залежи может характеризоваться преобладанием закономерной составляющей изменчивости или случайной составляющей.

В первом случае, когда можно построить карту мощности, среднее значение признака вычисляется взвешиванием по площади по формуле:

$$H_{cp} = \frac{h_1 f_1 + h_2 f_2 + \dots + h_n f_n}{f_1 + f_2 + \dots + f_n}. \quad (18)$$

Оценка точности определения такого среднего значения производится по формуле:

$$M_{H_{cp}} = \pm \frac{m_{\Delta h}}{F} \sqrt{\sum_{i=1}^n \hat{f}_i^2}, \quad (19)$$

где:

M_{Hcp} – среднеквадратическая ошибка определения средневзвешенной мощности, м;

$m_{\Delta h}$ – среднеквадратическая ошибка карты эффективной нефте-, газонасыщенной мощности, м (по формуле 16);

F – общая площадь залежи, м²;

f_i – площади элементарных полей.

Если размещение признака по площади залежи характеризуется, в основном, случайной изменчивостью, то расчет среднего производится как среднеарифметическое по формуле:

$$H_{cp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n H_i. \quad (20)$$

Оценка точности осуществляется по формуле:

$$M_{Hcp} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n v_i^2}{n(n-1)}}, \quad (21)$$

где: M_{Hcp} – среднеквадратическая ошибка определения среднеарифметической мощности, м;

$V_i = H_{cp} - H_i$ ($i=1, 2, \dots, n$) - отклонение отдельных (по скважинам) значений мощности от среднеарифметического, м;

n – число скважин;

H_i - мощности в отдельных скважинах.

Оценку надежности ошибки среднего значения можно произвести по формуле:

$$m_{M_{Hcp}} = \frac{M_{Hcp}}{\sqrt{2(n-1)}}. \quad (22)$$

2.2.3.6.4. Оценка точности определения пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности пласта

Оценка точности средних значений пористости, проницаемости и нефтенасыщенности пласта по результатам исследования керна производится одним и тем же способом.

Статистическая характеристика (например, средняя пористость) пласта в пределах площади складывается из двух компонентов: параметров изменения пористости по вертикали и вариации средних значений для скважин по площади. Таким образом, выборка имеет двойной характер: во-первых, выборка керна в скважинах и, во-вторых, выборка скважин по площади.

Оценка точности определения общего среднего значения открытой пористости производится по следующей схеме:

- Вычисляются средние значения открытой пористости по скважинам:

$$\bar{\varphi}_i = \frac{1}{n_i} \sum_{j=1}^n \varphi_{ij} \quad (i=1, 2, \dots, k), \quad (23)$$

где:

φ_{ij} – отдельное определение открытой пористости в скважине;

$\bar{\varphi}_i$ – среднее значение открытой пористости в отдельной скважине;

k – количество скважин;

n_i – количество определений открытой пористости в каждой скважине.

-Вычисляется дисперсия открытой пористости по вертикали пласта в скважинах:

$$S_i^2 = \frac{1}{n_i} \sum_{j=1}^n (\varphi_{ij} - \bar{\varphi}_i)^2, \quad (24)$$

-Вычисляется средняя величина дисперсии открытой пористости по вертикали для всей площади:

$$S_i^2 = \frac{\sum_{i=1}^k n_i S_i^2}{\sum_{i=1}^k n_i}, \quad (25)$$

-Вычисляется средняя пористость площади:

$$\varphi = \frac{\sum_{i=1}^k n_i \varphi_i}{\sum_{i=1}^k n_i}, \quad (26)$$

где:

φ_i – средние значения открытой пористости по скважинам;

n_i – количество определений открытой пористости в отдельной скважине.

-Вычисляется дисперсия средних значений открытой пористости по площади:

$$S_i^2 = \frac{\sum_{i=1}^k n_i (\varphi_i - \varphi)^2}{\sum_{i=1}^k n_i}, \quad (27)$$

-Вычисляется среднеквадратическая ошибка средней открытой пористости по залежи:

$$M_{\varphi} = \pm \sqrt{\frac{S_i^2 + S^2}{kn}}, \quad (28)$$

где:

$$n = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k n_i. \quad (29)$$

-Вычисляется оценка надежности среднеквадратической ошибки:

$$M_{M_{\phi}} = \frac{M_{\phi}}{\sqrt{kn}}. \quad (30)$$

Оценка точности определения общего среднего значения коэффициента газонефтенасыщенности и проницаемости выполняется по указанной выше методике.

Если средние погрешности определения не превышают допустимых погрешностей определения этих параметров по данным ГИС или керна (5-10% отн.), то можно говорить, что параметры определены достоверно.

Если ошибки превышают допустимые погрешности, то ставится задача перед проектом разведки об уточнении тех параметров, расхождение которых превышает допустимые погрешности.

2.2.3.7. Результаты определения литолого-физических свойств коллекторов по каждому продуктивному пласту и литологическая характеристика коллекторов и покрышек по данным ГИС и керна

В этом разделе рассматриваются следующие вопросы:

1. Оценка представительности керна в соответствии с «Методическими указаниями. . .» по основным перспективным горизонтам и покрышкам, их покрывающим.

2. Оцениваются результаты определения литолого-физических свойств коллекторов по каждому продуктивному пласту по керновым данным, и приводится литологическая характеристика коллекторов и покрышек.

3. Приводятся результаты обоснования предельных и средних значений подсчетных параметров по керновым данным. При этом оценка достоверности средних значений пористости, проницаемости и

нефтегазонасыщенности производится по методике, изложенной в разделе 2.2.3.6.3.

4. Для определения предельных значений подсчетных параметров строятся зависимости $K_{\text{пр}}^{\text{кern}} = f(K_{\text{п}}^{\text{кern}})$, $K_{\text{ов}}^{\text{кern}} = f(K_{\text{п}}^{\text{кern}})$, $K_{\text{ов}}^{\text{кern}} = f(K_{\text{ир}}^{\text{кern}})$ по типам коллекторов и секциям разреза.

Иногда для уточнения граничных значений строят дифференциальные и интегральные кривые распределения $K_{\text{п}}^{\text{кern}}$, $K_{\text{ов}}^{\text{кern}}$, $K_{\text{пр}}^{\text{кern}}$.

На основании построенных зависимостей и с учетом распределения количества определений по площади и разрезу, а также на основании оценки достоверности средних определений подсчетных параметров делается вывод об изученности параметров по керну, и в случае недостаточной их изученности определяются объемы и виды дополнительных исследований по керну.

2.2.3.8. Оценка результатов опробования, испытания и исследования скважин

Анализ результатов опробования, испытания и исследования скважин проводится в трех направлениях.

1. Анализ результатов опробования и испытания в плане подтверждения положения флюидальных разделов.
2. Анализ результатов опробования и испытания в плане получения промысловых характеристик пластов.
3. Анализ результатов опробования и испытания в плане получения добычных характеристик продуктивных пластов.

При этом в первую очередь определяется, достаточно ли проведено исследований для обоснования фазового состояния залежей и характеристик пластовых флюидов для подсчета запасов нефти и газа.

Далее оценивается эффективность мероприятий по интенсификации притоков для того, чтобы определить, где в дальнейшем и по какой методике необходимо проводить эти мероприятия.

Важную роль на газоконденсатных месторождениях играют исследования на конденсатность. Поэтому в этом разделе должно быть проанализировано достаточно анализов на потенциальное содержание конденсата, изучение состава и свойств пластового газа и сопутствующих компонентов для характеристики залежи по площади и разрезу и дана оценка достоверности этих определений, чтобы в дальнейшем наметить объекты для проведения дополнительных работ и уточнения тех параметров, достоверность которых вызывает сомнения.

На нефтяных объектах необходимы как анализы поверхностных, так и глубинных проб нефти и их распределение по площади и разрезу, для достоверного определения параметров, входящих в формулу подсчета запасов.

Гидродинамические характеристики пластов играют важную роль при определении режима залежей и коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата. Поэтому в этом разделе должен быть дан анализ изученности гидродинамических характеристик пластов и определена их достоверность, чтобы в дальнейшем определить, какие объекты и какие параметры нуждаются в доизучении.

Итогом этого раздела должны быть интервалы залегания пластов, пластовые флюиды которых нуждаются в доизучении, а также характеристики пластов и пластовых флюидов, которые не изучены или изучены в объеме, недостаточном для достоверной оценки запасов.

Следует также отметить, что все вышеизложенное касается и пластовых вод, характеристики которых должны отражать и возможность их использования в качестве минерального сырья.

2.2.3.9. Состояние запасов нефти, газа и конденсата и их достоверность, геометризация свойств и оценка точности поисков залежей

Относительная среднеквадратическая ошибка балансовых запасов определяется как сумма относительных ошибок всех параметров, входящих в формулу подсчета запасов:

$$\Pi_Q = \sqrt{\Pi_F^2 + \Pi_H^2 + \Pi_\varphi^2 + \Pi_{k_g}^2}, \quad (31)$$

где:

Π_F , Π_H , Π_φ , Π_{k_g} – относительные среднеквадратические ошибки определения площади, мощности, пористости и газонасыщенности.

Относительные ошибки (Π_x) отдельных параметров вычисляются по формуле:

$$\Pi_x = \frac{M_x}{X} \cdot 100\%, \quad (32)$$

где:

M_x - абсолютная среднеквадратическая ошибка определения параметра;

X - среднее значение параметра.

Оценив среднеквадратичную ошибку определения балансовых запасов, можно оценить степень изученности месторождения (залежи) и его подготовки к разработке.

Не менее важными показателями являются:

-подтверждаемость эффективных толщин данными испытания, т.е. отношение числа приточных объектов к общему числу испытанных;

-подтверждаемость характера насыщения коллекторов, определенного по ГИС, т.е. отношение числа объектов, давших продукт, к общему числу объектов, испытанных в пределах контура залежи;

- подверждаемость подсчетных параметров, определенных по ГИС (Кп, Кнг), данными керна;
- степень достоверности определений других параметров, использованных при подсчете запасов (например, пластовых давлений, плотности нефти и т.д.);
- подтверждение контура продуктивности данными ГИС и испытания.

Основным критерием оценки подготовленности месторождения к разработке является соотношение запасов категории А, В, C_1 и C_2 .

При величине запасов категории $C_2 > 20\%$ от $C_{\text{сумм}}$ месторождение считается неподготовленным к разработке и требуется дополнительное проведение разведочных работ.

При $C_2 < 20\%$ $C_{\text{сумм}}$ месторождение считается подготовленным к разработке, и тогда оценка производится по перечисленным выше параметрам.

2.2.3.10. Обоснование коэффициента извлечения нефти и конденсата

Как правило, коэффициент извлечения конденсата достаточно надежно определяется по рекомбинированным или глубинным пробам, т.к., в основном, зависит от пластового давления и давления начала конденсации.

Надежное определение коэффициента извлечения нефти требует, по крайней мере, опытно-промышленной эксплуатации, что на стадии поисков практически нереально. Поэтому чаще всего применяют метод аналогий или статистические методы.

В проекте разведки по коэффициенту извлечения нефти должны быть приведены следующие данные:

Обоснование методики определения коэффициентов извлечения; оценка надежности расчета; обоснование принятых отклонений от традиционных способов оценки коэффициентов извлечения УВ; предпосылки, обусловившие выбор объекта-аналога для определения КНО.

Вопросы к главе:

- 1) Основные задачи, решаемые при проведении оценки выявленных месторождений.
- 2) Показатели, характеризующие эффективность работ на стадии поисков и оценки месторождений и залежей.
- 3) Как определяется коэффициент успешности поисков месторождений?
- 4) Анализ выполнения проекта и принятой методики и интерпретации ГИС.
- 5) Способы и приемы, используемые для определения ГНК, ВНК, ГВК.
- 6) Методика определения площади нефтегазоносности.
- 7) Определение среднего значения эффективной нефтегазоносной мощности.
- 8) Определение пористости, проницаемости и нефтенасыщенности пласта.
- 9) Оценка результатов опробования, испытания и исследования скважин.
- 10) Состояние запасов УВ и оценка точности поисков залежи.
- 11) Обоснование коэффициента извлечения нефти и конденсата.

2.2.4. Оценка перспективных ресурсов и подсчет запасов УВ при проектировании глубокого бурения

2.2.4.1. Оценка прогнозных ресурсов

Оценка прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата включает в себя два взаимосвязанных этапа – качественную и количественную оценки. В зависимости от того, насколько тщательно выполнена качественная оценка,

определяется достоверность полученных результатов количественной оценки.

2.2.4.1.1. Основные принципы качественной оценки перспектив нефтегазоносности

Цель качественной оценки перспектив нефтегазоносности - дифференциация исследуемых территорий по степени их перспективности и выделение объектов прогнозной оценки на основе выявления и изучения пространственного изменения геологических критериев, благоприятных для генерации и аккумуляции углеводородов, и нефтегазогеологическое районирования этих территорий. При проведении нефтегазогеологического районирования к важнейшим критериям относятся: геотектоническое строение территории, литолого-стратиграфическая характеристика разреза, гидрогеологические и геохимические условия оцениваемого региона. В процессе качественной оценки в результате всестороннего изучения и анализа фактических данных по геолого-геофизической, тектонической, геохимической и гидрогеологической характеристике территорий, определяются основные черты и этапы их геотектонического развития. Исходя из закономерностей размещения в каждом комплексе выявленных залежей нефти и газа, а также из выявленных нефтегазопроявлений и данных геохимических исследований развития определенных типов геохимических фаций, распространения захороненного исходного диспергированного ОВ и оценки его характера и степени метаморфизма, устанавливается наличие в разрезе нефтепроизводивших толщ, горизонтов. По этим данным выделяются выявленные и предполагаемые зоны нефтегазоаккумуляции. На следующем этапе качественной оценки изучается пространственное изменение каждого критерия нефтегазоносности путем составления соответствующих карт: тектонических, структурных, литолого-фациальных, гидрогеологических, геохимических и др. Совмещением этих

карт получают комплексную карту критериев нефтегазоносности, являющуюся основной для нефтегазогеологического районирования территорий, выделения оценочных объектов прогнозирования и зон, характеризующихся разной степенью перспективности. Границу зон разной перспективности Е.В.Захаров и Ю.А.Иванов предлагают определять по наиболее существенным изменениям основных критериев или их групп в определенных сочетаниях. В процессе дифференциации территорий выделяются зоны: заведомо бесперспективные, перспективные на нефть, на газ и на нефть и газ. По каждому объекту прогнозирования составляется карта перспектив нефтегазоносности. Вместе с комплексной картой критериев нефтегазоносности и картами тектонического и нефтегазогеологического районирования она служит основой для количественной оценки прогнозных ресурсов. Наряду с указанным комплектом карт по каждому горизонту или комплексу такой же комплект карт составляется по всему осадочному чехлу в пределах оцениваемого региона. Кроме того, составляются схемы корреляции с выделением нефтегазоносных и перспективных на нефть и газ горизонтов, литолого-стратиграфических и нефтегазоносных комплексов: схема нефтегазогеологического расчленения разреза региона и т.п. В зависимости от степени обоснованности в отношении нефтегазоносности и изученности объектов прогнозирования проводится дифференциация по категориям D_1 и D_2 . Качественная оценка завершается выделением в пределах объекта прогнозирования оценочных участков, а в пределах хорошо изученной территории - эталонных участков. В хорошо изученных регионах для разделения территорий на земли по перспективности могут быть использованы алгоритмы распознавания образов. Для этого вводится некоторый критерий схожести объектов, и каждый оценочный объект относят к тому классу, на который он больше всего похож. Метод впервые был применен Р.И.Быковым и А.И. Холиным для районов Туранской плиты. Все расчёты выполняются на ЭВМ, что позволяет учитывать одновременно в

каждом наборе большое число критериев. Наибольший эффект на контрольных объектах дают выборки, учитывающие следующие признаки: количество нефти и газа в выявленных залежах, толщину комплекса, песчанистость разреза; толщину осадочного чехла; разность отметок по подошве комплекса между центром эталонного участка и наиболее погруженной ближайшей впадиной; отношение количества эмигрировавших жидких углеводородов в пределах площади нефтегазосбора к этой площади; содержание тяжелых углеводородов в растворенном в пластовой воде газе из отложений верхней части комплекса; газовый фактор пластовых вод в этой части комплекса. Опыт показал, что надежность выделения объектов разных классов снижается при увеличении числа классов. Поэтому разделение территорий на земли разной перспективности рекомендуется проводить в несколько этапов, последовательно выделяя каждую новую область с возрастающей градацией плотности запасов. На первом этапе для провинции в целом выделяются земли с незначительной плотностью запасов, затем средней и высокой. После этого аналогично дифференцируются земли по каждому комплексу. На каждом этапе проверяется адекватность отдельных моделей нефтегазообразования, которая в соответствии с набором критериев варьирует от 0,75 до 0,83. При этом были установлены две тенденции: возрастание роли структурного фактора по мере увеличения плотности запасов, а также снижение роли геохимического фактора при дальнейшей дифференциации земель по плотности запасов после разделения их на бесперспективные и перспективные.

2.2.4.1.2. Количественная оценка прогнозных ресурсов.

Объектом количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа могут быть подготовленные к бурению или выявленные ловушки, а также оценочные участки. В пределах одного оценочного объекта по площади может быть выделено несколько оценочных участков. Вместе с тем,

интервалы разреза отложений у соответствующих оценочных объектов и оценочных участков должны быть одинаковы.

2.2.4.1.3. Оценка прогнозных ресурсов в локальных ловушках

Прогнозные ресурсы оцениваются в локальных ловушках, подготовленных к глубокому бурению и выявленных. Ловушка, подготовленная к глубокому бурению, должна быть изучена с детальностью, позволяющей составить структурные карты каждого оцениваемого нефтегазоносного или нефтегазоперспективного комплекса. Выявленные ловушки должны быть подтверждены как минимум сейсморазведочными исследованиями, структурным бурением или их сочетанием по пересекающимся профилям, другими геолого-геофизическими исследованиями, данные которых в районе подтверждены сейсморазведкой или бурением. Оценка прогнозных ресурсов категории D_1 в ловушках может быть осуществлена по аналогии с залежами, выявленными в этом же нефтегазоносном горизонте в пределах одного или нескольких элементов II порядка данного района, условия которых сходны с условиями изучаемого объекта. Для этого в пределах указанных зон отбирают все ловушки, пребывавшие в глубоком поисково-разведочном бурении на исследуемый горизонт, независимо от полученного результата. Далее измеряют их площади в пределах нижней замкнутой изогипсы и разносят по классам. Например, 1-2, 2-4, 4-8, 8-16, 16-32, 32-64 км² и т.д. в соответствии с геометрической прогрессией. Для каждого класса определяют плотность начальных запасов категорий $A+B+C_1+C_2$ всех выявленных залежей в исследуемом горизонте, приходящуюся на 1 км² площади ловушки, например:

$$q(8-16 \text{ км}^2) = \sum_{i=1}^n Q(A+B+C_1+C_2)_i \left(\sum_{j=1}^n S r_j \right) \quad (2.2.4.1)$$

Затем замеряют площадь прогнозной ловушки в пределах нижней замкнутой изогипсы и определяют, к какому классу по размерам площади она относится. Прогнозные ресурсы нефти ловушки в исследуемом горизонте определяются как произведение установленной для этого класса удельной плотности запасов на площадь ловушки S_n :

$$Q_{\text{упроз}} = \left[\sum_{i=1}^m Q(A+B+C_1+C_2)_i \left(\sum_{r=1}^n S_r \right) \right] S^r K_{\text{ан}} \quad (2.2.4.2)$$

где: $K_{\text{ан}}$ — коэффициент аналогии, учитывающий различия значений открытой пористости $K_{п.о.}$, эффективной нефтенасыщенной толщины $h_{н.эф}$ и других параметров в изученных и прогнозной зонах нефтегазонакопления, если такие данные имеются:

$$K_{\text{ан}} = (k_{п.о. \text{прогн}} h_{н.эф. \text{прогн}}) / (k_{п.о. \text{эт}} k_{н.эф. \text{от}}), \quad (2.2.4.3)$$

При этом, число сомножителей в коэффициенте аналогии возрастает вследствие разницы температурных поправок, начальных пластовых давлений на прогнозной и эталонной ловушках. Как и при подсчете перспективных ресурсов прогнозные ресурсы категории D_1 должны уточняться введением в формулу коэффициента достоверности:

$$k_{\text{дост}} D_1 = \Sigma Q(A+B+C_1+C_2) / \Sigma D_1, \quad (2.2.4.4)$$

где: числитель — сумма начальных балансовых запасов залежей нефти, которым ранее были оценены прогнозные ресурсы; ΣD_1 — сумма прогнозных ресурсов по всем ловушкам горизонта, проверенным бурением. Прогнозные ресурсы ловушки в целом определяются суммой ресурсов по всем горизонтам разреза отложений с учетом коэффициента достоверности, подсчитанного по каждому горизонту. При оценке ресурсов категории D_2

может быть применена та же формула, однако уровень эталона в данном случае будет соответствовать структуре I порядка и комплексу, что существенно усредняет получаемые результаты.

2.2.4.1.4. Оценка прогнозных ресурсов на оценочных объектах

Задачи оценки прогнозных ресурсов заключаются в переносе данных о нефтегазоносности с относительно хорошо изученной территории на слабо изученную, прогнозную. Количественная оценка прогнозных ресурсов основывается на качественной оценке, в процессе которой на прогнозной территории по каждому продуктивному горизонту или нефтегазоперспективному комплексу намечены границы их распространения и определены перспективы этих земель в отношении нефтегазоносности.

В зависимости от степени изученности прогнозной территории в пределах распространения исследуемых нефтегазоносных горизонтов или нефтегазоперспективных комплексов выбираются оценочные объекты площадной иерархии в соответствии с изложенными в 2.6.6.1.1 принципами.

2.3.7.2. Геофизические и геохимические исследования в скважинах

2.3.7.2.1. Задачи, обзор видов, подготовка скважин к исследованиям

Основными задачами геофизических исследований скважин являются:

1. Изучение литологического состава вскрытых скважинами горных пород; расчет пластовых давлений во вскрытой части разреза и прогноз давлений для ниже залегающих горизонтов.

2. Выделение границ отдельных пластов и стратиграфических горизонтов. Выделение в разрезах скважин интервалов залегания разведываемых полезных ископаемых и оценка их содержания.

3. Контроль технического состояния скважин и проводимых в них технологических операций (бурение, опробование, испытание и т.д.).

4. Контроль за эксплуатацией месторождений.

5. Отбор грунтов и проб пластовых флюидов, определение пластовых давлений.

6. Перфорация обсадных колонн и торпедирование.

Виды каротажа и подготовка скважин к исследованию выполняются на основании «Технической инструкции по геофизическим исследованиям скважин» и «Единых правил безопасного ведения геологоразведочных работ».

Подготовка скважины должна обеспечить своевременный и беспрепятственный спуск скважинных приборов по всему стволу скважины до забоя в течение времени, необходимого для проведения всего требуемого комплекса геофизических исследований. Продолжительность проведения каждого вида каротажа регламентируется технологией решения конкретных задач и определяется согласованным решением руководства геофизического предприятия и организации, производящей бурение или технологическое использование скважины.

При подготовке необсаженной скважины необходимо:

- проработать ствол скважины долотом номинального диаметра с целью ликвидации уступов, резких переходов от одного диаметра к другому, мест сужения и пробок;

- привести параметры бурового раствора, в том числе и его удельное сопротивление, в соответствие с требованиями геолого-технического наряда;

- обеспечить однородность раствора по всему стволу скважины; для этого после бурения (при промывке) необходимо провести не менее двух циклов циркуляции.

Не допускается проводить геофизические измерения в скважинах:

- заполненных буровым раствором с вязкостью больше 90с;
- с раствором, содержащим более 5% песка или обломков твердых пород;
- поглощающих (с понижением уровня более 15 м/ч), переливающих

или газифицирующих.

Работы в скважинах, в которых указанные условия не выполняются, а также при наличии других осложнений могут проводиться лишь по особому согласованному решению руководства геофизического предприятия и организации, проводящей бурение.

Проведение работ в скважинах, заполненных нефтью или буровым раствором с примесью нефти более 10%, допускается лишь при согласованном решении руководства геофизического предприятия и организации, выполняющей бурение.

При подготовке обсаженной скважины необходимо прошаблонировать колонну во всем интервале исследования, если спуск шаблона не исказит данные каротажа (термокаротаж и т.п.); диаметр и длина шаблона должны превышать размер скважинного прибора.

Оборудование устья скважины должно обеспечивать безопасную работу персонала промыслово-геофизической партии.

Определение мест притока (поглощения) и затрубной циркуляции жидкости, контроль за гидравлическим разрывом и солянокислотной обработкой, отбивка водонефтяного контакта, термокаротаж, определение температуры пород, определение места расположения металла, гидрогеологические исследования, а также выделение в разрезах разведываемых полезных ископаемых и промышленная оценка их содержания комплексом каротаж - воздействие-каротаж или другими специальными исследованиями проводят по типовым или индивидуальным проектам (планам), составленным геофизическими предприятиями и согласованным с заказчиком.

При необходимости проведения каротажа скважин, подготовка которых не соответствует существующим требованиям, перед каротажом проводится активирование всех отклонений. Типовая форма акта составляется геофизическим предприятием и согласовывается с Гортехнадзором и заказчиком.

2.3.7.2.2. Комплекс геофизических исследований скважин

Комплекс исследований устанавливается проектом на строительство скважин и определяется геологическими задачами, геолого-геофизической характеристикой разреза, степенью его изученности и условиями измерений. В поисковых и разведочных скважинах проводится типовой или обязательный комплекс геофизических исследований.

При определении программ дополнительных работ к обязательному комплексу исследований разведочных и опережающих эксплуатационных скважин нужно исходить из необходимости решения следующего минимума задач:

- выделение кровли каждого продуктивного горизонта;
- определение положения газожидкостного и водонефтяного контактов в разрезах всех продуктивных горизонтов;
- использование в изучаемом разрезе результатов выделения и оценки продуктивных пластов в разрезах детально исследованных скважин;
- определение подсчетных параметров продуктивных пластов;
- оценка качества проведенных в скважинах технологических операций.

В таблице 2.3.17 приведены характеристики методов каротажа в зависимости от решаемых задач.

В таблице 2.3.18 приведены данные о комплексах ГИС, применяемых в глубоких скважинах республики Узбекистан, и задачи, ими решаемые.

Характеристика видов каротажа

Таблица 2.3.17

Название каротажа	Определяемый параметр	Область применения
1	2	3
Электрически й каротаж	Удельное сопротивление пласта в его прискважинной части	Литологическое расчленение разреза; оценка мощности пластов, их насыщенности и подсчетных параметров
ПС	Потенциал естественного электрического поля по скважине	Литологическое расчленение разреза, корреляция разрезов
Радиоактивный каротаж А) гамма-гамма-каротаж Б) нейтронный каротаж (НГК, ННКТ, ИНК, ННКН)	γ- активность пород Замедляющие и поглощающие нейтронные свойства пород, определяемые в основном их водородосодержанием и содержанием элементов с аномальными нейтронными свойствами (бор, хлор и т.п.)	Литологическое расчленение разреза, корреляция разрезов, определение природы радиоактивных элементов в породе Литологическое расчленение разреза; оценка пористости и насыщенности пластов, а также их изменений в прискважинной части; локализация нефте- и газоотдающих пластов при опробовании и испытании скважин
В) гамма-гамма-каротаж	Плотность	Оценка пористости и плотности пластов; контроль качества цементации, толщины обсадной колонны; определение плотности флюидов в скважине
Г) каротаж наведенной активности	Присутствие и содержание элементов со значительным γ-излучением наведенной радиоактивности	Отбивка ВНК, применение ограничено
Д) применение радиоактивных изотопов	Увеличение радиоактивности	Контроль технического состояния скважин и проводимых в них технологических операций (гидроразрыв и т.д.), применение ограничено
Акустический каротаж	Скорости распространения продольных и поперечных волн, а также амплитуды их	Литологическое расчленение разреза; оценка пористости и насыщенности пластов, а также контроль за ее изменением в прискважинной части; контроль технического состояния скважин и

	затухания	проводимых в них технологических операций
--	-----------	---

Продолжение таблицы 2.3.17

Измерение диаметра и профиля скважин	Диаметр скважины	Подсчет объема затрубного пространства при определении необходимого количества цемента при цементировании скважины; контроль состояния ствола скважины; получение исходных данных для интерпретации ЭК и РК; уточнение геологического разреза скважины
Измерение искривления скважин	Угол и направление отклонения	Контроль за направлением ствола скважины; уточнение глубин залегания пластов
Газовый каротаж	Содержание углеводородных газов в буровом растворе и в шламе	Выделение пластов, содержащих нефть и газ
Термокаротаж	Температура	Определение температуры пород в скважине и геотермического градиента; контроль технологических операций в скважине (высота подъема цемента, выделение интервалов закачки флюидов в пласты и т.д.); определение интервалов затрубного движения флюидов; выделение интервалов притока в скважину газа, нефти, воды; контроль за эксплуатацией месторождений нефти и газа (выявление интервалов прорыва закачиваемых вод и т.п.)
Ядерно-магнитный каротаж	Содержание несвязанной жидкости в поровом пространстве породы	Выделение нефте-, газо- и водонасыщенных пластов с гранулярной или кавернозной пористостью при отсутствии в них начального градиента давления; оценка пористости нефте- и водонасыщенных пластов
Опробователи пластов	Состав и объем флюида, пластовое давление	Выделение нефте-, газо- и водонасыщенных пластов и определение пластового давления
Определение дебита и профиля приемистости	Скорость движения флюидов в стволе скважины	Выделение работающих нефте-, газо-, водонасыщенных пластов и определение поинтервального дебита; контроль за поступлением воды при закачке
Люминесцентный каротаж	Скорость бурения	Выделение пластов, содержащих нефть; разделение нефте- и газонасыщенных пластов
Механический каротаж	Скорость бурения	Приближенное литологическое расчленение разреза
Определение наклона пластов	Амплитуда ПС или сопротивление, угол и направление отклонения оси	

	скважины от вертикали	
--	-----------------------	--

Комплекс ГИС, выполняемый в глубоких скважинах Узбекистана

Таблица 2.3.18.

№ пп	Скважины	Комплекс ГИС в масштабе 1:500	Задачи, им решаемые	Комплекс ГИС в масштабе 1:200	Задачи им решаемые
В необсаженном стволе скважины					
1. 1	Параметрически е, поисковые, разведочные, специальные	Ст.каротаж, КС, ПС, ГК, профилеметри я, инклинометри я. В ин-ле залегания гидрохим. осадков, НГК, ГГК, АК	Литолаг. расч. разреза, выдел. стратигр. и промыс. горизонто в, опред. прихв. искривл. ствола и т.д.	МКЗ, ДС, ПС, БМК, БК, ИК, НГК, ГК, АК, ГГК, БКЗ, ОПК	Выделение в разрезе коллекторов , оценка характера их насыщения, оценка коллект. свойств
1. 2	Параметрически е, поисковые, специальные	АК, ГГК, НГК, БК в спец. утв.списке скважин	Для решения задач прямых поисков	-«-	-«-
1. 3	Разведочные, специальные	-	-	Временны е замеры ИК, БК, ОПК, ЯМК а также весь указанный в п 1.1. комплекс ГИС	Выделение коллекторов со сложной структурой порового пространств а
1. 4	-«-	-	-	-«-	Уточнение граничных значений пористости ГНК, ГВК, ВНК.

Продолжение таблицы 2.3.18

В обсаженном стволе					
1.1	Параметрические, разведочные, специальные, поисковые	Термометрия АКЦ, ОЦК, РК	Для опред. геометр. град. оценки, сост. цемент. камня Привязки ин-ла перфорации	-	-
2.2	Поисковые, разведочные	-	-	Временные замеры НГК	Выделение газонасыщ. пластов в разрезе
2.3	Разведочные, специальные		-	Временные замеры ИННК, НГК	Для уточнения положения ГВК, ГНК, ВНК
2.4	По спецсписку, параметрические, поисковые, разведочные, специальные	ВСП	Для решения задач прямых поисков.	-	-

2.3.7.2.3. Геохимические исследования

Геохимические исследования в скважинах осуществляются путем исследования проб бурового раствора, отобранных на устье, путем хроматографического анализа. Этот способ получил название газового каротажа. Газовый каротаж проводится как в процессе бурения, так и после бурения при промывке скважин.

2.3.7.2.4. Проектирование геофизических и геохимических исследований в скважинах

В соответствии с изложенными в разделах 2.3.7.2.1, 2.3.7.2.2 сведениями о возможностях ГИС, осуществляется проектирование этих исследований в глубоких скважинах.

В этом разделе проекта должны быть представлены:

- комплекс геофизических исследований скважин в соответствии с технической инструкцией и обязательным комплексом, разработанным для конкретного района;
- основные, дополнительные и специальные методы, определяемые геологическими задачами, геолого-геофизической характеристикой разреза и условиями измерений;
- обоснование отклонений от обязательного комплекса;
- сведения по проектируемому комплексу ГИС по разделам, определяющим их целевое назначение.

2.3.7.3. Вскрытие, опробование и испытание продуктивных горизонтов

2.3.7.3.1. Цели работ

Опробовательские работы в скважинах проводятся с целью извлечения пластовых флюидов и газов из потенциально продуктивных пластов с последующим определением их качества и количества. Испытания продуктивных пластов должны проводиться в условиях их изоляции от соседних пластов и свободного доступа пластовых флюидов в систему труб, обеспечивающих подъем жидкости и газов к устью скважины. В процессе испытания и пробной эксплуатации скважин проводится комплекс исследований с целью оценки запасов, добычных возможностей месторождения и подготовки его к промышленной разработке.

В скважинах отдельно по залежам должны быть определены суточные дебиты нефти, газа, конденсата и воды на разных режимах работы, дифференцированно коэффициенты продуктивности, статические уровни, пластовые и забойные давления и пластовые температуры. Кроме того, должен быть произведен отбор глубинных проб нефти, а также отбор проб газа и конденсата методом промышленных отборов газов при промысловых исследованиях на газоконденсатность. При значительной литологической изменчивости (или большой мощности) продуктивного пласта опробование производится по узким интервалам с учетом различий их промыслово-геофизической характеристики и фильтрационно-емкостных свойств.

По каждой из залежей, имеющей промышленное значение, должно быть проведено исследование отдельных скважин на приток, расположенных на различных гипсометрических отметках и в различных частях оцениваемой площади, с целью получения эксплуатационной характеристики пласта, необходимой для составления технологических схем опытно-промышленной эксплуатации и промышленной разработки.

2.3.7.3.2. Вскрытие продуктивных горизонтов в процессе бурения

При вскрытии потенциально продуктивных пластов-коллекторов в процессе проведения поисково-разведочных работ необходимо:

- сохранение нормальных условий проведения комплекса геофизических и геохимических исследований, предназначенных для выделения нефтегазоносных объектов;
- создание удовлетворительных условий испытания скважин в открытом стволе и в колонне.

Основным и обязательным условием, которому должна удовлетворять техника и технология вскрытия продуктивных горизонтов в процессе бурения поисковых и разведочных скважин, является максимально возможное сохранение естественного состояния продуктивных пород отбираемого керна, а также сохранение гидродинамической связи между скважиной и пластом.

Другим обязательным условием, которому должна удовлетворять техника и технология вскрытия продуктивных горизонтов, должно быть выполнение комплекса мероприятий, обеспечивающего безаварийную проводку скважины и предотвращение возможных осложнений, возникающих в процессе бурения.

Выполнение условий вскрытия продуктивных горизонтов, когда обоснованно выбраны способы вскрытия пласта бурением (ротаторный, турбинный), вид, состав и параметры промывочного агента (воздух, пена, вода, глинистый раствор, раствор на углеводородной основе), конструкция скважины и необходимое оборудование, предусматривающее своевременную очистку промывочной жидкости и ее дегазацию при оптимальном режиме бурения.

Выбор мероприятий, предотвращающих возникновение аварий и осложнений в процессе вскрытия продуктивных горизонтов, конструкции скважин и необходимого ассортимента наземного оборудования, схемы

обвязки его определяется соответствующими правилами и инструкциями.

При вскрытии продуктивных горизонтов целесообразно применение промывочных жидкостей, обладающих пониженной способностью взаимодействия с разбураемыми глинами (жидкостей, обладающих ингибирующим действием). К ним относятся промывочные жидкости на водной основе, содержащие растворенный хлористый кальций (хлоркальциевые, высоко кальциевые, известковистые; хлорнатриевые и хлоркалийевые), алюминатные, содержащие гидроокислы двухвалентных металлов («солегли»), содержащие гидрофобизирующие поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Общими требованиями к промывочной жидкости, используемой при вскрытии продуктивных горизонтов, являются: минимальная водоотдача, обеспечивающая наименьшее загрязнение коллектора фильтратом; минимально допустимая плотность, обеспечивающая наименьшее для каждого конкретного случая превышение давления над пластовым; минимальное содержание твердой дисперсной фазы, в первую очередь утяжелителя, и наиболее трудно удаляемых из компонентов глинистого раствора.

Проектирование технологии вскрытия продуктивных горизонтов на поисковом этапе, учитывающей условия, отмеченные в настоящих указаниях, и удовлетворяющей перечисленным требованиям, производится на основе результатов геофизических исследований, выполненных на стадии выделения перспективных интервалов, по аналогии с известными месторождениями, обладающими сходными геолого-промысловыми характеристиками, а также на основе результатов региональных геолого-геофизических работ, выполненных в данном районе.

Выбор технологических параметров первичного вскрытия перспективных интервалов геологического разреза на поисковом этапе работ должен быть направлен на обеспечение оптимальных условий проведения в скважинах геофизических исследований, предусмотренных в действующих

правилах, и на получение представительного материала, что является необходимым условием обоснованного выделения потенциально продуктивных объектов, намеченных для проведения гидродинамических исследований с помощью пластоиспытателей (ИП) и опробователей пластов на кабель – канате (ОПК) в процессе бурения.

Проектирование технологии вскрытия продуктивных горизонтов на разведочном этапе производится на основе данных, накопленных при бурении и испытании скважин, пробуренных на площади на поисковом этапе.

Выбор технологических параметров вскрытия бурением потенциально продуктивных интервалов геологического разреза на разведочном этапе работ должен способствовать созданию необходимых условий для получения наиболее полной и достоверностей геофизической информации при использовании комплекса скважинных методов исследований, применяемых в глубоких скважинах, и одновременно с этим обеспечивать максимальное сохранение фильтрационных характеристик пластов в прискважинной зоне, что необходимо для успешного проведения работ по испытанию скважин в открытом стволе с выполнением полного комплекса гидродинамических исследований выделенных объектов.

Основными показателями соответствия выбранной технологии вскрытия геолого-физическим свойствам пород-коллекторов и физико-химическим особенностям насыщающих их пластовых флюидов являются отсутствие осложнений в стволе скважины при разбуривании соответствующих интервалов разреза и минимальная степень воздействия процессов бурения и сопутствующих ему вспомогательных операций на гидродинамические параметры и продуктивность пластов.

Таким образом, нефтяные и газовые пласты должны вскрываться на промывочной жидкости, исключаяющей возможность проникновения в пласт фильтрата бурового раствора и создающей минимальное противодавления в пласт. При несоблюдении этих условий может произойти значительное

снижение продуктивности скважины, а в ряде случаев продуктивный пласт может быть пропущен. На практике нередки случаи, когда при вскрытии нефтяных или газовых пластов были обильные нефтегазопроявления, а в процессе испытания из скважины не удавалось получить значительных дебитов нефти или газа. Зафиксированы случаи, когда при бурении скважин были выбросы нефти или газа, а при ее испытании притока получить не удавалось. Это явление наиболее характерно для коллекторов, имеющих низкую проницаемость и пористость, и продуктивных пластов, залегающих на больших глубинах.

2.3.7.3.3. Опробование и испытание пластов в процессе бурения скважин

Опробование и испытание пластов в процессе бурения трубными испытателями проводятся с целью выявления нефтегазоносности пластов, отбора и исследования пластовых флюидов с установлением их физико-химических свойств, определения гидродинамических параметров объектов испытания, определения границ ВНК, ГВК, ГНК и др.

Данные, полученные при испытании и опробовании пластов в процессе бурения, используются главным образом для установления факта продуктивности (или водоносности) и при оперативной оценке запасов нефти и газа.

Испытание поисково-разведочных скважин испытателями пластов должно выполняться в соответствии с проектами поисковых работ или разведки месторождения и техническими проектами на бурение скважин, с соблюдением единых технических правил на бурение и инструкции по испытанию скважин трубными испытателями пластов.

Выбор объектов испытания, количество спусков ИП зависят от степени изученности объекта и технологического состояния ствола скважины.

На стадии поиска и оценки месторождений рекомендуется применять опробование в процессе бурения более широко, чем на стадии скважины.

Проведение работ с испытателем пластов наиболее эффективно при максимальном сокращении времени между вскрытием пласта бурением и началом испытания.

Для каждого намеченного к испытанию объекта составляется план проведения работ, который утверждается геологической и технологической службами предприятия.

План проведения работ по испытанию скважин в процессе бурения с ИП должен содержать следующие основные сведения:

- необходимый и достаточный комплекс геофизических исследований до и после проведения работ с испытателем пластов;
- интервал и скорости проработки ствола скважины перед испытанием;
- интервал ствола скважины, подлежащий испытанию;
- тип испытательного инструмента и его компоновка;
- обвязка устья при испытании;
- технологические параметры проведения испытания и др.

По результатам испытания пласта составляется акт по установленной форме, отражающий результаты проведенных работ.

Для экспресс-оценки характера насыщения пластов используются опробователи пластов, спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

Опробователи пластов на каротажном кабеле предназначены для отбора пластового флюида в основном из пластов с гранулярным типом пористости, выяснения характера их насыщения, определения эффективных мощностей, отбивки границ ВНК, ГВК, ГНК.

Испытатели пластов на бурильных трубах и опробователи на каротажном кабеле должны сочетаться в комплексе работ по испытанию скважин в процессе бурения в зависимости от конкретных геолого-технических условий и поставленных задач.

2.3.7.3.4. Вскрытие пластов – коллекторов в процессе испытания в обсаженном стволе

Перфорация обсадной колонны производится для восстановления, для сообщения скважины с пластом после спуска и цементирования эксплуатационной колонны.

Вскрытие пластов должно осуществляться на растворах либо с такими же параметрами, как и при бурении, либо с улучшенными характеристиками (снижение плотности, вязкости, водоотдачи и т.д.) для уменьшения степени загрязнения призабойной части пласта.

Поэтому при проектировании глубокого бурения при выборе параметров ПЖ следует ориентироваться на параметры ПЖ, принятые при бурении.

2.3.7.3.5. Испытание скважин в стволе, обсаженном эксплуатационной колонной

Работы по испытанию скважин в эксплуатационной колонне проводятся согласно проектам на строительство скважин и планам их испытания, в которых должен быть указан объем работ по испытанию пластов с учетом назначения скважины и характеристики вскрытого разреза.

Проектом работ на строительство скважины должны быть определены допустимые пределы нагрузок, натяжек и снижения уровня жидкости для обсадной колонны с учетом условий испытания.

Запрещается проводить испытание в недопустимых пределах давлений, депрессий, температур и натяжек на эксплуатационную колонну.

Запрещается испытывать объекты при отсутствии цемента за колонной против намеченных к испытанию интервалов за исключением случаев, когда забой оборудован фильтром или специально оставлен открытым.

Продуктивные пласты, перекрываемые промежуточной колонной, как правило, испытываются в процессе бурения до спуска эксплуатационной колонны.

План по испытанию составляется нефтеразведочной организацией и утверждается главным геологом.

На основании плана по испытанию нефтеразведочной экспедицией составляется комплексный план работ с указанием методов и сроков испытания (в зависимости от глубины, количества объектов, техники и технологии) и ответственных исполнителей по каждому виду работ, утвержденный руководством этой экспедиции.

Дополнительные работы (например, дополнительные геофизические исследования, эффективные для решения геологических задач, или работы по интенсификации притока - гидроразрыв, кислотная обработка призабойной зоны и др.), необходимость в проведении которых может возникнуть в процессе испытания, должны вноситься в комплексный план работ в установленном порядке.

Перед проведением испытания должны быть смонтированы, закреплены якорями и опрессованы линии для ствола пластовой жидкости или газа от устья скважины на расстояние, предусмотренное «Правилами пожарной безопасности».

Фонтанная арматура до установки на скважине должна быть отпрессована на пробное давление, указываемое в паспорте. После монтажа в соответствии с действующими инструкциями она подвергается повторной опрессовке при закрытых центральной и концевых задвижках. Результаты испытания оформляются актом.

Работы по монтажу колонных головок проводятся в соответствии с действующими инструкциями. Если устье скважины не оборудовано превентором, то должно быть установлено другое герметизирующее устройство.

Перед проведением испытания для сбора или сжигания нефти должны быть оборудованы нефтяные емкости или нефтяной амбар на расстоянии не менее 150м от устья.

При продувке или работе скважины выпускаемый газ должен

сжигаться на факеле.

В целях предупреждения открытого газонефтяного фонтана на буровой должен быть запас глинистого раствора соответствующего качества в количестве не менее 2 объемов скважины.

Независимо от способов возбуждения притока испытания объектов производятся «снизу-вверх».

При значительной литологической изменчивости и большой мощности продуктивного пласта испытание производится по интервалам с учетом различий их промыслово-геофизической характеристики и типов пород-коллекторов; наряду с этим при испытании в колонне пообъектно должны быть изучены подошвенные и краевые пластовые воды, определены их гидродинамические особенности, а также уточнены положения газоводяных, газонефтяных и водонефтяных контактов.

При получении воды из нефтегазосодержащих пластов в скважинах, находящихся в контуре нефтегазоносной площади, необходимо провести работы по определению места притока воды и выяснить причины проникновения ее в скважину.

Выбор метода вскрытия объекта в колонне с помощью перфорацией в каждом отдельном случае производится исходя из конструкции скважины в интервале испытания, пластовой температуры, типа пород-коллекторов с учетом применяемых методов испытания и исследования, а также возможности возврата на вышележащие пласты.

Плотность вскрытия объектов испытания перфорации для каждого района устанавливается опытным путем, исходя из необходимости обеспечения соответствующей пропускной способности фильтра, максимальной производительности пласта, и обосновывается техническим проектом.

Перфорация скважины во избежание аварий и открытого фонтанирования производится в соответствии с «Правилами техники безопасности в нефтегазодобывающей промышленности» и «Едиными

правилами безопасности при ведении прострелочно-взрывных работ».

Возбуждение притока из объекта испытания производится при опущенных в скважину трубах, герметизированном устье и смонтированных выкидных и продувочных линиях.

Возбуждение притока на газонефтяных скважинах производится только в течение светлого времени суток.

Испытание в обсаженном стволе промышленно нефтегазоносного пласта производится обще известными методами (замена глинистого раствора на более легкую жидкость, снижение уровня скважинной жидкости способом аэризации и т.д.).

Для обеспечения беспрепятственного спуска пластоиспытателя проходимость его в колонне должна быть проверена предварительным спуском шаблона с диаметром, соответствующим диаметру резинового элемента пластоиспытателя.

Подготовка пластоиспытателя к спуску в скважину должна осуществляться в соответствии с правилами подготовки испытательного инструмента в не обсаженных скважинах. В целях обеспечения более надежной герметизации резьбовых соединений и их достаточного запаса прочности на растяжение спуск пластоиспытателя желательно производить на бурильных трубах.

Исследования объектов производятся в соответствии с действующими «Инструкциями по исследованиям нефтяных, газовых, газоконденсатных и водяных скважин», а также в соответствии с «Инструкцией по испытанию скважин с помощью трубных пластоиспытателей».

При получении низких дебитов в процессе испытания пластов в обсаженных скважинах оценка промышленной нефтегазоносности производится после применения методов обработки и воздействия на призабойную зону. Применяются следующие методы обработки пласта и воздействия: а) гидропескоструйная, канальная или щелевая перфорация для устойчивых коллекторов, представленных как песчаниками, так и

карбонатными породами (пористыми, кавернозными и трещиноватыми); б) метод переменных давлений для устойчивых коллекторов всех типов; в) различные виды кислотных обработок для коллекторов, представленных карбонатными породами, а также песчаниками с большим содержанием карбонатного цемента; г) термокислотная и термохимическая обработка для коллекторов, представленных доломитами, доломитизированными известняками, а также песчаниками с большим содержанием карбонатного цемента; д) гидравлический разрыв для устойчивых коллекторов всех типов и литологических разновидностей, а также гидрокислотный разрыв для коллекторов, представленных карбонатными или карбонатизированными породами; е) разрыв пласта давлением пороховых газов для устойчивых пород-коллекторов, способных к упругой деформации.

Каждая обработка производится по индивидуальному плану, составленному в соответствии с действующими инструкциями и методическими руководствами (указаниями) по применению выбранного метода с учетом местных условий.

Определение пластового давления и пластовой температуры в нефтяных скважинах осуществляется путем прямого измерения с помощью протарированных глубинных манометров и термометров. В случае применения пластоиспытателей определение пластового давления допускается путем экстраполяции кривых восстановления давления.

Измерения пластовых и статических давлений в газовых скважинах, снятие кривых нарастания давления и зависимостей дебит-давление должны производиться высокоточными приборами.

По каждой из залежей, имеющей промышленное значение, по отдельным скважинам, расположенным на различных гипсометрических отметках и в различных частях оцениваемой площади, должно быть осуществлено исследование с целью получения исходных данных для составления технологических схем и проектов разработки.

С целью определения газо-гидродинамической связи

нефтегазосодержащих пластов по площади и разрезу (особенно по месторождениям II группы) необходимо проводить исследования в соответствии с требованиями действующей "Инструкции по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин".

В случае одновременного вскрытия в обсаженной скважине нескольких пластов-коллекторов исследование методом установившихся отборов должно производиться применением глубинных дебитометров с целью определения продуктивности каждого пропластка в отдельности, а в случае одновременного притока нефти с водой - с применением глубинных влагомеров.

При испытании и исследовании отдельных объектов в скважинах, обсаженных эксплуатационной колонной, должен быть произведен отбор глубинных проб нефти и воды, а также отбор газа и конденсата методом промышленных отборов газа при исследованиях на газоконденсатность. Количество отбираемых глубинных проб нефти и воды должно быть не менее трех, причем отбор считается качественным, если их характеристики не менее чем по двум пробам окажутся идентичными.

По результатам испытания и пробной эксплуатации по отобранным пробам пластовой жидкости, газа и конденсата должны быть определены:

- для нефти: фракционный и групповой состав, содержание силикагелевых смол, масел, асфальтенов, парафинов, серы, а также вязкость и плотность (вязкость и плотность определяются как в поверхностных при температуре 20⁰С и давлении в 0,1 МПа, так и в пластовых условиях), давление насыщения, газосодержащие, изменение объема и вязкости нефти при различных давлениях в пластовых и поверхностных условиях, коэффициенты упругости; при отборе глубинных проб забойные давления и температура, газовый фактор;

- для газа, растворенного в нефти, и свободного газа: плотность по воздуху, теплота сгорания, химический состав (содержание в объемных процентах метана, этана, пропана, бутана, пентанов, гексанов и более

тяжелых углеводородов, а также гелия, сероводорода, углекислоты, азота и др.) давление начала конденсации пластового газа при пластовой температуре;

- для конденсата: потенциальное содержание, фракционный состав, групповой состав, содержание серы, а также плотность и вязкость при температура 20⁰С и давлении 0,1МПа, конденсатогазовый фактор (выход конденсата) в граммах на 1 м³ от сепарированного газа при различных режимах сепарации, давление максимальной конденсации;

- для пластовой воды полный химический состав, включая определение ценных попутных компонентов (йода, брома, бора, лития и других элементов), количество и состав растворенного в воде газа, его упругость, температура и электрическое сопротивление.

Испытание и исследование очередного вышележащего объекта осуществляются после проведения работ по изоляции предыдущего.

После установки цементного моста он должен быть испытан на герметичность путем снижения гидростатического давления столба промывочной жидкости на величину, большую заданной депрессии при испытании следующего объекта, а также проверен на прочность путем передачи на мост нагрузки бурильными или насосно-компрессорными трубами со специально оборудованным низом.

По окончании работ по испытанию скважины консервация или ее ликвидация осуществляется в соответствии с действующими "Положением о порядке временной консервации нефтяных и газовых скважин, находящихся в строительстве", "Положением о порядке ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списании затрат на их сооружение", а также "Инструкцией по оборудованию устьев и стволов опорных, параметрических, поисковых, разведочных, наблюдательных, нагнетательных и специальных скважин при их ликвидации или консервации".

2.3.7.3.6. Проектирование работ по опробованию и испытанию скважин

Исходя из вышеизложенного в проекте глубокого бурения при проектировании этих работ должно быть отражено следующее.

Опробование пластов в процессе бурения трубными испытателями. Возможно нефтегазоносные интервалы, а также основные водоносные горизонты, приуроченные к региональным нефтегазоносным толщам или представляющие интерес для исследования гидрогеологических условий района.

Условия опробования в открытом стволе с соблюдением единых технических правил и инструкций по испытанию скважин трубными испытателями пластов. Система исследований "каротаж-испытание-каротаж". Методы обработки и воздействия на опробуемые объекты при получении низких дебитов в процессе испытания.

Отбор проб опробователем на каротажном кабеле (ОПК). Перспективные объекты, продуктивность которых определена по ГИС, а также водоносные горизонты, представляющие интерес для геологического исследования.

Условия опробования пластов, аппаратура, режим работы ("опробование", "исследование" - гидродинамический каротаж). Количество точек опробования исследования на один объект изучения. Комплекс ГИС для привязки ОПК.

Испытание скважин в эксплуатационной колонне. В проекте должны быть указаны интервалы испытания скважин в эксплуатационной колонне, метод вскрытия объектов в колонне. При перфорации указывается метод перфорации, тип перфоратора, плотность перфорации, привязка интервала перфорации.

Должен быть приведен способ контроля процесса вскрытия интервала и способ вызова притока. Методы исследования и методы обработки и воздействия на испытываемые объекты при получении низких дебитов в процессе испытания.

Для каждого объекта должны быть обеспечены исследования при получении нефти, газа и воды 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.

2.3.8. Составление геолого-технического наряда

Перед началом бурения скважины составляется геолого-технический наряд. Наряд является основным документом буровой бригады, которым она руководствуется в процессе работы. В геолого-техническом наряде указывается перечень всех мероприятий, выполнение, которых является обязательным для буровой бригады. Поэтому необходимо перед началом бурения детально ознакомить весь состав буровой бригады с содержанием наряда и задачами бурения данной скважины. В процессе бурения геолог уточняет наряд по фактическим данным.

В геологической части наряда рядом с проектным разрезом скважины составляется графа для занесения фактического материала по разрезу пробуренных пород. Далее указываются ожидаемые углы падения пород, конструкция скважины, проектный комплекс геолого-промысловых и промыслово-геофизических работ (глубины отбора грунта, шлама и проб бурового раствора, комплекс геофизических измерений и интервалы их проведения). В наряде необходимо предусмотреть категории крепости пород (крепкие, твердые, средние, мягкие); глубины, на которых возможны осложнения (выбросы, обвалы, поглощения, прихваты и пр.); положение газо-нефтеносных объектов; их вскрытие и опробование в процессе бурения

испытателем пластов или в интервалах перфорации колонны; число перфорационных отверстий; характеристику основных водоносных горизонтов; данные об ожидаемых пластовых давлениях и т.п.

В технической части наряда в соответствии с геологическими данными должны быть указаны: тип и размер долот; режим бурения; качество бурового раствора; метод испытания водозакрывающей колонны и т.п. При бурении наклонно направленных скважин в геолого-техническом наряде необходимо предусмотреть более частые, чем при проведении вертикальных скважин, замеры угла и азимута направления ствола (через каждые 25-50 м).

Если пробуренные скважины дали небольшой вынос образцов, отобранных колонковым долотом, то следует предусмотреть применение бокового грунтоноса.

Геолог, контролирующий бурение скважины, должен тщательно следить за выполнением всех намеченных в геолого-техническом наряде исследований. В таблице 2.3.19 приведен пример геолого-технического наряда, который в деталях может дополняться и изменяться в соответствии с требованиями технологии бурения скважин.

В геолого-технический наряд также заносятся все данные о литологии разреза, которая определяется на основе проектируемого геологического строения площади и проектного литолого-стратиграфического разреза, составленного на данную скважину. А в разделах геологической части заносятся все данные из методической части о пластовых давлениях, температурах, конструкции скважин и т.д., о чем уже было сказано выше.

Геолого-технический наряд составляется после написания "Методической части" проекта глубокого бурения и сводит воедино всю информацию этой части проекта.

Как правило, геологическая часть заполняется при составлении геологического проекта глубокого бурения, а техническая - при составлении технического проекта.

В таблицах 2.3.19 и 2.3.20 представлены образцы ГТН в зависимости от

имеющейся информации.

Просмотрев все разделы этого ГТН вы получите представление о том, какая информация конкретно заносится в ГТН и в каком виде она представляется.

Следует также указать, что, в зависимости от назначения скважины, комплекса геолого-геофизических исследований в ней и технической оснащённости бурения, отдельные графы ГТН могут быть исключены, а включены дополнительные, содержащие необходимую информацию. Все изменения комплекса исследований, технологии бурения, конструкции скважины и т.д. должны быть отражены в "Методической части" проекта.

Вопросы к главе:

- 1) Проектирование интервалов отбора керна и шлама в зависимости от задач глубокого бурения.
- 2) Документация керна и шлама.
- 3) Задачи геофизических исследований скважин.
- 4) Типовой и дополнительный комплекс ГИС.
- 5) Проектирование геофизических и геохимических исследований в скважинах.
- 6) Опробование и испытание пластов в процессе бурения, проектирование интервалов.
- 7) Проектирование интервалов испытания скважин в эксплуатационной колонне.
- 8) Составление ГТН.

Таблица 2.3.19

Геолого-технический наряд

Геологическая организация _____
 Буровая организация _____ Проектная глубина, м _____
 Площадь, месторождение _____
 Скважина № _____ Проектный горизонт _____
 Цель бурения _____
 (Только для эксплуатационных скважин) ожидаемый дебит м³/сут (тн/сут) _____
 Начало бурения _____
 Окончание бурения _____
 Продолжительность бурения _____
 Скорость бурения, м/ст-мес _____

1	Глубина в масштабе, м	2	стратиграфия	3	Литологический проектный разрез	4	Предполагаемый угол падения пород, град.	5	Интервалы проходы с отбором керна и шлама, м	6	Конструкция скважины, способ испытания герметичности и закрытия воды, число отверстий, высота подъема цемента	7	Глубина замера кривизны (м), каротаж и прочие электрометрические работы	8	Интервалы глубин, на которых могут ожидатьсь нефтегазопроводяения, обвалы поглощения, потери, циркуляции и др.	9	Качество глинистого раствора, глубина отбора проб	10	Крепость пород по проекту	Техническая часть										19	Примечание																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															</

Дата составления наряда _____
 Главный геолог геологической организации _____
 Главный инженер буровой организации _____

2.3.9. Лабораторные исследования керна, шлама, пластовых флюидов, бурового и тампонажного растворов

В процессе бурения глубоких скважин производится отбор керна и пластовых флюидов.

Кроме того, для контроля за свойствами бурового раствора и тампонажного раствора для предотвращения осложнений в процессе бурения и крепления скважин необходим периодический отбор и исследование проб этих растворов.

Исследования керна производятся в специализированных лабораториях.

Исследования пластовых флюидов производятся также в специализированных лабораториях и специализированными подразделениями как непосредственно на буровой, так и в лабораторных условиях.

Исследования бурового и тампонажного растворов производятся в специализированных лабораториях инженерно-технической службы буровой организации.

Комплекс лабораторных исследований должен обеспечить решение задач глубокого бурения.

2.3.9.1. Исследования керна и шлама

Лабораторные исследования керна должны способствовать решению следующих задач:

- определение литологического строения разреза, вскрываемого скважиной;
- стратификация литологических комплексов в разрезе;
- определение физических свойств пород;
- определение коллекторских свойств пород;

- построение петрофизических зависимостей типа «керна-керна» и «керна-ГИС» для обработки и интерпретации данных ГИС;

- изучение содержания рассеянного органического вещества и нефтегазонасыщенности разреза для выделения нефтегазопродуцирующих и нефтегазосодержащих горизонтов и т.д.

Для решения этих задач специализированные лаборатории оснащаются приборами и оборудованием, позволяющим выполнить широкий круг анализов, результаты которых обеспечивают решение вышеперечисленных задач.

Лабораторные исследования керна выполняются на образцах, отбираемых из вынесенного керна.

Из отобранных образцов выпиливаются либо цилиндры высотой и диаметром 3см, либо кубики со стороной ребра 3 см (форма зависит от типов держателей, установленных на приборах).

Частота отбора образцов на лабораторные исследования составляет 3 образца на 1 м вынесенного керна и может быть увеличена в случае необходимости.

Кроме того, из отобранных образцов для изучения под микроскопом изготавливаются прозрачные (толщина пластинки 2-3мм) и полупрозрачные (толщина пластинки 5-8мм) шлифы.

Аналогичным образом могут быть отобраны и исследованы образцы шлама при выносе достаточно больших кусков породы.

Основными видами исследований керна и шлама являются:

- макро- и микроописание образцов;
- палеонтологические исследования;
- механический и гранулометрический анализ;
- химический анализ;
- люминесцентный анализ;
- химико-битуминологический анализ и определение РОВ;
- силикатный анализ;

- термический анализ;
- электронно-микроскопический анализ;
- рентгено-структурный анализ;
- определение пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности;
- определение удельного сопротивления, интервального времени пробега продольной и поперечной волны;
- определение естественной радиоактивности и содержания радиоактивных элементов;
- определение удельного сопротивления газо-, нефтенасыщенных пород при разной степени насыщения их углеводородами;
- определение вытеснения газа и нефти из образцов под давлением воды, воды газом, нефти – газом и т.д.

Виды и объемы исследований керна и шлама определяются в каждом конкретном случае в зависимости от целей и задач глубокого бурения.

Следует отметить, что для статистической обработки и построения петрофизических зависимостей наиболее оптимальной является выборка из 50 определений во всем диапазоне изменения изучаемых параметров.

Построение зависимостей и статистическая обработка возможны при наличии не менее 15 определений во всем диапазоне изменения.

2.3.9.2. Лабораторные исследования пластовых флюидов

Лабораторные исследования пластовых флюидов проводят для:

- определения химического состава нефти, газа, конденсата и пластовой воды и выявления содержания в них попутных компонентов, представляющих промышленный интерес;
- определения фракционного и группового состава нефти и конденсата;
- определения плотности и т.д.

Лабораторные исследования проводятся с целью определения физико-

химических свойств пластовых флюидов, необходимых для оценки промышленной значимости выявленных залежей УВ и определения параметров их разработки.

На лабораторные исследования в процессе опробования и испытаний производится отбор проб флюидов:

- из гидрогеологических объектов в объеме 2,5 л на каждый интервал для общего анализа и 1 л для специальных анализов;
- из газоконденсатных объектов пробы газа в объеме 10л и конденсата 5л из каждого интервала для общего анализа, а для изучения газоконденсатной характеристики залежи в объеме 1 баллон газа и 2 контейнера конденсата;
- из нефтяных объектов в объеме 2,5 л нефти из каждого интервала для общего анализа и 200л для изучения ее товарных свойств.

Лабораторные исследования пластовых вод включают:

- химический анализ, в т.ч. определение содержания попутных компонентов (йод, бром и т.д.);
- газонасыщенность пластовых вод. Лабораторные исследования углеводородов включают:
 - определение покомпонентного состава газа, конденсата, нефти;
 - определение плотности и удельного веса;
 - определение содержания сопутствующих компонентов;
 - определение температуры горения и теплотворной способности.

2.3.9.3. Исследования тампонажного и бурового растворов

Исследования этих растворов проводятся периодически.

При лабораторных исследованиях буровых растворов определяются:

- плотность бурового раствора;
- водоотдача и толщина глинистой корки;
- вязкость и статическое напряжение сдвига;

- кислотность (рН);
- структурные свойства.

При лабораторных исследованиях тампонажных растворов определяются:

- плотность;
- соотношение глины и цемента (состав раствора);
- время застывания раствора в условиях пластовых температур и т.д.

Контроль параметров бурового и тампонажного растворов необходим для предотвращения осложнений в процессе бурения и крепления скважин.

2.3.9.4. Проектирование лабораторных исследований

При проектировании лабораторных исследований должно быть указано следующее.

Виды и объемы лабораторных исследований керна, шлама, образцов пород, отобранных боковым грунтоносом, и пластовых флюидов, необходимые для получения подсчетных параметров и подготовки месторождения к разработке. Определение ФЕС. Палеонтологические, петрографо-минералогические, рентгеноструктурные, люминесцентно-битуминологические, петрофизические, термические и другие исследования керна и материала. Изучение физико-химических свойств и компонентного состава смесей УВ и воды в стандартных и пластовых условиях. Технологические пробы флюидов.

Данные о количестве образцов (проб) по каждому виду лабораторных исследований приводятся в специальной таблице.

Вопросы к главе:

- 1) Виды исследований керна и шлама.
- 2) Цель и виды исследований пластовых флюидов.
- 3) Исследование тампонажного и бурового растворов.

4) Проектирование лабораторных исследований.

2.3.10. Обоснование методики и объем проведения работ по попутным поискам

2.3.10.1. Цели и задачи работ

Попутные (массовые) поиски – это работы, направленные на выявление объектов в недрах, характеризующихся высоким содержанием радиоактивных элементов: урана, тория, трансурановых элементов и др., а также продуктов их распада (свинец и др.).

Попутные поиски проводятся на всех этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ.

Радиоактивные элементы в рассеянном виде присутствуют практически во всех горных породах и пластовых флюидах в незначительном количестве.

Однако есть некоторые породы, которые в силу их геологической природы содержат радиоактивные элементы в повышенном количестве, к таким породам относятся:

- все граниты, гранодиориты и гранитоиды;
- калийные соли, содержащие радиоактивный K^{+40} ;
- глины, на частицах которых адсорбируется значительное количество урана и тория;
- породы с высоким содержанием органического вещества.

Перечисленные типы горных пород образуются в разных геологических условиях, поэтому их наличие в разрезе дает геологическую информацию об условиях образования, а также о палеогеографии региона.

Кроме того, эти породы являются хорошими реперами, что позволяет повысить достоверность корреляции и стратификации разрезов.

Поэтому попутные поиски, кроме своего прямого назначения, являются еще и важным источником информации, необходимой при работах на нефть и газ.

В комплекс методов проведения попутных поисков в практике геологоразведочных работ на нефть и газ включены:

- промеры керна и шлама радиометром;
- проведение гамма каротажа от устья до забоя скважины;
- специальные радиогеологические исследования проб пластовых вод, отобранных опробователем на кабеле, при испытаниях испытателем пластов и в обсаженном стволе;
- исследования проб газа, нефти и конденсата на содержание радиоактивных элементов.

В Узбекистане в осадочной толще чехла имеется несколько опорных реперов, представленных породами, обладающими аномально высоким содержанием радиоактивных элементов:

- «сузакские глины» палеогена (на Устюрте это «кумский горизонт»), обогащенные органикой;
- пласты калийных солей в соляно-ангидритовой толще верхней юры в Амударьинском нефтегазоносном бассейне;
- пласты глинисто-карбонатных пород (гамма активная пачка), залегающие в кровле известняков верхней юры в Бешкентском прогибе (АНГБ);
- толща глинисто-карбонатных пород верхнего девона - нижнего карбона (каракудукская свита, Устюрт).

2.3.10.2. Обоснование проведения попутных поисков

Раздел «Попутные поиски» является предметом самостоятельного исследования.

В этом разделе обязательно для обоснования проведения этих работ должна быть представлена следующая информация:

- история изучения радиоактивности пород в изучаемом районе;
- основные результаты, полученные предыдущими исследователями;

- выявленные радиоактивные аномалии, ареалы их распространения и их характеристика;
- выявленные радиоактивные реперы, ареалы их распространения и их характеристика;
- прогноз наличия в разрезе проектных скважин радиоактивных аномалий и радиоактивных реперов;
- литолого-радиационная характеристика проектного разреза.

2.3.10.3. Проектирование работ по попутным поискам

При проектировании работ по попутным поискам должна быть дана оценка промышленного значения содержащихся в нефти, газе и конденсате радиоактивных элементов.

Определены методы и объем изучения радиоактивности разреза с целью выявления радиоактивных аномалий (гамма-каротаж по всему стволу скважины и радиометрический промер керна); попутные поиски пресных вод для хозяйственно-питьевого, технического и мелиоративного водоснабжения, а также минеральных и термальных вод для бальнеологических и теплоэнергетических целей. Определено наличие в пластовых водах и смесях УВ редких элементов (бора, брома, йода, гелия, лития, цезия, ванадия, рубидия, германия и др.). Указано использование ликвидированных глубоких скважин, давших при опробовании воду, для комплексных гидродинамических исследований и гидрогеологических исследований, в том числе и на изучение естественной радиоактивности пластовых вод в соответствии с Положением об использовании ликвидированных разведочных, поисковых, параметрических и опорных скважин, давших при опробовании воду, для комплексных гидродинамических исследований.

Перечислены требования к получению сведений о других полезных ископаемых: углях, горючих сланцах, железных и марганцевых рудах, цветных и редких металлах, строительных материалах, различных видах

сырья.

Вопросы к главе:

- 1) Цель массовых поисков.
- 2) Комплекс методов проведения попутных поисков.
- 3) Опорные реперы с высоким содержанием радиоактивных элементов в РУЗ.

2.3.11. Обработка материалов глубокого бурения

2.3.11.1. Первичная геологическая документации и отчетность

Документация по глубоким скважинам ведется постоянно от начала до завершения их строительства.

На каждую глубокую скважину заводится дело скважины, включающее:

- журнал описания керна и шлама по скважине;
- список образцов, отобранных на различные виды анализов, с указанием организации-исполнителя, времени отправления образцов и получения результатов анализов;
- результаты всех видов анализов керна, нефти, газа, воды и др.;
- сведения об объемах и комплексе геофизических исследований скважины с приложением заключений по их геологической интерпретации и каротажных диаграмм;
- технико-геологический журнал, отражающий условия проводки скважины, изменения режимов бурения, параметров промывочной жидкости, интервалы поглощения, обвалов, нефтегазопроявлений и др.;
- акты спуска и цементирования технической и эксплуатационной колонн с приложением анализов исследования качества цемента;
- акты на опробование и исследование скважин в процессе бурения и в

эксплуатационных колоннах по существующим формам;

- геологические разрез скважины в масштабе 1:500 с геофизической характеристикой всего вскрытого разреза;

- комплексный разрез продуктивных интервалов в масштабе 1:200 или 1:100 с нанесением геофизических и геологических данных, характеризующих строение пласта-коллектора, изученность емкостных и фильтрационных свойств и нефтегазонасыщенность.

Квартальная отчетность по поисково-разведочным работам на нефть и газ осуществляется в соответствии с формами, утвержденными ЦСУ.

Окончательный отчет по завершении поискового бурения на площади с выявленной промышленной нефтеносностью не составляется. Основные результаты работ поискового этапа отражаются в геологической части проекта разведки месторождения.

Окончательный отчет по завершении поискового бурения на площадях, оказавшихся непродуктивными или подлежащих длительной консервации по геолого-экономическим соображениям, составляется не более чем через год после прекращения поискового бурения. Отчет состоит из текста объемом до 100 машинописных страниц, графических и текстовых приложений и должен содержать исчерпывающую характеристику состояния геолого-геофизической изученности площади, методики проведения работ, стратиграфии и литолого-фациальных особенностей вскрытого разреза, тектонического строения, коллекторских и изолирующих свойств пород, нефтегазопроявлений, проявлений других полезных ископаемых и гидрогеологической обстановки.

Особое внимание в отчете необходимо уделять детальному освещению и анализу данных об опробовании и испытании пластов, методике их вскрытия, опробования и испытания. В текст отчета рекомендуется включать следующие главы: введение, геолого-геофизическая изученность, стратиграфия и литолого-фациальные особенности разреза, тектоника, коллекторские свойства пород, нефтегазоносность, гидрогеология, анализ

методики поисковых работ, выводы и рекомендации (обоснование заключения о бесперспективности площади или необходимости консервации работ; предложения о дополнительных работах с указанием конкретных задач и методики работ).

К отчету прилагаются дела по всем скважинам, паспорт на структуру (ловушку) и все предусмотренные в этих документах графические материалы.

Для месторождений, требующих дальнейшего изучения, составляется проект разведки, в котором обобщаются геологические материалы работ предшествующей стадии. Окончательный отчет составляется после завершения разведочных работ.

Отчеты по результатам разведочных работ составляются не позднее чем через год после прекращения работ на месторождении в соответствии с действующей инструкцией «О порядке внесения, содержания и оформления материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, представляемых для утверждения в Государственную Комиссию по запасам полезных ископаемых (ГКЗ РУз).

Отчеты рассматриваются на НТС производственных организаций. По месторождениям важного народнохозяйственного значения отчеты апробируются в головных институтах. После этого с соответствующими заключениями отчеты с подсчетом запасов нефти и газа выносятся на рассмотрение ГКЗ РУз или ЦКЗ НХК «Узбекнефтегаз».

2.3.11.2. Научная обработка и обобщение материалов опорно-параметрических скважин

Научная обработка и обобщение материалов опорно-параметрических скважин заключается в:

- составлении квартальных и годовых отчетов о результатах опорно-параметрического бурения;

-составлении окончательного объекта по результатам опорно-параметрического бурения;

-подготовке в научных изданиях публикаций о результатах опорно-параметрического бурения для использования геологической общественностью результатов.

2.3.11.3. Геологическая обработка результатов бурения и исследования скважин

Геологическая обработка материалов бурения скважин дает возможность построить профиль месторождения и структурные карты, позволяющие получить полное представление о строении месторождения, о структурных соотношениях отдельных комплексов пород и об условиях формирования структуры в целом.

Особое значение имеет изучение отдельных горизонтов в целях выяснения изменчивости их мощности и коллекторских свойств и характера распределения неоднородности горизонтов в пределах всего месторождения. Для детального изучения всех указанных вопросов необходимо провести тщательную корреляцию разрезов скважин, что является первоочередной и важной задачей геолога на промысле после составления разрезов по отдельным скважинам.

2.3.11.4. Комплексная интерпретация различных методов изучения разрезов скважин

Для получения максимального количества данных о геологическом разрезе скважины и ее нефтеносности необходима комплексная обработка всего материала, полученного различными методами в процессе изучения скважин. Прежде всего все каменные материалы тщательно исследуются, а геофизические данные интерпретируются.

Керн, шлам и образцы, отобранные боковым грунтоносом, должны быть задокументированы непосредственно на буровой. Должно также быть составлено первичное геологическое описание и произведен отбор проб на различные виды исследований. Из продуктивных пластов образцы керна следует направлять для определения пористости, проницаемости, нефтенасыщенности. Также должны быть отобраны образцы керна для петрографических и фаунистических исследований. Пески и рыхлые песчаники отбираются для гранулометрического анализа. Следует также отбирать образцы для битуминологического исследования.

Направленные в лабораторию образцы горных пород подвергаются всестороннему изучению: исследуются под микроскопом, делается петрографическое описание, определяются фауна, коллекторские свойства, нефтенасыщенность и содержание битумов.

Такое всестороннее изучение горных пород дает очень ценный фактический материал для познания геологии и нефтеносности площади, находящейся в разведке или разработке.

Однако, к сожалению, керном разрез скважины освещается в очень ограниченных интервалах, а низкий вынос его при бурении скважины еще более снижает возможности изучения геологии и нефтеносности непосредственно по образцам горных пород, извлекаемым из скважины. Поэтому о геологическом разрезе скважины наиболее полное представление можно получить при комплексной интерпретации данных изучения образцов горных пород и геофизических методов изучения скважины. Привлечение данных по керну, шламу и образцам горных пород, а также результатов наблюдения за процессом бурения скважины к интерпретации геофизических материалов в значительной степени повышает результативность геофизических методов.

В результате комплексной геолого-геофизической интерпретации разрез расчленяется по литологическому признаку на толщи и пласты, устанавливается их стратиграфическая принадлежность, выделяются

проницаемые пласты-коллекторы и непроницаемые толщи-покрышки, а также должно быть установлено, чем насыщены пласты-коллекторы: нефтью, газом или водой.

2.3.11.5. Составление разрезов скважин

Разрез скважины составляется по материалам комплексной интерпретации прямых и геофизических методов ее изучения. Его вычерчивают на миллиметровой или чертежной бумаге, последнее время его составляют на каротажной бумаге или непосредственно на диаграммах стандартного каротажа.

По всей скважине разрез составляют в масштабе 1:500, по продуктивной толще в масштабе 1:200. Это дает возможность использовать каротажные диаграммы того же масштаба без их уменьшения и тем самым избежать искажения при пантографировании. Для глубоких скважин разрез составляется в масштабе 1:1000 или 1:2000, при этом каротажные диаграммы приходится графировать. Разрез по мощным продуктивным толщам составляется в масштабе 1: 500.

Порядок составления разреза скважины следующий. Прежде всего, с правой стороны листа бумаги наносят диаграмму электрического каротажа кривые – КС и ПС. Если имеют значения для интерпретации данного разреза другие виды каротажных исследований (радиоактивного каротажа, микрозондов или каверномера), следует диаграммы их также нанести на разрез. В центре чертежа рисуют литологический разрез скважины, от него – интервалы отбора керна, а слева шкалу глубин в метрах. Еще левее дается стратиграфическая шкала. Литологическая колонка состоит из двух половин. Вначале отмечают интервалы отбора керна. Затем на обе половины колонки в условных обозначениях наносится литологический состав пород по данным отобранного керна в объеме, соответствующем проценту выноса керна. При этом используются данные интерпретации геофизических

исследований. Остальная часть правой половины колонки, не освещенная керном, заполняется по данным интерпретации геофизических исследований, выполненной с учетом по шламу и образцам бокового грунтоноса. Левая половинка колонки остается заполненной только там, где был поднят керн. Такой метод составления колонки скважины наглядно показывает степень освещенности разреза керном.

Следующая задача при составлении разреза скважины сводится к выделению стратиграфических подразделений. В основу возрастного расчленения разреза должны быть положены данные фаунистического определения горных пород. Так как из скважин керн отбирается в незначительном объеме, необходимо стратиграфическое расчленение производить на базе комплексной интерпретации всех данных исследования и сопоставления разреза изучаемой скважины с разрезами ранее пробуренных скважин.

Наиболее важным этапом изучения разреза скважины является выделение нефтяных и газовых пластов. Прежде всего необходимо установить все проницаемые пласты и определить характер их насыщения. О характере насыщения пласта можно судить по образцам пород, поднятым из скважин, по нефтегазопроявлениям и промыслово-геофизическим данным. По керну также можно дать предварительное заключение о флюиде, насыщающем пласт. Светлая окраска нефтенасыщенного образца керна и резкий запах бензина говорят о наличии в пласте легкой нефти с большим содержанием газа. Темная окраска нефтенасыщенных образцов керна и слабый запах бензина свидетельствуют о наличии в пласте тяжелой окисленной нефти. Образцы пород из газовых пластов сухие, только что извлеченные из скважины или на свежем изломе имеют резкий запах бензина.

Большую помощь в определении характера насыщения пластов оказывают данные о проявлениях нефти и газа во время бурения.

Необходимо при бурении скважины установить тщательное наблюдение за промывочной жидкостью и фиксировать малейшие признаки нефти и газа.

Наличие нефти и газа в терригенных пластах успешно устанавливается промыслово-геофизическими методами. Значительно труднее это сделать для пластов, сложенных карбонатными породами. Для установления нефтегазоносности разреза скважины следует также использовать газовый каротаж.

Более полные данные о нефтегазоносности во время бурения уверенный ответ о характере насыщения пластов получают при спуске испытателя сразу после вскрытия пласта долотом, пока в пласт еще не проник фильтрат глинистого раствора. Надо иметь в виду, что по отрицательным результатам испытания, когда получены фильтрат или пластовая вода, нельзя делать однозначного заключения об отсутствии нефти или газа от забоя скважины, а пластовая вода может быть получена из выше- или нижележащих отложений, недостаточно надежно отделенных каперами от испытываемого пласта.

При выделении объектов, подлежащих испытанию, необходимо учитывать весь комплекс данных геологических и геофизических исследований. Положение пластов, намеченных к испытанию, в разрезе скважины наиболее надежно определяется по комплексу геофизических исследований. По ним устанавливается интервал перфорации скважины.

2.3.11.6. Корреляция разрезов скважин

Корреляция разрезов скважин заключается в выделении опорных пластов и в определении глубин их залегания в целях установления последовательности расположения пород, выделения одноименных пластов фациальной изменчивости в различных направлениях. Корреляция разрезов скважин позволяет более подробно изучить продуктивные горизонты. При сложном геологическом строении месторождения, когда наблюдаются

дизъюнктивные нарушения или трансгрессивные несогласия в залегании пород, правильное построение профилей и структурных карт без предварительной корреляции разрезов скважин практически невозможно.

В зависимости от поставленной геологической задачи проводят общую корреляцию разрезов скважин или зональную.

Общую корреляцию проводят с целью изучения характера изменения отложений в разрезах скважин в пределах всего месторождения.

При общей корреляции сопоставляют разрезы скважин в целом по одному или нескольким имеющимся разрезам горизонта (или реперам). Для этого предварительно показаны такие горизонты (реперы), которые сохраняют свою характеристику в большинстве сопоставляемых разрезов.

Реперный пласт, как правило, должен иметь выдержанную по площади мощность. Проведенное сопоставление будет тем надежнее, чем больше разрезов удастся выделить в изучаемом разрезе пород, пройденном скважинами.

Общую корреляцию можно проводить по стратиграфическому, электрическому или радиоактивному реперами, маркирующему пласту и данных комплексных наблюдений. В промысловых условиях ее обычно ведут по данным электрического каротажа.

При общей корреляции сопоставляются разрезы скважин по шламу от устьев до забоев с целью прослеживания одноименных стратиграфических свит литологических пачек. Она позволяет составить представление о строении разрезов скважин в пределах всего месторождения, о наличии (или отсутствии) разрывных нарушений, о поверхности размыва, об изменении мощности отдельных стратиграфических горизонтов и литологических пачек.

Зональную корреляцию проводят для детального изучения отдельных пластов и их пачек. Она используется особенно для пластов, характеризующихся фациальной изменчивостью, расслаивающихся на отдельные пропластки и выклинивающихся в различных направлениях.

Прослеживание отдельных пропластков, их фациальной изменчивости, границ вклинивания, площадок распространения и т.д. имеет огромное значение при проектировании и анализе системы разработки пласта в целом.

Зональную корреляцию для изучения продуктивного пласта следует вести по его кровле, если она нормально перекрывается вышележащими породами, или по подошве, если кровля размыта, а подошва нормально подстилается нижележащими отложениями, и по маркирующему прослою внутри пласта, если кровля и подошва пласта размыты или недостаточно ясно выражены.

При зональной корреляции нужно прослеживать лишь такие зональные интервалы разреза, которые, отличаясь по вертикали, характеризуются по горизонтали общими литолого-физическими свойствами, выдерживающимися на более или менее значительной площади. Отдельные локальные прослои, наблюдающиеся в скважинах (внутри зонального интервала) и ограниченно развитые, лучше включать в тот или иной интервал, так как в зональном интервале имеется своя локальная зональность, выделить которую невозможно.

Необходимо учитывать, что выделенные зональные интервалы имеют большое значение для детального изучения геологического строения продуктивного пласта, но они не всегда могут быть самостоятельными объектами разработки. Расчленение мощных продуктивных пластов на отдельные зоны и детальное геологическое изучение их на основе зональной корреляции особенно необходимы для проектирования и анализа системы разработки крупных нефтяных месторождений на платформе, продуктивные пласты в которых имеют значительную фациальную изменчивость.

В результате общей корреляции разрезов скважины по месторождению можно составить нормальный (и типовой) разрез.

На нормальном разрезе обычно указывают истинную мощность пород, а на типовом вертикальную мощность. Эти разрезы отображают последовательности напластований в месторождении, их среднюю мощность

и литологический состав. Наличие нормального (или типового) разреза по месторождению облегчает геологическую скорость забуривания.

Нормальный (или типовой) разрез должен отображать средний разрез месторождения. В связи с этим он должен представлять собой разрез, присущий большинству скважин данного месторождения. Для месторождений со спокойной тектоникой или постоянным литологическим составом пород можно ограничиться составлением одного нормального (или типового) разреза. На месторождениях с изменяющимся литологическим составом пород и различной тектоникой в разных участках может возникнуть необходимость в составлении нескольких нормальных (или типовых) разрезов, характеризующих каждый участок в отдельности. В зависимости от имеющихся данных строят нормальный (или типовой), грунтовый (по образцам пород), геофизический (с данными по электрометрии и радиометрии) или лучше всего геолого-геофизический типовой разрез, в котором одновременно показывают геологический и геофизический разрезы.

На промысловых площадях обычно составляют лишь типовой разрез по вертикальной мощности (для удобства пользования), а на разведочных – нормальный разрез по истинной мощности.

Нормальный разрез с указанием истинной мощности составляют на промысловых площадях лишь в тех случаях, когда мощность пласта в разных участках значительно колеблется вследствие измерения углов падения пород.

Для составления нормального (или типового) разреза необходимо детально изучить разрезы всех пробуренных скважин, разбить их на горизонты, реперы, подразделить разрезы на нормальные, дефектные и нехарактерные, следует провести тщательную их корреляцию и составить средний типовой разрез. Отобранные ненормальные, дефектные и нехарактерные разрезы следует проанализировать с целью установления возможности и целесообразности составления по ним (за исключением явно дефектных разрезов) дополнительных средних разрезов для отдельных участков месторождения.

При составлении типового разреза следует учитывать наличие аномальных разрезов скважин в отдельных участках, различающихся последовательностью отложений или фациальной характеристикой пород по сравнению с разрезами соседних скважин. В этом случае, если аномальная характеристика того или иного разреза наблюдается лишь в отдельных скважинах и проявляется незакономерно, ее не принимают во внимание; если же она повторяется и в некоторых других скважинах, сконцентрированных в пределах определенных участков, то для таких участков составляют самостоятельные нормальные (или типовые) разрезы.

При составлении нормального (или типового) разреза следует учитывать данные электрического и радиоактивного каротажа, а также все косвенные наблюдения, особенно в случае недостатка фактического геологического материала. Весьма полезно также составление нормального геофизического разреза месторождения, которое в принципе аналогично составлению нормального геологического разреза.

2.3.11.7. Составление геологических профилей и разрезов

Составление геологического профиля производится по данным, полученным при бурении скважины.

Геологическим профилем называют графическое изображение строения недр в каком - либо выбранном сечении. Геологический профиль нефтяного или газового месторождения составляется по разрезам скважины. Он оказывает большую помощь геологу в работе, так как даёт наглядное представление о строении месторождения, положении в разрезе продуктивных горизонтов и условиях их насыщения нефтью, газом и водой.

В зависимости от поставленных геологических задач строят либо общий геологический профиль, на котором показывают весь вскрытый скважинами разрез пород, либо детальный геологический профиль, где

подробно изображают строение лишь части разреза, включающего продуктивные пласты.

Для изучения особенностей тектонического строения месторождения прибегают к построению ряда поперечных профилей (в крест простирания или по падению пластов), а также продольного (по простиранию пластов) профиля, который по существу вытекает из сопоставления ряда поперечных профилей, связывает и дополняет их. Профили других направлений строятся обычно для изучения разрывных нарушений и фациальной изменчивости отложений.

Геологический профиль по скважинам строят, как правило, в масштабе геологической или структурной карты, по которой его составляют. Если масштаб карты очень мелкий, а на профиле необходимо показать различные детали, то профиль выполняют в более крупном масштабе.

При построении общего геологического профиля горизонтальный и вертикальный масштабы берут одинаковыми во избежание искажения углов падения пластов.

При вычерчивании профиля необходимо придерживаться принятых правил его ориентировки по странам света. Так, в зависимости от азимута профиля с левой стороны должны быть юг, юго-запад, запад, северо-запад, а с правой стороны соответственно север, северо-восток, восток, юго-восток.

Построение общего геологического профиля начинается с вычерчивания прямой горизонтальной линии, изображающей уровень моря. С левой стороны чертежа, перпендикулярно к уровню моря, изображается линейка вертикального масштаба, причём его «нуль» совмещают с линией уровня моря.

Несколько отступя направо от масштабной линейки, на линии уровня моря точкой отмечают положение самой западной (или южной) скважины. От этой точки вправо, в принятом горизонтальном масштабе, откладывают расстояния до остальных скважин. Через полученные точки проводят вертикальные линии, изображающие стволы скважин. На этих линиях выше

линии уровня моря откладываются в принятом вертикальном масштабе соответствующие значения альтитуды устьев скважин. Соединение сплошной линией отметки альтитуд (в масштабе) даёт рельеф дневной поверхности в сечении составляемого профиля. На глубине, соответствующей положению забоя скважины, линия, изображающая её ствол, ограничивается коротким штрихом, около которого надписывается значение глубины забоя от дневной поверхности.

Справа, на расстоянии 5-10мм от стволов, параллельно им, проводятся более тонкие линии. В полученных таким образом колонках, пользуясь ранее вычисленными значениями абсолютных отметок кровли и подошвы каждого выделенного подразделения разреза, с помощью условных знаков вычерчивают разрезы скважин.

Следующим этапом построения геологического профиля является прослеживание границ всех выделенных стратиграфических и литологических комплексов от скважины к скважине. Обычно это делается сверху вниз, от одной из крайних скважин. Если первый сверху пласт, подошва которого отмечена в крайней скважине профиля, отсутствует в соседней (например, из-за размыва или наличия сброса), то берут какую-либо нижележащую границу, прослеживающуюся и в соседней скважине.

Окончательное вычерчивание профиля осуществляется путём соединения плавными линиями отметок кровли и подошвы одноименных пластов в различных скважинах.

С правой стороны геологический профиль снабжается стратиграфической колонкой, на которой показывается стратиграфическая принадлежность вскрытых отложений. Границы стратиграфических единиц на колонке показываются на тех же глубинах, на которых они встречены в крайней справа скважине.

При сопоставлении разрезов скважин особое внимание должно быть уделено анализу последовательности залегания напластований во всех скважинах и характеру изменения мощности каждого горизонта (пласта)

разреза. Когда в разрезах скважин наблюдаются изменения последовательности залегания пластов или резкое изменение их мощности, это является свидетельством наличия здесь дизъюнктивных нарушений или размывов (перерывов).

Размыв (перерыв) характеризуется отсутствием комплекса отложений, регистрируемого в разрезах всех или большинства скважин данного месторождения. Однако не всегда наличие размыва приводит к столь резкому стратиграфическому и угловому несогласию, как показано в данном примере.

Характерным признаком размыва является то, что в скважинах под одной и той же стратиграфической границей встречаются различные отложения. Наличие аномалий, встречающихся в скважинах на различных стратиграфических уровнях, указывает на наличие здесь разрывного нарушения типа сброса. Линия, соединяющая найденные аномальные точки, является следом пересечения поверхности сброса плоскостью профиля.

При взбросе или надвиге в разрезе отдельных скважин наблюдается повторение или резкое увеличение мощности пластов на различных стратиграфических уровнях. В разрезах скважин, где отмечены нарушения порядка напластования, это является следом пересечения поверхности взброса плоскостью профиля.

Литологическое замещение обнаруживается по изменению литологии пластов на расстояниях, соизмеримых с расстояниями между скважинами. Мощность отложений, вмещающих эти пласты, в интервалах между принятыми реперами при этом практически изменяется.

Для изучения особенностей геологического строения при построении детальных геологических профилей вертикальный масштаб выбирают таким, чтобы можно было показать расчленение продуктивных пластов на отдельные пропластки, характер их фациального замещения по направлению профиля и особенности их нефтегазонасыщения. Основным материалом для построения детальных профилей являются результаты зональной

корреляции. Вертикальный масштаб обычно принимается равным масштабу записи кривых промыслово-геофизических исследований – 1:500 или 1:200.

Чтобы избежать возможных искажений при использовании данных по снесенным скважинам, а также скважинам, у которых ствол искривлен, необходимо вводить в эти данные соответствующие поправки.

2.3.11.8. Обработка, хранение и ликвидация керна и шлама

Макроописание выполняется в кернохранилище или лаборатории. При этом уточняется и дополняется срочное макроописание. Описание должно проводиться в следующем порядке: название породы, цвет, структура, состав и характер цементации, крепость цементации, наличие видимых пустот (их размеры, очертание и распределение в породе), текстура породы, особенности минералогического состава, содержание кальцита и доломита, наличие включений и конкреций, наличие и условия залегания остатков организмов, мощность отдельных прослоев и характер чередования их, наличие органических и битуминозных веществ, наличие, ориентировка, раскрытость и выполнение трещин.

Макроописание герметизированных образцов выполняется в лаборатории физики пласта после определения содержания остаточной водо- и нефтенасыщенности прямым способом.

При выполнении макроописания керна пользуются лупой, соляной кислотой и каким-либо растворителем (бензином).

Детальное микроописание проводится путем исследования прозрачных шлифов с помощью поляризационных микроскопов. При микроописании по результатам макроописания выбирают наиболее характерные образцы керна, отражающие основные закономерности изменения литологии пород по разрезу.

В интервалах, где бурение проводится без отбора керна, для определения литологического состава пород необходимо вести наблюдение

за шламом.

Шлам отбирают в интервалах, указанных в геолого-техническом наряде. Частота отбора шлама обычно составляет одну пробу на 0,5-2 м разреза. Пробы шлама промываются, просушиваются, укладываются в пробирки или бумажные пакеты и этикетируются. Образцы шлама подлежат хранению наравне с керновым материалом.

При отборе образцов шлама следует отмечать глубину, соответствующую положению забоя скважины. Образцы шлама описываются в том же порядке, что и керн. Описание шлама заносится в геологический журнал.

Регистрация принятого на хранение керна производится в журнале.

Геолог осматривает керн, уточняя срочное макроописание, выполненное на буровой, и отбирает его на различные виды анализов.

При отборе керна на анализы (петрографический, минералогический, люминесцентный, коллекторских свойств и др.) образцы снабжаются этикеткой и в журнале регистрации керна производится соответствующая запись.

Герметизированный керн целиком направляется с буровой непосредственно в лабораторию физики пласта в возможно более короткий срок. В процессе транспортировки герметизированного керна необходимо принимать меры предосторожности с целью сохранения герметизирующей оболочки.

Для исследования коллекторских свойств продуктивных пластов образцы следует отбирать в количестве, соответствующем действующей «Инструкции по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов» и «Инструкции о порядке внесения, содержания и оформления материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, представляемых для утверждения в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых».

Важным условием для получения сопоставимых значений исследуемых

параметров является проведение различных значений анализов на одном и том же куске керна. В связи с этим по керну, поднятому из какого-либо интервала продуктивного пласта, необходимо определить основные коллекторские свойства, а также выполнить комплекс литологических исследований.

По продуктивным горизонтам, характеризующимся резко неоднородным строением по разрезу, изучение физико-литологических свойств по керну должно осуществляться отдельно для каждого из пропластков.

По керну скважин, пробуренных на безводном или инверсионном растворе со сплошным отбором, лабораторные определения выполняют в максимальном объеме.

При изучении фильтрационно-емкостных свойств пород, характеризующихся сложным строением пустотного пространства (кавернозных, трещиноватых), следует предусмотреть выполнение лабораторных анализов на крупных образцах керна (с сохранением диаметра).

По керну нефтяных залежей в лаборатории обязательно определяют коэффициент вытеснения нефти.

Во всех экспедициях глубокого бурения должны быть организованы временные кернохранилища. В центральное кернохранилище объединения направляются отдельные необходимые для исследования образцы, а также весь керн опорных, параметрических и отдельных поисковых скважин. Остальной керн остается во временном кернохранилище до ликвидации работ.

Хранение керна на буровой не разрешается.

Хранение керна в кернохранилище производится в ящиках, устанавливаемых на стеллажах.

Керновый материал маркируется эмалевой краской (или в крайнем случае путем наклейки этикеток). Нижний конец керна отмечается стрелкой,

цифра над которой означает количество кусков керна в данном интервале, а цифра под стрелкой - порядковый номер куска в интервале.

Заполненные керном ящики должны иметь крышки и забиваться 4-6 гвоздями. На крышке и торцевой стороне ящика красной краской указывается название структуры, участка или площади, год и месяц проведения работ, номер скважины, интервал отбора керна.

Ящики нумеруются по порядку. Номер ящика указывается черной краской. Размещение керна на стеллажах производится в порядке возрастания номеров скважин и ящиков.

Помещение кернохранилища запирается и охраняется, ключ от него хранится у ответственного лица.

Керн опорных и параметрических скважин, как правило, сокращению и уничтожению не подлежит и хранится постоянно.

Керн поисковых скважин подлежит хранению до утраты своего значения в результате проведения более детальных работ.

При большом количестве на площади (структуре) поисковых скважин после рассылки керна на все виды анализов хранить оставшийся керн необязательно. В этом случае отбирают эталонный разрез по одной или нескольким скважинам, наиболее полно освещающий вскрытые отложения. Образцы отбирают таким образом, чтобы сводный разрез полностью отражал его стратиграфические и литологические характеристики. Хранение образцов эталонного разреза различных скважин должно быть отдельным.

Образцы керна и шлама, входящие в эталонный или сводный разрез, подлежат постоянному хранению.

После корректировки срочного макроописания и отбора образцов на все виды анализов геологом производится сокращение керна поисковых скважин с учетом эталонного (свободного) разреза для данной площади. Отметки о сокращении керна заносятся в журнал, и ставится подпись лица, подготовившего керновый материал к сокращению.

Сохраняемые образцы должны быть длиной не менее 15-20 см.

Помимо образцов эталонного или свободного разреза из других скважин необходимо отбирать и хранить:

- образцы из маркирующих (опорных) горизонтов;
- образцы, характеризующие контакт между отдельными стратиграфическими комплексами;
- образцы из зон тектонических нарушений и трансгрессивного несогласия;
- образцы с фауной;
- образцы с признаками нефтеносности;
- образцы с повышенной или высокой радиоактивностью;
- образцы из скважин, вскрывших какой-либо горизонт, встреченный в эталонном разрезе.

Керн разведочных скважин обязательно хранится до утверждения подсчета запасов по месторождению в ГКЗ, а по месторождениям, по которым подсчет запасов не производится, - до сдачи окончательного отчета о разведке в ВГФ, после чего решается вопрос о целесообразности его дальнейшего хранения.

Дублиеры образцов, отправленных на различные виды анализов, в случае сомнительных результатов анализа отправляются в лаборатории повторно.

Во всех случаях вопрос о ликвидации керна поисково-разведочных скважин решается научно-техническим советом организации, ведущей буровые работы, с утверждением его геологическим отделом или главным геологом объединения.

Ликвидация керна производится комиссией под председательством главного (старшего) геолога экспедиции. Комиссия обязана проверить наличие и качество геологической документации по ликвидируемому керну и проследить за тщательным его уничтожением.

Ликвидация керна по каждой скважине оформляется специальным актом, который прикладывается к журналу геологической документации. В

книге регистрации керна по кернохранилищу делается соответствующая запись.

2.3.11.9. Обработка и представление результатов геофизических исследований скважин

Полнота решения задач геофизическими исследованиями различна в зависимости от стадии геологоразведочных работ и объема геологической информации по изучаемому объекту. В связи с этим результаты геофизических исследований представляются поэтапно по итогам оперативной и сводной интерпретации в виде заключений и отчетов.

Оперативная интерпретация.

Целесообразно использование двух видов заключений по результатам оперативной интерпретации данных каротажа:

- оперативные заключения по отдельным видам геофизических работ, позволяющим решать частично или полностью одну или несколько задач.

- сводные заключения по итогам всех геофизических исследований скважины, выполненных в период ее проводки и подготовки к техническому использованию (опробованию, испытанию, опытной эксплуатации и т.п.).

Оперативные заключения передаются заказчику с рекомендациями на проведение последующих технологических операций: продолжение бурения, опробование в открытом стволе, отбор грунтов и проб пластовых флюидов, спуск обсадной колонны и т.д.

Сводные заключения по итогам оперативной интерпретации должны выдаваться заказчику после проведения всех запланированных скважинных исследований. Формы заключений и конкретные сроки их представления по отдельным видам геофизических исследований и комплексу в целом устанавливаются руководителями геологической и геофизической служб. В заключения входят копии данных скважинных геофизических исследований, оформленные согласно установленному стандарту.

Сводные заключения по всему комплексу геофизических исследований

каждой скважины должны утверждаться руководством геофизической службы. В сводном заключении должны содержаться следующие основные разделы:

- задачи исследований;
- объем выполненных скважинных исследований;
- методика скважинных исследований и обработка данных каротажа;
- результаты исследований;
- выводы и рекомендации.

При составлении заключений необходимо максимально использовать табличную и графическую формы изложения. В тексте не должны содержаться описания методических приемов каротажа и интерпретации его данных, изложенные в инструктивных материалах, методических руководствах и учебных пособиях, а также в отчетах данного геофизического предприятия, должны даваться лишь развернутые ссылки на эти работы.

Выводы по сводным заключениям должны фиксировать полученные достоверные геологические результаты (литологическое расчленение разреза или отдельных его интервалов; выделение в разрезе реперов, непродуктивных и продуктивных пластов; промышленная оценка последних, величина пластовых давлений и т.п.; положения газожидкостных и водонефтяных контактов, нефте-, газо- и водоотдающих пластов и т.д.), содержать характеристику технического состояния скважин и проведенных в ней технологических операций и т.д, а также должны характеризовать достоверность оперативных заключений по скважине.

Рекомендации по сводному заключению так же, как и по оперативному, должны обосновывать программу опробовательских работ в открытом стволе скважины, целесообразность крепления скважины, а также должны содержать обоснования программы испытания обсаженной скважины и комплекса геофизических работ при последующих технологических операциях в скважине.

Сводная интерпретация проводится по результатам данных каротажа

всех скважин разведываемой площади с использованием данных по ранее изученным ближайшим площадям, где вскрыты разведываемые отложения. При сводной интерпретации широко используется геологическая информация об исследуемом объекте и однотипных объектах, полученная по данным не геофизических методов исследования (результаты анализа образцов керна; данные опробования и испытаний и т.д.). По итогам сводной интерпретации составляют отчеты, характеризующие эффективность применения данных каротажа на каждом этапа геологоразведочных работ.

Отчеты составляются не реже одного раза в год, а также после завершения по каждому месторождению соответствующих стадий геологоразведочного процесса, на которых комплексно используются геофизические и другие виды информации о разрезах поисково-разведочных скважин. Такие отчеты включаются в качестве обязательных разделов в результирующие документы по следующим стадиям геологоразведочных работ:

- поиск и оценка месторождений и залежей;
- разведка и подготовка месторождений к разработке.

На месторождениях, по которым в процессе разведки проводится опытная эксплуатация, требования к геофизическим исследованиям скважин, определенные соответствующим сводным отчетом, включаются в качестве обязательных в проект опытной эксплуатации. Требования по всем указанным отчетам регламентируются инструкциями ГКЗ РУз, а также следующими особенностями сводной интерпретации на различных стадиях геологоразведочных работ:

- на стадии поиска месторождений и залежей геофизические критерии отнесения пластов к коллекторам и алгоритмы определения их параметров (пористости и др.) обосновываются по результатам анализа керна, опробования и другой не геофизической информации, полученной как по данному месторождению, так и по соседним со сходными разрезами, детально охарактеризованными геолого-геофизическими материалами;

-на стадии разведочных работ, в том числе при проектировании пробной эксплуатации, объем не геофизической информации по данному месторождению должен быть достаточным для обоснования соответствующих критериев и алгоритмов количественной интерпретации геофизических материалов.

Все сводные отчеты по результатам комплексной интерпретации геофизических материалов должны рассматриваться на научно-техническом совете геофизического предприятия с привлечением для рецензирования отчетов специалистов из научно-исследовательских организаций и представителей заказчика. После утверждения отчеты сдают заказчику. В отчетах должны содержаться специальные главы, а также те же разделы, что и в сводных заключениях, но с более полным изложением методики и результатов исследований, оценки их достоверности при решении геологических задач, а также анализ достоверности сводных заключений. Рекомендации должны содержать:

-наиболее эффективные методики последующего использования данных каротажа, уточненный комплекс промыслово-геофизических исследований и методику рекомендуемых специальных геофизических исследований;

-требования к не геофизической информации, необходимой для повышения эффективности использования данных каротажа.

В отчетах по результатам работ на стадиях поиска месторождений и залежей и оценки месторождений, кроме вышеизложенного, должны содержаться следующие специальные главы;

-методика выделения продуктивных пластов во всех выявленных залежах;

-оценка погрешности определения по геофизическим данным соответствующих подсчетных параметров.

В отчетах по результатам работ на стадиях разведки и подготовки месторождений к разработке должны содержаться следующие специальные

главы:

- методика оценки эффективных нефтегазонасыщенных мощностей;
- методика оценки пористости пластов и их нефтегазонасыщенности с использованием данных каротажа;
- методика оценки продуктивности нефтегазонасыщенных пластов с использованием данных каротажа;
- геологическое строение продуктивных отложений выявленных залежей нефти и газа.

В главе «Геологическое строение продуктивных отложений выявленных залежей нефти и газа» приводятся:

- результаты корреляции разрезов продуктивных отложений по площади;
- вероятные границы продуктивных горизонтов;
- положения газожидкостных и водонефтяных контактов по площади;
- величины линейных запасов нефти и газа по каждому горизонту и залежи в целом;
- вероятные средние значения K_p , $K_{нг}$ и q для каждого горизонта и залежи в целом, а также погрешности оценки этих параметров;
- оценка запасов нефти и газа (с указанием доверительного интервала) по горизонтам и каждой залежи в целом.

В этой же главе приводят анализ изменений оценок указанных параметров залежей по итогам работ за время после представления заказчику предыдущего отчета.

2.3.11.10. Обработка и представление результатов опробования и испытания

Обработка результатов опробования и испытания заключается в построении графиков зависимостей дебитов от давлений, определения абсолютно свободных дебитов, фильтрационных коэффициентов,

коэффициентов проницаемости, пьезо- и гидропроводности и т.д.

Результаты этих расчетов заносятся в акты по испытанию, которые составляются на каждый объект опробования и испытания и хранятся в деле скважин.

2.3.11.11. Проектирование раздела «Обработка материалов глубокого бурения»

Как видно из вышеизложенного, обработка материалов глубокого бурения выполняется на разных этапах геологоразведочных работ и освещается различными документами.

Основные результаты, как правило, рассматриваемые в качестве фактических материалов, составляются в буровой организации, где и осуществляется их хранение.

Ниже мы рассмотрим основную документацию и условия ее хранения, а также результирующие документы, которые используются обычно в практике работ на нефть и газ в Республике Узбекистан.

В результате глубокого бурения получают большой объем геологической, промыслово-геологической, промыслово-геофизической и геолого-технологической информации, которая составляет фактический материал для дальнейших геолого-геофизических исследований.

Кроме того, эта информация используется и для оперативного управления процессом бурения и исследований в скважине.

Эта информация должна быть систематизирована определенным образом.

Поэтому в буровых организациях предусмотрен следующий способ ведения документации по геолого-геофизическим исследованиям.

1. Дело скважины в двух экземплярах, в котором концентрируется вся поступающая информация в процессе бурения и опробования.

2. Журнал описания керна в двух экземплярах с указанием контрольных определений забоя и образцов, отправленных на различные

анализы, а также результаты промера гамма активности керна.

3. Фактический геолого-геофизический разрез скважины в масштабе 1:1000 с отражением результатов ГИС, опробования и состояния ствола скважины.

4. Структурные карты в масштабе: 1:25000 по кровле реперных горизонтов.

5. Геолого-геофизические профили.

6. Журнал регистрации наблюдений в процессе бурения (нефтегазопроявление, водопроявление, обвалы, поглощения и т.д.).

7. Сводная таблица отбора керна и схема отбора керна.

8. Папка диаграмм промыслово-геофизических исследований в трех экземплярах с результатами оперативной интерпретации.

9. Акты и материалы испытания скважины с подробным описанием работ по испытанию и результатам всех замеров и определений.

10. Сводная таблица испытания объектов по площади и схема опробования.

11. Папка с данными анализа образцов керна, воды, нефти и газа.

12. Корреляционная схема сопоставлений разрезов глубоких скважин на проектируемой площади с разрезами скважин сопредельных площадей.

Как правило, буровая организация заключает договора со специализированными подразделениями, выполняющими исследовательские работы в глубоких скважинах и лабораторные исследования пластовых флюидов.

Например, в Республике Узбекистан исследования в скважинах и интерпретация данных промыслово-геофизических исследований производится геофизическими экспедициями ОАО «Узбекгеофизика» по договору в течение 10 дней со дня производства работ. Анализ флюидов и кернового материала после его макроскопического описания на буровой производится в специализированных лабораториях.

В Узбекистане это лаборатория ОАО «УзНИПИнефтегаза», ОАО

«ИГИРНИГМа» и ОАО «Узбекгеофизика».

В процессе проведения работ геологическая служба буровой организации коротко освещает ход работ, результаты бурения и испытания в месячных и квартальных отчетах.

В конце третьего квартала составляется отчет по массовым поискам согласно инструкции.

В годовых геологических отчетах подробно характеризуется фактический материал, излагаются результаты геологической обработки материалов бурения и опробования скважин.

После окончания работ (опорное, параметрическое бурение) составляется геологический отчет по результатам бурения и испытания на площади, в котором дается оценка перспективности и направление геологоразведочных работ на перспективу. Такой же отчет составляется и при получении отрицательных результатов при поисковом бурении.

При получении промышленных притоков УВ в интервалах залегания целевых объектов производится оперативный подсчет запасов УВ по промышленным категориям (C_1 и C_2) и определяется дальнейшее направление разведочных работ.

После завершения разведки составляется окончательный отчет с подсчетом запасов УВ по промышленным категориям и оценкой степени подготовленности залежей к промышленной разработке.

Вопросы к главе:

- 1) Документация и отчетность по глубоким скважинам.
- 2) Обработка результатов геолого-геофизических работ.
- 3) Методика составления геологического разреза скважины.
- 4) Методика построения корреляции скважины в зависимости от поставленной геологической задачи.
- 5) Построение геологических профилей и разрезов.
- 6) Обработка и хранение керна и шлама.
- 7) Обработка ГИС.

- 8) Обработка результатов опробования и испытания.
- 9) Проектирование раздела «Обработка материалов глубокого бурения».

2.4. «Технико-экономическая часть»

2.4.1. Продолжительность строительства скважин

Весь комплекс проектируемых работ по бурению поисковых скважин состоит из четырех этапов:

1. Подготовительные работы к строительству скважины.
2. Строительно-монтажные работы по сооружению буровой установки.
3. Бурение скважины.
4. Испытание скважины на продуктивность.

Продолжительность работ складывается из суммы времени этих четырех этапов.

Подготовительные работы включают с себя следующие операции;

- а) земельные работы;
- б) строительство подъездных путей;
- в) строительство водопровода;
- г) строительство телефонной связи.

Строительно-монтажные работы включают следующие операции;

- монтаж буровой;
- монтаж дизельной установки или подтягивание проводов от высоковольтной линии передач;
- монтаж электрооборудования;
- монтаж отводов и вспомогательного оборудования и т.д.

Бурение скважин включает следующие операции:

- а) бурение под направление;
- б) бурение под кондуктор;

- в) бурение под I, II и другие технические колонны;
- г) бурение под эксплуатационную колонну;
- д) проведение в скважинах геолого-геофизических исследований в открытом стволе.

Испытание скважины на продуктивность включает в себя:

- а) крепление скважины обсадными колоннами;
- б) перфорацию продуктивных интервалов и исследования на продуктивность;
- в) геофизические исследования в скважинах в процессе испытаний;
- г) спускоподъемные операции, связанные со спуском перфораторов, УБТ и т.д.

Существуют средние нормативы на продолжительность перечисленных видов работ.

На подготовительные работы, как правило, отводится 6-10суток или 0,2-0,35 станка/мес.

На строительно-монтажные работы отводится 50-55сут или 1,65-1,85станк/мес.

На бурение скважин отводимое время рассчитывается по формуле:

$$\frac{H_m}{V_k} = T_{\text{станкмес}} \quad (2.4.1)$$

где:

H_m – проектная глубина скважины в м; V_k – достигнутая коммерческая скорость бурения в организации, осуществляющей буровые работы в районе, где находится площадь проектируемых работ.

На испытание одного объекта в скважинах до 500м отводится 10суток.

На испытание одного объекта в скважинах, глубиной до 1000м отводится 15 суток.

На испытание одного объекта в скважине до 2000м отводится 20 суток.

На испытание одного объекта в скважине до 3000м отводится 23суток.

На испытание одного объекта в скважине до 4000м отводится 25 суток.

На испытание одного объекта в скважине свыше 4000м отводится 30 суток.

Продолжительность испытаний в колонне определяется по формуле:

$$T_2 = t_1 * n_1, \quad (2.4.2)$$

где:

T_2 – общее время испытаний;

t_1 – время, затрачиваемое на испытание одного объекта;

n_1 – количество объектов испытаний.

Испытания в открытом стволе не входят в общее время, затрачиваемое на бурение.

Затраты времени на испытания в открытом стволе также зависят от глубины проектной скважины и составляют:

- при глубине скважины до 500м время, затрачиваемое на испытание 1 объекта составляет 2,03сут;
- при глубине скважины до 1000м 3суток;
- при глубине скважины до 2000м 4,05суток;
- при глубине скважины до 3000м 5суток;
- при глубине скважины до 4000м 7суток;
- при глубине скважины свыше 4000м 9суток.

Продолжительность испытаний в открытом стволе определяется по формуле:

$$T_3 = t_2 * n_2, \quad (2.4.3)$$

где:

T_3 – общее время испытаний;

t_2 – время, затрачиваемое на испытание одного объекта;

n_2 – количество объектов.

Суммарное время строительства скважины $T_{\text{общ}}$ определяется по формуле:

$$T_{\text{общ}} = (0,2 - 0,35) + (1,65 - 1,85) + T_1 + T_2 + T_3. \quad (2.4.4)$$

Суммарное время на строительство N скважин определяется по формуле:

$$T = T_{\text{общ}} * N. \quad (2.4.5)$$

Можно расчет выполнить и другим способом, учитывая затраты времени, определенные на все указанные работы по базовым скважинам.

2.4.2. Предельные ассигнования на глубокое бурение

На полный объем проектируемых работ предельные ассигнования определяются по формуле:

$$An = n \left(\frac{C_1 - 3\epsilon}{H_1} \bullet H + \frac{3\epsilon}{K} \right) + 3o\epsilon \quad (2.4.6.)$$

где:

n - количество проектируемых скважин;

C_1 - стоимость строительства базовой скважины, тыс. сум (в ценах текущего года);

3_{ϵ} - затраты, зависящие от времени бурения, сум (в ценах текущего года);

H - глубина проектируемой скважины, м;

H_1 - глубина базовой скважины, м;

K - коэффициент изменения скоростей:

$$K = V/V_1 \quad (2.4.7.)$$

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

V_1 – коммерческая скорость по базовой скважине, м/ст.мес.;

$Z_{об}$ - затраты на обустройство площади проектируемых работ, тыс. сум (в ценах текущего года).

2.4.3. Техничко-экономические показатели

Техничко-экономические показатели определяют геолого-экономическую эффективность проектируемых работ на площади (месторождении) и складываются из оценок скорости строительства скважин (средняя коммерческая скорость бурения), стоимости 1м проходки и сравнения этих величин со средними показателями по району, стоимости подготовки 1т нефти или 1000м газа и сравнение с принятыми отпускными ценами (для проектов поискового и разведочного бурения).

Для проектов опорного и параметрического бурения основным показателем является средняя коммерческая скорость и затраты на 1м бурения.

Вопросы к главе:

- 1) Расчет продолжительности строительства скважин.
- 2) Определение предельных ассигнований на глубокое бурение.
- 3) Из чего складываются технико-экономические показатели?

2.5. Охрана недр и окружающей среды

Мероприятия по охране недр, природы и окружающей среды в период строительства глубоких скважин, подготовительных и заключительных работ на площади включают:

- охрану почв и водных объектов;
- очистку, обезвреживание и утилизацию отходов бурения;
- охрану атмосферного воздуха от загрязнения;
- ликвидацию шламовых амбаров и рекультивацию земель;
- биологическую рекультивацию земель;
- охрану недр.

2.5.1. Охрана почв и водных объектов

Потенциальными источниками загрязнения почв и грунтов являются жидкие отходы бурения вследствие их утечки из амбаров-накопителей при нарушении обваловки, и фильтрация через грунт. Источниками загрязнения земельных ресурсов могут быть отобраный буровой раствор и буровой шлам.

Источниками загрязнения водной среды при бурении являются буровые сточные воды (БСВ), отработанные буровые растворы (ОБР), выбуренная порода или буровой шлам (БШ), которые хранятся в специально сооруженных земляных амбарах.

Комплекс природоохранных мероприятий по защите почв и водных объектов включает в себя:

- снятие почвенного покрова на глубину 0,2 м с территории земельного участка 3,0 га, отведенного под буровую;
- перемещение почвенного слоя в места временного складирования;
- сооружение систем сбора и хранения отходов бурения (земляные амбары);
- сооружение под буровой канав лоткового типа с выводом их в общий канал, входящий в общий амбар;

- обустройство мест локального сбора и хранения отходов для устранения утечки;
- обустройство земельного участка защитными канавами, обваловкой или подсыпкой;
- проведение работ лишь в пределах территории, отведенной во временное пользование;
- движение транспорта должно осуществляться только по дорогам, используя существующую дорожную сеть, обеспечив ее при необходимости водопроводными устройствами;
- исключение миграции токсичных веществ в природные объекты, при возможном затоплении территории паводковыми водами проведение обвалования;
- обезвреживание мест разлива каустической соды обильным количеством воды, которую следует собрать в шламовый амбар сточных вод;
- предотвращение загрязнения буровых станков дизельным топливом и другими горюче-смазочными материалами с использованием специальных установок типа ТМУ-50 и приспособлений к емкости с ГСМ, исключающих их разлив на землю при заполнении емкостей;
- использование для химических реагентов специальных сараев;
- сбор отработанных масел в специальные емкости и периодический вывоз их на нефтебазу;
- использование двухступенчатой очистки бурового раствора на виброситах;
- цементирование вокруг устья скважины площадки размером 3 x 3м.

2.5.2. Очистка, обезвреживание и утилизация отходов бурения

Для выполнения вышеуказанных работ применяется технологическая схема, которая направлена на решение природоохранных задач в процессе бурения и обеспечение благоприятных условий своевременной и

качественной ликвидации шламовых амбаров после окончания строительства скважины.

Для реализации технологии водоочистки и утилизации очищенных БСВ должна предусматриваться отдельная система сбора отходов бурения по их видам. С этой целью предусматриваются амбары, один из которых предназначен для сбора отработанных буровых растворов и выбуренной породы, а второй амбар, состоящий из двух секций, предназначен для сбора исходной БСВ (первая секция) и отстоя отработанных коагулянтов и флокулянтов сточных вод (вторая секция). Причем секции должны выполняться изолированными друг от друга.

С целью обеспечения отдельного сбора БСВ в водяной амбар в обязательном порядке предусмотрена инженерная система стоков от точек образования сточных вод (насосный блок, буровая площадка, глиномешалка и т.д.) до амбара. В связи с этим должно быть предусмотрено сооружение каналов лоткового типа с выводом их в общий канал, впадающий в амбар для сбора БСВ. Кроме того, должны быть предусмотрены меры, исключающие попадание бурового раствора из циркуляционной системы в амбар с БСВ.

Очистка БСВ производится путем обработки их коагулянтном и флокулянтном с использованием водоочистной установки. Такая установка состоит из водяного насоса, смесителя эжекторного типа, двух емкостей для раствора коагулянта и флокулянта и системы инженерных коммуникаций. При этом очищенные БСВ используются для обработки бурового раствора и других специальных нужд буровой.

2.5.3. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Источниками загрязнения атмосферного воздуха являются:

- блок приготовления бурового раствора - в результате перемещения различных сыпучих компонентов образуется пылевыведение;
- циркуляционная система - выбросы углеводородов в атмосферу происходят с открытой поверхности бурового раствора;

- емкость для хранения нефти, топливно-масляная установка;
- испарение нефтепродуктов при их приемке, отпуске и хранении с открытой поверхности резервуаров;
- выбросы двуокиси азота двигателями внутреннего сгорания.

Для предотвращения загрязнения воздушной среды ГСМ, нефть и другие жидкие химические реагенты, используемые в процессе бурения, необходимо хранить в специальных емкостях, которые перед заполнением испытывают на прочность и хранят под навесом в специально отведенных местах.

Доставку нефти и ГСМ осуществлять в специально оборудованных цистернах.

Для защиты атмосферы от пылевыведения глинопорошок, цемент и порошкообразные химические реагенты необходимо доставлять на буровую в заводской упаковке, полиэтиленовых мешках и хранить в специально отведенных помещениях (сараях).

Для приготовления бурового и цементного растворов целесообразно применять гидравлические смесители, которые всасывают порошкообразные химические реагенты за счет вакуума, после всасывания порошок смешивается с водой, образуя буровой или цементный растворы.

2.5.4. Ликвидация шламовых амбаров и рекультивация земель

Под рекультивацией земель понимаются любые работы, направленные на восстановление народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а не только работы, связанные с восстановлением плодородно-почвенного слоя.

После окончания строительства скважина оборудуется согласно плану консервации или ликвидации скважины, буровое оборудование демонтируется и вывозится на новую точку строительства.

Имеющийся в наличии буровой раствор вывозится для использования его на других скважинах.

Освобожденный от оборудования земельный участок восстанавливается технической и биологической рекультивацией до степени, пригодной для дальнейшего использования землепользователем.

Собирается и утилизируется плавающая и пленочная нефть. Грунт, пропитанный ГСМ, собирается и сжигается, почва, пропитанная химическими реагентами, собирается и захороняется.

Пригодные остатки ГСМ вывозятся для дальнейшего использования, непригодные сжигаются.

Металлолом, остатки трубной продукции складироваться и вывозятся.

Временные сооружения (сарай, склады, навесы и т.д.) разбираются и вывозятся для дальнейшего использования.

Отработанный буровой раствор захороняется в специально отведенных местах с гидроизоляцией.

С участков под дизельным и насосным блоками и глиномешалкой снимается загрязненная часть грунта толщиной 0.1 - 0.15 см. Снятый грунт засыпается в шламовый амбар.

Земляные шламовые амбары (отстойники) ликвидируются в соответствии с требованиями ОСТ-41-91, 01-74, котлованы засыпаются, обваловка выравнивается.

Твердые органические отходы (деревянная тара, бумажные мешки и т.д.) сжигаются в специально отведенных местах с соблюдением правил пожарной безопасности.

Земельный участок, нарушенный производственной деятельностью, подвергается планировке с сохранением естественного уклона местности.

Заскладированный плодородный слой почвы равномерно возвращается на прежнее место.

В устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1х1х1м и металлический репер с указанием номера скважины, даты начала и конца бурения, наименование экспедиции, пробуравившей скважину.

Производится демонтаж водопроводов и рекультивация подъездных путей.

2.5.5. Биологическая рекультивация

Биологическая рекультивация производится землепользователем за счет средств предприятия, нарушившего землю.

Биологическая рекультивация начинается после окончания технического этапа рекультивации и передачи участка землепользователю.

Биологическая рекультивация включает в себя разрыхление верхней части почвы, посев семян многолетних трав и рассады растений, характерных для данного района, и первоначальный их полив.

2.5.6. Охрана недр

Причинами загрязнения недр при бурении могут быть некачественное цементирование и недоподъем цемента за колонной, нарушения в обсадной колонне и цементного камня в заколонном пространстве, попадание жидких отходов в водоносные горизонты из-за плохого качества крепления, инфильтрация отходов с поверхности земли из амбаров - накопителей через почвогрунты и устье скважины. Для предотвращения загрязнения геологической среды необходимо провести, прежде всего, качественное цементирование.

Наряду с правильно оборудованной конструкцией скважины, только качественное цементирование обсадных колонн предотвратит загрязнение пластовых вод в процессе бурения.

На основании "Положения об использовании ликвидированных разведочных, поисковых, параметрических и опорных скважин, давших при опробовании воду, для комплексных гидродинамических и гидрогеологических исследований" и "О мерах по усилению охраны окружающей среды и комплексному исследованию природных ресурсов", в процессе бурения глубоких скважин необходимо проведение следующих видов работ:

1. При проводке глубоких скважин особое внимание должно быть обращено на соблюдение регламента проводки скважины и вскрытия нефтегазонасыщенных пластов с целью предотвращения выброса промывочного раствора, открытого фонтанирования, обвалов и других осложнений ствола скважин, способных нанести вред недрам и окружающей среде путем образования грифонов, возникновения пожаров и значительных потерь газа и нефти.

2. Для охраны недр в глубоких скважинах должен осуществляться подъем цемента за всеми колоннами до устья, с целью разобщить все пласты в разрезе, вскрываемые скважинами.

3. Во всех глубоких скважинах интервалы испытания, давшие притоки пластовых флюидов, должны быть разобщены путем установки цементных мостов, перекрывающих предыдущий интервал испытания, причем кровля моста должна находиться выше кровли интервала.

4. В законченных бурением глубоких скважинах должны устанавливаться консервационные мосты выше кровли самого верхнего продуктивного интервала в интервале не менее 50 м, если скважина дала промышленный приток газа или нефти и законсервирована до организации промысла.

Если глубокая скважина подлежит ликвидации по геологическим причинам, то в скважине должен быть установлен ликвидационный мост (в случае испытания скважины) выше кровли самого верхнего продуктивного интервала в интервале не менее 50 м.

Если глубокая скважина подлежит ликвидации по геологическим или техническим причинам и не испытана, то в скважине должна быть установлена ликвидационная цементная пробка в интервале не менее 50 м на глубине 200м от устья скважины.

5. После завершения буровых работ должно быть произведено захоронение выбуренной породы, выброшенного глинистого раствора, неиспользованных химреагентов, транспортировка которых невозможна, полная очистка территории от металлолома, приведение земельных участков в пригодное состояние для использования их в народном хозяйстве в соответствии с Земельным Кодексом Республики Узбекистан.

6. Ликвидированные глубокие скважины должны быть оборудованы заглушками и на их устье установлены реперы с указанием номера, площади, даты начала и окончания работ, наименование исполнителя работ.

7. В скважинах, законсервированных до организации промысла, ствол должен быть заполнен глинистым раствором с параметрами, соответствующими параметрам раствора последнего интервала испытания, но не ниже, чем при бурении в забойной части.

8. Устье скважины должно быть оборудовано фонтанной арматурой АФТ-50/700. Штурвалы задвижек фонтанной арматуры должны быть сняты. Фланцы задвижек должны быть оборудованы заглушками.

9. Устье скважины и фонтанная арматура должны быть заполнены незамерзающей жидкостью (дизтопливо) с целью предохранения от размораживания.

10. На устье должна быть закреплена табличка с указанием номера скважины, наименования площади, организации, пробуравившей скважину и срока консервации (или даты ликвидации).

11. Состояние устья и фонтанной арматуры глубоких скважин, находящихся в консервации, должно контролироваться не реже одного раза в квартал для предотвращения возможной их разгерметизации и выброса газа или нефти в окружающую среду.

2.5.7. Защита геолого-геофизической информации, полученной в глубоких скважинах

С целью наиболее полного и качественного изучения строения площади проектируемых работ в глубоких скважинах выполняется полный комплекс геологических, промыслово-геофизических, промыслово-геологических исследований в процессе бурения, крепления скважин и в обсаженном стволе, результаты которого отражаются в геологических документах.

При бурении глубоких скважин документация ведется постоянно от начала до завершения их строительства.

Результаты исследований представляют собой документы бессрочного хранения.

В соответствии с требованиями для ее дальнейшего использования, вся полученная геолого-геофизическая, геологическая, геолого-технологическая и геолого-промысловая информация должна быть подготовлена в двух экземплярах, один из которых передается на хранение, а другой – добывающей организации.

2.5.8. Проектирование мероприятий по охране недр и окружающей среды

При проектировании глубокого бурения в разделе «Охрана недр и окружающей среды» должны использоваться нормативные документы,

определяющие комплекс мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения окружающей среды и охрану недр.

Из этих документов должны быть отобраны мероприятия, направленные на охрану недр и окружающей среды и отвечающие основным целям и задачам проекта глубокого бурения.

Вопросы к главе:

- 1) Комплекс природоохранных мероприятий по защите почв и водных объектов.
- 2) Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха.
- 3) Работы, направленные на рекультивацию земель.
- 4) Работы, проводимые в процессе бурения в целях охраны недр.

2.2.4.1.5. Оценка прогнозных ресурсов категории Д₁ и Д₂ на стадии оценки зон нефтегазонакопления

Практически все методы оценки прогнозных ресурсов на этой стадии основываются на сравнительной геологической аналогии. Это в равной мере относится к методам многовременного математического моделирования процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, поскольку должны быть установлены на хорошо изученных эталонных участках, проверены на таких же участках, не вовлеченных в анализ для последующего контроля, а затем перенесены на неизученные оценочные участки для оценки на них прогнозных ресурсов. Некоторые приёмы математического моделирования, рассматриваемые ныне как самостоятельные методы, по существу являются лишь аппаратом, позволяющим на более высоком, чем прежде, уровне обосновывать аналогию эталонных и оценочных участков. Из сказанного следует, что независимо от того, каким методом предполагается оценивать прогнозные ресурсы, в сравнительной геологической аналогии первостепенная роль отводится обоснованию выделения эталонных участков

на хорошо изученной территории и оценочных участков на прогнозной территории. При этом прогнозные ресурсы территории будут представлять собой интегральную оценку ресурсов по оценочным участкам, выделяемым в ее пределах.

2.2.4.2. Методика подсчета прогнозных ресурсов нефти и газа в Республике Узбекистан

2.2.4.2.1. Качественная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа

Оценка прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата включает в себя два взаимосвязанных этапа - качественную и количественную оценки и осуществляется специальной лабораторией ОАО ИГИРНИГМ один раз в четыре года по всей территории РУз. На основе этих расчетов уточняются схемы нефтегазогеологического районирования, зоны размещения и плотностей удельных запасов категорий D_1 и D_2 в пределах выделенных зон.

В зависимости от того, насколько тщательно выполнена качественная оценка, определяется достоверность полученных результатов количественной оценки.

На следующем этапе качественной оценки изучается пространственное изменение каждого критерия нефтегазоносности путем составления соответствующих карт: тектонических, структурных, литолого-фациальных, гидрогеологических, геохимических и других. Совмещением этих карт получают комплексную карту критериев нефтегазоносности, являющуюся основной для нефтегазогеологического районирования территорий, выделения оценочных объектов прогнозирования зон, характеризующихся разной степенью перспективности. Границы зон разной перспективности Е.В.Захаров и Ю.А.Иванов предлагают определять по наиболее существенным изменениям основных критериев или их групп в определенных сочетаниях.

В процессе дифференциации территорий выделяются зоны: заведомо бесперспективные (объект прогнозирования в осадочных отложениях отсутствует), бесперспективные (объект прогнозирования лишен коллекторов или покрышек либо находится в зоне гипергенеза или в других неблагоприятных условиях), перспективные на нефть, на газ и на нефть и газ. По каждому объекту прогнозирования составляется карта перспектив нефтегазоносности. Вместе с комплексной картой критериев нефтегазоносности и картами тектонического и нефтегазогеологического районирования она служит основной для количественной оценки прогнозных ресурсов.

Наряду с указанным комплектом карт по каждому горизонту или комплексу, такой же комплект карт составляется по всему осадочному чехлу в пределах оцениваемого региона. Кроме того, составляются схемы корреляции с выделением нефтегазоносных и перспективных на нефть и газ горизонтов, литолого-стратиграфических и нефтегазоносных комплексов, схема нефтегазогеологического расчленения разреза региона и т.п.

В зависимости от степени обоснованности в отношении нефтегазоносности и изученности объектов прогнозирования проводится дифференциация по категориям D_1 и D_2 . Качественная оценка завершается выделением в пределах объекта прогнозирования оценочных участков, а в пределах хорошо изученной территории - эталонных участков.

2.2.4.2.2. Количественная оценка прогнозных ресурсов

Объектами количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа могут быть подготовленные к бурению или выявленные ловушки, а также оценочные участки. В пределах одного оценочного объекта по площади может быть выделено несколько оценочных участков. Вместе с тем интервалы разреза отложений (горизонт, комплекс, осадочный чехол) у соответствующих оценочных объектов и оценочных участков одинаковы.

В общем применяемая технология оценки ресурсов категорий D_1 и D_2 такая же, как и описанная выше.

2.2.4.2.3. Оценка прогнозных ресурсов категории D_1 и D_2 при проектировании

При проектировании опорного или параметрического бурения для оценки ресурсов по объекту бурения следует воспользоваться данными ОАО ИГИРНИГМ, опубликованными в специальных отчетах.

В этих работах приводятся оценки прогнозных ресурсов по нефтегазоносным территориям (регионам, областям, районам, участкам).

Зная, к какому участку относится объект проектирования, по методике, изложенной в разделе 2.6.6.1.2.1, определяют прогнозные ресурсы категории D_1 , используя формулу 2.6.6.2 со средним коэффициентом аналогии 0,8, тогда эта формула приобретает вид:

$$Q_{n(g) \text{ прогноз}} = q(\text{участка}) \cdot \rho_{\text{структуры}} \cdot 0,8. \quad (2.2.4.5.)$$

Увязка категорий ресурсов и запасов с определенными этапами и стадиями геологоразведочного процесса и разработки залежей создает предпосылки для применения системного подхода к выделению объектов оценки прогнозных ресурсов и запасов нефти и газа. Назовем их (для краткости) соответственно оценочными и подсчетными объектами. Суть системного подхода заключается в представлении оценочных и подсчетных объектов в виде ряда отношений последовательного подчинения соответствующих определенной стадии изученности.

2.2.4.2.4. Выделение оценочных объектов прогнозных ресурсов

В современной науке под системами обычно понимают сложные объекты, для которых характерны множественность, разнотипность и разнокачественность образующих их элементов и связей. К важным

свойствам систем относится их целостность и последовательность их внешних системообразующих связей, а также существованием среди элементарных объектов, составляющих систему, определенных форм организованности или упорядоченности, образующих своего рода уровни иерархии. Нужно иметь в виду, что понятие «элементарный объект» относительное. Объект, рассматриваемый при низкой степени изученности в качестве элементарного, с повышением степени изученности оказывается сложным, состоящим из нескольких меньших по масштабу, элементарных объектов. Именно в такой взаимосвязи находятся все объекты внутри самых крупных систем: нефтегазоносных провинций и их осадочного выполнения, и подсчет перспективных ресурсов и запасов нефти и газа и содержащихся в них компонентов. В последние годы при прогнозировании нефтегазоносности наметилась вполне определенная тенденция одновременного учета площадной и вертикальной иерархии при выделении оценочных объектов по принципу: меньший по площади объект увязывается с более узкой литолого-стратиграфической единицей разреза. Объекты, выделенные таким образом, обладают существенными преимуществами по сравнению с любыми другими, поскольку позволяют конкретизировать прогноз, тем самым его достоверность. Одновременно следует увязывать масштабы оценочных объектов с выделяемыми стадиями геологоразведочного процесса. Принцип разделения нефтегазоносных провинций и выполняющих их отложений на объекты площадной и вертикальной иерархии, положен в основу нефтегазогеологического районирования. Однако если в разрезе объекты нефтегазогеологического расчленения совпадают с оценочными объектами то по площади, начиная с нефтегазоносного района, оценочные объекты приурочивают к геоструктурным элементам соответствующего порядка и знака. Чтобы определить, какие пары объектов площадной и вертикальной иерархии можно рассматривать на каждой стадии как оценочные объекты одного уровня общей системы «нефтегазоносная провинция - осадочный чехол»,

необходимо оговорить условия, при которых возможно сопоставление таких пар. При прогнозировании нефтегазоносности недр важнейшими являются принципы геологической аналогии. Они заключаются в выборе на изученной территории эталонных объектов, которые по ряду критериев можно считать сходными по геологическому строению со слабо изученными оценочными объектами на прогнозной территории. При этом эталонный и оценочный объекты (на прогнозной территории) должны быть приурочены к геоструктурным элементам одного порядка и знака. Они, в свою очередь, представляют собой часть одного тектонического сооружения более высокого ранга, расположенного в пределах соответствующего объекта нефтегазогеологического районирования одного с ним уровня. Проведение аналогии между эталонным и оценочным участками по площади и разрезу возможно в том случае, если объекты нефтегазогеологического расчленения прослеживаются на территории объекта нефтегазогеологического районирования, охватывающего эти участки. На стадии прогноза нефтегазоносности при оценке ресурсов категории D_2 необходимо, чтобы один и тот же комплекс прослеживался как в пределах эталона - купола тектонического сооружения, т.е. свода, впадины и др., где установлена его нефтегазоносность, так и в пределах оценочного участка того же порядка и знака, где тот же комплекс относится к нефтегазоперспективным. И эталон, и оценочный объекты в данном случае должны быть расположены в пределах разных нефтегазоносных районов одной нефтегазоносной области. Следовательно, оценочный объект категории D_2 на стадии прогноза нефтегазоносности в плане ограничивается крупным тектоническим сооружением или его частью, а в разрезе - толщиной нефтегазоперспективного комплекса. Существующие методы позволяют оценивать прогнозные ресурсы категории D_2 и по более крупным элементам нефтегазоносной области в провинции и их осадочному выполнению. Оценочными объектами категории D_2 на подстадии выявления объектов и подготовки их к поисковому бурению служат выявленные и подготовленные

ловушки в пределах тектонических сооружений, относимых к этой категории. В разрезе основным объектом на них является нефтегазоперспективный комплекс. Оценочные и эталонные объекты при оценке прогнозных ресурсов категорий D_1 на стадии оценки зон нефтегазонакопления выбираются в пределах одного крупного тектонического сооружения. По площади эталонные участки охватывают сооружения меньшего порядка или их участки в пределах изученных зон нефтегазонакопления. Оценочные участки выделяются на одинаковых по рангу и знаку геоструктурных элементах, расположенных в пределах нефтегазоперспективных зон или неизученных частей зон нефтегазонакопления. В разрезе эталонным и оценочным объектам соответствуют более узкие интервалы разреза, чем нефтегазоносный комплекс, т.е. горизонты, прослеживаемые в пределах нефтегазоносного района. Нефтегазоносность одних и тех же горизонтов на эталонных участках доказана, а на оценочных - предполагается. Оценочными объектами категории D_1 на подстадиях выявления и подготовки объектов к поисковому бурению являются выявленные и подготовленные ловушки в пределах тектонических сооружений, относимых к категории D_1 . В разрезе оценочным объектом на таких ловушках служит нефтегазоперспективный горизонт.

2.2.4.2.5. Подсчет перспективных ресурсов категории C_3

На подготовленных к вводу в поисковое бурение и вводимых в поисковое бурение структурах, более изученных геофизическими методами, а в отдельных случаях и глубоким бурением, осуществляется подсчет перспективных ресурсов по более высокой категории C_3 .

2.2.4.2.6. Выделение подсчетных объектов перспективных ресурсов

При подсчете перспективных ресурсов категории C_3 уровень подсчетных объектов в плане соответствует отдельной ловушке, способной аккумулировать нефть и газ. Тип ловушки определяется строением структурно-фациальной зоны. Приуроченность групп связанных между собой ловушек к одной зоне нефтегазонакопления предопределяет преимущественную приуроченность залежей к одним и тем же пластам. Таким образом, при оценке перспективных ресурсов объектами подсчета одного уровня в плане и разрезе являются ловушки и нефтегазоносные пласты. При этом пласт рассматривается как минимальное подразделение разреза, способное вмещать самостоятельную залежь. При любом обобщении всегда возникают трудности с выделением горизонтов, пластов и их пропластков. Исходя из результатов изучения условий взаимодействия пластов при их дренировании в случае многопластового строения залежей, М.М.Иванова, И.П.Чоловский и И.С.Гутман предложили количественные критерии для решения этого вопроса.

В частности, если пачка непроницаемых пород прослеживается внутри горизонта более чем на 70% площади залежи, то она служит разделом между пластами коллекторов. Пачки непроницаемых пород, распространенные менее чем на 70% площади залежи, разделяют пропластки коллекторов, принадлежащих единому пласту. Если площадь распространения залежи каждого непроницаемого пласта не превышает 30% площади залежи, то такие пропластки не оказывают существенного влияния на характер разработки, и пласт можно считать монолитным.

Первый подсчет запасов выявленной залежи производится по получении промышленного притока нефти и газа на перспективной площади. В разрезе в качестве подсчетного объекта принимается пласт или горизонт в зависимости от того, с чем из них связаны залежи на соседних месторождениях той же структурно-фациальной зоны.

Таким образом, иерархический уровень объектов на предполагаемых и выявленных залежах остаётся одним и тем же. Этим определяется

взаимосвязь между запасами выявленных залежей, с одной стороны, и перспективными ресурсами предполагаемых залежей – с другой. Вместе с тем, достоверность запасов, несмотря на то что в них преобладают запасы категории C_2 , существенно выше достоверности ресурсов категории C_3 , поскольку в первом случае подтвержден сам факт наличия залежи. На разрабатываемой залежи должен проводиться комплекс исследований по детализации её строения, на основе которого осуществляется перевод запасов в категории В и А. По данным исследований в скважинах, пробуренных по более плотной сетке, уточняются границы распространения коллекторов каждого пропластка, выделяемого внутри продуктивного пласта. С учетом данных опробования скважин в терригенном коллекторе устанавливаются кондиционные значения, разделяющие высоко и низкопродуктивные породы, прослеживаются зоны распространения пластов и пропластков разной продуктивности, рассматриваемые как самостоятельные подсчетные объекты. В карбонатном коллекторе выделяются в разрезе и прослеживаются по площади залежи пласты разных типов коллекторов, отличающиеся друг от друга коллекторскими свойствами. Таким образом, подсчетные и оценочные объекты, иерархический уровень которых определяется стадиями геологоразведочного процесса и разработки залежей, увязанные на различных уровнях по площади и разрезу, рассматриваются как своего рода элементарные тела сложной системы «нефтегазоносная провинция». Степень элементаризации объекта обуславливается степенью его изученности, что, в свою очередь, определяет категоричность запасов и ресурсов. Все это в конечном счете позволяет дифференцировать способы подсчета запасов и оценки ресурсов применительно к степени изученности объектов.

2.2.4.3. Методы подсчёта перспективных ресурсов категории C_3

Объектами подсчёта перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата служат подготовленные к глубокому бурению ловушки структурного и неструктурного типов на перспективной площади в каждом пласте, продуктивность которых установлена на соседних месторождениях, расположенных в одной структурно-фациальной зоне с этими ловушками, а также ещё не вскрытые бурением пласты, если их продуктивность установлена на других месторождениях, находящихся с изучаемыми в пределах одной структурно-фациальной зоны. Таким образом, перспективные ресурсы площади определяются суммой ресурсов, подсчитанных в каждом пласте, наличие которого в разрезе и его возможная продуктивность соответственно установлены на основании структурно-фациального анализа и аналогии с изученными месторождениями, исходя из условий формирования нефтяных и газовых месторождений - аналогов.

Подсчет перспективных ресурсов осуществляется двумя методами:

- методом удельных плотностей;
- методом аналогий.

2.2.4.3.1. Метод удельных плотностей

Общие принципы метода удельных плотностей описаны в предыдущем разделе.

Однако в этом случае для определения удельных плотностей УВ выбираются месторождения, расположенные в пределах участка, где расположена площадь проектируемых работ, и которые имеют общие (с объектом проектирования) черты геологического строения.

Средние удельные плотности рассчитываются по формуле:

$$q_{cp} = \sum_{i=1}^n Q_{\#(z)i} / \sum_{i=1}^n S_i, \quad (2.2.4.6.)$$

где: $Q_{н(г)i}$ – запасы УВ категорий $A+B+C_1+C_2$ по уже выявленным месторождениям;

n – количество месторождений;

S_i – площадь нефтегазоносности по каждому месторождению.

По объекту проектирования площадь нефтегазоносности определяется с учетом коэффициента заполнения ловушек на известных месторождениях, который определяется по формуле:

$$K_{зан} = \sum_{i=1}^n \frac{h_i}{H_i} / n, \quad (2.2.4.7.)$$

где: h_i – высота залежи каждого месторождения (определяется по контуру ГВК, ВНК, ГНК);

H_i – высота ловушки (определяется по предельно замкнутой изогипсе);

n – количество залежей.

Перспективные ресурсы категории C_3 определяются по формуле:

$$Q_{н(г)} = q_{ср} \cdot S_{лов} \cdot K_{зан}, \quad (2.2.4.8.)$$

где $S_{лов}$ – площадь ловушки по предельно замкнутой изогипсе.

2.2.4.3.2. Объемный метод

Подсчет перспективных ресурсов УВ объемным методом подразумевает использование известных формул [8]:

$$Q_{Г_{сух}} = S \cdot h_{газ} \cdot K_p \cdot K_r \cdot (P_{пл} \alpha_{пл} - P_0 \alpha_0) f \cdot \eta, \quad (2.2.4.9.)$$

где: $Q_{Г_{сух}}$ – извлекаемые (промышленные) запасы газа, тыс.м³;

S – площадь газонасности, м²;

$h_{\text{газ}}$ – газонасыщенная мощность пласта, м;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент открытой пористости;

$K_{\text{г}}$ – коэффициент насыщения пласта газом (коэффициент газонасыщения);

$P_{\text{пл}}, \alpha_{\text{пл}}, P_0, \alpha_0$ – пластовое давление, поправка на изменение свойства газа, начальное пластовое давление, начальное изменение свойства газа;

f – вязкость;

η – коэффициент газоотдачи.

$$Q_{\text{Низв}} = S \cdot h_{\text{нефть}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{н}} \cdot \theta \cdot \eta, \quad (2.2.4.10)$$

где: $Q_{\text{Низв}}$ – извлекаемые (промышленные) запасы нефти, т;

S – площадь нефтеносности, м²;

$h_{\text{нефть}}$ – нефтенасыщенная мощность пласта, м;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород;

$K_{\text{н}}$ – коэффициент насыщения пласта нефтью (коэффициент нефтенасыщения);

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти на поверхности, т/м³;

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти: $\theta = 1/b$ (b — объемный коэффициент пластовой нефти);

η – коэффициент нефтеотдачи.

По сравнению с подсчётом запасов методом удельных плотностей все параметры формул (2.2.4.9) и (2.2.4.10) объёмного метода неизвестны. Для определения предполагаемой площади залежи используются структурные построения, выполненные на перспективной площади по каждому возможно продуктивному пласту. При совпадении структурных планов ОГТ и нефтегазонасного пласта в пределах исследуемой структурно-фациальной зоны применяются структурные карты ОГТ, составленные по данным сейсморазведки, структурного бурения или комплекса этих методов. Если установлено закономерное несовпадение указанных структурных планов, то

предварительно выполняются структурные построения с учётом этого несовпадения. Площадь газонефтеносности, в основном определяющая достоверность подсчёта ресурсов, зависит от положения ГВК, ГНК или ВНК и от распространения коллекторов в пределах возможной залежи. Из-за выклинивания пласта или литолого-фациального замещения коллектора на всю его толщину площадь залежи сокращается. Влияние этих факторов на возможную величину площади нефтеносности залежи перспективной структуры может быть учтено несколькими способами в зависимости от условий залегания нефти и газа в разведанных залежах, расположенных в одной, с перспективной площадью, структурно-фациальной зоне. При этом способы определения возможных нефтеносных площадей должны увязываться со способами обоснования эффективных нефтегазонасыщенных толщин пласта.

2.2.4.3.3. Непосредственное определение возможной площади нефтегазоносности

Этот способ применяется, если: перспективная структура подготовлена сейсмическими методами на уровне продуктивного пласта; нефтегазоносный пласт на соседних залежах структурно-фациальной зоны не претерпевает выклинивания или литолого-фациального замещения на всю толщину; в пределах структурно-фациальной зоны установлено закономерное изменение отметок ВНК в каком-либо направлении. При соблюдении этих условий составляется карта изменения контактов, по которой в точке, соответствующей наиболее высокой отметке структуры, интерполяцией определяется отметка ВНК. На этой отметке на структурной карте ОГТ проводится внешний контур нефтеносности, ограничивающий предположенную площадь залежи. Величина средней эффективной нефтенасыщенной толщины предполагаемой залежи при тех же условиях зависит также от типа залежи. Если перспективная структура расположена

между разведанными залежами пластового типа, то среднее значение параметра определяется путём интерполяции между средними значениями эффективной нефтенасыщенной толщины этих залежей. В тех случаях, когда перспективная структура расположена за пределами разведанных участков структурно-фациальной зоны, её средняя нефтенасыщенная толщина определяется путём экстраполяции средних значений толщин разведанных залежей. На залежах массивного типа среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины пласта должно определяться с учётом соотношения $R = h_n \cdot (2) \cdot \text{эф} F_{\text{зал.}}$ на соседних залежах структурно-фациальной зоны. Величина R на перспективной структуре определяется интерполяцией, и экстраполяцией – если она находится за пределами разведанных залежей, но в той же структурно-фациальной зоне. Эффективная нефтенасыщенная толщина массивной залежи предполагаемой перспективной структуры будет равна $F_{\text{пер}}$, где величина отношения в скобках определяется интерполяцией или экстраполяцией. Площадь $F_{\text{пер}}$ величина уже известная.

2.2.4.3.4. Определение возможной площади нефтегазоносности с помощью коэффициента заполнения ловушек

Необходимость применения коэффициента заполнения ловушек была установлена ГКЗ с целью исключения возможности завышения ресурсов нефти и газа и определяется Инструкцией по применению ныне действующей Классификации запасов. Определение предполагаемой площади перспективной структуры с помощью коэффициента заполнения ловушек целесообразно, если: структура подготовлена структурным бурением в комплексе с сейсмическими методами по ОГТ, расположенным значительно выше продуктивных пластов; на разведанных залежах установлено выклинивание или литолого-фациальное замещение пласта на всю толщину; некоторые структуры, расположенные по соседству с перспективной, при разбуривании оказались пустыми. Под пустыми

понимаются структуры, в которых по различным причинам при разбурировании не установлены залежи нефти и газа. Величина коэффициента заполнения $K_{\text{ср.взв}}$ рассчитывается как средневзвешенная с учётом всех структур данной структурно-фациальной зоны, пребывавших в глубоком разведочном бурении на дату подсчёта, независимо от его результатов.

2.2.4.3.5. Определение остальных параметров, входящих в формулу объемного метода

Остальные параметры, входящие в формулы (2.2.4.9) или (2.2.4.10), принимаются по аналогии с изученными продуктивными пластами в пределах выделенной структурно – фациальной зоны с учетом выявленных закономерностей и изменения литологических особенностей пластов.

2.2.4.4. Подсчет запасов УВ

На разведываемых месторождениях подсчет запасов выполняется только объемным методом.

Объемный метод подсчета запасов нефти и газа широко распространен и может быть использован при любом режиме работы продуктивного нефтяного пласта и на любой стадии его разведанности.

Помимо основного объемного метода существуют различные его варианты, которые на практике в настоящее время применяются очень редко. К их числу относятся объемно-статистический вариант, объемно-весовой, площадной и вариант изолиний.

Объемно-статистический вариант основан на использовании по истощенному (выработанному) пласту произведения коэффициента нефтеотдачи на коэффициент нефтенасыщения. Это произведение называется коэффициентом использования объема пор и может быть принято для подсчета запасов нефти объемным методом на новых, аналогичных по геологическому строению месторождениях, для которых отдельное

определение коэффициентов нефтенасыщения и нефтеотдачи затруднительно.

Объемно-весовой вариант применяют для пластов с гравитационным режимом, добыча нефти из которых ведется шахтным способом, а также для нефтеносных пластов, разрабатываемых открытым способом. В этих случаях, зная объем пласта, содержащего нефть, и содержание нефти в единице объема пласта, можно определить запас нефти.

Площадной вариант заключается в определении по истощенной (выработанной) площади полученных запасов на единицу продуктивной площади и на 1 м нефтенасыщенной мощности и в последующей экстраполяции полученной величины на аналогичную в геологическом отношении площадь. Этот вариант расчета применяют для прогнозных запасов (т. е. для внекатегорийных запасов).

Вариант изолиний состоит в использовании основных показателей формулы объемного метода. При этом показатели используются либо раздельно, либо в виде произведения некоторых из них и изображаются графически на плане расположения скважин изолиниями, характеризующими содержание полезного ископаемого.

Например, из формулы объемного метода берут следующие группы показателей: произведение величин для данной скважины $hm\beta = \alpha$ и $n\rho\theta = q$, причем q обычно является постоянной величиной для всего продуктивного пласта. Затем строят изолинии величин $hm\beta = \alpha$ и умножают средние значения между изолиниями (α) на соответствующую площадь f и величину q . В итоге получают запасы

$$Q = q \sum (f\alpha). \quad (2.2.4.11.)$$

Вариант изолиний в практике работ по подсчету запасов нефти не получил распространения.

При использовании объемного метода исходят из того, что нефть залегает в порах пласта, объем которых можно определить, зная геометрические размеры нефтеносного пласта и пористость слагающих его пород.

2.2.4.4.1. Подсчет запасов нефти.

Для подсчета запасов нефти применяют следующую формулу:

$$Q = F h m \beta \eta \rho \theta \quad (2.2.4.12.)$$

где: Q — извлекаемые (промышленные) запасы нефти, т; F — площадь нефтеносности, м²; h — нефтенасыщенная мощность пласта, м; m — коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород; β — коэффициент насыщения пласта нефтью (коэффициент нефтенасыщения); η — коэффициент нефтеотдачи; ρ — плотность нефти на поверхности, т/м³; θ — пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти: $\theta = 1/b$ (b — объемный коэффициент пластовой нефти).

При подсчете запасов нефти объемным методом должны быть представлены:

- а) обоснования выделенных категорий запасов с указанием их границ на подсчетном плане — структурной карте по кровле горизонта с обозначением результатов опробования или пробной эксплуатации скважин условными знаками;
- б) фактические данные по скважинам об эффективной мощности горизонта или пласта и его пористости, а также о методике получения и обоснования принятых исходных и средних величин для подсчета;
- в) данные об анализах нефти и усадке нефти при извлечении ее на поверхность, а также данные о газовом факторе;
- г) фактические данные о пластовом давлении, давлении насыщения и температуре горизонта месторождения;

д) данные о режиме горизонта, типе коллектора и его свойствах.

Площадь нефтеносности (F) - устанавливают на основе данных пробуренных скважин и их испытания. При подсчете запасов нефти продуктивная площадь измеряется на подсчетных планах.

Подсчетный план представляет собой структурную карту по кровле продуктивного горизонта, составленную в зависимости от размеров месторождения в масштабах от 1:5000 до 1:50 000, на которой показывают условными знаками результаты опробования всех пробуренных скважин на дату подсчета. На плане отмечают скважины:

а) давшие безводную нефть или газ, около которых в числителе дроби показывают начальный среднесуточный дебит нефти или газа, в случае появления воды — дату ее появления и содержание в процентах на эту дату; в знаменателе — текущий среднесуточный дебит и содержание воды в процентах на дату подсчета;

б) давшие нефть или газ с водой, около которых в числителе дроби указывают начальный среднесуточный дебит нефти или газа и процентное содержание воды, в знаменателе — текущий среднесуточный дебит и процентное содержание воды на дату подсчета;

в) давшие воду или газ;

г) давшие при испытании воду с пленками нефти;

д) встретившие притоки нефти или газа в процессе бурения;

е) показавшие благоприятные признаки газонефтеносности по каротажу, но неиспытанные.

Для определения размера продуктивной площади необходимо тщательно проанализировать данные испытания скважин, сопоставив полученные результаты с интервалами прострела колонны, данными изучения керна и материалами промыслово-геофизических исследований скважины (электро- и радиоактивный каротаж, боковое электрическое зондирование и др.), технической характеристикой конструкции скважины и т. п.

При определении контуров нефтеносности и продуктивной площади следует использовать карту водонефтяного контакта.

Нефтенасыщенная мощность пласта h — обычно определяют вертикальную (видимую) мощность пласта без поправки на угол его падения (так как при расчете объема пласта обычно берут произведение проекции площади на горизонтальную плоскость на вертикальную мощность).

Точное определение нефтенасыщенной мощности является важной задачей. Для этого используют данные анализа кернов, электрического и радиоактивного каротажа, а также материалы опробования скважин, позволяющие установить водонефтяной контакт и границы эффективной нефтенасыщенной мощности. Особенно сложно определение нефтенасыщенной мощности для карбонатных пород. В данном случае большое значение имеют комплексные определения этой величины (изучение керна, электро- и радиокаротаж, механический каротаж). Положение нижней границы нефтенасыщенной мощности усложняется наличием переходной зоны, которая в проницаемых коллекторах составляет до 0,3 м, а в плохо проницаемых достигает 8 м и более.

Для более точного определения нефтенасыщенной мощности пласта по отдельным скважинам следует использовать данные бокового электрического зондирования.

По имеющемуся керновому материалу трудно определить действительную мощность пласта, особенно если коллектор представлен толщей чередующихся тонких прослоев песчаников, песков, глин и т. п., так как вынос керна сильно колеблется и обычно не превышает 50 - 60 %.

Наиболее точные определения нефтенасыщенной мощности получаются при использовании комплексных наблюдений (изучение керна, данные испытания скважин, электро- и радиоактивный каротаж) в совокупности с техническими данными по скважине (состояние забоя, интервал прострела дыр и др.).

Средняя эффективная нефтенасыщенная мощность пласта может быть вычислена различными способами – как среднеарифметическая величина или как средневзвешенная по площади.

Среднеарифметическую величину обычно вычисляют в случаях, когда число пробуренных скважин крайне невелико и значения мощности по этим скважинам сильно различаются. Если скважин пробурено достаточно много и мощность пласта в них меняется более или менее плавно, то среднюю мощность вычисляют путем составления карты изопакит и подсчета по ней средневзвешенной мощности на единицу площади по соотношению:

$$h = \frac{h_1 f_1 + h_2 f_2 + \dots + h_n f_n}{f_1 + f_2 + \dots + f_n}, \quad (2.2.4.13.)$$

где $f_1, f_2, \dots, f_n$ — площади отдельных участков пласта, ограниченные соседними изопакитами, м²; $h_1, h_2, \dots, h_n$ — средние изопакиты, соответствующие указанным участкам и определяемые как средние величины между двумя соседними изопакитами, м.

Объем продуктивной части пласта Fh является наиболее важным параметром. Для правильного определения объема залежи необходимо надежное установление границ распространения нефтегазосодержащих коллекторов, что особенно сложно для залежей, приуроченных к литологически неоднородным пластам.

Определение продуктивного объема пласта производится арифметическим способом, с помощью карт изопакит, литологической карты и путем построения сводно-статистического разреза.

Арифметический способ определения объема пласта наиболее простой и применяется для монолитного пласта, характеризующегося простой формой строения, более или менее однородным фациальным составом пород и небольшой изменчивостью мощности. Сущность его заключается в определении средней эффективной нефтенасыщенной мощности пласта по

скважинам и умножении этой средней величины на площадь проекции пласта на плане расположения скважин.

При достаточной разбуренности пласта для определения продуктивного объема следует использовать карты изопакит. Методически простое построение карт изопакит усложняется при наличии неоднородных по строению пластов. В этом случае возникает вопрос о способе установления границ распространения коллекторов между соседними скважинами. Эти границы проводят различными методами: путем простой интерполяции значений мощности между соседними скважинами с последующим построением карт изопакит; путем использования геоэлектрической характеристики пласта по данным промысловой геофизики на основе корреляционной связи между относительной аномалией ПС и коллекторскими свойствами пласта; путем использования закономерности изменения градиента мощности пласта.

При применении простой интерполяции значений мощности для построения карт изопакит используют два способа интерполяции: линейный и нелинейный (рис. 2.1).

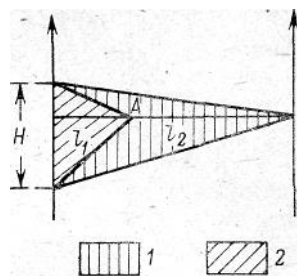


Рис 2.1. Примеры интерполяции значений мощности между скважинами:
1 — линейной; 2 — нелинейной

При линейной интерполяции значения изопакиты интерполируются равномерно между точками расположения скважин (даже при наличии во второй соседней скважине нулевой мощности).

При нелинейной интерполяции (в случае наличия во второй соседней скважине нулевой мощности) нулевая изопакита условно принимается посередине между скважинами и интерполяция мощности проводится на эту середину (интерполяция на середину).

Допустим, что мы приняли (рис. 2.1) такую точку A между скважинами, в которой произошло выклинивание пласта, имеющего в первой скважине мощность H . Тогда площадь сечения пропластка при линейной интерполяции составит:

$$S_1 = \frac{H}{2}(l_1 + l_2), \quad (2.2.4.14.)$$

а при нелинейной интерполяции —

$$S_2 = \frac{H}{2}l_1. \quad (2.2.4.15.)$$

Разница между площадями этих сечений:

$$S_1 - S_2 = \frac{H}{2}(l_1 + l_2) - \frac{H}{2}l_1 = \frac{H}{2}l_2 \quad (2.2.4.16.)$$

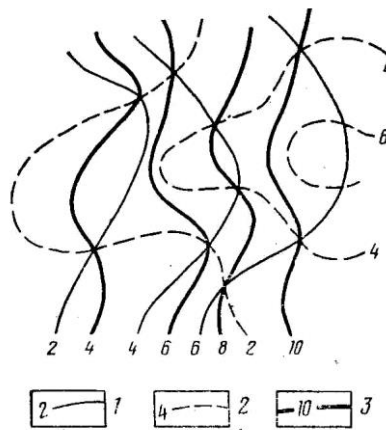


Рис. 2.2. Пример построения карты суммарных эффективных мощностей – двух проницаемых прослоев методом графического сложения карт эффективных мощностей

Изолинии эффективной мощности: 1 - первого прослоя, 2 - второго прослоя; 3 - изолинии суммарной эффективной мощности определяют завышение площади сечения пропластка при линейной интерполяции.

Отношение указанных площадей равно:

$$\frac{S_1}{S_2} = 1 + \frac{l_2}{l_1}. \quad (2.2.4.17.)$$

Таким образом, завышение площади при линейной интерполяции в основном определяется отношением протяженности участков распространения пропластков. Очевидно, что завышение площади, а значит и объема залежи, тем значительнее, чем больше эффективная мощность пропластка в скважине, чем ближе от этой скважины происходит его выклинивание и чем больше расстояние между скважинами, по которым интерполируется эффективная мощность. Для монолитного более или менее однородного пласта расчет нефтегазонасыщенного объема по карте изопахит ведется по следующей формуле:

$$V = f_1 h_1 + f_2 h_2 + \dots + f_n h_n, \quad (2.2.4.18)$$

где: V — объем пласта, м^3 ; $f_1, f_2, \dots, f_n$ — площади участков между двумя соседними изопахитами, м^2 ; $h_1, h_2, \dots, h_n$ — средняя нефтенасыщенная или газонасыщенная мощность, определяемая как полусумма соседних изопахит, м .

При расслоении горизонта на пласты или пласта на пропластки расчет объемов коллекторов следует проводить по карте изопахит суммарной мощности слагающих их проницаемых пластов или пропластков (рис. 2.2) на основе линейной интерполяции мощностей по отдельным пропласткам.

Такое совмещение отдельных изопахит по пластам (пропласткам) возможно, если:

а) эти пласты (пропластки) обладают одинаковыми коллекторскими свойствами;

б) отсутствуют фациальные замещения одного из пластов (пропластка) непроницаемыми породами на всю мощность и пласты (пропластки) развиты по всей площади залежи;

в) пласты (пропластки) содержат в себе единую залежь с общим водонефтяным контактом.

При несоблюдении хотя бы одного из указанных выше условий подсчет объемов следует проводить отдельно по каждому пласту (пропластку).

При раздельном учете объемов коллекторов пластов (пропластков), слагающих горизонт (пласт), особенно внимательно нужно подходить к планированию опробовательских работ с целью установления нефтегазоносности пластов, продуктивности скважин, отметок водонефтяных и газонефтяных разделов. При этом работы по опробованию наиболее тщательно нужно планировать в зоне ВНК с целью установления его отметок в разных частях залежи.

При наличии неоднородности, обусловленной выклиниванием или фаціальным замещением, задача подсчета объема залежи становится более сложной, особенно для определения границ распространения коллекторов при выборе метода интерполяции.

По-видимому, при фаціальном замещении пород следует применять нелинейную интерполяцию. В общем случае, если в строении пласта преобладает линзовидность, связанная с выклиниванием пластов, для определения границ распространения коллекторов следует использовать линейную интерполяцию.

Положение границы распространения коллекторов можно установить, используя особенности геоэлектрической характеристики пласта. Этот способ основан на установленной для отложений корреляционной связи между относительной аномалией ПС ($A_{\text{ПС}}$), пористостью и проницаемостью коллекторов. Относительная аномалия ПС представляет собой отношение абсолютной аномалии ПС реперного горизонта, характеризующегося литологическим постоянством и наиболее благоприятными коллекторскими свойствами, и аномалии ПС исследуемого пласта.

Например, установлено, что породы нижнемеловых отложений Прикумской нефтегазоносной области утрачивают коллекторские свойства при пористости менее 12% и проницаемости менее $1,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и соответствующее этим значениям $A_{\text{ПС}}$ составляет 0,5.

В соответствии с этим при литологическом замещении рассматриваемого пласта непроницаемыми породами относительная аномалия ПС оказывается меньше величины 0,5, а в зоне развития коллекторов — превышает 0,5. Интерполируя значения параметра $A_{\text{пс}}$ пласта между скважинами, в одной из которых его величина превышает 0,5 (пласт является коллектором), а в другой — меньше этого значения (коллекторы фациально замещены), можно найти точку со значением $A_{\text{пс}} = 0,5$, которая и определит положение границы распространения коллекторов между рассматриваемыми скважинами.

Допущение, что граница распространения коллекторов проходит через точку со значением параметра $A_{\text{пс}}=0,5$, представляется вполне правомерным, так как положение этой точки определено с учетом изменения геоэлектрической характеристики пласта, связанной с изменением его коллекторских свойств.

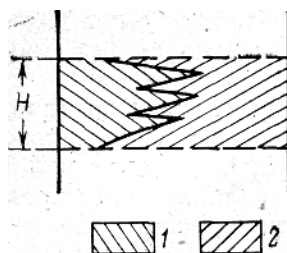


Рис. 2.3. Пример замещения продуктивного пласта
неколлектором

1 - песчаник; 2 — глина

Применение описанного выше методического приема дает наилучшие результаты для пластов, сложенных некарбонатными терригенными породами, для которых связь между относительной аномалией ПС и коллекторскими свойствами проявляется наиболее однозначно и четко. Для пластов, представленных породами с повышенной карбонатностью или трещинными коллекторами, эта методика очевидно неприемлема, поскольку отрицательная аномалия ПС таких пластов не является количественным критерием, определяющим коллекторские свойства породы.

Если в изменении мощности коллектора установлена закономерность, то интерполяцию следует вести с участка указанной закономерности, пользуясь данными изменения градиента мощности. Этот способ, т. е. интерполяция с учетом закономерностей в изменении мощности, представляется наиболее надежным.

При отсутствии данных о закономерностях изменения мощности следует учитывать степень разведанности площади. На стадии ее разведки (или даже на завершающей стадии разведки площади) следует применять только нелинейную интерполяцию (на середину). После окончания разведочных работ (на стадии эксплуатационного бурения) следует проводить линейную интерполяцию (на нуль) или интерполяцию по данным о закономерностях изменения коллекторских свойств пласта по площади.

При фациальной изменчивости пород и фациальном замещении коллекторов неколекторами (рис. 2.3), как уже указывалось, следует проводить нелинейную интерполяцию. При значительной фациальной изменчивости пород и «мозаичном» строении пласта (в отношении расположения коллекторов) составляется литологическая карта. В этом случае по данным каждой скважины проводят границы распространения коллектора с экстраполяцией его мощности за пределы скважины до половины расстояния между соседними скважинами или с учетом градиента изменения мощности. В итоге вокруг данной скважины, а возможно и целой группы скважин, ограничивается локальная площадь распространения коллектора. Для каждой такой площади определяется средняя арифметическая мощность (а если участок значителен по размерам, то в пределах его строится карта изопакит и мощность определяется как средневзвешенная величина по площади данного участка). Произведение площади на среднюю мощность позволит определить объем пласта данного участка.

Объем всего пласта в целом по такой литологической карте представляет собой сумму объемов отдельных участков.

При наличии на литологической карте различных типов пород, например песчаников и алевролитов, объемы этих пород подсчитываются раздельно. При вычислении запасов для различных типов коллекторов с помощью литологических карт важно учитывать коэффициенты нефтеотдачи этих коллекторов.

Для газовых залежей расстояния между эксплуатационными скважинами значительно больше, чем для нефтяных, поэтому в случае газовой залежи на любой стадии разведочного и эксплуатационного бурения при выклинивании коллекторов между двумя соседними скважинами следует применять интерполяцию на середину.

При выделении эффективных нефтегазонасыщенных мощностей коллекторов нужно производить увязку керна и геофизического материалов. Такая увязка позволяет уточнить тип коллектора и величину эффективной мощности по скважинам путем исключения из этой мощности глинистых и непроницаемых прослоев.

Наиболее сложным является определение объема нефтенасыщенной части в карбонатных коллекторах. Существующие методы не обеспечивают достаточную точность определения в связи с локальным развитием в карбонатных коллекторах пористых участков, поэтому требуется проведение специальных исследований. Например, для определения эффективного объема (т.е. объема пласта, содержащего нефть) рифовых отложениях проводилась кропотливая работа по установлению процентного соотношения пористых и непористых интервалов в разрезах скважин на основании данных изучения образцов керна.

Интересные сопоставительные расчеты продуктивных объемов по 20 площадям одного из месторождений проведены В.И. Азаматовым и Н.М. Свихнушиным. Оказалось, что, если принять расчет объема по способу литологической карты за 100 %, при среднеарифметическом способе расчета объем по отдельным площадям составляет – 92-134%, при нелинейной интерполяции — 73-93%, при линейной интерполяции — 84-102%.

Таким образом, при среднеарифметическом способе расчета отклонение объема составило 8-34% от расчета с помощью литологических карт; при нелинейной интерполяции занижение объема достигает 7-27 %, а при линейной интерполяции 2-16 %.

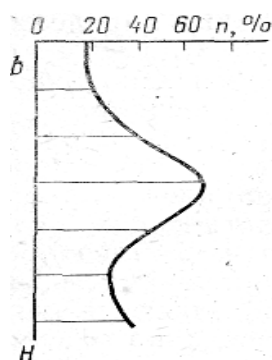


Рис. 2.4. Сводно-статистический разрез площади (по Н. М. Свихнушину, В. И. Азаматову)

В.И. Азаматовым и В.А. Бадьяновым для вычисления объемов продуктивных пород предложен метод составления сводно-статистических разрезов.

Сущность метода заключается в следующем: в прямоугольной системе координат ось ординат является осью глубин продуктивной части скважины, а по оси абсцисс откладывают число скважин (в процентах), в которых тот или другой интервал продуктивного разреза скважин представлен кондиционным (нефтенасыщенным) коллектором.

При построении на оси ординат откладывают равные, произвольно выбранные интервалы b продуктивной мощности (H) обычно в масштабе 1:200 для всей мощности продуктивного горизонта, по которому ведется расчет объема (интервал выбирается в зависимости от мощности продуктивной части: при значительной мощности размер интервала больше). Соединив по этим интервалам отметки числа скважин (n), получают кривую, представляющую собой дифференциальную кривую распределения относительного содержания

коллекторов по мощности продуктивного горизонта, или сводно-статистический разрез (рис. 2.4).

По указанной кривой определяется средняя величина мощности кондиционных (нефтенасыщенных) коллекторов (h_{cp}) в пределах каждого интервала по формуле:

$$h_{cp} = \frac{bn}{100} \quad (2.2.4.19.)$$

где: b — мощность интервала, м; n — число скважин, в которых интервал представлен нефтенасыщенным коллектором, %. Сумма всех интервалов

$$H = \frac{b\eta_1 + b\eta_2 + \dots + b\eta_i}{100} = \frac{b}{100} \sum_1^i \eta_i. \quad (2.2.4.20.)$$

И наконец, замеряя продуктивную площадь (F) в пределах контура нефтеносности, определяют продуктивный объем:

$$V = Fb = \frac{\sum_1^i \eta_i}{100}. \quad (2.2.4.21.)$$

Такой сводно-статистический разрез следует строить дифференцированно для песчаников и алевролитов.

На рис. 2.5 приведен пример сравнительного расчета объемов различных типов коллекторов по одной из площадей. Анализ полученных результатов показал, что наиболее вероятное значение объемов коллекторов получено по сводно-статистическому разрезу.

Проведенные расчеты позволяют дать следующие рекомендации по вычислению объемов коллекторов.

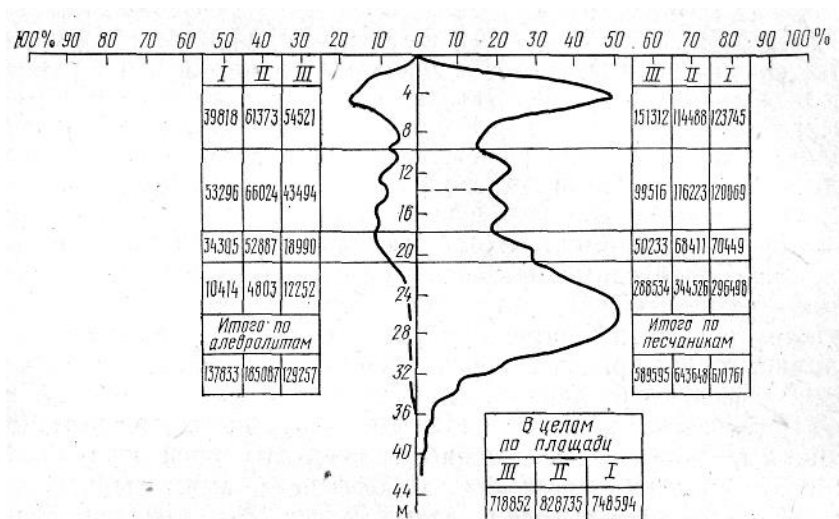


Рис. 2.5. Результаты определения объемов песчаников и алевролитов (по Н. М. Свихнушину, В. И. Азаматову)

Методы определения: I - среднеарифметический; II - по литологическим картам; III - по сводно-статистическому разрезу

Для площади, полностью разбуренной, можно применять литологическую карту, карту изопахит с линейной интерполяцией, среднеарифметический метод и сводно-статистический разрез, которые дают сходные результаты. Может применяться любой из этих методов.

Для мало разбуренных площадей:

а) при равномерной сетке расположения скважин в случае выклинивания пластов можно применять карту изопахит с линейной интерполяцией, а при значительном изменении мощности — среднеарифметический метод или сводно-статистический разрез.

б) при неравномерной сетке расположения скважин и значительном изменении мощности следует применять среднеарифметический метод и карту изопахит с нелинейной интерполяцией, а в случае значительного замещения пород — литологическую карту.

Коэффициент открытой пористости m обычно определяется по результатам изучения образцов пород, отобранных в интервале разреза продуктивного пласта. Для полной характеристики пористости пласта в этом

случае необходимо наличие данных и по площади распространения пласта, и по его мощности. Как правило, в достаточном количестве таких данных не бывает, поэтому для определения пористости используют промыслово-геофизические методы исследования. При этом предварительно необходимо провести тщательное сопоставление данных изучения кернов с результатами геофизических методов (по одному и тому же интервалу разреза), выявить расхождения, установить их причины и возможности уверенного использования геофизических данных.

В тех случаях, когда скважины пробурены в водонефтяной зоне и по геофизическим данным пористость определена в нефтяной и в водной частях пласта, более надежными следует считать определения в водной части пласта. Эти значения пористости могут быть перенесены и на нефтенасыщенную часть пласта при условии идентичности литолого-физических свойств нефтяной и водной частей разреза.

При вычислениях средних значений пористости по залежи могут применяться различные варианты, а именно: определение средних значений по объему пласта, числу образцов, имеющих по всем скважинам, определение среднего значения пористости по данным отдельных скважин и по залежи путем взвешивания пористости по площади.

Выбор того или иного варианта зависит от динамики изменения пористости по площади и разрезу, от числа и расположения скважин, от количества определений по каждой скважине.

Если коллекторские свойства пласта выдержаны по площади и разрезу, то число определяемых образцов может быть резко снижено, особенно при наличии увязки между данными лабораторных определений и промыслово-геофизическими данными. В случае невыдержанности коллекторских свойств пласта желательно получение не менее трех определений пористости на 1 м эффективной мощности.

Следует отметить, что первый из перечисленных вариантов применяют при очень незначительном наборе данных по пористости на вновь открытых

залежах. Определение расчетного значения пористости в этом случае ведется путем деления суммарной пористости всех образцов на их число (n), т.е. получается среднеарифметическая величина:

$$m_{\text{срар}} = \frac{m_1 + m_2 + \dots + m_n}{n}. \quad (2.2.4.22.)$$

При неоднородной и резко изменчивой пористости коллектора лучше определить среднегеометрическое значение пористости

$$m_{\text{срем}} = \sqrt[n]{m_1 m_2 \dots m_n} \quad (2.2.4.23.)$$

или среднегармоническое

$$m_{\text{срм}} = \frac{1}{\frac{1}{n} \left(\frac{1}{m_1} + \frac{1}{m_2} + \dots + \frac{1}{m_n} \right)}. \quad (2.2.4.24.)$$

При таком вычислении несколько сглаживаются отдельные резкие отклонения пористости от средней, поскольку среднеарифметическая величина больше средне-геометрической, а последняя больше среднегармонической ($m_{\text{срар}} > m_{\text{срем}} > m_{\text{срм}}$).

Определение среднего значения пористости по второму методу — по скважинам — производится следующим образом. Вначале находится средняя пористость по каждой скважине отдельно путем взвешивания имеющихся данных по мощности интервалов:

$$m_{\text{ср}^{(h)}} = \frac{m_1 h_1 + m_2 h_2 + \dots + m_n h_n}{h_1 + h_2 + \dots + h_n}, \quad (2.2.4.25.)$$

где: $m_1, m_2, \dots, m_n$ — пористости по интервалам мощности; $h_1, h_2, \dots, h_n$ — мощности интервалов по скважине, для которых определена пористость, м.

По этим средним значениям пористости по скважинам вычисляется среднеарифметическая величина пористости (M_{cp}) по пласту:

$$M_{cp} = \frac{m_{1cp(h)} + m_{2cp(h)} + \dots + m_{ncp(h)}}{n}, \quad (2.2.4.26.)$$

где: $m_{1cp(h)}$, $m_{2cp(h)}$, ..., $m_{ncp(h)}$ — средние значения пористости по скважинам.

Наконец, среднюю величину пористости по пласту можно определить путем взвешивания данных по скважинам по площади (S) с помощью построения карты равной пористости:

$$M_{cp(S)} = \frac{M_{1cp} S_1 + M_{2cp} S_2 + \dots + M_{ncp} S_n}{S_1 + S_2 + \dots + S_n}, \quad (2.2.4.27.)$$

где: M_{1cp} , M_{2cp} , ..., M_{ncp} — средние, данные о пористости между соседними изопахитами.

Определение расчетного значения средней пористости по залежи путем взвешивания данных по площади применяется тогда, когда осредненные или взвешенные по мощности значения пористости в скважинах в целом по пласту изменяются более или менее равномерно.

Нередки случаи, когда в разрезе продуктивного горизонта выделяют несколько продуктивных прослоев различной мощности. В этом случае пористость прослоев малой мощности, для которых нет возможности определить ее значение, следует считать равной среднеарифметическому из значений открытой пористости для прослоев аналогичной мощности (от 1 до 2 м), по которым эти значения удалось определить.

Коэффициент нефтенасыщенности β — определение коэффициента нефтенасыщенности производят по данным изучения образцов пород, взятых в специальных скважинах, вскрывающих пласт с применением раствора на нефтяной основе, либо при помощи косвенных методов. Для определения нефтенасыщенности пород используют, кроме того, данные геофизики, так

как между удельным сопротивлением и нефтенасыщенностью породы существует связь, выражающаяся в том, что для одного и того же коллектора при прочих равных условиях с увеличением нефтенасыщенности пласта повышается удельное сопротивление. Однако для более точного определения коэффициента нефтенасыщенности следует производить его комплексные определения, сопоставляя результаты определения по данным геофизики с данными, полученными в специальных скважинах.

Комплексные исследования по месторождениям Волго-Уральской нефтегазаносной провинции показывают колебания начальной нефтенасыщенности в отдельных залежах нефти от 88% (песчаники) до 60,4% (алевролиты). Таким образом, с ухудшением коллекторских свойств водонасыщенность продуктивных пород возрастает.

Коэффициент нефтеотдачи η — зависит от литолого-физических свойств коллектора, свойств нефти, насыщающей пласт, темпа и системы разработки, метода эксплуатации и т. п. Его величина в значительной степени определяется режимом пласта и свойствами агента, вытесняющего нефть.

Вследствие фазовой проницаемости 20 % нефти от объема пор в пластах, вообще говоря, являются неизвлекаемыми даже при применении методов интенсификации и вторичных методов эксплуатации. Это подтверждается данными лабораторных исследований.

Величину коэффициента нефтеотдачи обычно принимают в зависимости от режима пласта:

для эффективного водонапорного режима	0,65—0,8
для упруго-водонапорного режима	0,5—0,7
для эффективного режима газовой шапки	0,4—0,6
для неэффективного режима газовой шапки	до 0,4
для режима растворенного газа	0,2—0,4
для гравитационного режима	0,1—0,2

Для ряда формаций США в зависимости от однородности строения коллекторов наблюдаются следующие значения коэффициента нефтеотдачи: для режима растворенного газа — 0,14-0,32; для газонапорного — 0,18—0,40 и для водонапорного — 0,30—0,66.

Коэффициенты нефтеотдачи, как правило, для песчаных однородных по составу коллекторов выше, чем для трещинных и литологически невыдержанных коллекторов.

По данным о применении мероприятий по воздействию на пласт на месторождениях США конечная нефтеотдача при закачке воды увеличивается в среднем на 20 % от начальных балансовых запасов, а при закачке газа — на 10 %.

По восточной группе месторождений Кубани средний коэффициент нефтеотдачи составлял 0,41 в основном при режиме растворенного газа с неэффективным проявлением водонапорного режима. В результате воздействия на пласт путем закачки воздуха коэффициент нефтеотдачи удалось повысить до 0,5, т. е. увеличить почти на 22%.

Следует иметь в виду, что величина коэффициента нефтеотдачи зависит от плотности сетки размещения скважин на структуре. Как правило, при уменьшении плотности сетки скважин (особенно для неоднородных коллекторов) при прочих равных условиях она уменьшается.

Коэффициенты нефтеотдачи при проведении мероприятий по воздействию на пласт значительно выше, чем в тех случаях, когда залежи разрабатываются при естественных режимах работы пластов.

Таким образом, при выборе значения коэффициента нефтеотдачи следует учитывать: опыт разработки аналогичных истощенных залежей нефти, режим работы пласта, метод воздействия на пласт (если он применяется), плотность размещения скважин, литолого-физическую характеристику пласта и свойства нефти и газа в пластовых условиях.

Для контроля выработки пластов и полученной величины коэффициента нефтеотдачи необходимы отбор керна в истощенной части пласта и их анализ.

Плотность нефти ρ — при подсчете запасов обычно принимают плотность нефти, определенную при стандартных условиях (при 20°C) в лаборатории. Для расчета берут среднюю величину по пласту на основании данных анализа проб нефти, взятых по ряду скважин. Если имеются данные определения глубинных проб нефти, вместо плотности при стандартных условиях (ρ) может быть взята плотность при пластовых условиях ($\rho_{пл}$). В этом случае при подсчете запасов нефти объемным методом пересчетный коэффициент θ в формулу вводить не следует.

Вместо $\rho\epsilon$ подставляется выражение $\rho_{пл}/1+r_p$:

$$\rho\theta = \frac{\rho_{пл}}{1+r_p} \quad (2.2.4.28.)$$

Здесь

$$r_p = \frac{r\rho_{\beta}\rho_r}{100}, \quad (2.2.4.29.)$$

где: r_p — газовый фактор, т/т; r — количество газа, растворенного в нефти при данном пластовом давлении, м³/т; ρ_{β} — плотность воздуха, равная 1,293 кг/м³; ρ_r — плотность газа, кг/м³.

Пересчетный коэффициент θ , или величину, обратную объемному коэффициенту пластовой нефти b , вводят для приведения подсчитанных запасов нефти в недрах к стандартным условиям на поверхности.

Как уже указывалось, объемный коэффициент пластовой нефти определяют по результатам лабораторного анализа глубинной пробы пластовой нефти либо по специальным графикам.

2.2.4.4.2. Подсчет запасов газа

Объемный метод подсчета запасов газа широко применяется вследствие своей простоты, а также потому, что необходимые для него параметры можно получить в процессе разведки при пробной эксплуатации залежи газа.

Объемная формула для подсчета запасов газа имеет следующий вид:

$$V = Fhmf (p_a - p_k a_k) \beta_T \eta_T, \quad (2.2.4.30.)$$

где V — извлекаемые (промышленные) запасы газа на дату расчета, м^3 ; F — площадь в пределах продуктивного контура газоносности, м^2 ; h — мощность пористой части газоносного пласта, м ; m — коэффициент пористости; p — среднее абсолютное давление в залежи газа на дату расчета, кг/см^2 ; p_k — конечное, среднее, остаточное абсолютное давление, кг/см^2 , в залежи после извлечения промышленных запасов газа и установления на устье скважины абсолютного давления, равного 1 кг/см^2 ,

$$p_k = p_{atm} e^{129310^9 H p_2}, \quad (2.2.4.31)$$

α и α_k — поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта соответственно для давлений p и p_k , равные $\alpha = 1/z$,

где $Z = \left[\frac{PV}{RT} \right]$ — коэффициент сжимаемости газа; f — поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре,

$$f = \frac{T + t_{cm}}{T + t_{nl}}. \quad (2.2.4.32.)$$

Вопросы к главе:

- 1) Качественная и количественная оценки прогнозных ресурсов.
- 2) Оценка прогнозных ресурсов категории D_1 и D_2 при проектировании.
- 3) Выделение перспективных объектов.
- 4) Методы подсчета перспективных запасов категории C_3 .
- 5) Метод удельных плотностей.
- 6) Объемный метод подсчета запасов.
- 7) Определение возможной площади нефтегазоносности.
- 8) Объемный метод, применительно к подсчету запасов нефти.
- 9) Понятие о площади нефтеносности.
- 10) Понятие о нефтенасыщенной мощности пласта.
- 11) Способы определения продуктивного объема пласта.
- 12) Арифметический способ.
- 13) Способ интерполяции для построения карт изопахит.
- 14) Построение сводно-стратиграфического разреза.
- 15) Определение коэффициента открытой пористости.
- 16) Определение коэффициента нефтенасыщенности.
- 17) Определение коэффициента нефтеотдачи.
- 18) Понятие о плотности нефти и пересчетном коэффициенте.
- 19) Объемный метод, применительно к подсчету запасов газа.

2.3. Методическая часть проекта глубокого бурения

2.3.1. Общие сведения

Методическая часть проекта включает в себя цели и задачи глубокого бурения, исходя из общих задач проектирования, размещение глубоких скважин, их конструкция и комплекс геолого-геофизических исследований в скважинах и в лабораторных условиях для решения поставленных задач.

Поэтому методическую часть необходимо разделить на семь позиций:

- цели глубокого бурения, решаемые задачи, выбор этажа поисков и разведки, система размещения скважин;
- горно-геологические условия проводки скважин и обоснование конструкции, параметров и режима бурения;
- комплекс геолого-геофизических исследований в скважинах для решения поставленных задач;
- комплекс лабораторных исследований керна, шлама, пластовых флюидов, бурового и тампонажного растворов для решения поставленных задач;
- составление геолого-технического наряда на бурение скважин;
- попутные поиски;
- обработка результатов работ.

Каждая из перечисленных выше позиций определяет методику и основные параметры процесса, указанного в данной позиции, и служит основанием для определения потребного количества технических средств, технологических материалов и затрат времени и труда на строительство скважины и обеспечения решение основной целевой задачи проекта глубокого бурения.

2.3.2. Цели и задачи глубокого бурения

Методическая часть любого проекта глубокого бурения начинается с раздела, в котором дается обоснование целей и задач, решаемых с помощью проектируемых работ.

Ранее нами были рассмотрены типы глубоких скважин по их назначению и типы проектов глубокого бурения в зависимости от типа проектируемых скважин.

Поэтому в этом разделе мы рассмотрим обоснование целей и задач глубокого бурения в зависимости от типов проектируемых скважин.

Но в начале мы рассмотрим основные вопросы, которые должны быть освещены в любом проекте.

Во-первых, должен быть указан документ, на основании которого было принято решение о проведении на площади данного типа глубокого бурения.

Во-вторых, исходя из данных, изложенных в общей и геологической части проекта, должно быть обосновано, почему строительство именно этого типа скважин является в текущий момент наиболее целесообразным и какие основные результаты ранее проведенных геолого-геофизических исследований или буровых работ, также особенности геологического строения рассматриваемого района позволили прийти к указанным выше выводам.

В-третьих, какая основная стратегическая цель ставится перед проектируемыми работами.

В-четвертых, какие тактические задачи возлагаются на проектируемые скважины.

В-пятых, какие результаты ожидаются в итоге проведения проектируемых работ.

В-шестых, какими средствами (количество и глубина скважин, комплекс геолого-геофизических исследований в них и т.д.) будет обеспечиваться достижение цели (решение задач).

В-седьмых, какими мерами (рациональная конструкция, режим бурения и т.д.) будет обеспечиваться безаварийность проведения геолого-геофизических исследований и всего цикла строительства скважин.

Ниже будут рассмотрены все перечисленные вопросы применительно к параметрическому (опорному), поисковому и разведочному бурению.

Основным документом, в котором изложены цели и задачи, возлагаемые на глубокое бурение, является «Геологическое задание», выдаваемое Заказчиком Исполнителю на проведение работ по проектированию.

В этом документе излагаются также ожидаемые результаты проектных решений и сроки исполнения проекта.

Одновременно Заказчик может в этом документе оговорить глубину скважин, комплекс исследований в них и продолжительность глубокого бурения, исходя из собственных технических возможностей.

В таблице 2.3.1. обобщены основные вопросы, рассматриваемые в этом разделе на основании разделов 1.1.2.2, 1.1.2.3, 1.1.2.4 части I.

Далее мы подробно остановимся на целях и задачах каждого из видов глубокого бурения.

Таблица 2.3.1.

Параметрическое бурение	Поисковое бурение	Разведочное бурение
1.Обоснование постановки параметрического бурения. 2.Целевое назначение параметрических скважин, определяемое особенностями геологического строения и степенью изученности района, перспективами нефтегазоносности, экономическим положением и геолого-техническими условиями проведения работ. 3.Основные и дополнительные геологические задачи, возлагаемы на параметрическое бурение, согласно «Инструкции по проводке и научной обработке материалов параметрических скважин» и в соответствии с «Положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ».	1.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. 2. Метод подготовки объектов к глубокому бурению и год включения их в фонд подготовленных структур в соответствии с «Положением о порядке приема и учета нефтегазоперспективных структур и объектов АТЗ и подготовки их характеристик для ввода в ЭВМ» и «Методическими указаниями по анализу фонда структур и уточнению оценки их нефтегазоносности». 3.Целевое назначение поискового бурения в зависимости от степени изученности объекта поисков, перспектив нефтегазоносности, экономического положения района и геолого-технических условий проведения работ. 4.Геологические задачи, возлагаемые на поисковые работы в соответствии с этапами и стадиями геологоразведочных работ на нефть и газ.	1.Обоснование целесообразности ввода месторождения в разведку или необходимости доразведки месторождения (залежи). 2. Требования к результатам разведки (доразведки) месторождения (залежи) нефти и газа. 3. Соотношение категорий запасов по залежам на дату окончания разведки (доразведки). 4.Проектируемый прирост запасов по категории С₁. 5.Обоснование требований к надежности запасов, подготавливаемых к разведке. 6. Конкретные задачи, решаемые в процессе опытно-промышленной эксплуатации (если ОПЭ во времени совпадает с этапом разведки или предусмотрена в проекте разведки).

2.3.3. Обоснование глубины параметрических (опорных) и поисковых скважин. Обоснование этажей разведки

2.3.3.1. Обоснование глубины параметрических (опорных) скважин

Исходя из целевого назначения этих скважин, выбирается их глубина.

Глубина опорных скважин определяется глубиной залегания регионального реперного горизонта, которым, как правило, является поверхность фундамента, достаточно хорошо прослеживаемая на временных разрезах сейсморазведки МОВ и особенно КМПЗ.

Так как опорные скважины закладываются, как правило, неизученных бурением районах, а также в относительно исследованных районах с целью вскрытия нижней, наиболее глубокой части разреза или уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности района, то глубина этих скважин при:

- неглубоком залегании фундамента определяется глубиной залегания его поверхности с условием проходки по породам фундамента не менее 100м для надежной привязки разреза;

- при залегании кровли фундамента на глубинах свыше 6 км – до технически достижимых (при имеющихся у буровой организации технических средствах) глубин.

Проектная глубина параметрических скважин, как правило, должна обеспечивать вскрытие пород кристаллического фундамента или быть максимально технически возможной. Во всех случаях они должны вскрывать известные в регионе возможно продуктивные толщи и маркирующие геофизические горизонты, по которые ведутся структурные построения.

2.3.3.2. Обоснование глубин поисковых скважин

Глубина поисковых скважин выбирается с учетом вскрытия всех выявленных в районе нефтегазоносных комплексов и всех выявленных нефтегазоперспективных комплексов пород.

Если эти комплексы залегают на больших глубинах, то глубину поисковых скважин определяют как технически достижимую.

Иногда, в целях быстреего опоскования основного целевого объекта, который является основным источником прироста запасов УВ и основным объектом добычи, допускается на первом этапе бурение первой поисковой скважины с полным вскрытием только целевого объекта.

Однако в дальнейшем должно быть предусмотрено бурение хотя бы одной поисковой скважины со вскрытием всех перспективных нефтегазоносных комплексов, технически достижимых при имеющейся технической оснащенности.

2.3.3.3. Обоснование этажа разведки и глубин разведочных скважин

Под этажом разведки понимается одна или несколько залежей, расположенных на различных гипсометрических уровнях, разведываемых одной сеткой скважин.

Поэтому в этом разделе приводятся сведения об этаже (этажах) разведки для многозалежного месторождения и геолого-экономическое обоснование, обеспечивающее проектное решение.

Глубина разведочных скважин определяется с учетом установленной глубины ВНК или ГВК со вскрытием (в случае необходимости) верхней части водоносных коллекторов.

Если положение ГВК или ВНК установлено неуверенно, то глубина разведочных скважин определяется глубиной залегания подошвы

нефтегазоносного комплекса, содержащего наиболее глубоко залегающую залежь, разведка которой экономически целесообразна.

Если положение ГВНК или ВНК установлено достаточно надежно, то глубина разведочных скважин предусматривается до их отметок без вскрытия водоносных объектов, исходя из возможности использования этих скважин в дальнейшем в качестве эксплуатационных.

Если на поисковом этапе не были опробованы все нефтегазоперспективные комплексы, то следует обязательно предусмотреть бурение хотя бы одной разведочной скважины, на которую возлагаются задачи доопробования площади и глубина которой должна быть определена по методике, применяемой для поисковых скважин.

2.3.4. Обоснование системы размещения глубоких скважин.

Выбор зависимых и независимых скважин

При обосновании системы размещения глубоких скважин должны быть отражены все основные вопросы, связанные с целесообразностью бурения данного вида скважин на данном объекте, которые представлены ниже в таблице 2.3.2.

Далее подробнее остановимся на каждом виде глубокого бурения.

2.3.4.1. Опорные и параметрические скважины

Параметрические скважины планируются как одиночными, так и групповыми на профильных пересечениях в тесной увязке с другими видами региональных геолого-геофизических исследований. Количество скважин, их размещение, очередность бурения должны обеспечить скорейшее выявление перспективных зон, открытие крупных месторождений и определяется размерами исследуемого региона, особенностями его геологического строения, возможной перспективностью на нефть и газ и экономической рентабельностью.

Таблица 2.3.2

Параметрическое (опорное) бурение	1. Обоснование заложения параметрических скважин в оптимальных структурных и литолого-фациальных условиях, приуроченность скважин к сеймопрофилям и геофизическим аномалиям. 2. Обоснование проектной глубины, исходя из обеспечения вскрытия перспективных в нефтегазоносном отношении толщ и геофизических реперов, а также технических возможностей.
Поисковое бурение	1. Обоснование методики заложения скважин, обеспечивающей выполнение геологических задач минимальным их числом в зависимости от особенностей строения структуры (объекта АТЗ) и прогнозируемого типа ловушки. 2. Система расположения скважин с учетом рекомендации геофизической службы, подготовившей структуру (объект АТЗ). 3. Общее количество поисковых скважин с выделением независимых и зависимых. 4. Очередность бурения, местоположение скважин относительно структуры (объекта АТЗ) и сейсмических профилей. 5. Обоснование проектных глубины и горизонта, исходя из глубины залегания объектов поисков и технических возможностей. 6. Геологические задачи, для решения которых проектируется каждая скважина. Возможность поисков залежей углеводородов, связанных с ловушками неантиклинального типа.
Разведочное бурение	1. Общее проектное количество (ориентировочно) разведочных скважин. 2. Выделение из общего проектного фонда первоочередных скважин, плановое положение их, комплекс исследований. 3. Скважины зависимые и независимые (из числа первоочередных). 4. Порядок размещения в процессе выполнения проекта последующих (резервных) разведочных скважин, определяющий их плановое положение и очередность заложения в зависимости от структуры реализованной сети наблюдений и текущего распределения величин значимых свойств в пространстве объекта. 5. Геологические задачи, проектные глубины и горизонты по всему фонду скважин (раздельно по каждой скважине или по группам скважин). 6. Базовые скважины со специальным комплексом исследований. 7. Данные по системе размещения опережающих эксплуатационных скважин, если ОПЭ совпадает во времени с разведкой, либо предусмотрена в проекте разведки.

Параметрические скважины должны закладываться в наиболее оптимальных условиях, вследствие чего региональные геофизические работы должны, как правило, опережать бурение, за исключением скважин, которые необходимы в первую очередь для получения данных о физических параметрах разреза. Параметрические скважины могут закладываться в различных структурных условиях, при возможности – преимущественно на антиклинальных структурах или зонах регионального выклинивания. В первую очередь параметрические скважины закладываются на генеральных и рядовых сейсмических пересечениях, а также в пределах геофизических аномалий, выявленных площадными исследованиями (сейсмо- или электрозондированиями, гравитационными и магнитными региональными съемками).

Параметрическая скважина должна в этом разделе быть охарактеризована следующими показателями:

1. Местоположение на структуре и на геофизическом профиле с указанием либо географических координат, либо расстояний до известных ориентиров.
2. Проектная глубина, проектный горизонт.
3. Цели и задачи, возлагаемые на скважину.
4. Ожидаемые результаты.

2.3.4.2. Количество и система размещения поисковых скважин

Методика работ, проводимых с целью обнаружения месторождений залежей, должна обеспечивать выполнение задач минимальным числом скважин.

На каждой вновь вводимой в поисковое бурение площади на выделенный поисковый этаж допустимо планировать и бурить не более трех

независимых поисковых скважин. В каждом конкретном случае точки заложения и системы размещения скважин выбираются в зависимости от прогнозируемого типа ловушки, степени её изученности и сложности геологических условий.

Основные методические приемы заложения поисковых скважин следующие.

Заложение одиночных поисковых скважин:

- на сводах брахиантиклинальных и куполовидных структур;
- на приподнятых участках блоков перспективной площади, разбитой тектоническими нарушениями.

Заложение двух независимых поисковых скважин:

- на малоамплитудных структурах в центральной части предполагаемого свода и в зоне наиболее слабо выраженного замыкания;
- на многокупольных поднятиях в своде наиболее крупного и гипсометрически высокого купола и в межкупольной зоне, определяющей степень заполненности всей структуры (метод «критического направления»);
- в условиях несовпадения структурных планов в сводах антиклинальной складки по верхнему и нижнему горизонтам (метод «принципиального направления»).

Заложение профиля из трех независимых поисковых скважин:

- вкрест простирания брахиантиклинальных структур;
- вдоль длинной оси вытянутых антиклинальных складок;
- диагонально к простиранию узких, линейно вытянутых складок при условии недостаточной информации о смещении структуры с глубиной;
- заложение трех независимых скважин по треугольной теме (зигзаг-профиль) в направлении регионального погружения и вдоль простирания пластов при поисках рукавообразных, дельтовых, баровых и других литологических залежей нефти и газа.

В случае отсутствия промышленных притоков нефти или газа в первых трех скважинах (в результате несоответствия структурных планов; более

сложного, чем предполагалось, геологического строения и пр.) вопрос о заложении последующих поисковых скважин на выделенный поисковый этап должен решаться Заказчиком по результатам рассмотрения соответствующих обоснований, заключений научно-исследовательских институтов.

Для выбора системы заложения поисковых скважин в начале раздела приводится краткое описание геолого-структурной модели прогнозируемой залежи и структурной основы, которые выбраны для заложения скважин.

Указывается их количество, какие скважины являются независимыми, а какие зависят от результатов бурения независимых скважин.

По площади указывается выбранная система размещения скважин с обоснованием именно этого выбора в зависимости от геолого-структурной модели прогнозируемой залежи и структурной основы, принятой для заложения скважины.

По каждой скважине в этом разделе представляется следующая информация:

- номер и назначение скважины (зависимая, независимая);
- место заложения (координаты, расстояния от известных ориентиров);
- проектная глубина, проектный горизонт;
- задачи, возлагаемые на скважину, исходя из целей и задач поискового бурения,
- зависимость от результатов бурения предыдущих скважин;
- ожидаемый геологический результат.

2.3.4.3. Методика заложения и система размещения разведочных скважин

Методика и качество геологоразведочных работ по оценке месторождений (залежей) должны обеспечивать выполнение поставленных задач минимальным числом скважин.

Различные приемы размещения скважин применяются в зависимости от типов ловушек, к которым приурочены залежи нефти и газа, сложности их геологического строения, типа резервуара и фазового состояния углеводородов.

На антиклинальных ловушках с резервуаром пластово-сводового типа успешное решение задач по оценке месторождений и залежей нефти и газа достигается при использовании следующих приемов заложения скважин.

Заложение скважин по методике «шаг поискового бурения», обеспечивающей постепенное (поэтапное) изучение залежи, исключаящее пропуск газожидкостного контакта при минимальном риске заложения малоинформативных скважин. Скважины располагаются по профилю вдоль одной из осей складки. Положение скважин на профиле определяется в зависимости от гипсометрического уровня поверхности достоверного существования залежи, установленного по результатам бурения присводовой поисковой скважины - открывательницы. Эта горизонтальная поверхность проводится через нижнюю точку, в которой зафиксировано наличие нефти или газа. Следующая скважина закладывается в точке пересечения поверхности достоверного существования залежи с кровлей пласта, а последующие - по той же методике до установления ВНК или ГНК. При низком значении отношения мощности пласта (h) к высоте складки (H) – 0,01 -0,2 –скважины закладываются через одну или большее число расчетных точек.

Заложение скважин по показателю удельной высоты залежи основано на выборе геометрической модели залежи по отношению вероятной высоты залежи (H) в конкретном сечении к общей мощности продуктивного горизонта (h). По этому показателю выделяются залежи малой удельной высоты ($\frac{H}{h} \geq 1,0$), средней ($1,0 \leq \frac{H}{h} \leq 2,0$), большой ($\frac{H}{h} \geq 2,0$).

На залежах малой удельной высоты положение ВНК и ГНК определяется по данным первой поисковой скважины и оценка осуществляется так же, как и для массивных залежей.

На залежах средней удельной высоты рекомендуется бурить 4 скважины, расположенные по продольному и поперечному профилям, проходящим через скважину - открывательницу. Первоначально бурятся 2 скважины на противоположных крыльях складки в пределах участка с предполагаемой удельной высотой залежи 1-1,5. Две другие скважины закладываются на периклиналях складки в участках с предполагаемой удельной высотой залежи меньше 1,0.

На залежах большей удельной высоты для оконтуривания их по зонам ВНК или ГВК рекомендуется бурение 4-5 скважин, расположенных на крыльях и периклинальных участках складки.

На залежах, связанных с многокупольными складками, после скважины - открывательницы бурится скважина в межкупольной зоне для определения положения ВНК и ГВК. При полном заполнении пласта нефтью или газом закладываются скважины на крыльях складки с учетом методики «шаг поискового бурения».

На антиклинальных складках больших размеров с неясным положением свода и ожидаемыми крупными по запасам скоплениями нефти и газа скважины размещаются по системе двух треугольников на каждом крыле поднятия. Треугольники располагаются таким образом, чтобы одна из их сторон была параллельна большой структуре.

На залежах, приуроченных к геометрически правильным куполовидным складкам, заложение скважин целесообразно проводить по трехлучевой системе, образованной тремя профилями, расположенными под углом 120° друг к другу и проходящими через скважину-открывательницу. На каждом профиле бурится по одной скважине (целесообразно применение методики «шаг поискового бурения»).

Для чисто газовых и газонефтяных залежей можно закладывать скважины по методу В.П.Савченко. По этому методу помимо скважины-открывательницы в сводовой части на каждом крыле структуры предусматривается бурение скважины, вскрывающей весь разрез в водонасыщенной части. По результатам замера пластовых давлений газа и воды расчетным путем определяется высотное положение газожидкостного контакта. В целях установления нефтяной оторочки отдельные скважины целесообразно закладывать между внешними и внутренними расчетными контурами газоносности.

Заложение скважин в зонах местонахождения контактов производится в расчетных точках, определенных по коэффициентам максимального и минимального заполнения ловушек, известным для данного нефтегазоносного района.

Оценка залежей, приуроченных к структурам, нарушенным разломами, осуществляется для каждого изолированного блока с использованием перечисленных выше методик в зависимости от особенностей геологического строения и меры заполнения ловушек.

Оценку массивных залежей на брахиантиклинальных и вытянутых антиклинальных складках целесообразно осуществлять путем бурения сводового продольного профиля скважин и отдельных скважин на крыльях. Этим достигается заложение скважин в участках, содержащих основную долю запасов, получение информации о наличии и характере зон неоднородности и устанавливается гипсометрическое положение ВНК и ГВК.

При оценке пластовых литологически и стратиграфически экранированных залежей в пределах антиклинальных поднятий или в выклинивающихся вверх по восстанию породах следует закладывать одновременно две скважины. Одна скважина бурится вниз по падению продуктивного горизонта, другая закладывается по простиранию на отметках скважины-открывательницы для установления зоны развития продуктивного

горизонта, что дает возможность выбора перспективных направлений заложения последующих скважин. Расстояние между скважинами выбирается с учетом параметров продуктивного пласта, вскрытого скважиной - открывательницей, и требований соотношения запасов категорий C_2 и C_1 .

В зависимости от результатов бурения скважины по простиранию пород последующими скважинами устанавливается ширина залежи и положение ее оси. Вниз по оси залежи закладываются скважины по методике «шаг поискового бурения».

Оценка залежей нефти и газа рукавообразного, шнурового и дельтового типов осуществляется путем заложения скважин по методу «клина», обеспечивающему последовательное прослеживание оси залежи вниз по падению пород.

После выбора системы размещения дополнительных поисковых скважин для оценки выявленного месторождения далее идет описание схемы размещения и каждой скважины, как это приведено в предыдущем разделе.

Следует оговориться о понятии зависимых и независимых скважин.

Скважина является независимой, если её бурение способствует решению основной задачи проектирования (поиск залежей, разведка и т.д.), местоположение этих скважин строго регламентировано проектом.

Скважина является зависимой, если её бурение позволяет уточнить информацию, полученную по независимым скважинам, или её заложение необходимо для оценки месторождения, открытого независимыми скважинами.

При этом положение этих скважин может быть изменено (по сравнению с проектным) при получении информации по независимым скважинам, от результатов бурения которых зависит целесообразность и местоположение зависимых скважин.

Количество разведочных скважин при оптимальной системе их размещения и последовательности бурения должно быть минимальным и

обеспечивать при выполнении необходимого комплекса исследований в них точность разведки, достаточную для надежного обоснования подсчетных параметров и составления технологической схемы разработки месторождения.

Количество разведочных скважин определяется проектом на основе достигнутой в районе эффективности и с учетом значений ошибок разведки по законченным разведкой, аналогичным вводимым в разведку месторождениям.

Точность разведки и порядок ее определения, а также общее количество разведочных скважин с выделением первоочередных, независимых и резервных обосновываются и устанавливаются проектом разведки. В проекте формулируются правила определения мест заложения зависимых и резервных скважин. Разведка завершается при достижении проектной точности разведки. В случаях, когда возникает необходимость в дополнительном (по сравнению с проектом) количестве разведочных скважин либо оказывается целесообразным принять другое значение точности разведки, составляется дополнение к проекту разведки, в котором обосновываются изменения.

При наличии на месторождении опережающих опытно-промышленных эксплуатационных скважин количество собственно разведочных скважин должно устанавливаться с учетом информации, полученной по опережающим эксплуатационным, и обеспечивать точность разведки.

Под системой размещения разведочных скважин следует понимать совокупность правил расстановки (включая очередность бурения) разведочных скважин, учитывающую плановое положение всех ранее принятых точек заложения скважин и накопленные сведения о распределении в пространстве значений емкостных и промысловых признаков объекта разведки.

Оптимальной системой размещения разведочных скважин является такая, при реализации которой на заданный объем работ достигается

минимум ошибки разведки. Наименьшим является объем, соответствующий одной скважине.

Оптимальные системы размещения скважин являются адаптивными и могут осуществляться с помощью ЭВМ по специальным программам.

В практике геологоразведочных работ могут применяться и другие системы размещения разведочных скважин: профильная, треугольная, кольцевая и одиночных точек.

Профильную систему размещения скважин, получившую наиболее широкое распространение, можно применять при разведке нефтяных или газовых залежей, приуроченных к антиклинальным и брахиантиклинальным структурам, а также связанных с зонами тектонического экранирования, стратиграфического несогласия и литологического выклинивания. При использовании этой системы профили скважин закладываются, как правило, вкрест простирания месторождения или же по направлениям максимальной изменчивости изучаемых параметров, причем, расстояния между скважинами в профилях выбираются несколько меньшими, чем между профилями. Для разведки месторождений, приуроченных к узким линейно вытянутым антиклинальным складкам, профили скважин можно располагать в диагональном направлении.

Треугольную систему размещения скважин применяют главным образом при разведке месторождений, залежи которых контролируются литологическими экранами.

Эта система предусматривает заложение каждой очередной скважины в вершине равностороннего треугольника, в двух других углах которого расположены скважины, давшие промышленные притоки нефти или газа.

Кольцевая система размещения предполагает бурение скважин по последовательным кольцевым рядам, наращиваемым в направлении от центра месторождения к периферии. Эта система может быть использована для разведки крупных по площади месторождений, имеющих в плане изометричную форму.

Система одиночных точек предусматривает заложение разведочных скважин на отдельных участках месторождения таким образом, что они не вписываются ни в одну из выше рассмотренных систем, а их местоположение определяется главным образом особенностями геологического строения изучаемого объекта.

По последовательности бурения скважин в процессе реализации той или иной системы размещения различают сгущающуюся и ползущую системы разведки.

Сгущающаяся система разведки предусматривает в начальной стадии разведочного процесса разбуривание всей площади месторождения по редкой сетке скважин с последующим уплотнением ее до проектной величины. Применение этой системы обеспечивает высокие темпы приращения продуктивной площади месторождения в целом, однако не исключает бурения большего количества межконтурных и законтурных малоинформативных скважин, особенно на объектах со сложной конфигурацией контура нефтегазоносности.

Для ползущей системы разведки характерен постепенный охват площади месторождения бурением по проектной плотности сетки в направлении от его изученной части к неизученной. Применение данной системы уменьшает вероятность бурения непродуктивных скважин.

При разведке сложнопостроенных месторождений, в разрезе которых представлены различные типы залежей, на отдельных этапах разведочного процесса могут быть использованы все перечисленные системы или их комбинации.

В условиях недостаточно надежной подготовки структурных планов изучаемых объектов, несоответствия структурных планов изучаемых объектов, несоответствия структурных планов отдельных этажей разведки изучение месторождения не должно ограничиваться только данными глубокого бурения. Для уточнения структурных планов целесообразно

осуществлять повторные полевые геофизические исследования на стадии разведки.

При разведке месторождений нефти и газа кроме перечисленных применяют равномерную систему размещения разведочных скважин. При этом каждой скважиной оцениваются одинаковые объемы нефтегазонасыщенного резервуара.

Для однозалежных месторождений, в которых тип залежей отличен от пластовых, а также для многозалежных (независимо от типа залежей) целесообразным считается принцип «на равные объемы природного нефтегазонасыщенного резервуара - равное количество скважин». Реализация этого принципа позволяет достигнуть высокой достоверности значений изучаемых параметров в зоне концентрации запасов за счет получения доминирующего объема информации именно на этом участке месторождения.

Принцип равномерности широко используется при разведке залежей нефти и газа массивного типа.

Решение многих задач разведки нефтяных и газовых залежей может осуществляться не только за счет разведочных скважин, но и путем заложения опережающих эксплуатационных скважин в зонах достоверно установленной концентрации нефти и газа. При этом необходимо в обязательном порядке предусматривать получение данных как для подготовки месторождения к разработке, так и для подсчета запасов.

При разведке залежей, приуроченных к ловушкам неантиклинального типа, ввиду сложности их строения и в связи с отсутствием надежных методов картирования залежей этого типа, рекомендуется применять ползущую систему разведки, характеризующуюся постепенным охватом площади залежи сеткой скважин.

Использование в этих условиях сгущающейся системы разведки возможно только при значительных размерах объекта разведки.

На неантиклинальных залежах в связи с резкой изменчивостью мощностей коллекторов до полного выклинивания (замещения) рациональной следует считать равномерную по объему нефтегазонасыщенного резервуара систему размещения скважин.

Наибольшее применение при разведке неантиклинальных залежей получили метод «клина», разработанный И.М. Губкиным, и его модификации, а также профильная система размещения скважин.

Методом «клина» следует осуществлять разведку залежей в узких извилистых ловушках типа русловых потоков и других, имеющих подобную морфологию, так как этот метод позволяет, последовательно нащупывая зоны максимальных мощностей, продвигаться вдоль оси залежи. Для крупных неантиклинальных залежей любого типа метод «клина» применяется в целях уточнения контура залежи в зоне литологического экрана.

При разведке крупных неантиклинальных залежей изометричной формы аккумулятивных типов и эродированных антиклиналей может быть использована кольцевая система размещения скважин.

При разведке крупных залежей, связанных с асимметричными рифовыми системами, необходимо предварительно установить экранирующие способности предрифовых и зарифовых фаций. Если зарифовые фации расположены гипсометрически выше рифовых, в первую очередь необходимо выяснить, являются ли они литологическим экраном, что позволит существенно уточнить возможные размеры залежи.

Ввиду того, что эти залежи обычно вытянуты в одном направлении, последующие разведочные скважины закладывают по системе профилей, секущих тело рифа по линии максимального изменения фаций. Местоположение профилей и скважин на профилях определяется в соответствии с характером распределения коллекторов, реализуется принцип равномерного размещения скважин по объему залежи.

При подготовке неантиклинальных залежей к разработке значительный объем разведочного бурения приходится на оконтуривание залежи со стороны литологического замещения (выклинивания). При определении в процессе разведки положения линии нулевых мощностей коллекторов для ловушек денудационного типа применяют метод схождения карт поверхности пласта-коллектора и поверхности несогласия с широким использованием данных детализационной сейсморазведки.

Проектирование и проведение разведки и подготовки к разработке многозалежного месторождения представляют собой более сложную задачу, чем разведка единичных залежей. Залежи таких месторождений характеризуются значительным многообразием свойств, что предъявляет разные требования к разведке каждой из них.

В практике поисково-разведочных работ применяются в основном две системы разведки многозалежных месторождений: сверху вниз и снизу вверх.

Система сверху-вниз предусматривает последовательное изучение ниже залегающих этажей разведки.

Система снизу-вверх предусматривает изучение нефтегазоносности всей осадочной толщи или ее значительной части.

В пределах этажа разведки выделяют базисный горизонт, наибольший по запасам углеводородов. Ориентируясь на особенности его геологического строения, выбирают ту или линую систему размещения скважин для изучения этажа разведки в целом.

Одним из способов разведки многозалежных месторождений является метод, основанный на аппроксимации залежей суммарным резервуаром в пределах этажа разведки и на равномерном размещении разведочных скважин по равным долям эффективного объема.

Суммарный резервуар есть распределение показателя эффективного объема ($m h \alpha$) подсчетного объекта; m -коэффициент открытой пористости, α -коэффициент нефте- или газонасыщенности, h - эффективная мощность.

Сумма распределений показателя эффективного объема подсчетных объектов, составляющих этаж разведки, есть суммарный резервуар этажа разведки рассматриваемого месторождения.

На любом этапе разведки последующие разведочные скважины размещают по принципу «на каждую скважину (включая и все ранее пробуренные поисковые и разведочные) равная доля суммарного резервуара».

Наилучшее приближение к этому принципу достигается при использовании для целей размещения скважин ЭВМ.

Вопросы к главе:

- 1) Цели и задачи каждого из видов глубокого бурения.
- 2) Обоснование глубины каждого из видов скважин и этажа разведки.
- 3) Зависимые и независимые скважины, их размещение.
- 4) Выбор системы размещения скважин.
- 5) Методика заложения и система размещения разведочных скважин.

2.3.5. Горно-геологические условия проводки скважин

2.3.5.1. Общие сведения о бурении скважин

Скважиной называется цилиндрическая выработка в земной коре, имеющая при сравнительно малых сечениях большую длину (глубину).

Начало скважины называется устьем, дно скважины - забоем, боковые поверхности - стенками, расстояние от устья скважины до забоя - глубиной скважины.

Диаметры буровых скважин колеблются в пределах от 16-20 мм до 1000-1500 мм. При строительстве шахт бурят скважины-шахты диаметром от 2 до 8 м.

Глубины скважин изменяются в широких пределах. При инженерно-геологических изысканиях и при геологической съемке иногда бурят

скважины глубиной в несколько метров. При бурении на нефть и газ скважины достигают глубины 9000 м.

Для изучения глубоких горизонтов земной коры, полного пересечения ее и вскрытия верхней «мантии» Земли намечается бурение скважин глубиной более 15 км.

Бурение скважины состоит из следующих основных рабочих процессов и вспомогательных операций:

- 1) разрушения горной породы на забое скважины;
- 2) удаления разрушенной породы с забоя и вынос ее на поверхность;
- 3) закрепления неустойчивых стенок скважины;
- 4) спускоподъемных операций, производимых для замены износившегося породоразрушающего инструмента и взятия образцов пород (проб).

При бурении в крепких устойчивых породах крепления стенок скважин не требуется.

По способу разработки забоя бурение скважин разделяется на:

- 1) бурение сплошным забоем (бескерновое);
- 2) бурение кольцевым забоем - колонковое.

В первом случае породоразрушающим инструментом - долотом разрушается порода по всему забою (рис.2.3.1 а), во втором – выбуривается только кольцевой забой, а в центре скважины остается нетронутая колонка породы, называемая керном (рис.2.3..1,б).

Керн является хорошим геологическим образцом, поэтому колонковое бурение получило широкое распространение на поисково-съемочных, картировочных и разведочных работах. Бескерновое бурение сплошным забоем производится при проходке эксплуатационных скважин на нефть, газ и воду и на детальной разведке при бурении в породах, не содержащих полезного ископаемого.

Если вопросы, связанные с выбором проектной глубины, системы размещения глубоких скважин имеют для каждого вида (опорно-

параметрическое, поисковое и разведочное бурение) свою специфику, то вопросы, связанные с обоснованием конструкции, параметров и режима бурения скважин определяются не видом бурения, а литологическим строением, гидродинамическими, термическими характеристиками изучаемого разреза и глубиной проектируемых скважин и могут быть рассмотрены совместно для всех видов глубокого бурения.

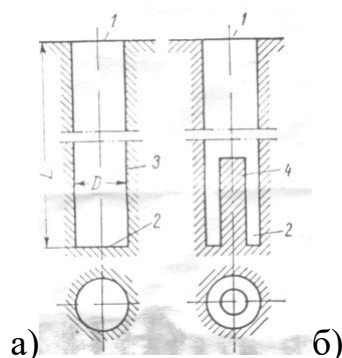


Рис.2.3.1. Элементы буровой скважины.

а – при бурении сплошным забоем; б – при бурении кольцевым забоем:
1 – устье; 2 – забой; 3 – стенки скважины; 4 – столбик породы – керн.

При этом литология, пластовые давления, пластовые температуры и т.д. объединяются в общее понятие «Горно-геологические условия проводки скважин».

2.3.5.2. Физико-механические свойства горных пород и их буримость

Горные породы состоят из минеральных частиц, связанных между собой силами молекулярного взаимодействия или цементирующим материалом.

По происхождению все горные породы делятся на магматические, осадочные и метаморфические.

Магматические породы являются продуктом затвердения магмы. В зависимости от условий охлаждения магматические породы делятся на глубинные (интрузивные) и излившиеся (эффузивные).

Глубинные породы обладают полнокристаллической структурой и представляют собой плотные кристаллические массивы (граниты, сиениты, диориты, габбро и пр.).

Излившиеся породы отличаются стекловидной и неполнокристаллической структурой.

Магматические породы имеют высокую прочность. По содержанию кремнезема (SiO_2) магматические породы делятся на четыре группы:

- 1) кислые с содержанием SiO_2 более 65% - гранит, липарит, пегматит, кварцевый порфир;
- 2) средние с содержанием SiO_2 от 65 до 52% - диорит, сиенит, андезит;
- 3) основные с содержанием SiO_2 от 52 до 40% - габбро, диабаз, базальт;
- 4) ультраосновные с содержанием SiO_2 менее 40% - дуниты, перидотиты, кимберлиты.

Кислые магматические породы содержат свободный кварц и труднее поддаются разрушению при бурении.

Осадочные породы по своему происхождению делятся на следующие основные группы:

- а) механические осадки, являющиеся результатом разрушения, переноса и отложения мелких кусочков разрушенных горных пород;
- б) осадки химического происхождения (минеральные соли и пр.);
- в) органические осадки (известняки, доломиты, мел, угли и пр.).

По своим физико-механическим свойствам осадочные породы в зависимости от происхождения и геологических условий бывают весьма разнообразны - от плавучих, сыпучих и рыхлых до плотных и крепких.

Метаморфические породы образовались на больших глубинах из изверженных и осадочных пород под действием очень больших давлений и высоких температур.

Наибольшей твердостью обладают изверженные метаморфические породы. Из осадочных пород более высокой твердостью отличаются крепкие песчаники, доломиты и окремнелые известняки.

Породы, выходящие на дневную поверхность, выветриваются и имеют меньшую механическую прочность. При интенсивном выветривании крепкие скальные породы превращаются в рыхлую дресву и наносы.

По степени связности горные породы разделяются на четыре основные группы: скальные, связные, рыхлые (сыпучие) и плавучие.

Скальные породы характеризуются наличием между минеральными частицами значительных ионных и молекулярных сил сцепления, которые после разрушения породы не восстанавливаются ни при высоком давлении, ни при увлажнении.

Скальные породы разделяются на хрупкие, хрупко-пластичные и пластичные.

Хрупкие породы разрушаются по достижении предела упругости. Разрушению пластичных пород предшествуют не только упругие, но и остаточные вязко-пластические деформации. Поэтому на разрушение этих пород затрачивается больше работы, чем на разрушение хрупких.

На больших глубинах под влиянием высокого горного давления и температуры хрупкие горные породы начинают проявлять пластические свойства.

Скальные породы бывают монолитные и трещиноватые. Стенки скважин, пройденных в скальных породах, устойчивы за исключением случаев пересечения сильно трещиноватых, раздробленных участков.

Скальные породы можно разделить на две группы: содержащие свободный кварц и бескварцевые.

Первая группа (кварцевая) характеризуется большей твердостью и абразивностью и труднее бурится.

Связные породы отличаются тем, что силы сцепления между частицами этих пород могут сильно изменяться в зависимости от влажности и

восстанавливаться после нарушения связности путем применения высокого давления и увлажнения.

Связные породы дают большие остаточные деформации без нарушения связности. Некоторые связные породы увеличиваются в объеме при увлажнении (глинистые породы, мел). В этих породах стенки скважины могут выпучиваться и оползать.

Рыхлые (сыпучие) породы представляют собой скопления несвязанных между собой частиц различной формы и размеров (пески, гравий, галька, валуны и т.п.). Бурение в подобных породах обычно производится с одновременным закреплением стенок скважины, так как стенки неустойчивы и склонны к обвалам и оползням.

Плывучие породы состоят из частиц весьма малых размеров (илы) и полностью насыщены водой. Плывучие породы требуют закрепления стенок скважин. Плывучие породы, находясь под напором, могут подниматься по стволу скважины.

Горные породы обладают тем большей прочностью, чем тверже минеральные зерна, чем крепче связь между минеральными зернами, чем плотнее они связаны цементом и чем большей твердостью обладает цемент.

Мелкозернистые породы прочнее крупнозернистых (при одном и том же минералогическом составе).

Более плотные, менее пористые и менее трещиноватые породы обладают большой прочностью.

Прочность горных пород по отношению к разным видам деформаций различна.

Величины относительной прочности при различных видах деформаций для некоторых пород приведены в табл.2.3.3.

Таблица 2.3.3.

Порода	Одноосное сжатие	Растяжение	Изгиб	Сдвиг	Вдавливание штампа (твердость)
Граниты	1	0,02-0,04	0,08	0,09	13-17
Песчаники	1	0,02-0,05	0,06-0,07	0,1-0,12	11-20
Известняки	1	0,04-0,1	0,08-0,1	0,15	13-17

Разрушение горных пород при вращательном бурении, как правило, осуществляется вдавливанием резцов или зубьев различной формы в породу забоя и дальнейшим развитием разрушения породы скалыванием. Поэтому показатель твердости горной породы на вдавливание имеет при вращательном бурении большое значение.

Различают следующие свойства горных пород: твердость, механическую прочность, абразивность, вязкость, упругость, хрупкость, трещиноватость и кливаж.

Твердость – это свойство твердого тела оказывать сопротивление проникновению в него другого тела, не получающего остаточных деформаций. Твердость также можно определить как местную механическую прочность. В отличие от понятия прочности, характеризующего сопротивление тела полному (объемному) разрушению, твердость представляет собой сопротивление поверхностных слоев тела местному силовому воздействию.

Различают агрегатную твердость горных пород и твердость отдельных минералов, слагающих породу. Агрегатная твердость зависит от твердости отдельных минеральных зерен, прочности и количества цементирующего вещества и плотности горной породы (ее объемного веса). Именно агрегатная твердость породы больше всего влияет на механическую скорость бурения.

Твердость отдельных минералов влияет на износ породоразрушающего инструмента.

Измерение твердости методом вдавливания пуансона. Проф. Л.А.Шрейнер предложил определять твердость горной породы путем вдавливания в образец породы пуансона с площадью основания от 1 до 5 мм².

Для пород высокой твердости применяются пуансоны со вставкой из твердого сплава в виде усеченного конуса с площадью у вершины $F=1-2$ мм². Твердость и некоторые другие свойства измеряются на специальной установке для определения механических свойств горных пород УМГП или на гидравлическом прессе (рис.2.3.2). Глубину внедрения пуансона в образец породы определяют специальным измерительным индикатором, обеспечивающим точность отсчета до 0,001 мм.

Одновременно с твердостью можно определить модуль упругости породы и коэффициент пластичности, который характеризует способность породы давать остаточные деформации без разрушения.

По данным измерений строят графики зависимости деформации от нагрузки P .

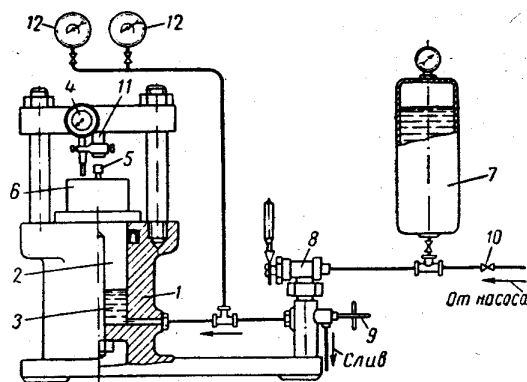


Рис.2.3.2. Гидравлический пресс, приспособленный для определения твердости пород.

1- цилиндр; 2 – плунжер; 3 – направляющий шток; 4 – индикатор; 5 – пуансон; 6 – образец породы (с шлифованными параллельными опорными поверхностями); 7 – компенсатор; 8 – дроссельный кран; 9 – сливной кран; 10 – запорный кран; 11 – упор; 12 – образцовые манометры.

Характер кривых $\varepsilon=f(P)$ показан на рис.2.3.3. На рис. 2.3.3 – а показана кривая, получаемая при внедрении пуансона в хрупкие породы, не дающие остаточных деформаций. Момент разрушения отмечается выкалыванием кольцеобразного участка породы вокруг основания пуансона с образованием конической лунки.

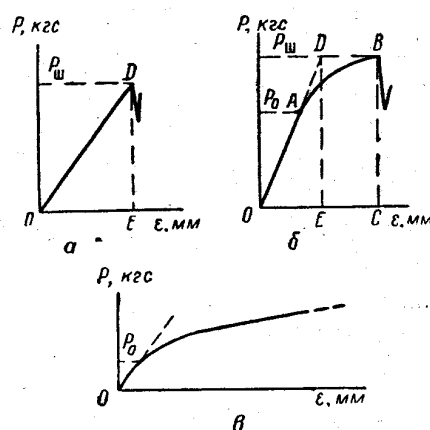


Рис 2.3.3. Диаграммы разрушения горных пород при внедрении штампа (по Л.А.Шрейнеру). а – хрупких; б - пластично-хрупких; в - пластичных.

За меру твердости хрупкой породы принимают удельную нагрузку, соответствующую моменту разрушения:

$$p_{\text{ш}} = \frac{P}{F}, \quad (2.3.1.)$$

где $p_{\text{ш}}$ - твердость по штампу в кгс/мм²; P - нагрузка в момент разрушения породы в кгс; F - площадь опорной поверхности штампа (пуансона) в мм².

На рис.2.3.3 – б показана кривая, получаемая при вдавливании пуансона в пластично-хрупкую породу. До некоторой нагрузки P_0 имеют место только упругие деформации (участок ОА).

При дальнейшем повышении нагрузок деформации возрастают более интенсивно, причем рост деформаций каждый раз продолжается некоторое

время и после прекращения повышения нагрузки (пластическое течение на участке АВ). Разрушение породы происходит при нагрузке, большей чем P_0 .

Условный предел текучести породы вычисляется по формуле:

$$p_0 = \frac{P_0}{F}, \quad (2.3.2.)$$

где: P_0 - нагрузка в кгс, соответствующая пределу текучести (находится в точке А перехода от прямолинейного участка диаграммы деформации к криволинейному) (рис.2.3.3 – б).

Коэффициент пластичности породы k вычисляется по формуле:

$$k = \frac{A_{об} - A_{ш}}{A_{уп} - A_{ш}}, \quad (2.3.3.)$$

где: $A_{об}$ - работа, затраченная на разрушение породы (площадь OABC на диаграмме деформации), в кгс·мм; $A_{уп}$ - работа приведенных упругих деформаций (площадь ODE) в кгс·мм; $A_{ш}$ - работа деформации штампа в кгс·мм (вычисляется исходя из размеров штампа и модуля упругости материала штампа).

Удельная объемная работа разрушения A_v (в кгс·м/см³) вычисляется по формуле:

$$A = \frac{A_{об} - A_{ш}}{V}, \quad (2.3.4.)$$

где V – объем зоны разрушения в см³.

$$V = \frac{Q}{\rho}, \quad (2.3.5.)$$

где Q - вес материала слепка лунки разрушения в г; ρ - плотность материала слепка в г/см³.

Пластичные породы, например глины, дают кривые без хрупкого разрушения (рис.2.3.3 – в).

Пластичность может оказывать значительное влияние на процесс разрушения породы. В пластичных породах величина деформаций, необходимых для отделения частиц от массива, больше, чем в хрупких и, кроме того, пластические деформации для своего протекания требуют определенного времени. Все это должно ухудшать условия разрушения пластичных пород. Проявление пластичности зависит от скорости приложения нагрузок. При очень быстром приложении нагрузок многие пластичные породы ведут себя как хрупкие.

Из других методов определения твердости горных пород следует упомянуть методы Герца и Шора.

Метод Герца основан на вдавливании шара в испытуемый образец. Этот метод в некоторой степени воспроизводит процесс разрушения породы при дробовом бурении шарошечными долотами со сферическими штырями.

Метод Шора заключается в том, что на зашлифованную поверхность образца породы с определенной высоты свободно падает боек со сферическим наконечником. Твердость по Шору определяется высотой отскока бойка. Но высота отскока характеризует не твердость, а упругость породы. Поэтому метод Шора подходит для таких пород, у которых твердость пропорциональна модулю упругости.

Определение твердости также можно производить путем сверления образца породы не затупляющимся сверлом при строго определенной скорости вращения и осевой нагрузке. За меру твердости принимается число оборотов сверла, потребное для высверливания цилиндрического отверстия на определенную глубину.

Из рассмотренных способов определения твердости для суждения о буримости горных пород наибольшее значение имеет метод вдавливания

штампа. Для определения буримости вращательным способом перспективен метод сверления. Метод Шора можно рекомендовать для определения твердости хрупких пород, которые бурятся ударным способом.

Механическая прочность. Прочностью твердого материала (породы) называют его способность сопротивляться разрушению под действием внешней нагрузки. Чем выше предел прочности горной породы, тем больше энергии расходуется на ее разрушение.

Механическую прочность пород определяют на сжатие, скалывание и разрыв.

Прочность на одноосное сжатие определяют на гидравлическом прессе. Образцами служат цилиндры или кубики, изготовленные из горной породы, с параллельными шлифованными опорными поверхностями:

$$\sigma_{сж} = \frac{P}{F}, \quad (2.3.6.)$$

где: $\sigma_{сж}$ - предел прочности на сжатие в кгс/см²; P - разрушающее усилие в кгс; F - площадь поперечного сечения образца породы в см².

Прочность на скалывание можно определить методом одностороннего среза на приборе Гороновича. Прочность на скалывание ($\sigma_{ск}$) вычисляют по формуле, аналогичной формуле (2.3.6.). Предел прочности на скалывание у большинства пород составляет от 6 до 10% предела прочности на сжатие. Поэтому желательно, чтобы при бурении породоразрушающий инструмент производил в основном скалывание породы.

Упругость горных пород - это свойство их изменять свою форму и объем под действием внешних сил и восстанавливать первоначальную форму и объем после снятия внешних нагрузок. Упругие свойства крепких горных пород, как и других упругих твердых тел, в пределах применимости закона Гука характеризуются следующими показателями: модулем продольной

упругости, коэффициентом Пуассона, модулем поперечной упругости и модулем объемной упругости.

Модуль продольной упругости E (модуль Юнга) характеризует сопротивляемость твердого тела упругой деформации при сжатии или растяжении и является отношением нормального напряжения σ к соответствующему относительному удлинению (или укорочению) ε при одноосном растяжении (сжатии):

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon}. \quad (2.3.7.)$$

При определении твердости породы по методу Шрейнера (по штампу) по величине деформации образца можно определить величину модуля продольной упругости E по формуле:

$$E = \frac{P_m(1-\nu^2)}{d\varepsilon}, \quad (2.3.8.)$$

где P_m - нагрузка для какой-либо точки экспериментальной кривой в упругой области в кгс (рис.2.3.3. а); ε - соответствующая величина деформации образца породы (т.е. общая деформация за вычетом деформации пуансона) в см; ν - коэффициент Пуассона; d -диаметр опорной поверхности штампа в см.

Величины модуля продольной упругости E для некоторых пород таковы (в кгс/см²):

Кварциты	До $1 \cdot 10^6$
Известняки.	До $8,5 \cdot 10^5$
Песчаники крепкие.	$5 \cdot 10^5$ и более
Глинистые сланцы.	$1,5 \cdot 10^5$ - $2,5 \cdot 10^5$

Среднее значение коэффициента Пуассона $\nu=0,25 \pm 0,3$.

Если принять ν равным 0,25 формула (2.3.8) примет вид

$$E = \frac{0,94P_M}{d\varepsilon} \quad (2.3.9)$$

Коэффициент поперечной деформации, или коэффициент Пуассона, является отношением относительной поперечной деформации ε_1 к относительной продольной деформации ε :

$$\nu = \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon} \quad (2.3.10)$$

Величины коэффициентов Пуассона для некоторых пород таковы:

Глинистые сланцы.	0,1-0,2
Плотные глины.	0,25-0,35
Граниты.	0,26-0,29
Известняки.	0,28-0,33
Песчаники.	0,03-0,35
Каменная соль.	0,44

Знание величины коэффициента Пуассона ν необходимо при определении коэффициента бокового распора для различных горных пород, определении модуля продольной упругости по формуле (2.3.8.) и др.

Модуль поперечной упругости, или модуль сдвига, G определяет способность материала (породы) сопротивляться изменению формы при сохранении объема:

$$G = \frac{\tau}{\varphi} = \frac{E}{2(1+\nu)}, \quad (2.3.11.)$$

где: τ - касательное напряжение в кгс/см²; φ - угол сдвига между плоскостями, к которым приложено касательное напряжение; ν - коэффициент Пуассона; E - модуль продольной упругости.

Абразивность горных пород. Абразивностью (от латинского слова abrasion – соскабливание) называется способность горных пород изнашивать поверхность контакта другого, более твердого тела (резца, зубка, лезвия и т.п.) в процессе трения при движении. При бурении движущимся по породе

телом является породоразрушающий инструмент, который контактирует с породой забоя резцами коронок, лезвиями лопастных долот, зубьями шарошечных долот.

Различают два вида абразивного износа: первичный и вторичный.

Первичный износ осуществляется разрушаемой породой. Он зависит от абразивных свойств разбуриваемой породы, от износостойкости рабочих элементов породоразрушающего инструмента, от параметров режима бурения, от продолжительности контакта породоразрушающего инструмента с породой в процессе бурения.

Вторичный износ осуществляется частицами разрушенной породы (шламом). Он зависит от твердости и абразивных свойств частиц породы, отделенных от забоя, от количества этих частиц в призабойной зоне, т.е. от скорости бурения и интенсивности промывки (продувки) забоя.

При бурении самозатачивающимися коронками, особенно импрегнированными алмазными, первичный и, особенно, вторичный абразивный износы имеют первостепенное значение.

При бурении многослойными и импрегнированными алмазными коронками для поддержания работоспособности коронок необходим такой износ матрицы этих коронок, чтобы алмазы своевременно обнажились на требуемую высоту. Поэтому износостойкость материала матриц должна подбираться в соответствии с абразивными свойствами разбуриваемых пород.

Абразивность пород в значительной степени зависит от твердости породоразрушающих минералов - чем тверже минералы, тем больше абразивность породы. Особенно большой абразивностью обладают песчаники с кварцевыми зернами угловатой формы, сцементированными менее твердым материалом.

Трещиноватость и кливаж. Трещиноватость и кливаж (системы параллельных трещин, не совпадающих с первичной текстурой и слоистостью пород) понижают сопротивляемость пород механическим

воздействиям и облегчают отбойку их от массива. Однако при попадании лезвия бура в трещину возможны случаи его заклинивания и скалывания.

Итак, физико-механические свойства пород зависят от твердости и размера зерен породообразующих минералов, количества и минерального состава цемента, от молекулярных связей между отдельными минеральными зернами.

Физико-механические свойства пород, а следовательно, и их буримость зависят также и от текстуры породы, в особенности от сланцеватости. По исследованиям Е.Ф.Эпштейна, максимальная твердость сланцеватой горной породы наблюдается при вдавливании в нее резцов в направлении падения или поднятия слоев, и минимальная твердость наблюдается в направлении, нормальном к поверхности напластования.

2.3.5.3. Классификация горных пород по крепости и буримости

Крепостью горной породы принято характеризовать ее сопротивляемость разрушению.

Проф. М.М.Протоdjаконов (старший) в 1926г предложил классификацию всех горных пород по их крепости.

В основу этой классификации положена мысль о том, что сопротивляемость горной породы любым видам разрушения (бурению различными способами, взрыванию и т.п.), а также степень устойчивости породы при проведении в ней горной выработки могут быть выражены определенным числом - коэффициентом крепости породы – f .

Крепость горной породы есть комплексная характеристика породы, определяемая целым рядом ее физико-механических свойств, оказывающих влияние на процесс ее разрушения при бурении. Крепость горной породы есть величина постоянная, не зависящая от способа бурения.

Ориентировочно коэффициент крепости f может быть принят равным 0,01 от предела прочности горной породы при одноосном сжатии ($f=0,01 \sigma_{сж}$).

Буримость породы - это величина углубления скважины за единицу времени чистого бурения (механическая скорость бурения). Она оценивается в м/ч, см/мин, мм/мин.

Буримость пород устанавливается опытным путем для определенных горных пород и породоразрушающих инструментов при рациональных режимах бурений. Так как при различных способах бурения механизм разрушения горных пород различен, то и буримость одной и той же породы при различных способах бурения будет различной. Буримость породы характеризуется следующими показателями: механической скоростью бурения, величиной проходки до допустимого износа породоразрушающего инструмента, затратой времени на проходку 1 м скважины. Эти величины зависят не только от свойств породы, но и от вида конструкции породоразрушающего инструмента и параметров режима бурения. По мере усовершенствования породоразрушающих инструментов и технологических параметров «буримость» пород повышается.

В настоящее время существует большое количество шкал буримости пород различными породоразрушающими инструментами и различными способами. Эти шкалы не увязаны друг с другом.

Горные породы по буримости для вращательного колонкового бурения разделены на двенадцать категорий. Критерием отнесения породы к той или иной категории буримости является углубка скважины за 1ч чистого бурения при определенных условиях (тип и диаметр буровой коронки, глубина скважины и т.д.). При отклонениях от установленных (стандартных) условий вводятся поправочные коэффициенты.

Эта классификация в сокращенном виде приведена в табл. 2.3.4.

В табл. 2.3.4. приведены наиболее характерные породы для каждой категории буримости и одновременно указаны примерные механические свойства пород - их твердость по Шрейнеру и коэффициент крепости по Протоdjаконову.

Таблица 2.3.4.

**Классификация горных пород по буримости
для вращательного механического бурения**

Категории породы	Характерные породы	Примерная твердость $R_{\text{ш}}$ по Л.А.Шрейнеру, кгс/мм ²	Примерный коэффициент крепости породы по М.М.Протодякову	Примерная буримость пород, м/ч
I	Торф, мягкий лёсс, слабый мел, песок и супеси без гальки и щебня	<10	0,3-1	23,0-30,0
II	Торф, растительный слой. Песок плотный, глина средней плотности. Суглинок плотный. Слабый мергель, мел, плавун без напора	10-25	1-2	11,0-12,0
III	Слабо сцементированные песчаники. Мергель, известняк-ракушечник. Плотная глина. Песчано-глинистые грунты с содержанием свыше 20% мелкой гальки. Плавун напорный	25-50	2-4	5,7-6,0
IV	Сланцы глинистые, песчано-глинистые, углистые, серицитовые. Слабые песчаники. Плотные мергели. Неплотные известняки и доломиты. Сильно выветрелые дуниты, перидотиты, змеевики	50-100	4-6	3,36

Продолжение таблицы 2.3.4

V	Галечно-щебенистые грунты. Сланцы хлоритовые, тальково-хлоритовые, серицитовые, слюдяные. Филлиты. Аргиллиты. Известняки, мраморы, мергелистые доломиты. Дуниты, затронутые выветриванием	100-150	6-7	2,25
VI	Сланцы глинистые, кварцево-хлоритовые, кварцево-серицитовые. Полевошпатовые песчаники. Руда гематитомартитовая. Конгломераты осадочных пород на известковом цементе, апатиты, сидериты	150-200	7-8	1,50
VII	Сланцы роговообманковые, хлоритороговообманковые. Окварцованные известняки. Крупнозернистые диориты и габбро. Конгломераты с галькой (до 50%) изверженных пород	200-300	8-10	1,15-1,30
VIII	Песчаники кварцевые. Сланцы окремненные, кварцево-гранатовые крупнокристаллические скарны, граниты крупнозернистые	300-400	10-12	1,04
IX	Сиениты, крупнозернистые граниты. Сильно окремненные известняки. Конгломераты изверженных пород. Базальты	400-500	13-15	0,84
X	Гранатовые скарны. Граниты, гранодиориты, липариты. Окремненные скарны. Жильный кварц. Валунно-галечные отложения изверженных пород	500-600	16-18	0,50
XI	Кварциты, джеспилиты. Крепкие железистые роговики	600-700	18-20	0,36
XII	Монолитные кварциты, джесплиты, роговики, корундовые породы	Более 700	20-25 и более	0,10-0,20

По пластичности Л.А.Шрейнер разделил породы на шесть категорий. Шкала пластичности горных пород приведена в табл. 2.3.5.

Таблица 2.3.5.

Категория	1	2	3	4	5	6
Коэффициент пластичности k	1	1-2	2-3	3-4	4-6	6 и выше

Породы с твердостью $r_{ш}$ по штампу менее 100 кгс/мм² обладают обычно большой пластичностью, породы с $r_{ш}=100-400$ кгс/мм² относятся к хрупко-пластичным; породы с $r_{ш} \geq 400$ кгс/мм² являются хрупкими.

При бурении имеют место на забое следующие виды разрушения пород: объемное, поверхностное и усталостное.

Объемное разрушение происходит, когда на контакте резцов (зубков) породоразрушающего инструмента с породой возникает напряжение, превосходящее твердость породы на вдавливание (критическое напряжение):

$$\frac{C}{F} > p_{и\kappa}, \quad (2.3.12.)$$

где: C - осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент в кгс; F - общая площадь контактов лезвий породоразрушающего инструмента с породой в мм²;

$p_{и\kappa}$ - твердость породы на вдавливание в кгс/мм².

При соблюдении неравенства (2.3.12) породоразрушающий инструмент своими лезвиями будет внедряться в породу и при вращении эффективно разрушать забой.

При бурении разрушается не только порода, одновременно происходит износ (затупление) резцов. Поэтому F в процессе бурения постепенно увеличивается.

Поверхностное разрушение имеет место, когда на контакте лезвий породоразрушающего инструмента с породой возникает напряжение меньше прочности породы на вдавливание (твердости):

$$\frac{C}{F} < p_{и\kappa}. \quad (2.3.13.)$$

В этом случае разрушение породы при бурении будет происходить только вследствие сил трения, возникающих на контакте лезвий с породой. Этот вид разрушения неэффективен.

Усталостное разрушение породы занимает промежуточное положение между объемным и поверхностным.

При этом первоначально тоже $\frac{C}{F} < p_{ш}$. Но в результате многократного силового воздействия на породу в ней развивается система микротрещин, поэтому твердость породы забоя постепенно снижается и периодически возникают условия для объемного разрушения.

При бурении с заточенными резцами вначале бывает объемное разрушение, которое вследствие затупления резцов переходит в усталостное и, наконец, в поверхностное. Надо стремиться производить бурение при объемном разрушении породы и извлекать из скважины породоразрушающий инструмент для его замены на стадии усталостного разрушения.

Влияние глубины залегания пород. С увеличением глубины залегания физико-механические свойства пород могут изменяться. Это объясняется тем, что породы, залегающие на большой глубине, подвергаются значительному всестороннему сжатию, вызванному геостатическим давлением.

На глубине 10000 м при $\gamma_p = 2,5$ геостатическое давление достигает величины

$$\sigma = \frac{10000}{10} \cdot 2,5 = 2500 \text{ кгс/см}^2 \quad (2.3.14.)$$

Под влиянием всестороннего сжатия происходит уплотнение пород. Наибольшее уплотнение пористых пород (γ_p от 2,0 до 2,5 гс/см³) происходит до глубины залегания ~1500 м.

Уплотнение породы сопровождается снижением ее буримости.

Следует указать, что порода высокой твердости (с $p_{ш} > 300 \text{ кгс/мм}^2$) мало изменяет свои механические свойства под влиянием высоких давлений и температур, имеющих место на больших глубинах.

Наоборот, осадочные породы невысокой твердости и плотности на больших глубинах под влиянием высоких давлений и температуры

уплотняются, и твердость их может увеличиться в 3-4 раза, в соответствии с чем, изменится и их буримость.

В недрах земли породы, находясь в состоянии всестороннего сжатия, приобретают упруго-пластичные свойства. Проведение буровых скважин вызывает нарушение этого равновесия. В стенках горных выработок возможно саморазрушение пород в силу действия касательных напряжений, если последние превышают предел прочности горных пород на скалывание, сдвиг и др.

2.3.5.4. Горное, пластовое гидростатическое давления и давление гидроразрыва пласта

При бурении с промывкой в скважине имеет место гидростатическое давление, величина которого равна

$$p_{г.с} = \frac{H}{10} \gamma_{ж}, \quad (2.3.15.)$$

где $\gamma_{ж}$ - удельный вес промывочного реагента; H - вертикальная глубина скважины, м.

Давление, создаваемое столбом промывочной жидкости, с одной стороны, поддерживает стенки скважины от обрушения, а с другой – затрудняет разрушение пород при бурении.

Следовательно, давление столба промывочной жидкости оказывает отрицательное влияние на механическую скорость бурения.

Если заменить глинистый раствор водой, скорость бурения увеличивается на 20-30%. Еще большее увеличение (в 2-5 раз) скорости бурения дает замена промывочной жидкости газом. С увеличением глубины бурения такая замена должна дать особенно ощутимые результаты.

В зависимости от глубины залегания и веса вышележающих отложений, породы испытывают горное давление, величина которого определяется по формуле:

$$\delta = p_{\text{горн}} = \frac{\delta_{\text{ср}} \cdot H}{10} \text{ ата,} \quad (2.3.16.)$$

где: $\delta_{\text{ср}}$ - средняя плотность горных пород в интервале 0- H_m , H_m -глубина, на которой определяется $p_{\text{горн}}$.

В поровом пространстве пород пластовые флюиды находятся под давлением, называемым поровым или пластовым. Пластовое давление может быть нормальным, или гидростатическим повышенным, аномально высоким (АВПД) и аномально низким (АНПД).

Нормальное или гидростатическое поровое давление определяется по формуле:

$$P_{\text{пл}} = \frac{\sigma_v \cdot H}{10} \text{ ата,} \quad (2.3.17.)$$

где: σ_v - плотность пластовой воды, насыщающей поровое пространство водонасыщенных пород на глубине H_m .

Повышенное пластовое давление, АВПД и АНПД характеризуются коэффициентом аномальности, равным

$$K_a = \frac{P_{\text{пл}}}{P_{\text{гидрост}}} . \quad (2.3.18.)$$

При $K_a < 1$, пластовые давления относятся к АНПД.

При $K_a = 1,05-1,3-1,5$ пластовые давления относятся к повышенным.

При $K_a > 1,6-2,2$ пластовые давления относятся к АВПД.

Величина пластового давления определяется по величине $P_{\text{пл гидрост}}$ с учетом величины K_a , определенных в каждом регионе для каждого нефтегазоперспективного и водонапорного комплексов по фактическим замерам в скважинах.

$$P_{\text{гидроразр}} = P_{\text{горн}} - P_{\text{пл}} \quad (2.3.19.)$$

Очень часто давление гидроразрыва отождествляют с давлением начала поглощения, о котором речь пойдет ниже.

2.3.5.5. Горно-геологические условия проводки скважин

Подводя итоги изложенному выше, можно сделать следующие выводы.

1. Горные породы характеризуются различными физико-механическими свойствами, определяющими их способность к разрушению, поэтому в зависимости от этих свойств породы могут неравномерно разрушаться, образуя значительные неровности на стенках скважины, размываться буровым раствором, слабосцементированные породы могут осыпаться в ствол со стенок скважины.

2. Горные породы характеризуются разными физико-химическими свойствами, вследствие чего они могут растворяться в основе буровых растворов (например, соли-галогены растворяются в глинистых растворах на водной основе), образовывать с основой растворов различные химические соединения, иногда устойчивые, а также гели, или разбухать вследствие гидратации.

3. Пластовые флюиды под действием поровых давлений находятся в напряженном состоянии и при вскрытии пластов, содержащих эти флюиды, напряженность флюидов может изменяться, кроме того, пластовые флюиды могут вступать в химические реакции с компонентами буровых растворов.

Все эти физико-механические и физико-химические свойства горных пород и пластовых флюидов могут создавать определенные проблемы при бурении и выделяются под названием «Горно-геологические условия». Определяются горно-геологические условия по данным проектного

литолого-стратиграфического разреза (раздел 2.2.2) и данным о составе и свойствах пластовых флюидов (раздел 2.2.4, 2.2.5).

К горно-геологическим условиям проводки скважин относятся:

- литологические особенности пород, слагающих изучаемый разрез, которые обуславливают физико-механические свойства пород;
- пластовое и горное давления, обуславливающие напряженность горных пород и сжимаемость пластовых флюидов;
- пластовая температура, обуславливающая пластичность горных пород и фазовое состояние пластовых флюидов;
- углы и направления падения пластов, обуславливающие развитие ослабленных участков в направлении напластования пород;
- химическая активность пластовых флюидов и горных пород, обуславливающая возможность вступления их в химические реакции с буровым раствором, а также возможности растворения и т.д.

Перечисленные выше условия могут вызвать различные осложнения в процессе строительства глубоких скважин, основными из которых являются:

- осыпи в стволе в интервале залегания сыпучих (пески) и слабосцементированных (песчаники, алевролиты, конгломераты и др.) пород;
- обвалы в стволе в интервалах залегания слабосцементированных пород;
- размывы стенок ствола скважины за счет коллоидного (глины) или химического (соли) растворения;
- сужение ствола за счет разбухания глинистых пород при поглощении ими водной основы бурового раствора или за счет оседания твердых частиц раствора на стенках скважины при фильтрации его водной основы в проницаемые пласты;

- сальникообразование в интервалах залегания пластичных пород с невысокой и повышенной вязкостью и способностью к коллоидному растворению;

- кавернообразование за счет коллоидного и химического растворения или за счет вывалов обломков грубообломочных слабосцементированных или трещиноватых пород;

- поглощение глинистого раствора в интервалах залегания высокопроницаемых или трещиноватых пород;

- водопроявления в интервалах залегания напорных водоносных горизонтов или высокопористых пород;

- нефте-, газопроявления в интервалах залегания нефтегазоносных пород;

- агрессивное воздействие сероводорода, содержащегося в пластовых флюидах;

- текучесть галогенных пород;

- рапопроявления, связанные с зонами распространения остаточных солеродных рассолов в толщах соленосных пород;

- разрушение пород в зонах вечной мерзлоты под влиянием высокотермальных растворов, поднимающихся по стволу с глубины, а также особые свойства, приобретаемые горными породами в криогенных зонах.

Прогноз горно-геологических условий осуществляется на основе данных о литологическом строении, гидрохимической, гидродинамической и геотермальной характеристик изучаемого разреза, которые были рассмотрены ранее, а также на основе анализа проводки глубоких скважин в рассматриваемом районе (при опорно-параметрическом бурении), на сопредельных площадях и месторождениях (при поисковом бурении), на данном месторождении (при разведочном бурении).

В технологии бурения основными параметрами, характеризующими горно-геологические условия, являются крепость, твердость, буримость и пластичность горных пород, горное, пластовое давления и давление

гидроразрыва пластов, температурный градиент и пластовая температура, угол и направление наклона пластов, минерализация и РН пластовых вод, а также содержание H_2S в воде, газе и нефти.

Все эти показатели определяются по всему разрезу и необходимы для расчета технологического режима бурения, выбора конструкции скважины, типа бурового и устьевого оборудования и параметров бурового раствора для обеспечения безаварийной проводки скважины и геолого-геофизических исследований в ней.

Вопросы к главе:

- 1) Понятие «скважина» и основные процессы бурения.
- 2) Параметры, определяющие физико-химические свойства пород и их влияние на буримость.
- 3) Происхождение горных пород.
- 4) Твердость горных пород и методы ее измерения
- 5) Понятие о механической прочности и упругости горных пород.
- 6) Как определяется коэффициент поперечной деформации?
- 7) Абразивность горных пород.
- 8) Классификация горных пород по буримости.
- 9) Горное, пластовое давление и давление гидроразрыва.
- 10) Данные, необходимые для определения горно-геологических условий проводки скважин.

2.3.6. Обоснование и выбор конструкции проектных скважин, параметров бурового раствора, оборудования устья, типа буровой установки и обоснование способов бурения

2.3.6.1. Требования к конструкции скважины

При проектировании к конструкции скважины предъявляется множество требований: экономичность, минимальная металлоемкость, недопущение геологических осложнений, увеличение коммерческих скоростей бурения и т.п. Но главный критерий надежности конструкции скважин - недопущение грифонообразования после герметизации устья при возникшем флюидопроявлении или в процессе его ликвидации.

Пластовый флюид при поступлении в ствол скважины снижает средневзвешенную плотность промывочной жидкости в затрубном пространстве. Величина снижения плотности указывается геологической службой предприятия в технической части проекта на строительство данной скважины; она колеблется в широком диапазоне и может достигать на газовых месторождениях 100%. Поэтому после закрытия превенторов в случае флюидопроявления в стволе скважины возникает внутреннее давление (рис 2.3.4).

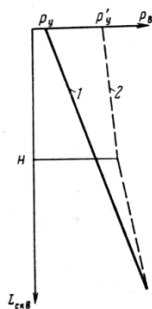


Рис.2.3.4. Распределение внутреннего давления по стволу скважины: 1 – в начале проявления; 2 – при полном замещении промывочной жидкости газом и поглощении его на глубине Н

Во время длительного простоя вследствие выделения из флюида газа, пузырьки которого всплывают, на устье скважины образуется газовая шапка. Но при достижении на устье определенного давления начинается поглощение в пласт и может произойти полное замещение промывочной жидкости в стволе скважины пластовым или попутным газом. Поэтому при газовом факторе более 100 м³/т нефтяную скважину необходимо рассчитывать как газовую. В результате всплытия газа и соответственно

оттеснения жидкости в пласт из ствола скважины величина внутреннего давления перераспределяется по глубине (рис.2.3.4). Поэтому для предотвращения гидроразрыва пород в открытой части ствола, а следовательно, и грифообразования, необходимо, чтобы внутреннее давление, действующее на горные породы, было меньше давления начала поглощения.

Давления начала поглощения и гидроразрыва для глиносодержащих пород практически мало отличаются друг от друга. А в сильно кавернозных, трещиноватых или имеющих большую открытую пористость породах давление начала поглощения незначительно превышает пластовое.

В первом приближении давление начала поглощения (МПа) на глубине L можно вычислить по известным формулам и для дальнейших расчетов принять меньшее из полученных значений:

$$p_{\text{пор}} = 0,0088L + 0,66p_{\text{пл}},$$

$$p_{\text{пог}} = \frac{\mu}{1-\mu}(p_{\text{гор}} - p_{\text{пл}}) + p_{\text{пл}}, \quad (2.3.20)$$

$$p_{\text{пог}} = 2 \cdot 10^{-4}L + 2,89 \cdot 10^{-6} L \beta^{0,572}, \quad (2.3.21)$$

где: $p_{\text{пл}}$ - пластовое давление на глубине L , МПа; $p_{\text{гор}}$ - горное давление вышележащих горизонтов, МПа, $p_{\text{гор}} = 0,01 p_{\text{гор}}L$; μ - коэффициент Пуассона (для нормально уплотненных глин значение μ приведено на рис. 2.3.5); β - угол залегания пластов майкопских глин на глубине L , градус; $p_{\text{гор}}$ - средневзвешенная плотность горных пород вышележащих горизонтов, определяемая геофизическими методами или лабораторными анализами кернового материала по близлежащим скважинам, г/см³.

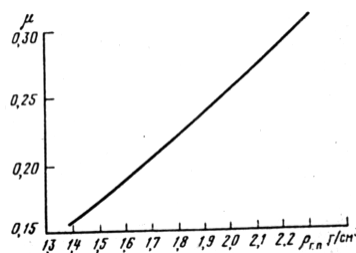


Рис. 2.3.5. Зависимость коэффициента Пуассона от плотности горных пород

Значение μ для различных пород

Глина с прослоями песчаников.....	0,33-0,40
Глина плотная	0,25-0,40
Глина с прослоями алевролитов.	0,425
Глинистые сланцы.	0,10-0,20
Песчаник	0,30-0,35
Известняк	0,28-0,33
Каменная соль.....	0,44
Гравий	0,26-0,29

Более точный метод определения давления начала поглощения пород - нагнетание промывочной жидкости в ствол скважины. После разбуривания цементного стакана и башмака обсадной колонны необходимо бурить ствол скважины на 1-2м и довести все параметры промывочной жидкости до указанных в геолого-техническом наряде (ГТН) величин, затем поднять инструмент в башмак колонны, закрыть превентор и закачать промывочную жидкость через трубы до начала поглощения ее в пласт.

Закачку необходимо производить порциями по 40-50л с интенсивностью 40-60л/мин, после каждой порции давать выдержку времени 1,5-2 мин для стабилизации давления. Точка А отклонения от прямолинейной зависимости указывает на начало поглощения пород (рис.2.3.6) Продолжать закачку до получения двух-трех точек стабилизации давления (точка В). Если

будет закачано в пласт более $0,5 \text{ м}^3$, то трещины после сбрасывания давления не сомкнутся и целостность пласта в будущем может не восстановиться.

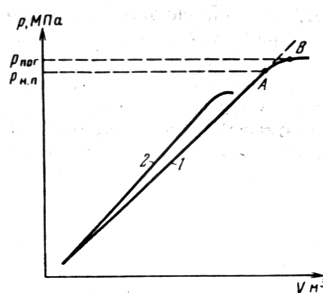


Рис 2.3.6. График давления при закачивании в пласт воды (кривая 2) и промывочной жидкости (кривая 1)

Давление начала поглощения будет значительно ниже при закачке воды в пласт (рис.2.3.6). В процессе углубления скважины периодически проводят аналогичные закачки промывочной жидкости в пласт, установив предварительно над забоем пакер. Давление снижают плавно со скоростью $0,5-1 \text{ МПа/мин}$ через штуцер, иначе произойдет обвал стенок скважины. Градиент давления поглощения $\Delta\alpha_{\text{пог}}$ (МПа/м) рассчитывают по формуле:

$$\Delta\alpha_{\text{пог}} = \frac{p_{\text{б.т.}}}{L} + 0,01 \rho_{\text{ж}}, \quad (2.3.22)$$

где: $p_{\text{б.т.}}$ — давление в буровых трубах на устье в момент начала поглощения, МПа (точка А, рис.2.3.6); $\rho_{\text{ж}}$ - плотность промывочной жидкости при бурении в определяемом интервале, г/см^3 .

Рассчитав градиенты поглощения пород по глубине скважины по приведенным выше формулам или имея фактические их значения по близлежащим скважинам, строят график (рис.2.3.7).

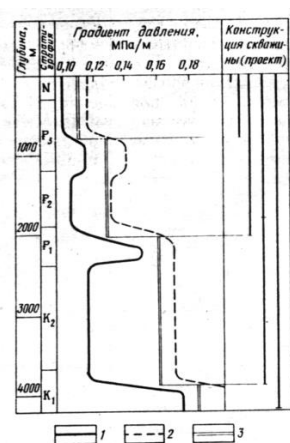


Рис. 2.3.7. График совмещенных давлений для выбора конструкции скважины: 1, 2, 3 – градиенты давлений порового, поглощения, промывочной жидкости соответственно

На графике проводят градиенты пластовых (поровых) давлений и давлений начала поглощения. Параллельно оси глубин снизу вверх проводят эквиваленты давлений промывочной жидкости для интервалов максимальной мощности. Граничными критериями интервала применения промывочной жидкости одинаковой плотности является условие:

$$\Delta\alpha_{\text{пог. min}} \geq 0,01 \rho_{\text{ж}} \geq \Delta\alpha_{\text{пог. max}}, \quad (2.3.23.)$$

где: α - коэффициент запаса (для скважин или интервалов скважин глубиной до 1200 м $a=1\div 1,15$, для интервалов 1200-2500 м $a=1,05\div 1,1$, для интервалов ниже 2500 м $a=1,04\div 1,07$); $\Delta\alpha_{\text{пог. min}}$ - минимальный градиент поглощения пород в определяемом интервале, МПа/м; $\Delta\alpha_{\text{пог. max}}$ - максимальный градиент пластового (порового) давления в определяемом интервале, МПа/м.

В первом приближении границы изменения эквивалентов давления промывочной жидкости и являются глубинами спуска обсадных колонн (рис.2.3.7). Определенные таким методом глубины спуска обсадных колонн H должны удовлетворять условию прочности горных пород в интервале

необсаженного ствола скважины (т.е. до момента спуска следующей обсадной колонны) в случае ликвидации флюидопроявления:

$$H \geq H_{\text{сл}} \frac{\Delta\alpha_{\text{пл}} - 0,01\rho_0}{K\Delta\alpha_{\text{пог}} - 0,01\rho_0}, \quad (2.3.24.)$$

где: $\Delta\alpha_{\text{пл}}$ - проектный градиент пластового давления на глубине спуска последующей обсадной колонны $H_{\text{сл}}$, МПа/м; $\Delta\alpha_{\text{пог}}$ - проектный градиент начала поглощения пород под башмаком обсадной колонны на глубине H , МПа/м; ρ_0 - плотность промывочной жидкости с учетом поступления в нее пластового флюида в процессе проявления, г/см³ (для газовых скважин глубиной до 1200 м $\rho_0=0$; в остальных случаях величина ρ_0 указывается геологической службой предприятия); K - коэффициент безопасности, $K=0,9 \div 0,95$.

Соблюдение этой зависимости обязательно, так как известны случаи грифонообразования при глубине спущенной колонны более 1200м. Проверив правильность расчета глубины спуска последней промежуточной колонны, уточняют глубины спуска всех предыдущих колонн вплоть до кондуктора.

2.3.6.2. Обоснование типовой конструкции и оборудования устья скважины

Конструкция скважин должна выбираться исходя из требований охраны недр и окружающей среды, горно-геологических условий. Выбранная конструкция должна обеспечивать успешность проводки скважин до проектной глубины, изоляцию продуктивных и водонапорных пластов, достижение минимального расхода материалов и средств на строительство скважин, получение необходимой горно-геологической информации и максимальное использование пластовой энергии для извлечения добываемых

нефти и газа и конденсата с учетом изменений по глубине скважины пластовых давлений и гидроразрыва пород, наличия осложнений, не ликвидируемых известными технологическими приемами.

Конструкция скважин проектируется с учетом целевого назначения, проектной глубины и геологических условий бурения.

При выборе конструкции проектируемой скважины необходимо сделать критический анализ конструкций, применяемых на данной площади, оценить степень соответствия их геолого-промысловым условиям и уровню технологии бурения на данном этапе.

В зависимости от количества нефтяных, газовых и водяных горизонтов, величины пластового давления в каждом из них, глубины залегания зон поглощения, обвалов, газовых выбросов и общей глубины скважины, устанавливается необходимое количество колонн обсадных труб, обеспечивающих успешное доведение скважин до проектной глубины. Далее следует обосновать глубину спуска каждой колонны и интервала цементирования. Если скважина наклонно-направленная, то предварительно нужно выбрать профиль скважины и рассчитать его.

Конструкция скважины составляется снизу вверх, от забоя к устью, и начинается с определения диаметра эксплуатационной колонны.

При выборе диаметра эксплуатационной колонны для нефтяных, газовых и нагнетательных скважин следует учитывать способы эксплуатации, максимально возможный дебит скважин на начальной и конечной стадии службы скважины, а также габариты глубинного эксплуатационного оборудования, обеспечивающего заданный дебит (табл.2.3.6).

Таблица 2.3.6.

	Дебит нефтяных скважин, т				Дебит газовых скважин, тыс.м ³			
	До 40	40-100	60-120	120	До 75	До 75	До 250	500

Рекомендуемый диаметр эксплуатационной колонны, мм	114	127-140	140-146	148-156	114	127-188	146-219	168-273
--	-----	---------	---------	---------	-----	---------	---------	---------

Диаметр эксплуатационной колонны для поисковой или разведочной скважины следует выбирать с учетом возможности отбора керна, проведения геофизических исследований перспективных горизонтов в процессе бурения, а также возможности перевода разведочной скважины в эксплуатационную (в тех случаях, когда вероятность получения положительных результатов при испытании достаточно велика, или в верхних интервалах находится открытый ранее промышленный объект).

После выбора диаметра эксплуатационной колонны приступают к выбору диаметра долота для бурения под эту колонну.

$$D = D_m + 2\Delta, \text{ м}, \quad (2.3.25.)$$

где: D_m - диаметр муфты обсадной колонны, м;

Δ - зазор между муфтой и стенкой скважины, м.

Значение Δ приведены в таблице 2.3.7.

Таблица 2.3.7.

Наружный диаметр обсадных труб, 10^{-3} м	Величина зазора между стенками ствола скважины и диаметром муфты этих труб, 10^{-3} м
114,127	(10-15)

141,146,159	15-20
168,194	20-25
219-245	25-30
273,299	30-35
325,351	35-45
377,426	45-50

Установив диаметр долота, которым будут бурить под эксплуатационную колонну, определяют диаметр промежуточной колонны (или кондуктора). Разница между внутренним диаметром этой колонны и размером долота находится в пределах 6-8 мм, что обеспечивает свободный пропуск долота.

$$D_{BH}=D_d+\Delta\ell, \text{ м} \quad (2.3.26.)$$

где: D_{BH} - внутренний диаметр предыдущей колонны, мм;

$\Delta\ell$ - разница между внутренним диаметром предыдущей колонны и размером долота, предназначенного для разбуривания под эксплуатационную колонну.

Затем по формуле (2.3.25) определяют диаметр долота для бурения ствола под промежуточную колонну (кондуктор). В таком же порядке определяют диаметр колонн и долот, входящих в конструкцию проектируемой скважины.

При проектировании необходимо стремиться к совершенствованию конструкции с целью снижения себестоимости скважины без ущерба для ее надежности и качества вскрытия продуктивных пластов.

Таблица 2.3.8.

Соотношение диаметров долот и спускаемых колонн

Минимальный диаметр долота, мм	139,7	165,1	190,5	213,9	244,5
Диаметр обсадной колонны, мм	114,3	127,0	139,7	168,3	193,7
		139,7*	168,3*	177,8	219,1*
Минимальный диаметр долота, мм	269,9	295,3	349,2	393,7	490,0
Диаметр обсадной колонны, мм	219,1	244,5	273,1	323,9	377,0
	244,5*	-	298,9	351,0	425,5

* Безмуфтовые трубы

После выбора конструкции проводят проверочный расчет обсадных труб на прочность. Определив минимально необходимые толщины стенок труб промежуточных колонн, задаются величиной абсолютного износа труб Δ и проверяют их на механический износ в процессе бурения и спускоподъемных операций (СПО) под следующую колонну по приведенной ниже методике. Все обсадные колонны, спускаемые в искривленные участки ствола скважины, проверяют на проходимость в этих участках.

Минимальные диаметры УБТ наддолотного комплекта, обеспечивающие успешный спуск обсадных колонн в скважину, приведены в табл.2.3.9.

Таблица 2.3.9.

Диаметр обсадной колонны	[$\Delta\psi$]	Диаметр долота, мм								
		490	393,7	349,2	295,3	269,9	244,5	215,9	190,5	161
426	0,8	407	-	-	-	-	-	-	-	-
377	1,0	299	-	-	-	-	-	-	-	-
351	1,2	254	340	-	-	-	-	-	-	-
324	1,3	229	299	-	-	-	-	-	-	-
299	1,6	-	229	299	-	-	-	-	-	-
273	2,0	-	203	229	254*	-	-	-	-	-
245	2,3	-	-	203	229	229*	-	-	-	-
219	2,8	-	-	-	178	203	203*			
194	3,5	-	-	-	-	178	178	178*	-	-
178	4,0	-	-	-	-	146	146	178	-	-
168	5,0	-	-	-	-	-	146	146	146*	-

140	7,0	-	-	-	-	-	-	133	133	133*
-----	-----	---	---	---	---	---	---	-----	-----	------

Примечание. 1. Звездочкой обозначены диаметры УБТ при использовании безмуфтовых труб. 2. $[\Delta\psi]$ – допустимая интенсивность пространственного искривления ствола скважины, градус на 10 м.

Минимальная длина УБТ, обеспечивающая успешный спуск обсадных колонн в скважину:

$$\frac{600C}{q} \leq 1 \leq \frac{D_{\text{д}} - d_{\text{УБТ}}}{0,0349[\Delta\psi]}, \quad (2.3.27.)$$

где: q - масса 1 м УБТ, кг; $D_{\text{д}}$, $d_{\text{УБТ}}$ - диаметры долота и УБТ, см.

Жесткость УБТ, обеспечивающая успешный спуск обсадных колонн:

$$\frac{d_{\text{УБТ}}^4 - d_{\text{в.УБТ}}^4}{D^4 - D_{\text{в}}^4} \geq 1, \quad (2.3.28.)$$

где: $d_{\text{УБТ}}$ и $d_{\text{в.УБТ}}$ - наружный и внутренний диаметры УБТ, см; D и $D_{\text{в}}$ - наружный и внутренний диаметры спускаемых обсадных труб, см.

Таблица 2.3.10.

Соотношение диаметров долот и забойных двигателей ОСТ 26-02-954-74

Диаметр долота, мм	97-114	118-132	132,7-158,7
Диаметр забойного двигателя, мм	85	105	127
Диаметр долота, мм	161-172	187,3-190,5	196,9-200
Диаметр забойного двигателя, мм	143	164	172
Диаметр долота, мм	212,7-228,6	243-250,8	269,9
Диаметр забойного двигателя, мм	195	215	240
Диаметр долота, мм	295-320	346-508	

Диаметр двигателя, мм	забойного	265	315	
--------------------------	-----------	-----	-----	--

2.3.6.2.1. Выбор профиля скважины

При необходимости проводки наклонной скважины с заданным геологической службой предприятия отходом от вертикали А технологическая служба выбирает профиль (рис.2.3.8), основываясь на ее расчетной конструкции, технических возможностях предприятия, квалификации и опыте исполнителей, достигнутом технологическом уровне бурения в данном регионе.

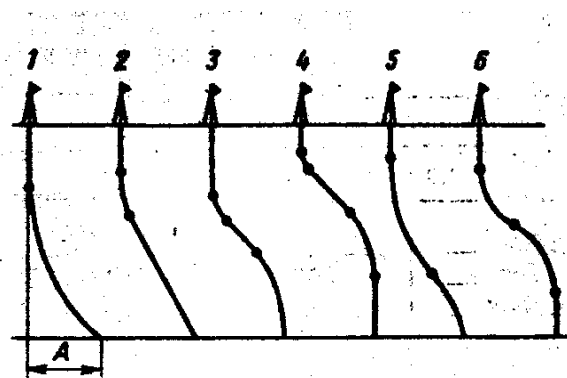


Рис.2.3.8. Типы профилей наклонных скважин с отходом от вертикали

А: 1 – двухинтервальный; 2, 5 – трехинтервальный; 3, 6 – четырехинтервальный; 4 – пятиинтервальный

При выборе профиля необходимо учитывать естественное искривление скважин в азимутной плоскости, имеющееся на данном месторождении. В случае дальнейшей эксплуатации скважин штанговыми насосами градиент кривизны ствола в интервале над насосом не должен превышать $0,5^\circ$ на 10 м во избежание простирання труб и поломки штанг.

После выбора профиля устанавливают глубину скважины и ее характерные точки по инструменту, рассчитывают траекторию ствола, компоновки для бурения вертикальных, кривых и наклонных участков. Траекторию ствола определяют практически методом подбора, задаваясь градиентами набора и спада кривизны, а также максимальным углом наклона.

2.3.6.2.2. Выбор типа шарошечного долота

Рациональное сочетание типа шарошечного долота и разбуриваемой породы приведено в табл. 2.3.11.

Диаметр насадок D_n шарошечных долот выбирают по номограмме (рис.2.3.9).

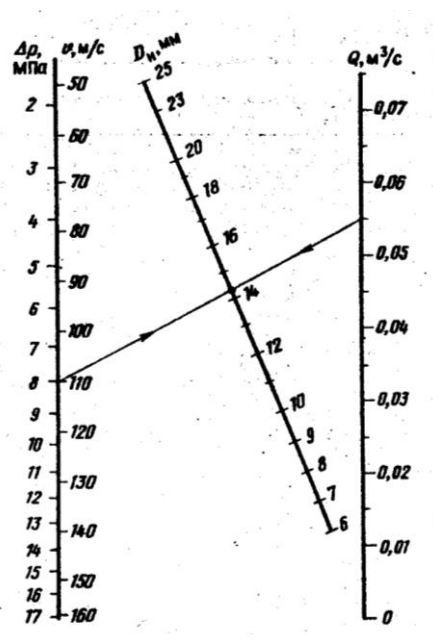


Рис. 2.3.9. Номограмма определения диаметра насадок для получения гидромониторного эффекта

Таблица 2.3.11.

Тип долота	Краткая литологическая характеристика горных пород
М	Глины плотные, слоистые и неслоистые, известковистые и неизвестковистые, часто песчанистые и слюдистые, иногда с пиритом и конкрециями сидеритов, с прослоями рыхлых глинистых песчаников и алевролитов, глинистых слюдистых мергелей и известняков Глины с прослоями мелкозернистого песка и вулканического пепла. Известняки и ракушечники

МЗ	Переслаивание плотных глин, алевролитов. Глинистых или карбонатных песчаников и мергелистых известняков Чередование аргиллитов известковистых и неизвестковистых; алевролитов, песчаников разномеристых кварцевых с известково-ангидритовым цементом, глинистых сланцев Известняки органогенные с прослоями разномеристых песчаников, слюдистых глин и алевролитов
МС	Глины песчанистые, аргиллитоподобные, опоковидные Аргиллиты с прослоями разномеристых песчаников, глинистых алевролитов, известняков и конгломератов, сцементированных известково-глинистым цементом
МСЗ	Глины пестроцветные и алевролиты с прослоями известняков Чередование аргиллитов известковистых и неизвестковистых с алевролитами и песчаниками разномеристыми, известковистыми, кварцевыми, слабослюдистыми Аргиллиты, алевролиты, песчаники различного состава с прослоями песчанистых доломитов Конгломераты разногальчатые, местами крупновалунные, с прослоями песчаников и глин Известняки органогенные, глинистые, доломитизированные с прослоями доломитов, мергелей, ангидритов или аргиллитов Переслаивание песчаников разномеристых, кварцевых, глинистых; плотных аргиллита, иногда известковистых, местами переходящих в мергель, и аргиллитов тонкослоистых, кварцевых, глинистых
С	Известняки и доломиты пелитоморфные, мелкокристаллические, местами брекчиевидные, слабо доломитизированные; известняки ракушечники; мел писчий Глины плотные, тонкослоистые, опоковидные, аргиллитоподобные, алевролитистые, известковистые, слюдистые,

	иногда загипсованные Аргиллиты слоистые, известковистые; мергели песчанистые Песчаники различной плотности, разномзернистые, часто известковистые и глинистые; алевролиты плотные и рыхлые, слюдистые, известковистые Конгломераты разногальчатые, местами крупновалунные Каменная соль крупнокристаллическая с прослоями глин, ангидритов, доломитов, известняков
СТ	Известняки и доломиты разномзернистые, иногда брекчиевидные, неравномерно глинистые, участками окремненные Переслаивание глин алевролитистых, алевролитов, песчаников слабосцементированных, аргиллитов известковистых, ангидритов, гипсов, мергелей Каменная соль крупнокристаллическая с прослоями глин, мергелей, ангидритов, доломитов
СЗ	Известняки органогенно-обломочные, местами перекристаллизованные, иногда доломитизированные, с прослоями аргиллитов Переслаивание плотных глин, иногда аргиллитоподобных, в различной степени песчанистых, известковистых, загипсованных с песчаниками разномзернистыми, кварцевыми, известковистыми, глинистыми, аргиллитами слюдистыми, иногда окремненными, алевролитами кварцевыми, песчанистыми, известковистыми
Т	Известняки мелко- и тонкозернистые, местами перекристаллизованные, часто доломитизированные, в различной степени окремненные Доломиты мелко- и тонкозернистые, пелитоморфные, плотные, иногда массивные, загипсованные, ангидритизированные Переслаивание глин и глинистых сланцев песчанистых, слюдистых, алевролитов кварцевых, глинистых и песчаников

	разнозернистых, кварцевых, полимиктовых, слюдистых. Встречаются конгломераты и гравеллиты
ТЗ	Известняки органогенные, тонкозернистые, пелитоморфные, участками
ТКЗ	Окремнелые, доломитизированные. Доломиты мелко- и тонкозернистые, участками окремнелые, с включением гипса Аргиллиты, иногда окремнелые Алевролиты и песчаники мелкозернистые, кварцевые Роговики, андезиты, андезито-базальты
К	Известняки и доломиты окремнелые
ОК	Алевролиты тонкослоистые Сланцы углисто-глинистые, филлитизированные Песчаники кварцевые, кварцитовидные Андезиты, андезито-базальты

2.3.6.2.3. Выбор параметров бурового раствора

Особенностью вращательного бурения является применение промывки скважин в процессе бурения.

В качестве промывочной жидкости используются вода, глинистые растворы, глинисто-известковые растворы на нефтяной основе, эмульсионные растворы, аэризованные растворы и т.д., а в последние годы – природный газ или воздух.

Глинистые растворы

При бурении нефтяных и газовых скважин промывочный реагент в основном предназначен для следующих целей:

- 1) очистки забоя от разбуриваемой породы;
- 2) глинизации стенок ствола скважины;
- 3) удержания выбуренных частиц породы во взвешенном состоянии;

- 4) создания противодавления на проходимые породы;
- 5) борьбы с различными осложнениями при бурении: поглощением промывочной жидкости, газо- и водопроявлениями, нарушениями целостности ствола скважины и т.п.;
- 6) охлаждения долота в процессе бурения.

Из всех видов промывки скважин наиболее распространенным является использование при вращательном бурении глинистых растворов.

Под глинистым раствором понимают коллоидно-суспензионную систему, состоящую из глины, воды и частиц выбуренных пород. Чтобы лучше понять природу и свойства глинистых растворов, рассмотрим вопрос о смесях твердых веществ с жидкостями. При смешивании различных веществ с водой можно получить: 1) истинные растворы – совершенно однородные и прозрачные растворы, не изменяющиеся при самом долгом хранении; 2) коллоидные растворы - более или менее мутные растворы, при хранении постепенно переходящие в студнеобразное вещество; 3) суспензии (взвеси) - мутные смеси твердых веществ с водой, очень быстро разделяющиеся вследствие осаждения твердых тел на дно.

Из перечисленных функций для глинистых растворов только две являются основными, присущими только этому виду промывочной жидкости. Это глинизация стенок ствола скважины и удержание выбуренных частиц породы во взвешенном состоянии в покоящейся жидкости, т.е. в период прекращения циркуляции. От качества глинистого раствора зависит успешное бурение скважин. Невнимательное отношение к качеству раствора приводит к осложнениям - выбросам раствора, газовым и нефтяным фонтанам, прихватам буровой колонны и т.д. Поэтому инженеры и техники, занятые бурением, должны уделять большое внимание подбору и применению высококачественных глин для приготовления растворов, выбору соответствующих химических реагентов для их обработки, подбору рецептуры и систематическому контролю за качеством глинистого раствора.

Многие химические реагенты весьма дороги, и их использование удорожает стоимость скважины. Поэтому химические реагенты следует применять в необходимых случаях, вести тщательный учет их расхода, а при возможности использовать химически обработанный глинистый раствор для бурения не одной, а нескольких скважин.

Качество глинистых растворов характеризуют следующие величины:

- 1) плотность γ в кг/см^3 ;
- 2) условная (кажущаяся) вязкость T в с;
- 3) структурная (пластическая) вязкость η - сила осложненного трения между частицами твердой и жидкой фаз в глинистом растворе в $\text{Н}\cdot\text{с/м}^2$ (пуаз);
- 4) водоотдача B - способность глинистого раствора отдавать воду пористым породам в см^3 за 30 мин;
- 5) толщина образующейся при этом глинистой корки обозначается через K и измеряется в мм;
- 6) статическое напряжение сдвига θ - усилие, которое требуется приложить, чтобы вывести глинистый раствор из состояния покоя, в Н/м^2 (мгс/см^2);
- 7) содержание в глинистом растворе твердых частиц пород, нераспустившихся твердых комочков глины P , условно принимаемых за песок, в процентах;
- 8) содержание в глинистом растворе частиц породы, по своей природе не способных распускаться в воде, ОП - отмытый песок, в %;
- 9) стабильность C , характеризующая способность глинистых частиц удерживаться во взвешенном состоянии, в кг/м^3 (г/см^3);
- 10) отстой O - жидкость, отстоявшаяся за сутки, в %;
- 11) концентрация водородных ионов pH , характеризующая щелочность или кислотность глинистого раствора, в условных единицах;
- 12) липкость глинистой корки L , в Н/м^2 (гс/см^2);
- 13) содержание газа в глинистом растворе G , в %;

14) температура t , в $^{\circ}\text{C}$.

Первые три пункта (из всех вышеперечисленных) характеризуют и остальные виды промывочных реагентов.

Кроме того, эти же параметры тесно связаны с горно-геологическими условиями проводки скважин и должны быть спрогнозированы уже на стадии геологического проектирования.

Основной характеристикой ПЖ является плотность, функцией которой, как уже было сказано выше, является гидростатическое давление бурового раствора и его противодействие на пласт.

Плотность ПЖ определяется по требуемой для безопасности при бурении величины противодействия на пласты, характеризующиеся разными гидродинамическими свойствами, что легко определяется с помощью совмещенных графиков давлений.

Соответственно сведениям о физических свойствах пород, слагающих изучаемый разрез, о чем подробно говорилось в разделе «горно-геологические условия», и принятой плотности ПЖ определяются следующие основные параметры (вязкость условная и структурная).

А далее с учетом этих требований и данных об абразивных свойствах пород подбираются компоненты состава ПЖ, обеспечивающие требуемые свойства.

2.3.6.2.4. Выбор устьевого оборудования

Для предотвращения выбросов бурового раствора и пластовых флюидов в процессе бурения, опробования и испытания скважин устье скважины оборудуется соответствующим оборудованием, называемым «устьевым» или «противовыбросовым».

К противовыбросовому оборудованию относятся:

- оборудование для обвязки обсадных колонн ОКК, состоящее из нижней головки ГКН соответствующего размера, одной или нескольких

промежуточных головок ГКП (при обвязке трех и более колонн) и манифольда с задвижками;

- противовыбросовое оборудование ОПК и ОП, состоящие из превентеров и манифольда,
- запорная арматура (задвижки и краны);
- герметизирующие головки и превентеры с фланцевым соединением;
- фонтанная арматура, состоящая из колонной и трубной головок с фланцевым соединением и фонтанной елки.

В зависимости от возможных выбросов и глубины скважины оборудование устья усложняется по мере углубления скважины и спуска очередной обсадной колонны по схеме «сверху-вниз»:

- головка+превентер - I колонна (удлиненное направление);
- обвязка обсадных колонн - кондуктор или II колонна;
- противовыбросовое оборудование и ОКК (III и последующие колонны);
- фонтанная арматура (эксплуатационная колонна).

Тип устьевого оборудования выбирают в зависимости от диаметра обсадной колонны, диаметра проходного отверстия, рабочего давления, исполнения по коррозионности и климатической зоны применения.

Для ОКК необходимы также данные о диаметре кондуктора (головка ГКН) и диаметре труб, подвешиваемых в головках (диаметр обсадных колонн).

2.3.6.2.5. Выбор типа буровой установки и обоснование способа бурения

Исходными данными при выборе наиболее рационального класса буровой установки, необходимой для бурения скважин в том или ином районе, являются проектная глубина и конструкция скважин. Кроме того, для определения вида привода, способа транспортировки и монтажа установки необходимо учитывать наличие электроэнергии, рельеф местности,

грунтовые условия, ожидаемую скорость бурения. Максимальный вес проектируемых бурильных и обсадных колонн определяется из выражения:

а) вес бурильной колонны:

$$Q = [\ell_B \cdot q_B + \ell_Y \cdot q_Y + Q \pm Q_1] \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_m}\right), \quad (2.3.29.)$$

где: q_B - вес I пог/м трубы с замками и выраженной частью, в н;

ℓ_B - длина бурильных труб, в м;

q_Y - вес I пог/м УБТ, в н;

ℓ_Y - длина УБТ, в м;

Q - вес турбобура, в н;

Q_1 - усилие трения колонны о буровой раствор и усилие затяжки инструмента (знак + при подъеме, знак - во время спуска) обычно при расчетах принимается равным 5-10 тс. С увеличением искривления ствола значение увеличивается;

$\rho_{ж}$ - плотность бурового раствора, кн/м³;

ρ_m - плотность материала трубы, кн/м³;

б) вес технической или эксплуатационной колонны:

$$Q = (q_1 \cdot \ell_1 + q_2 \cdot \ell_2 + \dots + q_n \cdot \ell_n) \times 10^{-6}, \text{ Мн}, \quad (2.3.30)$$

где q_n - вес 1м отдельных секций колонны, в н/м;

ℓ_n - длина отдельных секций колонны, в м.

Таким образом, исходя из максимального веса (обсадной или бурильной) колонны следует выбирать тип буровой установки.

При выборе способа бурения необходимо произвести анализ и обобщение данных механической скорости и проходки на долото по скважинам, где в процессе строительства были применены тот или иной способ бурения. Рекомендуется применять тот способ бурения, где были достигнуты наиболее высокие технико-экономические показатели.

В случае применения комбинированного способа (турбинно-роторного) возможный интервал перехода от турбинного к роторному

определяется в зависимости от механической скорости проходки и глубины скважины.

2.3.6.2.6. Проектирование параметров режима бурения

Большинство факторов, определяющих темп углубления скважины, имеет вероятностную природу, и поэтому на новых площадях трудно сразу подобрать оптимальный режим бурения. На новых площадях для первых скважин его проектируют по результатам бурения на соседних площадях со сходными геологическими условиями, затем уточняют по результатам бурения разведочных и опорно-технологических скважин.

Обычно проектирование режима бурения при роторном способе начинают с выбора осевой нагрузки на долото, а при турбинном – с определения количества бурового раствора подаваемого за единицу времени, и выбора типа турбобура.

В данном случае проектирование режима бурения начинаем с выбора количества промывочной жидкости. Количество промывочного раствора, подаваемого на забой скважины в единицу времени, должно быть достаточным для выноса выбуренной породы с забоя на поверхность. Опыт бурения показывает, что выбуренная порода выносится нормально, если скорость восходящего потока промывочного раствора в затрубном пространстве составляет 0,9-1,3 м/сек при бурении глин, глинистых сланцев, песков и 0,7-1,0 м сек при бурении твердых пород. При бурении с продувкой забоя воздухом эта скорость достигает 18-20 м/сек в пересчете на нормальные условия.

Скорость восходящего потока бурового промывочного раствора в кольцевом пространстве в зависимости от производительности насосов представлена в табл. 2.3.12.

Зная величину скорости восходящего потока бурового раствора в кольцевом пространстве, нетрудно подсчитать требуемый минимальный расход бурового раствора по формуле:

$$Q=780 w (D_c^2-d^2) \times 10^{-3}, \text{ м/с} , \quad (2.3.31)$$

где D_c - диаметр скважины (диаметр долота, в м);

d - наружный диаметр бурильных труб, в м;

w – скорость восходящего потока бурового раствора в кольцевом пространстве, в м/сек.

Таблица 2.3.12.

Диаметр, мм		Производительность насосов, л/сек				
Скважин	Бурильных труб	20	30	40	44	50
451	168	-	-	0,29	0,32	0,38
400	168	-	0,29	0,39	0,42	0,48
349	141	0,21	0,37	0,50	0,55	0,63
298	141	0,37	0,55	0,74	0,81	0,92
267	141	0,50	0,73	0,77	1,07	1,22
248	114	0,53	0,77	1,03	1,13	1,28
197	114	0,80	1,19	1,59	1,75	1,99

Рекомендуемые значения промывочного раствора, определенные по выше приведенной формуле с учетом практических соотношений между диаметрами шарошечных долот и бурильных труб, приведены в таблице 2.3.13.

Таблица 2.3.13

Тип долота	Размеры долот (условный номер)
------------	--------------------------------

	5	6	7	8	10	11	12
М, С	10-12	12-15	20-25	23-28	29-38	37-45	42-60
Т, К	8-10	9-12	18-21	20-24	24-32	32-40	36-46

При бурении лопастными долотами подачу бурового раствора рекомендуется принимать в таких же величинах, что и при бурении шарошечными долотами М и С соответствующих диаметров. Осевая нагрузка на долото должна быть достаточной для эффективного объемного процесса разрушения пород долотом.

При турбинном бурении с увеличением осевой нагрузки на долото скорость вращения вала турбобура уменьшается, а крутящий момент возрастает и при скорости вращения равной нулю, достигает максимальной величины. Турбобуры современной конструкции позволяют работать при нагрузках на долото более 300 кН.

Ниже приводятся допустимые нагрузки для наиболее широко применяемых диаметров долот:

Диаметры долот, мм	Допустимые нагрузки, кН
190	80-100
214	120-150
243	160-180
269	200-220
295	225

При проектировании режима роторного бурения шарошечными долотами диаметром 190 мм и более, особенно на новых площадях, можно принимать нагрузку на 1 см диаметра долота, которые приведены в табл.2.3.14.

Таблица 2.3.14

Горные породы	Осевая нагрузка, кН
---------------	---------------------

1. Мягкие сланцы. Глина, каменная соль	До 2
2. Мягкие и средней мягкости плотные и нецементированные сланцы, ангидрит-гипс, известняк, и т.д.	2-5
3. Породы средней твердости: твердые и песчанистые сланцы, аргиллиты, ангидриты, доломиты, мел, известняк и т.д.	5-10
4. Твердые породы: прочные известняки, доломиты, аргиллиты, твердые песчаники, доломитизированные известняки	10-15
5. Крепкие и очень крепкие породы, кварциты, песчаники, кварцевые граниты и т.д.	15 и более

С уменьшением диаметра долота эти величины несколько снижаются и для долота диаметром 140 мм они примерно в 1,5-2 раза ниже.

Объемное разрушение горной породы при бурении зависит не только от выбора осевой нагрузки на долото, но и от выбора соответствующей продолжительности τ контакта зубьев шарошек с породой. Минимальная потребная продолжительность τ мп контакта зависит от свойства породы, прочности и долговечности самого долота, прочности и жесткости бурильной колонны. Она колеблется в пределах от 3 до 8 м/сек.

Допустимую скорость вращения n шарошечного долота для обеспечения максимально потребной продолжительности контакта зубьев с породой определяем по формуле:

$$n=0,6 \cdot 10^5 \frac{d_{ш}}{\pi D_d Z}, \text{ об/мин}, \quad (2.3.32)$$

где: $d_{ш}$ - диаметр шарошки, в м;

D_d - диаметр долота, в м;

Z - число зубьев на периферийном венце шарошки;

τ - минимальная потребная продолжительность контакта зубьев шарошек, м/сек.

При расчете можно применять $\tau=6+8$ м/сек - для упругих пород, 5-7 м/сек для упруго-пластичных и 3-6 м/сек для пород не дающих хрупкого разрушения (пластичных).

У современных шарошечных долот отношение $d_{ш}/D_d$ колеблется в пределах от 0,595 до 0,7.

По данным профессора В.С.Федорова, скорость вращения долота при бурении мягких глинистых пород составляет 200-275 об/мин, твердые и очень твердые породы следует бурить при скорости вращения долота 600-700 об/мин, при бурении пород средней твердости до 300-400 об/мин. При значительной глубине скорость вращения рекомендуется в пределах 200-250 об/мин независимо от механических свойств разбуриваемых пород.

При роторном бурении для предупреждения частых поломок инструмента скорость вращения долота не следует увеличивать выше 350 об/мин.

2.3.6.2.7. Расчет обсадных колонн

Спущенные в скважину обсадные трубы подвергаются воздействию усилий различного характера, из которых основными являются сминающие усилия, создаваемые наружным давлением столба жидкости в затрубном пространстве, а также давлением пород и пластовых жидкостей и газа; усилия, создаваемые внутренним давлением на стенки колонны при прокачке бурового и цементного раствора и в процессе эксплуатации нефтяных и, особенно, газовых скважин; растягивающие усилия, вызываемые собственным весом колонны обсадных труб при спуске ее в скважину; сжимающие осевые усилия, вызывающие продольный изгиб колонны при полной или частичной установке ее на забой скважины, и изгибающие усилия при спуске в искривленные или наклонные скважины.

Из рассмотренных усилий, действующих на обсадную колонну, наибольшими являются внешнее сминающее давление, собственный вес колонны и внутреннее давление.

Поэтому колонну рассчитывают на прочность в следующем порядке. Сначала рассчитывают колонну на смятие от действия внешнего сминающего давления. Затем проверяют базовую конструкцию колонны на растяжение силами собственного веса и, в последнюю очередь, на разрыв от действия внутреннего давления. Конструкция колонны, полученная в результате проверки на внутреннее давление, является окончательной.

Специальные расчеты на прочность от действия других видов усилий на колонну, которые, как правило, незначительны, не приводятся, а их действие учитывается коэффициентами запаса прочности при расчете на смятие, внутреннее давление и растяжение.

На основании расчета составляют обсадную колонну из труб с различными толщинами стенок и различных групп прочности стали. Они могут быть одноразмерными и многомерными (разного диаметра). Расчет обсадных труб на прочность рекомендуется производить по методикам, приведенным в работах [3,15,16]. Эти расчеты выполняются в техническом проекте и в геологическом проекте не рассматриваются.

2.3.6.2.8. Расчет цементирование скважин

Расчет цементирование эксплуатационной и других ответственных промежуточных колонн производится в следующей последовательности:

- 1) определяется количество цемента, воды и других добавок для приготовления необходимого количества цементного раствора;
- 2) определяется потребное количество бурового раствора для продавки цементного раствора в затрубное пространство;
- 3) определяется давление на головку колонны к моменту окончания цементирование;

4) определяется количество цементного и продажного раствора, заканчиваемого на различных скоростях агрегата;

5) определяется время, потребное на цементирование скважины, а также количество агрегатов и цементосмесительных машин. Расчет цементирования рекомендуется производить по методике, изложенной в работах [3,15,16].

Расчет обсадных колонн и цементирования скважин является предметом рассмотрения технического проекта.

Вопросы к главе:

- 1) Выбор и обоснование конструкции скважин.
- 2) Построение графика совмещенных давлений.
- 3) Оборудование устья скважин.
- 4) Выбор профиля скважины.
- 5) Определение типа и диаметра насадок шарошечного долота.
- 6) Тип и параметры бурового раствора.
- 7) Выбор устьевого оборудования.
- 8) Выбор типа буровой установки и режима бурения.
- 9) Расчет количества обсадных колонн и цементирование скважин.

2.3.7. Комплекс геологических, геофизических и геолого-промысловых исследований в глубоких скважинах

Для всестороннего изучения разреза и предотвращения возникновения нештатных ситуаций в глубоких скважинах предусматривается выполнение комплекса геолого-геофизических исследований.

Задачи, стоящие перед комплексом исследований, определяются посекционно по всему изучаемому разрезу. Соответственно этим задачам определяются и методы, посредством которых осуществляется их решение.

Задачи, стоящие перед комплексом геолого-геофизических методов, определяются целями и задачами глубокого бурения и технологией строительства скважин.

Таблица 2.3.15.

**Комплекс геолого-геофизических исследований и
основные задачи, им решаемые**

Геологические и технологические задачи	Комплекс геолого-геофизических методов	Примечание
1.Изучение литологии и мощностей свит, пачек и горизонтов.	1. Отбор и описание шлама и керна. 2. Геофизические исследования скважин (ГИС)	
2.Определение оптимальной технологии проводки скважин.	1. Изучение физических свойств пород по керну и шламу. 2. ГИС.	
3.Получение информации о сейсмической характеристике разреза.	1. Изучение сейсмических свойств пород по керну. 2. ГИС.	
4.Изучение характера насыщения пород, слагающих изучаемый разрез.	1. Отбор проб опробователем на каротажном кабеле. 2. Геохимические исследования бурового раствора (газовый каротаж) 3. Испытания в открытом и обсаженном стволе.	
5.Проведение технологического контроля бурения и параметров ПЖ.	1. Геолого-технический контроль методами ГИС.	Возможны дополнительные методы, связанные с решением задач предотвращения осложнений в процессе бурения.

6.Прогноз строения нижележащих горизонтов.	1. ВСП-ПГР.	
7. Определение коллекторских свойств основных целевых горизонтов.	1. Отбор, лабораторные исследования керна. 2. ГИС.	
8.Оценка характера насыщения пород основных горизонтов и изучение свойств пластовых флюидов.	1. Лабораторные исследования керна. 2. ГИС. 3. Испытания в обсаженном стволе. 4. Опробование в открытом стволе. 5. Испытания в открытом стволе.	
9. Контроль за состоянием обсадных колонн.	1. ГИС.	Возможны дополнительные методы, связанные с решением задач предотвращения осложнений в процессе испытаний
10.Привязка интервалов перфораций.	1. ГИС.	
11. Контроль за процессом испытаний в открытом и обсаженном стволе.	1. ГИС.	
12.Изучение состава и свойств пластовых флюидов.	1. Отбор проб опробователем на каротажном кабеле. 2. Отбор проб при испытании в открытом и обсаженном стволе. 3. Лабораторные исследования отобранных проб.	

2.3.7.1. Отбор керна и шлама

Наиболее достоверно вещественный состав, физические свойства и коллекторские характеристики горных пород, а также характер их насыщения могут быть определены по образцам, отобранным в процессе бурения глубоких скважин.

Отбор образцов может быть осуществлен несколькими способами:

- из обломков выбуренной породы, выносимой на поверхность при циркуляции бурового раствора;
- отбором образцов из стенок скважины специальным снарядам;
- отбор образцов из ствола скважины при бурении специальными долотами, когда порода в центральной части ствола не разрушается, а выбурируется.

Обломки выбуренной породы, выносимые буровым раствором, называются **шламом**.

Образцы, отобранные из ствола или стенок специальными снарядами - **керном**.

2.3.7.1.1. Объемы отбора керна и шлама

В зависимости от задач глубокого бурения определяются объемы отбора шлама и керна и задачи, решаемые исследованием отобранных образцов.

В опорных скважинах бурение ведется со сплошным отбором керна для детального изучения вскрываемого разреза и привязки геофизических горизонтов.

В стратиграфических интервалах разреза, достаточно хорошо изученных по другим скважинам и не представляющим интерес с точки зрения перспектив выявления скоплений УВ, отбор керна может быть частично заменен отбором шлама с плотностью отбора через каждые 5-10 м проходки. Проходка с отбором керна в опорных скважинах должна составлять не менее 80% мощности комплекса пород, подлежащих изучению, и не менее 30% общей глубины скважины.

Проходка с отбором керна в параметрических скважинах должна обеспечить выполнение задач параметрического бурения и зависит от изученности разреза и глубины скважины.

В неизученных и малоизученных районах проходка с отбором керна

должна составлять не менее 20% от общей глубины скважины.

В районах с изученной верхней частью разреза в скважинах глубиной до 4 км проходка с отбором керна должна составлять не менее 30% мощности комплексов пород, подлежащих изучению и 10% в остальной части разреза, а в скважинах свыше 4 км, соответственно, 20% и 8%.

В групповых параметрических скважинах, бурящихся на одном профиле проходка с отбором керна может быть снижена:

- в скважинах глубиной 4км до 10% от их глубины;
- в скважинах свыше 4км - до 5% от их глубины.

Линейный вынос керна должен быть не менее 40% для скважин глубиной до 4 км и 30% - для скважин глубиной свыше 4км от суммарной проходки с отбором керна.

В интервалах, в которых не предусмотрен отбор керна, предусматривается отбор шлама с частотой:

- в достаточно изученных мощных (свыше 200м) литологически выдержанных стратиграфических комплексах не реже, чем через 25 м проходки;
- в достаточно изученных маломощных (менее 200м) литологически выдержанных стратиграфических комплексах не реже, чем через 10м проходки;
- в малоизученных маломощных или литологически изменчивых комплексах не реже, чем через 5м проходки.

В поисковых скважинах отбор керна производится в каждом стратиграфическом комплексе, участках разреза, где отмечены нефтегазопроявления или изменение литофаций.

В поисковых скважинах, которые бурятся в малопоискованных районах или на непоискованные ранее перспективные горизонты, отбор керна производится в предполагаемых интервалах залегания всех нефтегазоперспективных горизонтов или в интервалах залегания непоискованных ранее объектов.

Отбор шлама производится в неперспективных на выявление нефти и газа отложениях с частотой:

- в достаточно изученных литологически выдержанных стратиграфических горизонтах мощностью свыше 200м через 50 проходки; в маломощных горизонтах - через 25 м проходки;
- в малоизученных или литологически изменчивых комплексах не реже, чем через 25м проходки при мощности свыше 200м и через 10 м проходки в маломощных.

Проходка с отбором керна в перспективных на выявление скоплений нефти и газа комплексах должна составлять не менее 30% мощности каждого из комплексов пород, подлежащих изучению, и 5% в остальной части разреза и не менее 10% от общей глубины скважины.

В разведочных скважинах отбор шлама, как правило, не производится и проектирование его отбора может быть связано с недоизученностью на поисковом этапе отдельных комплексов.

Отбор керна проектируется производить в тех продуктивных горизонтах, которые недостаточно были освещены керновым материалом на поисковом этапе. При этом объем отбора керна не должен превышать 10% от общей глубины скважины (в среднем 4-6%).

В последние годы в мировой практике стало применяться безкерновое бурение разведочных скважин с заменой отбора керна во всех разведочных бурением одной (базовой) разведочной скважины со сплошным отбором керна из всех продуктивных горизонтов.

2.3.7.1.2. Задачи, технология, методика отбора и документации керна и шлама

Керновый материал, поднимаемый из скважины в процессе бурения, является одним из основных источников геологической информации об изучаемом разрезе. По данным исследования керна получают информацию о

литологии, возрасте, фильтрационно-емкостных, петрофизических и других характеристиках горных пород.

Отбор керна, необходимость его герметизации и комплекс исследований определяются типом скважины (поисковая, разведочная) и геологическими особенностями исследуемого объекта.

В поисковых скважинах керновый материал и шлам служат для получения информации в первую очередь о литологии и стратиграфии разреза, для уточнения структурных построений и предварительной информации о свойствах пород-коллекторов.

В поисковых скважинах:

- на вновь вводимых в бурение площадях, расположенных в малоизученных районах, интервалы отбора керна в первых скважинах устанавливаются проектом с таким расчетом, чтобы охарактеризовать в пределах поискового этажа каждый стратиграфический комплекс, различные литофации и участки разреза с отмеченными нефтегазопроявлениями в первой скважине;

- на вновь вводимых в бурение площадях в изученных нефтегазоносных районах интервалы отбора керна в первых скважинах устанавливаются проектом с таким расчетом, чтобы охарактеризовать перспективную часть разреза поискового этажа;

- в скважинах, которые бурятся на непоискованные ранее перспективные горизонты на нефтяных и газовых месторождениях, отбор керна производится в предполагаемых интервалах залегания этих объектов.

В разведочных скважинах керновый материал служит для получения информации в первую очередь о фильтрационно-емкостных и петрофизических свойствах горных пород в интервалах продуктивных горизонтов.

На стадии разведки и подготовки месторождения к разработке бурятся отдельные скважины со сплошным отбором керна из продуктивных горизонтов (пластов). Эти базовые скважины служат для получения

исчерпывающей информации, необходимой для подсчета запасов и составления проекта разработки. В указанных скважинах выполняются:

- детальные исследования кернового материала по всему продуктивному горизонту (как в пределах эффективных мощностей, так и в непроницаемых участках) с целью надежной оценки фильтрационно-емкостных свойств пород:

- петрофизические исследования кернового материала с целью обеспечения основы для интерпретации материалов ГИС;

- детальные исследования по сопоставлению результатов оценки фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов по данным керновых и геофизических исследований с целью разработки методики интерпретации ГИС в остальных скважинах;

- комплекс лабораторных, геофизических и промысловых работ по определению нижних пределов значений фильтрационно-емкостных параметров пород с целью разработки надежных критериев для разделения пластов на проницаемые и непроницаемые.

На каждом месторождении нефти или газа рекомендуется бурение из числа базовых одной или нескольких скважин (в зависимости от масштаба месторождения, степени неоднородности природного резервуара) с применением безводного или нефилтующегося раствора с целью получения достоверной информации о величине коэффициента нефтегазонасыщенности пород-коллекторов.

В случае изучения газовой (газоконденсатной) залежи с наличием остаточной нефти рекомендуется рядом с каждой скважиной на безводном (нефилтующемся) растворе бурить скважину на растворе с водной основой для оценки значения остаточной нефтенасыщенности.

Бурение таких скважин должно проводиться по технологии, обеспечивающей по продуктивным горизонтам этажа разведки при сплошном отборе высокий вынос керна большого диаметра (не менее 60 мм).

В целях получения более полной информации о каком-либо интервале

разреза, не освещенном керновым материалом, производится отбор образцов боковыми грунтоносами. Интервал отбора устанавливается по результатам ГИС.

Наблюдение и контроль за технологией отбора и выносом керна осуществляется геологической службой организации, ведущей буровые работы. Работники геологической службы (геолог, техник-геолог или коллектор) должны обязательно присутствовать на скважине при каждом подъеме колонкового долота и извлечения керна.

Достоверная привязка керна к разрезу скважины производится с помощью периодических контрольных промеров бурового инструмента, результаты которых заносятся в геологический журнал и оформляются соответствующим актом.

Уточнение привязки к разрезу, особенно в случае бурения со сплошным отбором, рекомендуется проводить путем сопоставления диаграммы какого-либо промыслово-геофизического метода с результатами «каротажа по керну» (например, путем сопоставления диаграмм акустического метода с результатами измерения на образцах керна скорости распространения упругих волн).

В случае необходимости прямой оценки остаточной водо- и нефтенасыщенности керн должен быть тщательно и немедленно после извлечения герметизирован.

Герметизация керна, отобранного при бурении на безводном растворе, производится путем погружения образцов под уровень бурового раствора. При этом образцы снабжаются металлическими этикетками, которые прикрепляются с помощью металлической проволоки.

Образцы, отобранные с применением растворов на водной основе (глинистый, инвертный), герметизируются в следующей последовательности: полиэтиленовый мешок, марля, пропитанная расплавленным парафином, парафин.

Все операции при герметизации керна необходимо выполнять быстро;

для контроля ведут хронометраж, отмечая время начала и конца каждой операции. Тщательное проведение герметизации обеспечивает надежную сохранность в кернах содержания воды и нефти в течение длительного срока.

Регистрация и нумерация керна должны проводиться в строгом соответствии с порядком извлечения его из колонковой трубы.

Керн плотно укладывают в ящики по порядку номеров, соблюдая его ориентацию и отмечая специальными перегородками начало и конец долбления. Проводить бурение при отсутствии ящиков для приемки керна воспрещается.

Разрушенный керновый материал собирают в полотняные (или полиэтиленовые) мешочки, которые завязываются и укладываются в последовательности извлечения вместе с не разрушенным керном.

Укладка керна в ящики должна быть весьма плотной. Разбитый негерметизированный керн при укладке совмещается по плоскости раскола. Укладку производят в направлении слева направо; на ящиках обязательно должны быть нанесены стрелки и написаны интервалы долбления.

Категорически запрещается укладка керна в два и более рядов в одну секцию ящика.

Наиболее удобным является следующий размер ящика для укладки, транспортировки и хранения керна: длина 1,0 м, ширина 0,6м, высота 0,1 м. В ящиках должны быть продольные перегородки, расстояние между которыми зависит от диаметра керна.

Ящики для образцов шлама изготавливаются такого же размера, только перегородки разделяются поперек на квадратные ячейки размером 10х10см.

Литологическое описание кернового материала, поднимаемого из скважин, является одной из основных составляющих геологической информации об исследуемом разрезе. Различают срочное, макро- и микроскопическое описания.

Срочное макроскопическое описание выполняется на буровой непосредственно после извлечения керна из колонковой трубы

представителем геологической службы, с целью отнесения керна к тому или иному литотипу, фиксации наличия или отсутствия каверн (и трещин), установления степени макро-однородности, визуальной оценки характера насыщенности и т.п.

Результаты срочного макроописания записывают в геологический журнал или в специальный бланк учета керна.

2.3.7.1.3. Проектирование интервалов отбора керна и шлама

В данном разделе проекта должно быть представлено следующее.

Обоснование интервалов отбора керна. Бурение с отбором керна на безводном или не фильтрующемся растворе базовых скважин.

Категории пород по трудности отбора керна, общая проходка с отбором керна. Охарактеризованность керном продуктивной части, проектный вынос керна, условия его отбора и герметизации согласно Методическим указаниям по ведению работ на стадиях поисков и разведки месторождений нефти и газа и Методическим указаниям по оптимизации условий отбора керна и количества учитываемых образцов. Интервалы отбора шлама выбираются так, чтобы образцами был охарактеризован весь разрез и особенно границы переходов от одного литолого-стратиграфического комплекса к другому.

В проекте предусматриваются:

- сведения по проектному отбору керна и шлама;
- снаряды, применяемые при отборе керна, документация керна и шлама, место хранения;
- возможность корректировки интервалов отбора керна и шлама в зависимости от фактически вскрываемого разреза;
- необходимость консервации керна, интервалы, из которых керн должен консервироваться и способ консервации.

Сокращения, применяемые в тексте.

УВ – углеводороды;
ИГИРНИГМ – институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений;
Уз НИПИнефтегаз (Уз ЛИТИнефтегаз) – Узбекский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа;
ГКЗ – государственная комиссия по запасам;
ФНГР – Ферганский нефтегазоносный регион;
СНГР – Сурхандарьинский нефтегазоносный регион;
БХНГР – Бухаро-Хивинский нефтегазоносный регион;
ЮЗГНГР – Юго-Западно-Гиссарский нефтегазоносный регион;
УНГР – Устюртский нефтегазоносный регион;
ГТК – геолого-технический комплекс;
ГТН – геолого-технический наряд;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
САФ – соляно-ангидритовая формация;
ПАВ – поверхностно-активные вещества;
ГВК – газо-водяной контакт;
ГНК – газо-нефтяной контакт;
ВНК – водо-нефтяной контакт;
АВПД – аномально-высокое пластовое давление;
АНПД – аномально-низкое пластовое давление;
УБТ – утяжеленные буровые трубы;
СПО – спуско-подъемные операции;
ПЖ – промывочная жидкость;
ГИС – геофизические исследования скважин;
КС – кажущееся удельное электрическое сопротивление пород;
ДС – диаметр скважины;
ПС – потенциал собственных поляризации;
ГК – гамма-каротаж;
МГК – нейтронный гамма-каротаж;
ГГК – гамма-гамма каротаж;
НКТ – нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
НКНТ – нейтронный каротаж над тепловыми нейтронами;
АК – акустический каротаж;
БКЗ – боковое каротажное зондирование;
МКЗ – микрокаротажное зондирование;
БМК – боковой микрокаротаж;
АКЦ – акустический каротаж качества цементирования;
ОЦК – отбивка цементного кольца;
ТК – термический каротаж;
РК – радиоактивный каротаж;
ЯМК – ядерно-магнитный каротаж;
ИК – индукционный каротаж;
МОГТ – метод общих глубинных точек;
ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование;
ОПК – опробование пластов на каротажном кабеле;
ИП – исследование пластоиспытателем;

КМПВ – корреляционный метод приломленных волн.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Э.А.Бакиров, А.А.Бакиров Теоретические основы поисков и разведки месторождений нефти и газа. М, Высшая школа, 1995г.
- 2 Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. М,ВНИГНИ, 1983г.
- 3 Методические указания по ведению работ на стадиях поисков и разведки месторождений нефти и газа. М, ВНИГНИ, 1982г.
- 4 Методические указания по ведению поисково-разведочных работ на месторождениях гигантах Западной Сибири, Тюмень, Зап.Сиб.ВНИГНИ, 1982г.
- 5 М.Уайт, С. Кембел Об эффективности инвестиций в долгосрочные нефтяные проекты. Neft and gaz Magazin, Jyl 1997г., стр.17-26
- 6 А.А. Абидов, Х.Б. Жумаев, И.Х. Холисматов и И.П. Бурлуцкая. О классификациях ресурсов и запасов нефти и газа. Нефт ва газ, 2005г., № 1 стр. 7-13
- 7 О.Х. Желтов. Нефтегазопромысловая геология, М, Недра, 1989г.
- 8 М.А. Жданов. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М. Недра, 1981г.
- 9 М.М. Иванова и др. Нефтегазопромысловая геология. М. Недра, 1985г.
- 10 Макеты проекта параметрического бурения, проекта поисков месторождений (залежей) нефти и газа и проекта разведки (доразведки) месторождений нефти и газа. М., 1986г.
- 11 Инструкция по проводке и научной обработке материалов параметрических скважин. М. ВИЭМС, 1973г.
- 12 Методическое руководство по составлению геологических проектов глубокого бурения (для предприятий и организаций Глав Тюменьгеологии) Тюмень, 1989г.
- 13 Я.Б. Купим и др. Метод общей глубинной точки – новое направление в сейсморазведке (методическое пособие). М. ЦГЭ, 1982г.

- 14 В.П. Алексеев и др. Отражение реперного отражающего горизонта Т (Р) в виде структурной карты по кровле туркестанских известняков палеогена Ферганской впадины. М. «Геология и геофизика» №12, 1987г.
- 15 Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. М. Миннефтепром, 1983г.
- 16 Методическое руководство по расчету обсадных колонн и тампонажных растворов для крепления скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. М. Миннефтепром, 1983г.
- 17 Методическое руководство по обоснованию подсчетных параметров залежей углеводородов по результатам комплексной интерпретации данных керна, испытания и геофизических исследований скважин. Калинин, 1990г.
- 18 Комплексная методика классификации горных пород геологического разреза, разделение его на характерные пачки пород и выбор рациональных типов и конструкций шарошечных долот для эффективного разбуривания нефтяных и газовых месторождений. М. Миннефтепром, 1983г.
- 19 Технический институт по проведению геофизических исследований в скважинах. М., 1980г.
- 20 Единые технические правила при опробовании пластов в открытом стволе. М., 1984г.
- 21 Инструкция по испытанию нефтегазовых скважин в обсаженном стволе. М., 1984г.
- 22 Инструкция по испытанию скважин трубными испытателями пластов. М., 1984г.
- 23 Временное методическое руководство по составлению геологических проектов глубокого бурения на нефтегазовых объектах Западной Сибири. ЗапСибВНИГНИ, Тюмень, 1997г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Теоретические основы моделирования геологических объектов при проектировании глубокого бурения	9
1.1. Цели и задачи геологоразведочных работ на нефть и газ	9
1.1.1. Место и значение региональных, поисковых и разведочных работ	9
1.1.2. Этапы и стадии геологоразведочных работ (общие принципы)	10
1.1.3. Цели и задачи опорно-параметрического, поискового и разведочного бурения	14
1.1.3.1. Цели и задачи опорного бурения	14
1.1.3.2. Цели и задачи параметрического бурения	16
1.1.3.3. Цели и задачи поискового бурения	19
1.1.3.4. Цели и задачи разведочного бурения	21
1.2. Типы проектов	23
1.2.1. Цели и задачи проектирования геологоразведочных работ на нефть и газ	23
1.2.2. Основные основополагающие принципы проектирования глубокого бурения	24
1.2.3. Типы проектов по объекту проектирования	26
1.2.4. Типы проектов по содержанию	26
1.2.5. Основные разделы геологического проекта и различия в представлении информации	28
1.2.5.1. Основные разделы	28
1.2.5.2. Различия в представлении информации в зависимости от объекта проектирования	30
1.3. Моделирование геологических объектов при проектировании глубокого бурения	34
1.3.1. Понятие системы в геологии	35
1.3.2. Возможные представления и типы систем в геологии	37
1.3.3. Системно-структурный подход при проектировании глубокого бурения	42
1.3.4. Объект и предмет геологического проектирования с точки зрения системно-структурного подхода	44
1.3.5. Модели месторождений нефти и газа и процессов проектирования	46
1.3.6. Типы моделей залежей, месторождений и объектов глубокого бурения	47
1.3.7. Основа методики построения геологических моделей объектов глубокого бурения по геолого-геофизическим данным и данным глубокого бурения	49
1.3.7.1. Моделирование процесса геологического проектирования	49
1.3.7.2. Выбор адресной или вероятностно-статистической моделей объектов глубокого бурения	50
2. Методика геологического проектирования при составлении геологических проектов глубокого бурения	54
2.1. Общая часть геологического проекта глубокого бурения	54
2.1.1. Введение	55
2.1.2. Физико-географические и географо-экономические условия	56
2.1.3. Результаты ранее проведенных работ (геолого-геофизическая изученность).	56
2.1.3.1. Геолого-геофизическая изученность	58
2.1.3.2. Обзор, анализ и оценка ранее выполненных на месторождении геологоразведочных работ	61
2.1.3.2.1. Сведения о состоянии выполнения проектов поисковых (разведочных) работ	62
2.1.3.2.2. Изученность месторождения глубоким бурением	63
2.1.3.2.3. Объем, методика и результаты отбора и исследования керна	64
2.1.3.2.4. Объем и методика геофизических исследований скважин (ГИС)	64
2.1.3.2.5. Объем, методика и результаты опробования и испытания скважин	65
2.1.3.2.6. Объем, методика и результаты отбора проб пластовых флюидов и их исследования в лаборатории	66
2.1.3.2.7. Состояние запасов категорий С ₁ и С ₂	66
2.1.3.2.8. Анализ состояния изученности залежи и месторождения в целом	67
2.2. Геологическая часть проекта глубокого бурения	68
2.2.1. Геофизические методы, данные которых, используются при составлении геологической части проекта глубокого бурения	73
2.2.1.1. Опорные отражающие горизонты и их прослеживаемость в пределах нефтегазоносных регионов РУз	74
2.2.1.2. Кондиционность подготовки структур методом ОГТ	83
2.2.2. Геологическое строение площади (месторождения)	85
2.2.2.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез	86
2.2.2.2. Тектоническое строение площади проектируемых работ	90
2.2.2.3. Нефтегазоносность	91
2.2.2.4. Гидрогеологическая характеристика	94
2.2.3. Оценка выявленных месторождений и заложение дополнительных поисковых скважин	96
2.2.3.1. Оценка выявленных месторождений	96
2.2.3.2. Определение эффективности работ на стадии поисков и оценки месторождений и залежей	98
2.2.3.3. Оценка полноты и качества реализации проекта поисковых скважин	101
2.2.3.4. Оценка эффективности принятой методики обработки и интерпретации ГИС	101
2.2.3.5. Оценка достоверности средних значений межфазовых контактов по данным опробования, испытаний и ГИС	102
2.2.3.6. Оценка достоверности средних значений подсчетных параметров, определяемых по материалам ГИС и результатам исследования керна	105

2.2.3.6.1. Оценка точности определения высотного положения ВНК и ГВК	
2.2.3.6.2. Оценка точности площади нефтегазоносности	109
2.2.3.6.3. Оценка точности определения среднего значения эффективной нефтегазонасыщенной мощности	110
2.2.3.6.4. Оценка точности определения пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности пласта	112
2.2.3.7. Результаты определения литолого-физических свойств коллекторов по каждому продуктивному пласту и литологическая характеристика коллекторов и покрышек по данным ГИС и керна	114
2.2.3.8. Оценка результатов опробования, испытания и исследования скважин	115
2.2.3.9. Состояние запасов нефти, газа и конденсата и их достоверность, геометризация свойств и оценка точности поисков залежей	116
2.2.3.10. Обоснование коэффициента извлечения нефти и конденсата	118
2.2.4. Оценка перспективных ресурсов и подсчет запасов УВ при проектировании глубокого бурения	119
2.2.4.1. Оценка прогнозных ресурсов	119
2.2.4.1.1. Основные принципы качественной оценки перспектив нефтегазоносности	119
2.2.4.1.2. Количественная оценка прогнозных ресурсов.	123
2.2.4.1.3. Оценка прогнозных ресурсов в локальных ловушках	123
2.2.4.1.4. Оценка прогнозных ресурсов на оценочных объектах	125
2.2.4.1.5. Оценка прогнозных ресурсов категории Д ₁ и Д ₂ на стадии оценки зон нефтегазонакопления	125
2.2.4.2. Методика подсчета прогнозных ресурсов нефти и газа в Республике Узбекистан	126
2.2.4.2.1. Качественная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа	126
2.2.4.2.2. Количественная оценка прогнозных ресурсов	127
2.2.4.2.3. Оценка прогнозных ресурсов категории Д ₁ и Д ₂ при проектировании	128
2.2.4.2.4. Выделение оценочных объектов прогнозных ресурсов	128
2.2.4.2.5. Подсчет перспективных ресурсов категории С ₃	131
2.2.4.2.6. Выделение подсчетных объектов перспективных ресурсов	131
2.2.4.3. Методы подсчета перспективных ресурсов категории С ₃	133
2.2.4.3.1. Метод удельных плотностей	134
2.2.4.3.2. Объемный метод	135
2.2.4.3.3. Непосредственное определение возможной площади нефтегазоносности	136
2.2.4.3.4. Определение возможной площади нефтегазоносности с помощью коэффициента заполнения ловушек	137
2.2.4.3.5. Определение остальных параметров, входящих в формулу объемного метода	138
2.2.4.4. Подсчет запасов УВ	138
2.2.4.4.1. Подсчет запасов нефти.	140
2.2.4.4.2. Подсчет запасов газа	159
2.3. Методическая часть проекта глубокого бурения	160
2.3.1. Общие сведения	160
2.3.2. Цели и задачи глубокого бурения	161
2.3.3. Обоснование глубины параметрических (опорных) и поисковых скважин. Обоснование этажей разведки	164
2.3.3.1. Обоснование глубины параметрических (опорных) скважин	164
2.3.3.2. Обоснование глубин поисковых скважин	165
2.3.3.3. Обоснование этажа разведки и глубин разведочных скважин	165
2.3.4. Обоснование системы размещения глубоких скважин. Выбор зависимых и независимых скважин	166
2.3.4.1. Опорные и параметрические скважины	168
2.3.4.2. Количество и система размещения поисковых скважин	169
2.3.4.3. Методика заложения и система размещения разведочных скважин	171
2.3.5. Горно-геологические условия проводки скважин	181
2.3.5.1. Общие сведения о бурении скважин	181
2.3.5.2. Физико-механические свойства горных пород и их буримость	183
2.3.5.3. Классификация горных пород по крепости и буримости	195
2.3.5.4. Горное, пластовое гидростатическое давления и давление гидроразрыва пласта	201
2.3.5.5. Горно-геологические условия проводки скважин	202
2.3.6. Обоснование и выбор конструкции проектных скважин, параметров бурового раствора, оборудования устья, тип буровой установки и обоснование способов бурения	205
2.3.6.1. Требования к конструкции скважины	205
2.3.6.2. Обоснование типовой конструкции и оборудования устья скважины	211
2.3.6.2.1. Выбор профиля скважины	217
2.3.6.2.2. Выбор типа шарошечного долота	218
2.3.6.2.3. Выбор параметров бурового раствора	220
2.3.6.2.4. Выбор устьевого оборудования	223
2.3.6.2.5. Выбор типа буровой установки и обоснование способа бурения	224
2.3.6.2.6. Проектирование параметров режима бурения	226
2.3.6.2.7. Расчет обсадных колонн	229
2.3.6.2.8. Расчет цементирования скважин	230
2.3.7. Комплекс геологических, геофизических и геолого-промысловых исследований в глубоких скважинах	231
2.3.7.1. Отбор керна и шлама	233
2.3.7.1.1. Объемы отбора керна и шлама	234
2.3.7.1.2. Задачи, технология, методика отбора и документации керна и шлама	236
2.3.7.1.3. Проектирование интервалов отбора керна и шлама	240
2.3.7.2. Геофизические и геохимические исследования в скважинах	241
2.3.7.2.1. Задачи, обзор видов, подготовка скважин к исследованиям	241

2.3.7.2.2. Комплекс геофизических исследований скважин	243
2.3.7.2.3. Геохимические исследования	247
2.3.7.2.4. Проектирование геофизических и геохимических исследований в скважинах	247
2.3.7.3. Вскрытие, опробование и испытание продуктивных горизонтов	248
2.3.7.3.1. Цели работ	248
2.3.7.3.2. Вскрытие продуктивных горизонтов в процессе бурения	249
2.3.7.3.3. Опробование и испытание пластов в процессе бурения скважин	252
2.3.7.3.4. Вскрытие пластов – коллекторов в процессе испытания в обсаженном стволе	254
2.3.7.3.5. Испытание скважин в стволе, обсаженном эксплуатационной колонной	254
2.3.7.3.6. Проектирование работ по опробованию и испытанию скважин	260
2.3.8. Составление геолого-технического наряда	261
2.3.9. Лабораторные исследования керна, шлама, пластовых флюидов, бурового и тампонажного растворов	266
2.3.9.1. Исследования керна и шлама	266
2.3.9.2. Лабораторные исследования пластовых флюидов	268
2.3.9.3. Исследования тампонажного и бурового растворов	269
2.3.9.4. Проектирование лабораторных исследований	270
2.3.10. Обоснование методики и объем проведения работ по попутным поискам	270
2.3.10.1. Цели и задачи работ	270
2.3.10.2. Обоснование проведения попутных поисков	272
2.3.10.3. Проектирование работ по попутным поискам	272
2.3.11. Обработка материалов глубокого бурения	273
2.3.11.1. Первичная геологическая документация и отчетность	273
2.3.11.2. Научная обработка и обобщение материалов опорно-параметрических скважин	275
2.3.11.3. Геологическая обработка результатов бурения и исследования скважин	276
2.3.11.4. Комплексная интерпретация различных методов изучения разрезов скважин	276
2.3.11.5. Составление разрезов скважин	277
2.3.11.6. Корреляция разрезов скважин	280
2.3.11.7. Составление геологических профилей и разрезов	283
2.3.11.8. Обработка, хранение и ликвидация керна и шлама	287
2.3.11.9. Обработка и представление результатов геофизических исследований скважин	291
2.3.11.10. Обработка и представление результатов опробования и испытания	295
2.3.11.11. Проектирование раздела «Обработка материалов глубокого бурения»	296
2.4. Техничко-экономическая часть	298
2.4.1. Продолжительность строительства скважин	298
2.4.2. Предельные ассигнования на глубокое бурение	301
2.4.3. Техничко-экономические показатели	302
2.5. Охрана недр и окружающей среды	303
2.5.1. Охрана почв и водных объектов	303
2.5.2. Очистка, обезвреживание и утилизация отходов бурения	304
2.5.3. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения	305
2.5.4. Ликвидация шламовых амбаров и рекультивация земель	306
2.5.5. Биологическая рекультивация	308
2.5.6. Охрана недр	308
2.5.7. Защита геолого-геофизической информации, полученной в глубоких скважинах	310
2.5.8. Проектирование мероприятий по охране недр и окружающей среды	311

Редактор: Покачалова Н.С.

Мундарижа

	Кириш	9
1	Чуқур бурғиладни лойиҳалаштиришда геологик объектларни моделлаштиришни назарий асослари	9
1.1	Нефт ва газ геологоразведка ишларининг мақсади ва вазифалари	9
1.1.1	Регионал, излов ва разведка ишларининг аҳамиёти	10
1.1.2	Геологоразведка ишларининг этап ва боскичлари (умумий принциплари)	14
1.1.3	Таянч-параметрик, излов ва разведка бурғи қудукларининг мақсади ва вазифалари	14
1.1.3.1	Таянч бурғи қудукларининг мақсади ва вазифалари	16
1.1.3.2	Параметрик бурғи қудукларининг мақсади ва вазифалари	19
1.1.3.3	Излов бурғи қудукларининг мақсади ва вазифалари	21
1.1.3.4	Разведка бурғи қудукларининг мақсади ва вазифалари	23
1.2	Лойиҳа турлари	23
1.2.1	Нефт ва газ геологоразведка ишларини лойиҳалаштиришни мақсади ва вазифалари	24
1.2.2	Чуқур бурғиладни лойиҳалаштиришнинг асосий принциплари	26
1.2.3	Лойиҳа объекти бўйича лойиҳа турлари	26
1.2.4	Мазмуни бўйича лойиҳа турлари	28
1.2.5	Геологик лойиҳанинг асосий бўлимлари ва улардаги маълумотлар	28
1.2.5.1	Асосий бўлимлар	30
1.2.5.2	Лойиҳа объекти билан боғлиқ маълумотлар	34
1.3	Бурғиладни лойиҳалаштиришда геологик объектни моделлаштириш	35
1.3.1	Геологияда тизимлар тушунчаси	37
1.3.2	Геологияда тизимлар ва турлари	42
1.3.3	Чуқур бурғиладни лойиҳалаштиришга тизимли-тузилмалӣ ёндошиш	44
1.3.4	Тизимли-тузилмалӣ ёндош нуктан назаридан геологик объект ва предметларни лойиҳалаштириш	46
1.3.5	Нефт ва газ конларининг лойиҳалаштириш жараёнларида моделлаштириш	47
1.3.6	Чуқур бурғилад объектлари, нефт ва газ уюм ҳамда конлари моделларининг турлари	49
1.3.7	Геолого-геофизик ва бурғилад маълумотлари бўйича геологик объектларни моделларини тузишнинг услубий асоси	49
1.3.7.1	Геологик лойиҳалаштириш жараёнини моделлаштириш	50
1.3.7.2	Бурғилад объектларини адресли ёки эҳтимолий-статистик моделини танлаш	54
2.	Бурғилад лойиҳаларини тузишнинг геологик услуби	54
2.1	Бурғиладни геологик лойиҳасининг умумий қисми	55
2.1.1	Кириш	56
2.1.2	Физик-географик ва иқтисодий шароити	56
2.1.3	Олдин бажарилган ишлар (геолого-геофизик ўрганилганлик) натижалари	58
2.1.3.1	Геолого-геофизик ўрганилганлик	61
2.1.3.2	Конларда илгари бажарилган геологоразведка ишларини шарҳи, таҳлили ва баҳоси	62
2.1.3.2.1	Излов (разведка) ишлари лойиҳасини бажарилиш ҳолати бўйича маълумотлар	63
2.1.3.2.2	Конни чуқур бурғилад билан ўрганилганлиги	64
2.1.3.2.3	Керн олиш ҳажми, услуби ва тадқиқот натижалари	64
2.1.3.2.4	Қудукларни геофизик тадқиқот қилиш ҳажми ва услуби	65
2.1.3.2.5	Қудукларни синаш ва тадқиқот қилиш ҳажми, услуби ва натижалари	66
2.1.3.2.6	Қатлам флюидидан намуна олиш ҳажми, услуби ва тадқиқот натижалари	66
2.1.3.2.7	Захираларни C_1 ва C_2 тоифа бўйича ҳолати	67
2.1.3.2.8	Уюм ва кон бўйича умумий ўрганилганлик таҳлили ҳолати	68
2.2	Бурғилад лойиҳасининг геологик қисми	73
2.2.1	Бурғилад лойиҳасининг геологик қисмини тузишда қўлланиладиган геофизик усуллар маълумотлари	74
2.2.1.1	Ўзбекистон Республикаси нефтгазли ҳудудларидаги таянч қайтарувчи горизонтлар	83
2.2.1.2	Умумий чуқурлик нуктаси (ОГТ) усулида структурани тайёрлаш	85
2.2.2	Майдон (кон)нинг геологик тузилиши	86
2.2.2.1	Лойиҳавий литолого-стратиграфик кесим	90
2.2.2.2	Лойиҳа майдонининг тектоник тузилиши	91
2.2.2.3	Нефтгазлилиқ	94
2.2.2.4	Гидрогеологик тавсифи	96
2.2.3	Аниқланган конни баҳолаш ва қўшимча излов қудуғини қўйиш	96
2.2.3.1	Аниқланган конни баҳолаш	98
2.2.3.2	Излов боскичидаги ишларни самарадорлигини аниқлаш ва уюмни баҳолаш	101
2.2.3.3	Излов қудуклари лойиҳасини амалга ошиш сифати ва тўлиқлигини баҳолаш	101
2.2.3.4	Қудукларини геофизик тадқиқоти (ҚГУ) ва қабул қилинган услубни самарадорлигини баҳолаш	102
2.2.3.5	Фазалараро контактларни ўртача қийматларини ишончлилигини тадқиқот, синаш ва қудукларини геофизик тадқиқот (ҚГУ) қилиш улуллари маълумотлари бўйича баҳолаш	105
2.2.3.6	Қудукларини геофизик тадқиқот (ҚГУ) маълумотлари ва керн таҳлили натижалари бўйича аниқланадиган ҳисоб кўрсаткичларини ўртача қийматларини ишончлилигини баҳолаш	105
2.2.3.6.1	Сув-нефть чегараси (СНЧ) ва газ-сув чегараси (ГСУ) аниқланган ҳолатини аниқлигини	109

	баҳолаш	
2.2.3.6.2	Нефтгазлилиқ майдонини аниқлигини баҳолаш	110
2.2.3.6.3	Аниқланган нефтгазга тўйинган самарали қалинликни ўртача қийматини аниқлигини баҳолаш	112
2.2.3.6.4	Қатламни аниқланг ғовақлиги, ўтказувчанлиги ва нефтгазга тўйинганлигини аниқлигини баҳолаш	114
2.2.3.7	Маҳсулдор қатлам хусусиятларини аниқлаш натижалари ва ҚГУ, керн маълумотлари бўйича каллектор ва копқокларни литологик тавсифи	115
2.2.3.8	Қудуқларини синаш ва тадқиқот қилиш натижаларини баҳолаш	116
2.2.3.9	Нефть, газ ва конденсат захирасини аниқлик ҳолати	118
2.2.3.10	Нефть ва конденсатни қазиб олиш коэффициентини асослаш	119
2.2.4	Чуқур бурғилашни лойиҳалаштиришда углеводородларни истикболли ресурсларини баҳолаш ва захирасини ҳисоблаш	119
2.2.4.1	Башорат ресурсларини баҳолаш	119
2.2.4.1.1	Нефтгазлилиқ истикболлини сифат жиҳатдан баҳолашнинг асосий принциплари	123
2.2.4.1.2	Башорат ресурсларини миқдорий баҳолаш	123
2.2.4.1.3	Маҳоллий тутқичлардаги башорат ресурсларини баҳолаш	125
2.2.4.1.4	Баҳоланаётган объектлардаги башорат ресурсларини баҳолаш	125
2.2.4.1.5	Нефтьгаз тўпланиш зоналарини баҳолаш босқичида башорат ресурсларини Д ₁ ва Д ₂ тоифа бўйича баҳолаш	126
2.2.4.2	Ўзбекистон Республикасида нефть ва газни башорат ресурсларини ҳисоблаш услуги	126
2.2.4.2.1	Нефть ва газ башорат ресурсларини сифат жиҳатдан баҳолаш	127
2.2.4.2.2	Башорат ресурсларини миқдорий баҳолаш	128
2.2.4.2.3	Лойиҳалаштиришда башорат ресурсларини Д ₁ ва Д ₂ тоифа бўйича баҳолаш	128
2.2.4.2.4	Башорат ресурсларини баҳолаш объектларига ажратиш	131
2.2.4.2.5	Истикболли ресурсларни С ₃ тоифа бўйича баҳолаш	131
2.2.4.2.6	Истикболли ресурсларни ҳисоблаш объектларига ажратиш	133
2.2.4.3	Истикболли ресурсларни С ₃ тоифа бўйича ҳисоблаш	134
2.2.4.3.1	Солиштирма зичлик усули	135
2.2.4.3.2	Ҳажмий усул	136
2.2.4.3.3	Истикболли нефтьгазлилиқ майдонини бевосита аниқлиш	137
2.2.4.3.4	Истикболли майдони нефтьгазлилигини тутқични тўлалиқ коэффициентини ёрдамида аниқлаш	138
2.2.4.3.5	Ҳажмий усул формуласидаги бошқа параметрларини аниқлаш	138
2.2.4.4	УВ захираларини ҳисоблаш	140
2.2.4.4.1	Нефть захираларини ҳисоблаш	159
2.2.4.4.2	Газ захираларини ҳисоблаш	160
2.3	Чуқур бурғилаш лойиҳасининг услубий қисми	160
2.3.1	Умумий маълумотлар	161
2.3.2	Бурғилашни мақсади ва вазифалари	164
2.3.3	Параметрик (таянч) ва излов қудуқларини лойиҳа чуқурлигини асослаш. Разведка қаватларини асослаш	164
2.3.3.1	Параметрик (таянч) қудуғни чуқурлигини асослаш	165
2.3.3.2	Излов қудуғини лойиҳа чуқурлигини асослаш	165
2.3.3.3	Разведка қудуғини лойиҳа чуқурлиги ва разведка қаватини асослаш	166
2.3.4	Лойиҳа қудуқларни жойлаштириш тизимини асослаш. Боғлиқ ва боғлиқ бўлмаган қудуқларни танлаш	168
2.3.4.1	Таянч ва параметрик қудуқлар	169
2.3.4.2	Излов қудуқлари сони ва жойлаштириш тизими	171
2.3.4.3	Разведка тизими, лойиҳа қудуқларини жойлаштириш услуби	181
2.3.5	Қўдукни бурғилашни тоғ - геологик шароити	181
2.3.5.1	Қўдук бурғилаш ҳақида умумий маълумотлар	183
2.3.5.2	Тоғ жинсларини физик-механик хусусиятлари ва уларни бурғиланувчанлиги	195
2.3.5.3	Тоғ жинсларини мустаҳкамлиги ва бурғиланувчанлиги бўйича таснифи	201
2.3.5.4	Тоғ, қатлам гидростатик босими ва қатламни гидроёриш босими	202
2.3.5.5	Қудуқ бурғилашнинг тоғ-геологик шароити	205
2.3.6	Лойиҳа қудуғи тузилишини, бурғилаш эритмаси кўрсаткичларини, қудуқ оғзи ускуналарини, бурғилаш қурилмасини турини танлаш ва бурғилаш усулини асослаш	205
2.3.6.1	Қўдук тузилишига бўлган талаблар	211
2.3.6.2	Қўдук оғзи ускуналари ва намунавий тузилишини асослаш	217
2.3.6.2.1	Қўдуклар кесимини танлаш	218
2.3.6.2.2	Шарошкали долота турини танлаш	220
2.3.6.2.3	Бурғилаш эритмаси кўрсаткичларини танлаш	223
2.3.6.2.4	Қўдук оғзи ускуналарини танлаш	224
2.3.6.2.5	Бурғилаш қурилмаси турини танлаш ва бурғилаш усулини асослаш	226
2.3.6.2.6	Бурғилаш режими кўрсаткичларини лойиҳалаштириш	229
2.3.6.2.7	Мустаҳкамловчи қувур ҳисоби	230
2.3.6.2.8	Қўдукни семонлаш ҳисоби	231
2.3.7	Чуқур қудуқларда геологик, геофизик ва кон-геологик тадқиқотлар мажмуаси	233

2.3.7.1	Керн ва шлам олиш	234
2.3.7.1.1	Керн ва шлам олиш ҳажми	236
2.3.7.1.2	Керн ва шлам олиш технологияси, услуби ва уларни ҳужжатлаштириш	240
2.3.7.1.3	Керн ва шлам олиш ороликларини лойиҳалаштириш	241
2.3.7.2	Қўдукдаги геофизик ва геохимёвий тадқиқотлар	241
2.3.7.2.1	Қўдукни тадқиқот қилишга тайёрлаш ва унинг вазифалари	243
2.3.7.2.2	Қўдук геофизик тадқиқотлари мажмуаси	247
2.3.7.2.3	Геохимёвий тадқиқотлар	247
2.3.7.2.4	Қўдукда геофизик ва геохимёвий тадқиқотларни лойиҳалаштириш	248
2.3.7.3	Маҳсулдор горизонтларни очиш, синаш ва тадқиқот қилиш	248
2.3.7.3.1	Ишнинг мақсади	249
2.3.7.3.2	Бурғилаш жараёнида маҳсулдор горизонтларни очиш	252
2.3.7.3.3	Қўдукни бурғилаш жараёнида қатламни синаш ва тадқиқот қилиш	254
2.3.7.3.4	Мустаҳкамловчи қувурда синаш жараёнида коллектор қатламни очиш	254
2.3.7.3.5	Эксплуатацион қувур билан мустаҳкамланган қувурда қўдукни синаш	260
2.3.7.3.6	Қўдук тадқиқот қилиш ва синаш ишларини лойиҳалаштириш	261
2.3.8	Геолого-техник наряд тузиш	266
2.3.9	Керн, шлам, қатлам суюқлиги, бурғилаш ва тампанаж эритмаларини лаборатория тадқиқотлари	266
2.3.9.1	Керн ва шламни тадқиқот қилиш	268
2.3.9.2	Қатлам суюқлигини лаборатория тадқиқоти	269
2.3.9.3	Тампанаж ва бурғилаш эритмаларини тадқиқоти	270
2.3.9.4	Лаборатория тадқиқотларини лойиҳалаштириш	270
2.3.10	Юлдош излов усули асослаш ва ҳажми	270
2.3.10.1	Ишни мақсади ва вазифаси	272
2.3.10.2	Юлдош изловни ўтказишни асослаш	272
2.3.10.3	Юлдош излов ишларини лойиҳалаш	273
2.3.11	Чуқур бурғилашдан олинган маълумотларга ишлов бериш	273
2.3.11.1	Бирламчи геологик ҳужжатлар ва ҳисобатлар	275
2.3.11.2	Таянч-параметрик қудукларни маълумотларини умумлаш- тириш ва илмий ишлов бериш	276
2.3.11.3	Қудукни бурғилаш ва синаш натижаларига геологик ишлов бериш	276
2.3.11.4	Қудук кесмасини ўрганиш усуллар мажмуасини тахлили	277
2.3.11.5	Қудук кесмасини тузиш	280
2.3.11.6	Қудуклар кесмасини таққослаш	283
2.3.11.7	Геологик кесма ва бурғи қудуғи кесимини тузиш	287
2.3.11.8	Керн ва шламга ишлов бериш, сақлаш ва тугатилиши	291
2.3.11.9	Қудукни геофизик тадқиқот натижалари ва уларга ишлов бериш	295
2.3.11.10	Қудукни синаш ва ўзлаштириш натижалари ва уларга ишлов бериш	296
2.3.11.11	“Чуқур бурғилаш маълумотларига ишлов бериш” бўлимини лойиҳалаш	298
2.4	Техник иқтисодий қисм	298
2.4.1	Қудук қурилишининг давамийлиги	301
2.4.2	Чуқур бурғилашга ажратилган маблағлар	302
2.4.3	Техник-иқтисодий кўрсаткичлар	303
2.5	Ер ости ва атроф муҳит муҳофазаси	303
2.5.1	Тупроқ ва сув объектлари муҳофазаси	303
2.5.2	Бурғилаш чиқиндиларини тозалаш, зарарсизлантириш ва фойдаланиш	304
2.5.3	Атмосфера ҳавосини ифлосланишдан муҳофаза қилиш	305
2.5.4	Шлам омборларини тугатиш ва ерни қайта тиклаш	306
2.5.5	Биологик жонлантириш (рекультивация)	308
2.5.6	Ер остини муҳофиза қилиш	308
2.5.7	Чуқур қўдуклардан олинган геолого-геофизик маълумотларни сақлаш	310
2.5.8	Ер ости ва атроф муҳитни сақлаш тадбирларини лойиҳалаштириш	311

Мухаррир:

Покачалова Н.С.

CONTENTS

Theoretical fundamentals of geological objects modeling when planning deep-hole drilling	9
1.4 Purpose and scope of oil and gas geological survey	9
1.4.1 Place and significance of regional prospecting and wildcatting works	10
1.4.2 Phases and stages in geological survey (main principals)	14
1.4.3 Purpose and scope of formation-parametric drilling, prospecting and wildcatting	14
1.4.3.1 Purpose and scope of parametric drilling	16
1.4.3.2 Purpose and scope of prospect drilling	19
1.4.3.3 Purpose and scope of wildcatting	21
1.5 Types of planning	23
1.5.1 Purpose and scope of planning of geological survey for oil and gas	23
1.5.2 Main basic principals for planning of long boring	24
1.5.3 Design types on object being planned	26
1.5.4 Design types on contents	26
1.5.5 Main parts of geological design and distinctions in provision of information	28
1.5.5.1 Main parts	28
1.5.5.2 Distinctions in provision of information depending on the object being planned	30
1.6 Modeling of geological objects when planning long boring	34
1.6.1 Concept of system in geology	35
1.6.2 Possible ideas and types of systems in geology	37
1.6.3 Systematic and structural approach when planning long boring	42
1.6.4 Object and article of geological design from the point of view of the systematic and structural approach	44
1.6.5 Models of oil and gas fields and models of planning processes	46
1.6.6 Types of models of beds, fields and objects of long boring	47
1.6.7 Methodological fundamentals of making of geological models of the long boring objects based on geological and geophysical data and long boring data	49
1.6.7.1 Modeling of geological design process	49
1.6.7.2 Selection of addressed and probabilistic-statistical model of the long boring objects	50
Principles of geological design during composition of long boring geological design	54
2.4 General part of geological design of the long boring.	54
2.4.1 Introduction	55
2.4.2 Physical-geographical and geographical-economical conditions	56
2.4.3 Results of earlier executed works (geological and geophysical awareness)	56
2.4.3.1 Geological and geophysical awareness	58
2.4.3.2 Review, analysis and evaluation of geological survey works executed earlier on oil/gas field	61
2.4.3.2.1 Information about progress in execution of prospecting (wildcatting) project works	62
2.4.3.2.2 Awareness about field by long boring	63
2.4.3.2.3 Scope, principles and results of coring and examination of them.	64
2.4.3.2.4 Scope and principles of geological investigation of boreholes	64
2.4.3.2.5 Scope, principles and results of well testing	65
2.4.3.2.6 Scope, principles and results of formation fluid sampling and lab examination of them	66
2.4.3.2.7 C ₁ and C ₂ categories stock status	66
2.4.3.2.8 Analysis of the state of awareness about bed and field in general	67
2.5 Geological part of the long boring design	68
2.5.1 Geophysical methods, data of which are used during preparation of the geological part of the long boring design	73
2.5.1.1 Key bed and reflectors and their traceability within the areas of oil and gas presence in the Republic of Uzbekistan	74
2.5.1.2 Quality of design preparation by common-depth-point (CDP)	83
2.5.2 Area (field) subsurface geology	85
2.5.2.1 Design lithologic-stratigraphical profile	86
2.5.2.2 Tectonic pattern of the area of works being planned	90
2.5.2.3 Presence of oil and gas	91
2.5.2.4 Hydrogeological characteristic	94
2.5.3 Evaluation of discovered fields and laying of additional prospecting boreholes	96

2.5.3.1	Evaluation of discovered fields	96
2.5.3.2	Definition of works efficiency at the stage of prospecting and evaluating of fields and beds	98
2.5.3.3	Evaluation of completeness and quality of prospecting boreholes project realization	101
2.5.3.4	Evaluation of the effectiveness of adopted principals of processing and interpretation of CDP	101
2.5.3.5	Evaluation of reliability of interphase contacts average values based on testing data and CDP	102
2.5.3.6	Evaluation of reliability of calculated parameters average values established on CDP data and core examination results	105
2.5.3.6.1	Evaluation of preciseness of definition of high-altitude oil-water contact (OWC) and geophysical computing system	105
2.5.3.6.2	Evaluation of preciseness of oil and gas presence area	109
2.5.3.6.3	Evaluation of preciseness of definition of average value of effective hydrocarbon saturation capacity	110
2.5.3.6.4	Evaluation of preciseness of definition of porosity, in-place permeability and saturation of formation with oil and gas	112
2.5.3.7	Results of definition of collectors' lithologic-physical properties for each payout bed and lithological characteristic of collectors and covers based on CDP and core data	114
2.5.3.8	Evaluation of testing and borehole examination results	115
2.5.3.9	Oil, gas and condensate stock status, their reliability, geometrization of properties and evaluation of bed prospecting preciseness	116
2.5.3.10	Justification of oil and condensate withdrawal coefficient	118
2.5.4	Evaluation of perspective resources and calculation of stock when planning long drilling	119
2.5.4.1	Evaluation of probable resources	119
2.5.4.1.1	Main principles of qualitative assessment of perspective presence of oil and gas	119
2.5.4.1.2	Qualitative assessment of probable resources	123
2.5.4.1.3	Evaluation of probable resources in local catchers	123
2.5.4.1.4	Evaluation of probable resources on objects being evaluated	125
2.5.4.1.5	Evaluation of probable resources under category D ₁ and D ₂ at the stage of evaluation of oil and gas accumulation zones	125
2.5.4.2	Principles of estimation of probable oil and gas resources in the Republic of Uzbekistan	126
2.5.4.2.1	Qualitative assessment of probable oil and gas resources	126
2.5.4.2.2	Qualitative assessment of probable resources	127
2.5.4.2.3	Evaluation of probable resources under category D ₁ and D ₂ during planning	128
2.5.4.2.4	Outline of objects being evaluated having probable resources	128
2.5.4.2.5	Estimation of perspective resources under category C ₃	131
2.5.4.2.6	Outline of objects being estimated with perspective resources	131
2.5.4.3	Estimation of perspective resources under category C ₃	133
2.5.4.3.1	Specific density method	134
2.5.4.3.2	Volumetric method	135
2.5.4.3.3	Direct determination of probable area of oil and gas presence	136
2.5.4.3.4	Determination of probable area of oil and gas presence by means of catcher filling coefficient	137
2.5.4.3.5	Determination of rest parameters included into formula of volumetric method	138
2.5.4.4	Calculation of hydrocarbon stock	138
2.5.4.4.1	Calculation of oil stock	140
2.5.4.4.2	Calculation of gas stock	159
2.6	Methodical part of long drilling planning	160
2.6.1	General information	160
2.6.2	Purpose and scope of long drilling	161
2.6.3	Reasoning of the depth of parametrical (key) and prospecting holes. Reasoning of levels of wildcatting	164
2.6.3.1	Reasoning of the depth of parametric (key) boreholes	164
2.6.3.2	Reasoning of the depth of prospecting boreholes	165
2.6.3.3	Reasoning of the level of wildcatting and depths of wildcatting holes	165
2.6.4	Reasoning of system of long holes placement. Selection of dependent and independent boreholes.	166
2.6.4.1	Key wells and parametric holes	168
2.6.4.2	Quantity and system of placing of prospecting holes	169
2.6.4.3	Principles of laying and system of placing of wildcatting holes	171
2.6.5	Mining and geological conditions for hole making	181
2.6.5.1	General information about boring of holes	181

2.6.5.2	Physical and mechanical properties of rock and its drillability	183
2.6.5.3	Classification of rock on its strength and drillability	195
2.6.5.4	Rock, formation hydrostatic pressure and the pressure of formation hydro-breakdown	201
2.6.5.5	Mining and geological conditions for hole making	202
2.6.6	Reasoning and selection of design of holes being planned, drilling agent parameters, wellhead assembly, type of drilling rig and justification of the drilling method	205
2.6.6.1	Requirements to the hole design	205
2.6.6.2	Reasoning of typical design and wellhead assembly	211
2.6.6.2.1	Selection of borehole profile	217
2.6.6.2.2	Selection of cone bit type	218
2.6.6.2.3	Selection of drilling agent parameters	220
2.6.6.2.4	Selection of wellhead assembly	223
2.6.6.2.5	Selection of the drilling bit type and reasoning of the drilling method	224
2.6.6.2.6	Planning of boring mode parameters	226
2.6.6.2.7	Casing pipes calculation	229
2.6.6.2.8	Hole cementing calculation	230
2.6.7	Complex of geological, geophysical and geological production investigations in long holes	231
2.6.7.1	Core and sludge sampling	233
2.6.7.1.1	Extent of core and sludge sampling	234
2.6.7.1.2	Scope, technology, methodic of core and sludge sampling and documenting	236
2.6.7.1.3	Core and sludge sampling intervals planning	240
2.6.7.2	Geophysical and geochemical investigations in boreholes	241
2.6.7.2.1	Scope, types review, preparation of boreholes for investigations	241
2.6.7.2.2	Complex of geophysical investigations in boreholes	243
2.6.7.2.3	Geochemical investigations	247
2.6.7.2.4	Planning of geophysical and geochemical investigations in holes	247
2.6.7.3	Opening (tailing-in) and testing of productive stratum	248
2.6.7.3.1	Purpose of works	248
2.6.7.3.2	Opening of productive stratum during boring process	249
2.6.7.3.3	Testing of stratum during hole boring process	252
2.6.7.3.4	Opening of stratum – collectors during testing in cased borehole	254
2.6.7.3.5	Testing of boreholes in stem, cased by production string	254
2.6.7.3.6	Planning of works related to holes testing	260
2.6.8	Preparation of geologic-technical warrant	261
2.6.9	Core, sludge, stratum fluid, drilling agent and grouting mortar lab examinations	266
2.6.9.1	Core and sludge examinations	266
2.6.9.2	Stratum fluid lab analysis	268
2.6.9.3	Examination of grouting mortar and drilling agent	269
2.6.9.4	Planning of lab examinations	270
2.3.10	Justification of principles and scope of works related to accompanying prospecting	270
2.4.10.1	Purpose and scope of works	270
2.4.10.2	Reasoning of conducting of accompanying prospecting	272
2.4.10.3	Planning of accompanying prospecting works	272
2.4.11	Long boring data processing	273
2.4.11.1	Primary geological documentation and reporting	273
2.4.11.2	Scientific processing and summarizing of data related to key-parametrical holes	275
2.4.11.3	Geological processing of boring results and holes examination	276
2.4.11.4	Composite interpretation of different methods of studying of boreholes sections	276
2.4.11.5	Preparation of boreholes sections	277
2.4.11.6	Correlation of boreholes sections	280
2.4.11.7	Preparation of geological profiles and section	283
2.4.11.8	Processing, storage and termination of core and sludge	287
2.4.11.9	Processing and submission of boreholes geophysical examination results	291
2.4.11.10	Processing and submission of testing results	295
2.4.11.11	Planning of “Processing of long drilling data” Section	296
2.5	“Technical and economic part”	298
2.4.2.	Duration of borehole construction	298

2.5.9	Maximum assignment of long drilling	301
2.5.10	Technical and economic indices	302
2.6	Resources and environment protection	303
2.5.1.	Soil and water objects protection	303
2.6.2	Cleaning, sterilization and utilization of boring wastes	304
2.6.3	Air pollution control	305
2.6.4	Termination of sludge storages and land restoration	306
2.6.5	Biological restoration	308
2.6.6	Conservation of resources	308
2.6.7	Protection of geologic and geophysical information, received from long hole	310
2.6.8	Planning of resources conservation and environment protection	311