МАРКШЕЙДЕРИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Министерство образования и науки Республики Казахстан
Казахский национальный технический университет
имени К.И. Сатпаева

Б.М. Жаркимбаев, Т. Калыбеков, К.Б. Рысбеков

МАРКШЕЙДЕРИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Рекомендовано Министерством образования и науки
Республики Казахстан в качестве учебника

Алматы 2005

УДК 622.1 (075)
ББК 33.3 я 73
Ж 35 Жаркимбаев Б.М., Калыбеков Т., Рысбеков К.Б. Маркшейдерия при разработке месторождений нефти и газа: Учебник. – Алматы: КазНТУ, 2005. – 225 с.

JSBN 9965-736-80-4

В книге изложены задачи маркшейдерской службы нефтегазодобывающих предприятий, принципы развития геодезических и маркшейдерских сетей и общие сведения о маркшейдерских съемках при разработке месторождений нефти и газа. Приведены краткие сведения о нефтяных и газовых месторождениях и технологии их разработки, маркшейдерское обеспечение обустройства месторождения, маркшейдерские работы при строительстве линейных сооружений, методы геометризации залежи нефти и газа, способы наблюдения за сдвижением земной поверхности и маркшейдерское обеспечение охраны недр и окружающей среды.

Предназначен для студентов, обучающихся в высших учебных заведениях по специальности «Маркшейдерское дело».

Ил. 56. Табл. 25. Библиогр. – 30 назв.

ББК 33.3 я 73

Рецензенты: *И.В. Милетенко,* зав. отд. ИПКОН РАН, д-р техн. наук, проф. *Т. Пентаев,* зав. каф. инженерной геодезии и геологии КазГАСА, д-р техн. наук *М.Б. Нурпеисова,* д-р техн. наук, проф.

Печатается по плану издания Министерства образования и науки Республики Казахстан на 2005 г.

$\frac{2503010400}{00(05)-05}$

ISBN 9965-736-80-4

© КазНТУ, 2005

ПРЕДИСЛОВИЕ

Освоение нефтяных и газовых месторождений в Республике Казахстан осуществляется быстрыми темпами. Так, в 2003 г. добыча нефти и газоконденсата составила более 50 млн. т, в ближайшие 5–7 лет предусматривается увеличение добычи нефти и газоконденсата в 2 раза. Изучение дисциплины «Маркшейдерия при разработке месторождений нефти и газа» студентами специальности «Маркшейдерское дело» и приобретение ими знаний, навыков и умения по маркшейдерскому обеспечению работ при разведке, проектировании, обустройстве и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений занимает важное место в подготовке горного инженера-маркшейдера.

Учебник содержит основные сведения о нефтяных и газовых месторождениях и технологии их разработки. Описаны маркшейдерские работы при разведке, проектировании и разработке месторождений нефти и газа. Изложено развитие геодезических сетей и съемочного обоснования в районе нефтедобывающего предприятия. Рассмотрены способы перенесения в натуру проектного положения объектов разведки и обустройства месторождений, определения положения оси ствола скважины в пространстве и измерения его глубины. Приведены основные способы маркшейдерских съемок при разработке месторождений углеводородов. Особое внимание уделено трассированию и разбивочным работам при строительстве нефтепроводов. Рассмотрены особенности геометризации месторождений нефти и газа, составление структурных карт залежи и учет запасов углеводородов. Изложены методы наблюдений за сдвижением земной поверхности при разработке месторождений нефти и газа путем построения геодинамического полигона. Приведены основные требования по охране и рациональному использованию недр, вопросы бережного отношения к природе при освоении месторождений углеводородов и выполнении маркшейдерских работ.

Учитывая, что данная дисциплина читается для студентов, знающих основы геодезии, фотограмметрии, маркшейдерского дела, геологии и геомеханики, в книге не приводятся описания технических средств и способы обработки результатов измерений.

Авторы далеки от мысли, что им удалось с достаточной полнотой осветить все вопросы маркшейдерских работ при разработке месторождений нефти и газа, поэтому любые замечания и предложения, направленные на улучшение предлагаемого учебника, будут приняты ими с благодарностью.

Авторы

ВВЕДЕНИЕ

Нефть и газ – это наиболее дешевые топлива. Из года в год растут потребности человечества в моторном, реактивном, дизельном топливе, в смазочных материалах для всевозможных машин и механизмов и в других многочисленных нефтепродуктах. Кроме того, нефть и газ являются сырьем для получения многих ценных химических продуктов, в том числе синтетического каучука, спиртов, эфиров, технических жиров, синтетических тканей и т. д.

По прогнозным данным в настоящее время потенциальные запасы обычных нефтей в мире составляют около 380 млрд. т. Сюда относятся только разведанные запасы, причем обязательно с точки зрения добычи. Удельный вес нефти в мировом энергетическом балансе в последние годы возрос до 45 %, ее добывают в 67 странах мира.

Экономическая комиссия Мировой энергетической конференции, учрежденная в Детройте (США), ведет работу по оценке возможностей удовлетворения потребностей энергии за счет имеющихся ресурсов первичных источников, в первую очередь нефти. Оцениваются, в частности, потенциальные ресурсы обычной и необычной нефти, возможности ежегодной максимальной ее добычи и пути замены обычной нефти необычной.

К обычной нефти отнесена легкая нефть (вместе с газовым конденсатом), разведка и добыча которой может осуществляться традиционными способами и которую можно добывать на суше и континентальном шельфе на глубине не более 200 м. Необычной принято называть нефть, для разведки и добычи которой потребуются способы, еще неосвоенные полностью и рентабельность которых недостаточна. К этой категории отнесены: тяжелая нефть; нефть, добываемая за счет увеличения коэффициента нефтеотдачи; нефть или искусственное жидкое топливо, получаемое из нефтебитуминозных пород, горючих сланцев.

Резервом сырьевого обеспечения нефтяной промышленности мира являются «неизвлекаемые» запасы нефти. Их величина оценивается примерно в 340 млрд. т. Частичное и полное извлечение этих запасов – основная задача мировой науки и промышленности. Существуют еще неоткрытые нефтяные месторождения. Из известных на земле 600 осадочных бассейнов разведано 400, а в промышленную разработку на нефть и газ вовлечено только около 160. Остальные изучены лишь частично. Основная их часть находится в глубинных водах и арктических районах.

К числу «нефтяных» государств относится и Казахстан, который располагает большими нефтяными и газовыми месторождениями. Подготовленные запасы нефти дают возможность для ускоренного развития нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности республики. Балансом нефти учтено более 160 нефтегазовых месторождений со значительными запасами и десятки перспективных площадей, к числу которых относится недавно открытый Восточный Кашаган в Каспийском море. Если до 1965 г. нефть и газ добывались в основном в Эмбинском нефтеносном районе, то с указанного периода в промышленную разработку были введены месторождения Мангышлака, а с конца 70-х годов – полуострова Бузачи (Каражанбас, Каламкас, Северный Бузачи) с высоким содержанием асфальтосмолистых веществ, металлов, особенно ванадия и никеля. В настоящее время месторождения нефти и газа в Республике Казахстан расположены в Атырауской, Мангистауской, Западно-Казахстанской, Актюбинской, Жамбылской и Кзыл-Ординской областях. В последние годы открыты и разрабатываются крупные месторождения нефти и газа: Тенгизское, Карачаганакское, Жанажольское, Кумкольское и др.

Основными задачами маркшейдерской службы нефтяной и газовой отрасли являются:

- своевременное и качественное осуществление маркшейдерских и геодезических работ при поиске, разведке, обустройстве и разработке нефтяных и газовых месторождений с целью обеспечения рационального использования и охраны недр при безопасном ведении горных работ;
- совершенствование организации и методов ведения маркшейдерских и геодезических работ на основе внедрения достижений науки, техники и передового опыта;
- осуществление контроля совместно с геологической и другими службами за правильностью разработки нефтяных и газовых месторождений, за выполнением мероприятий по охране окружающей среды, зданий и сооружений.

При освоении месторождений нефти и газа можно выделить следующие основные стадии:

- поиск и разведка месторождений нефти и газа;
- проектирование, обустройство и разработка месторождений;
- разработка месторождений нефти и газа.

Маркшейдеры принимают участие во всех вышеперечисленных этапах освоения нефтегазовых месторождений.

При поиске и разведке месторождений нефти и газа маркшейдерская служба выполняет следующие основные работы:

- создание опорной сети и съемочного обоснования, проведение топографических съемок в районе ведения разведочных работ;
- перенесение в натуру проектного положения устьев скважин, линейных и других сооружений;
- определение планового и пространственного положения скважин и нанесение их на планы и разрезы;
- участие при подсчете запасов нефти и газа.

При проектировании обустройства и разработки нефтяных и газовых месторождений маркшейдерская служба принимает участие в выполнении следующих работ:

- инженерно-геологическое исследование района разработки месторождений;
- трассирование линейных сооружений;
- участие в составлении генеральной схемы обустройства месторождений.

Маркшейдерская служба при обустройстве и разработке нефтегазовых месторождений выполняет следующие основные работы:

- развитие геодезических сетей сгущения и съемочного обоснования;
- топографическая и маркшейдерская съемка объектов в пределах территории деятельности нефтегазодобывающего предприятия;
- составление и регулярное пополнение маркшейдерской графической документации;
- перенесение в натуру положения устьев скважин и других горных выработок, зданий и сооружений, их съемка и определение координат;
- задание направлений наклонно-направленным скважинам и линейным сооружениям;
- контроль за выполнением рекультивации нарушенных земель в пределах земельного и горного отводов;
- контроль за соблюдением проектных направлений стволов скважин и определением пространственного положения их осей;
- организация наблюдений за деформацией земной поверхности, зданий и промышленных объектов в результате добычи нефти и газа;
- участие в перспективном и годовом планировании, составлении отчетной документации;
- участие в выборе на местности площадок для строительства промышленных объектов и контроль за соблюдением проектных положений в процессе их строительства;

- участие в определении совместно с геологической и другими службами рациональных технологических схем разработки месторождения на основе результатов детального изучения горно-технических и горно-геологических условий;
- маркшейдерский контроль за соблюдением проектов разработки, требований по рациональному использованию и охране недр, законов по охране окружающей природной среды;
- маркшейдерский контроль за эксплуатацией нефтепроводов и определение объемов ремонтных работ;
- участие в проведении геометризации месторождений.

Глава 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ РАЗРАБОТКИ

1.1. Залежи и месторождения нефти и газа

Естественные скопления нефти и газа в пористых горных породах (коллекторах) называются нефтяными или газовыми залежами.

Тип залежи определяется типом природного резервуара или ловушки. Например, скопление нефти в пластовом резервуаре в сводовой части антиклинальной складки называется пластовой сводовой залежью, в массивном резервуаре – массивной залежью. В большинстве случаев залежи нефти (газа) расположены в пластах антиклинальной формы.

Граница проницаемых пород–коллекторов с перекрывающими их плотными породами–покрышками называется кровлей залежи, а граница между нефтяным или газовым пластом и подстилающими его плотными породами называется подошвой залежи.

Мощность нефтяных и газовых пластов может колебаться от нескольких сантиметров до нескольких десятков метров; ширина и длина их от нескольких десятков метров до нескольких десятков километров. Глубина залегания залежей нефти или газа также может быть самой различной: от десятков метров до нескольких километров.

Нефть, газ и газонефтяные смеси в зависимости от их состава, соотношения, давления и температуры могут находиться в залежи в различных состояниях: газообразном, жидком или в виде газожидкостных смесей. Соответственно различают следующие виды залежей: нефтяные, газовые и газоконденсатные, газонефтяные.

В нефтяных залежах (точнее нефтегазовых) газ, нефть и вода распределяются по вертикали в соответствии с их плотностями. Газ и нефть занимают верхнюю часть залежи, вода подпирает их снизу. Газ как более легкий располагается над нефтью, образуя так называемую газовую шапку.

Газовая шапка образуется в пласте в том случае, если давление в залежи равно давлению насыщения нефти газом при данной температуре в пласте. Если пластовое давление выше давления насыщения, то весь газ растворяется в нефти. В газовых и газоконденсатных залежах повышенная часть заполнена газом, ниже располагается вода.

Рассмотрим основные элементы и параметры нефтегазовой залежи антиклинального типа (рис. 1.1).

Поверхность или граница, разделяющая нефть и воду в пласте, называется водонефтяным контактом (ВНК), граница между газом и

водой в газовых залежах – газоводяным контактом (ГВК) и граница между газом и нефтью при наличии газовой шапки или нефтяной оторочки – газонефтяным контактом (ГНК). Площадь контакта нефти или газа с водой

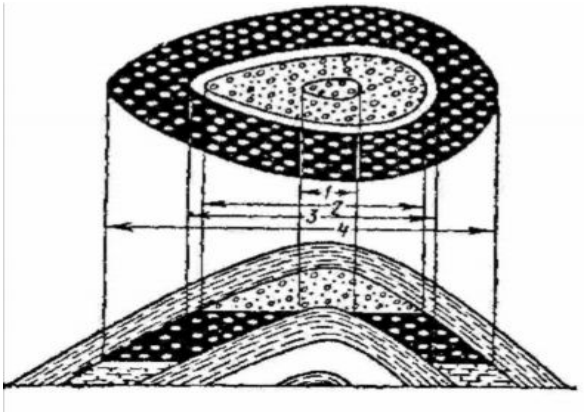


Рис. 1.1. Схема нефтегазовой пластовой залежи:
1 – внутренний контур газоносности; 2 – внешний контур газоносности; 3 – внутренний контур нефтеносности; 4 – внешний контур нефтеносности

имеет обычно кольцеобразную форму; ширина контакта зависит от мощности нефтяного пласта и углов его падения.

Линия пересечения поверхности ВНК с кровлей пласта называется внешним контуром нефтеносности, а линия пересечения поверхности ВНК с подошвой пласта – внутренним контуром нефтеносности.

Соответственно линия пересечения поверхности ГНК с кровлей пласта представляет внешний контур газоносности, а с подошвой пласта – внутренний контур газоносности. Для массивных залежей внутренний контур нефтеносности или газоносности отсутствует, так как вода расположена под всей залежью. Расстояние от верхней точки кровли нефтяной или газовой залежи до ВНК или ГВК – это высота залежи.

В разрезе той или иной геологической структуры может иметься одна или несколько залежей нефти и газа. Совокупность залежей нефти и газа, расположенных на одном участке земной поверхности, образует месторождение (нефтяное или газовое).

Жидкости и газы находятся в пласте под определенным давлением, которое называется пластовым. Начальное пластовое давление, т.е. давление в пласте до начала его разработки, имеет прямую связь с глу-

биной залегания данного нефтяного или газового пласта и соответствует примерно гидростатическому давлению столба воды, соответствующей глубине залегания данного пласта, т. е.

$$P_{пл.нач.} = H \cdot \rho g \cong 10^4 H, \qquad (1.1)$$

где $P_{пл.нач.}$ – начальное пластовое давление, Па; H – глубина залегания пласта, м; ρ – плотность воды, принимаемая равной 1000 кг/м^3; g – ускорение свободного падения (g = 9,81 м^2/с ≈ 10м^2/с); 10^4 – переводной коэффициент, Па/м.

Формулой (1.1) пользуются для оценки начального пластового давления. Точное определение пластового давления осуществляется при помощи глубинных манометров.

Пластовое давление, определенное в какой-либо точке залежи, будет характерно для залежи в целом только при пологом ее залегании. При значительных углах падения залежи давление в различных ее частях будет различным; в крыльевых зонах оно будет наибольшим, в сводных частях – наименьшим.

Для удобства работы пластовое давление в залежи обычно относят к какой-либо поверхности. За такую поверхность принимает уровень моря или условную плоскость – первоначальное положение контакта в разрабатываемом пласте. Пластовое давление, отнесенное к условной поверхности, называется приведенным пластовым давлением.

Если пластовое давление в скважинах 1,2 и 3 (рис. 1.2) равно соответственно p_1, p_2 и p_3, то приведенное давление в них (в Па), относительно к первоначальному уровню водонефтяного контакта равно:

$$\left.\begin{array}{l} Ð_{1ïð.ïë.} = Ð_1 + Õ_1 \cdot \rho_í \cdot g, \\ Ð_{2ïð.ïë} = Ð_2 + Õ_2 \cdot \rho_í \cdot g \\ Ð_{2ïð.ïë} = Ð_3 - Õ_3 \cdot \rho_â \cdot g \end{array}\right\}, \qquad (1.2)$$

где X_1, X_2 и X_3 – расстояния от забоев скважин до уровня водонефтяного контакта, м; $\rho_н$ и $\rho_в$ – плотности нефти и воды, кг/м^3.

Изменения пластового давления тщательно регистрируются в процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Это дает возможность судить о процессах, происходящих в пласте, и регулировать разработку месторождений.

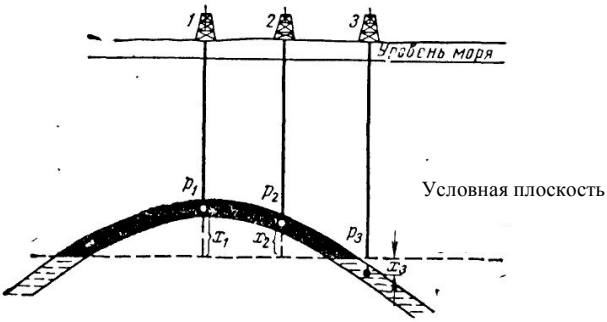


Рис. 1.2. Схема определения приведенного пластового давления

Температура, как и давление, возрастает по мере углубления в недра земли. Нарастание температуры по мере увеличения глубины происходит равномерно, однако, для различных точек земной поверхности степень нарастания температуры с глубиной различная.

Расстояние по вертикали в земной коре (ниже зоны постоянной температуры), на которой температура горных пород закономерно повышается на 1 °С, называется геотермической ступенью.

Значение геотермической ступени определяется по формуле

$$G = \frac{H}{t_1 - t_2}, \qquad (1.3)$$

где G – геометрическая ступень, м /°С; H – глубина, на которой замерена температура, м; t_1 – температура, замеренная на глубине H, °С; t_2 – среднегодовая температура воздуха на поверхности в месте замера, °С;

Среднее значение геотермической ступени для верхних слоев земли (15–20 км) составляет 33 м, однако в разных частях земного шара она может значительно отклоняться в зависимости от различной теплопроводности пород, гидрохимических реакций, циркуляции подземных вод, радиоактивных процессов и других причин. В среднем геотермическая ступень составляет 34 м; для различных месторождений она неодинакова. Так, в Грозном на глубине меньше 1 000 м температура равна 90–100 °С и выше, а в Баку геотермическая ступень достигает 50 м.

1.2. Физические свойства горных пород-коллекторов нефти и газа

В нефтяных и газовых месторождениях нефть и газ, так же как и пластовые воды, занимают пустоты (поры), трещины и каверны в горных породах. Отдельно взятые поры между отдельными зернами в породах весьма малы, но в сумме образуют огромный объем, доходящий до 50 % общего объема всей породы.

Все горные породы, составляющие земную кору, имеют пустоты между частицами, т. е. обладают пористостью, но промышленные запасы нефти встречаются только в осадочных породах – в песках, песчаниках, известняках, конгломератах, являющихся хорошими коллекторами для жидкостей и газов. Эти породы обладают проницаемостью, т. е. способностью пропускать жидкости и газы через систему многочисленных каналов, связывающих отдельные пустоты в породе между собой.

Глины являются также осадочными породами, но они непроницаемы для жидкостей и газов вследствие того, что пустоты в них и каналы, соединяющие эти пустоты, ничтожно малы. В мелких, субкапиллярных каналах (диаметром менее 0,0002 мм), которые присущи глинистым породам, жидкости и газы прочно удерживаются в неподвижном состоянии капиллярными силами (силами сцепления, силами прилипания), действующими в этих каналах.

В формировании нефтяных и газовых месторождений глины играют роль непроницаемых перекрытий, между которыми залегают в виде пластов проницаемые породы, заполненные нефтью, газом или водой. Если бы не было глинистых пород, подстилающих и перекрывающих проницаемые породы, то нефть и газ, имеющиеся в недрах земли, рассеялись бы по всей толще земной коры и выходили на поверхность.

К основным физико-механическим свойствам коллекторов нефти и газа относятся: пористость, гранулометрический состав, проницаемость, удельная поверхность и механические свойства. Эти свойства горных пород необходимо знать для решения задач рациональной разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор), незаполненных твердым веществом.

Коэффициентом полной (или абсолютной) пористости называют отношение объема всех пор $V_{пор}$ к видимому объему породы V_o, т. е.

$$m = \frac{V_{ïîð}}{V_o}. \qquad (1.4)$$

Иногда пористость породы выражают в процентах, т. е.

$$m\% = \frac{V_{\text{ïîð}}}{V_o} \cdot 100 . \qquad (1.5)$$

Коэффициент полной пористости пород используется при оценке абсолютных запасов нефти, а также для сравнения различных пластов или участков одного и того же пласта.

Коэффициенты полной пористости (в %) некоторых горных пород приведены ниже:

Глинистые сланцы	0,54–1,4
Глины	6–50,0
Пески	6–52,0
Песчаники	3,5–29,0
Известняки и доломиты	0,65–33,0

С увеличением глубины залегания пород пористость обычно уменьшается в связи с их уплотнением под давлением вышележащих пород. Наиболее неравномерна пористость карбонатных пород, в которых наряду с крупными трещинами, кавернами и пустотами имеются плотные блоки, практически лишенные пор.

Пористость коллекторов, дающих промышленную нефть, обычно следующая (в %):

Пески	20–25
Песчаники	10–30
Карбонатные породы	10–25

Под гранулометрическим составом горной породы понимается количественное содержание в ней разных по размеру зерен, составляющих данную породу. Гранулометрический состав породы обычно выражает процентное содержание отдельных фракций (по размеру зерен) в образце породы.

От гранулометрического состава породы зависят многие свойства пористой среды: проницаемость, пористость, удельная площадь поверхности, капиллярные свойства и т. д.

Механический анализ пород является начальным этапом при изучении генезиса осадочных пород и, в частности, генезиса нефтяных месторождений, так как по гранулометрическому составу можно судить о геологических и палеографических условиях отложения пластов.

На основании результатов механического анализа, проводимого в процессе эксплуатации месторождения, для оборудования забоев нефтяных скважин подбирают фильтры, предохраняющие скважину от

поступления в нее песка, подбирают режимы промывок песчаных пробок и т. д. Таким образом, механический анализ широко применяется как для изучения свойств пород и их происхождения, так и в нефтепромысловой практике.

Механический состав пород определяется путем ситового и седиментационного анализов. Ситовой анализ сыпучих горных пород (рассев с помощью комплекта сит) применяется для определения содержания фракций размером от 0,05 мм и выше. Содержание частиц размером менее 0,05 мм определяют методами седиментационного анализа, которые основаны на различии в скоростях осаждения частиц разного размера в жидкости.

Проницаемостью горных пород называют их свойство пропускать сквозь себя жидкость и газы. Абсолютно непроницаемых горных пород в природе нет. При соответствующем давлении можно продавить жидкость и газы через любую горную породу. Почти все осадочные породы, слагающие нефтяные и газовые пласты (пески, песчаники, известняки, доломиты и др.), в той или иной степени проницаемы.

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в пористой среде движутся нефть, газ, вода или нефте-водо-газовые смеси. В зависимости от того, что движется в пористой среде и каков характер движения, проницаемость одной той же среды может быть различной. Поэтому для характеристики проницаемости нефтесодержащих пород введены понятия абсолютной, эффективной и относительной проницаемости.

Абсолютной проницаемостью называется проницаемость пористой среды, наблюдающаяся при движении в ней лишь одной какой-либо фазы (газа или однородной жидкости).

Эффективной (или фазовой) проницаемостью называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии в порах многофазных систем.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды к абсолютной.

При определении проницаемости пород можно пользоваться формулой линейного закона фильтрации Дарси, по которой скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна перепаду давлений и обратно пропорциональна вязкости

$$V = \frac{Q}{F} = \frac{K}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L} \quad , \qquad (1.6)$$

где Q – объемный расход жидкости через породу; F – площадь фильтрации; К – коэффициент пропорциональности, который называют коэффициентом проницаемости породы; μ – динамическая вязкость жидкости; ΔР – перепад давлений на образце длиной L.

Преобразовав (1.6) получим коэффициент проницаемости породы

$$\hat{E} = \frac{Q\mu L}{F\Delta p}. \qquad (1.7)$$

В Международной системе единиц величины, входящие в формулу проницаемости, имеют размерности [F] = м^2 ; [Q]= м^3/с; [P] = Па; [μ] = Па с.

При L =1 м; F = 1 м^2; Q = 1 м^3/с; p = 1 Па; μ = 1 Па с получим коэффициент проницаемости К = 1 м^2.

Таким образом, в системе СИ за единицу проницаемости в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 и длиной 1 м при перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью 1 Па с составляет 1 м^3/с.

Физический смысл размерности К заключается в том, что проницаемость как бы характеризует площадь сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация.

В промысловом деле обычно пользуются практической единицей – Дарси (Д), которая приблизительно в 10^{12} меньше, чем проницаемость в м^2. (1 Д – проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 см^2 и длиной 1 см при перепаде давления 1 кгс/см^2 расход жидкости вязкостью 1 Па с составляет 1см^3/с). [1кгс/см^2 = 10^5 Па; Па = Н/м^2; 1 Д = 1.02 10^{-12} м.].

Удельной поверхностью породы называют величину суммарной открытой поверхности частиц, приходящуюся на единицу объема образца. Вследствие малых размеров отдельных зерен песка и большой плотности упаковки этих зерен общая поверхность порового пространства пласта достигает огромных размеров. Так, поверхность зерен, содержащихся в 1 м^3 однородного песка с размером зерен 0,2 мм, составляет около 20 276 м^2. С уменьшением размера частиц удельная поверхность еще более увеличивается.

От величины удельной поверхности зависят многие свойства горной породы: проницаемость, адсорбционная способность, содержание остаточной воды и др. Поэтому удельная поверхность является одной из важнейших характеристик горной породы. Связь между удельной поверхностью $S_{уд}$, пористостью и проницаемостью зерни-

стой породы может быть выражена следующим приближенным соотношением:

$$S_{уд} = \frac{7000m\sqrt{m}}{\sqrt{К}}, \qquad (1.8)$$

где $S_{уд}$ – удельная поверхность породы, $см^2/см^3$; m – пористость, доли единицы; К – проницаемость, д.

Для измерения удельной поверхности применяют как приближенные методы, основанные на вычислении этой величины по данным гранулометрического анализа, так и другие, более точные методы, основанные на измерении адсорбции, фильтрации разреженных газов и др.

1.3. Проектирование разработки нефтяной залежи

В результате геологического изучения месторождения должны быть получены следующие данные, характеризующие эксплуатационные объекты:

1) геометрия залежи, т. е. ее структура, мощность, расчлененность разреза, связь пропластков между собой, контуры нефтеносности. Эти данные представляют обычно в виде графического материала: структурных карт с нанесением контуров нефтеносности, карт равных мощностей (изопахит), геологических профилей. Геометрические данные служат основой при подсчете запасов и при расстановке скважин;

2) источники пластовой энергии, определяемые путем сопоставления начального давления в пласте с давлением насыщения и выявления размеров всей водонапорной системы, области питания и степени ее активности. Изучение энергетических условий в залежи позволяет обосновать необходимость поддержания пластового давления для создания искусственного напорного режима. При различных режимах дренирования залежи будут получены различные значения коэффициентов нефтеотдачи, которые используются для подсчета промышленных запасов нефти;

3) начальное пластовое давление и допустимые давления в эксплуатационных скважинах во время работы, обусловливаемые давлением насыщения, минимальным давлением фонтанирования, а также техническими причинами. Предельно допустимый дебит скважины определяется обычно стойкостью коллектора, наличием подошвенной воды и прочностью обсадной колонны. Минимально допустимое забойное давление или предельно допустимый отбор из скважины являются граничными условиями при проектировании системы разработки.

Для гидродинамических расчетов любая конфигурация залежи должна быть приведена к более правильной геометрической форме. Вытянутая овальная залежь, имеющая соотношение короткой и длинной осей а:б < 1:3, в гидродинамических расчетах должна быть заменена равновеликой по площади полосой. На полосе ряды эксплуатационных скважин параллельны.

Овальная залежь, имеющая соотношение осей 1:3≤ а:б ≤ 1:2, должна быть в расчетах заменена равновеликим по площади кругом, имеющим такой же периметр контура нефтеносности, как и на карте. При этом если реальный пласт имеет локальные заходы контура нефтеносности, то они во внимание не принимаются. Ряды скважин и скважины также размещают на карте реальной нефтяной залежи. На схеме ряды скважин размещаются концентрическими окружностями. Площадь между начальным контуром нефтеносности и первым рядом скважин, а также площади между последующими рядами на карте залежи и на схеме должны быть одинаковыми. Таким образом, ряд скважин, расположенный по оси структуры, на схеме будет представлен окружностью, внутри которой пласт отсутствует. Тогда запасы реальной залежи и круга будут равными. На схеме и на карте должно быть одинаковое число рядов скважин.

Проектирование разработки нефтяных месторождений и залежей заключается в установлении наиболее рационального варианта разработки. Исходя, из этого при проектировании определяют исходные геолого-технические данные; устанавливают технологические показатели при той или иной системе разработки пласта путем использования гидродинамических расчетов; оценивают экономическую эффективность различных вариантов разработки; выбирают наиболее рациональный вариант разработки на основе сопоставления геолого-технических и экономических показателей.

Геологическое изучение месторождения начинают с бурения первых разведочных скважин. Определяют структуру месторождения, число отдельных пропластков, связь пропластков между собой, характеристику пород, а по образцам породы, складывающей пласт, и пробам пластовой жидкости – пористость и проницаемость пород, их нефте – и водонасыщенность, содержание газа в нефти, давление насыщения, качество нефти (плотность, вязкость в пластовых условиях, объемный коэффициент), характеристику пластовой воды и т. п.

При пробной эксплуатации разведочных скважин определяют пластовое давление и производительность скважин, изучают режим пласта, а при разведочном бурении – размеры и конфигурацию залежи

нефти и контура нефтеносности, положение водонефтяных и газонефтяных контактов, мощность пласта в различных его зонах. По полученным данным подсчитывают запасы нефти и газа в залежи.

При подсчете запасов нефтяных месторождений принимают объемный метод. Общие геологические запасы нефти в залежи находят из выражения

$$Q_{îáù} = F \cdot h_{ýô} \cdot m_{ýô.} \cdot \hat{E}_{í} \rho\eta \ , \qquad (1.9)$$

где F – площадь нефтеносности, м^2; $h_{эф.}$ – эффективная нефтенасыщенная мощность пласта, м; $т_{эф}$ – эффективная пористость нефтесодержащих пород; $К_н$ – коэффициент нефтенасыщения; ρ – относительная плотность нефти в поверхностных условиях; η – пересчетный коэффициент для перевода объема нефти из пластовых условий в поверхностные, равный 1/в (где в – объемный коэффициент расширения нефти).

Площадь нефтеносности в пределах ее контуров в плане определяется при помощи планиметра.

Эффективная нефтенасыщенная мощность эксплуатационного объекта – это суммарная мощность всех проницаемых прослоев, насыщенных нефтью, и встреченных в разрезе данного объекта. Среднее значение эффективной нефтенасыщенной мощности находится как средняя арифметическая мощность по всем исследованным скважинам.

Эффективную пористость, нефтенасыщенность, плотность нефти, а также пересчетный коэффициент η определяют по данным лабораторных исследований кернов и образцов нефти.

При подсчете промышленных запасов нефти необходимо знать коэффициент нефтеотдачи, который показывает, какую часть общих геологических запасов нефти можно извлечь из недр существующими методами эксплуатации. Коэффициент зависит от геологических особенностей данной залежи и технологических условий проектируемой системы разработки. Точно определить этот коэффициент очень трудно. Приближенное его значение находят по исследованию кернов или же теоретическим расчетным путем. Для различных условий коэффициент нефтеотдачи может изменяться от 0,1 до 0,8.

Промышленные или извлекаемые запасы нефти в залежи определяются произведением величины геологических запасов на коэффициент нефтеотдачи

$$Q_{пр.} = Q_{общ.} К, \qquad (1.10)$$

где К – коэффициент нефтеотдачи.

Промышленные запасы попутного газа, растворенного в нефти,

$$V = Q_{пр.} \cdot Г, \qquad (1.11)$$

где Г – газовый фактор или количество газа в нормальных условиях, приходящееся на 1 т извлекаемой нефти.

После определения геологических и физических данных по залежи нефти и подсчета ее запасов приступают к проектированию схемы разработки.

Сущность гидродинамических расчетов по установлению технологических показателей разработки залежи нефти заключается в выявлении количественной связи между дебитами скважин и давлением в них, в определении скоростей и сроков перемещения пластовой жидкости в зависимости от формы залежи, параметров продуктивного пласта, вязкости нефти и воды, числа и взаимного расположения скважин. Расчетные формулы для гидродинамических расчетов базируются на основных законах фильтрации жидкости в пористых средах и законах взаимодействия отдельных скважин в процессе их совместной эксплуатации. При расчетах учитывают ресурсы естественной пластовой энергии, а в случае их недостаточности предусматривается восполнение этой энергии извне.

В большинстве случаев запасы естественной пластовой энергии бывают ограничены. Поэтому современная технология разработки нефтяных месторождений предусматривает применение искусственных методов воздействия на пласт для восполнения пластовой энергии, расходуемой в процессе эксплуатации скважин.

При всех гидродинамических расчетах основных параметров разработки предусматривают применение методов поддержания пластового давления. При этом устанавливается число и схема размещения нагнетательных скважин, объем и давление нагнетаемой в пласт жидкости или газа.

В результате гидродинамических расчетов, проверяемых дополнительно на электрических моделях пласта, получают ряд вариантов разработки залежи с различными техническими показателями: различным числом скважин на площади, различной интенсивностью отбора нефти из пласта, различными сроками разработки и т. п.

Для каждого варианта определяют объем капиталовложений и эксплуатационных затрат, а также себестоимость нефти и выработку на одного рабочего. В результате экономических расчетов определяют связь между затратами труда, металла, капиталовложений с одной стороны и числом скважин на площади и объемом текущей и суммарной добычи нефти с другой.

На основе конкретных геолого-технологических и экономических показателей нескольких вариантов разработки нефтяной залежи выбирают наилучший, отвечающий условиям рациональной разработки месторождения и требованиям народного хозяйства.

Но не всегда целесообразно применять с начала и до конца этот порядок проектирования. Для достаточно полного изучения залежи необходимо проделать большую работу по ее разведке, оконтуриванию и опробованию, а также провести значительный комплекс исследовательских работ. На эти работы затрачивается продолжительное время, что соответственно задерживает обустройство месторождения и пуск в эксплуатацию скважин. Поэтому для ускорения работ по обустройству площади принято применять двухстадийное проектирование: вначале составляют предварительную технологическую или генеральную технологическую схему разработки, а затем – проект разработки.

Основное назначение предварительной технологической схемы разработки – подготовка задания на составление проекта разработки и плана первоочередного обустройства площади, обеспечивающего нормальное проведение опытной эксплуатации разведочных скважин, бурение и эксплуатацию первоочередных эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Так как предварительную технологическую схему составляют, когда нефтяная залежь еще недостаточно разведена, то полученные данные требуют последующего уточнения.

Генеральную технологическую схему разработки составляют в том случае, когда на месторождении имеются несколько объектов разработки или площадей самостоятельной разработки.

Основное назначение генеральной технологической схемы разработки – подготовка исходных данных для обоснования технических заданий на составление проектов разработки отдельных объектов, а также генеральной схемы строительства нефтепромыслов. Одновременно с этим обосновываются темпы эксплуатационного бурения и добычи нефти по годам из месторождения в целом и на ближайшие 5–10 лет.

Проектом разработки нефтяной залежи определяется наиболее рациональная система разработки, способ поддержания давления и различные мероприятия, способствующие наиболее эффективному достижению заданного уровня добычи нефти при возможно высоком коэффициенте нефтеотдачи.

1.4. Технология разработки нефтяных месторождений

Разработка нефтяного месторождения включает следующие работы,

связанные с извлечением нефти из недр на поверхность:

1) разбуривание месторождения;

2) управление движением нефти и газа к скважинам путем надлежащего размещения их, установления режима работы и регулирования баланса пластовой энергии;

3) подъем нефти с забоя на поверхность.

Комплекс основных работ, проводимых для управления процессом движения нефти и газа, определяет систему разработки месторождения. Понятие о системе разработки каждого эксплуатационного объекта, прежде всего включает в себя понятие о схеме размещения эксплуатационных скважин на площади. Схема эта в основном определяется источником пластовой энергии, а также предполагаемой подвижностью или неподвижностью контуров нефтеносности.

Одновременно целесообразно эксплуатировать два-три ряда скважин, которые перехватывают напор со стороны области питания и позволяют регулировать перемещения водо-нефтяного или газонефтяного контакта. При больших размерах залежи нефти, если можно разместить больше трех рядов скважин, каждый последующий ряд целесообразно вводить после значительного обводнения или загазовывания скважин внешнего ряда. Обводненные или загазованные скважины внешнего ряда во избежание экранирования энергии в область нефтеносности переводят на режим ограниченного отбора или вообще останавливают.

Следует отметить, что разработку необходимо вести так, чтобы центральная часть залежи длительное время не консервировалась в ожидании отключения внешних рядов скважин. Следствием этого является разработка с внутриконтурным нагнетанием рабочего агента.

Для разработки одного и того же месторождения можно предложить несколько вариантов, отличающихся различным числом скважин, очередностью введения их в эксплуатацию и режимами работы. При выборе системы разработки выясняют, нужно ли предусмотреть применение различных способов поддержания давления или же можно ограничиться использованием только природной энергии. Для каждого варианта характерны свои темпы добычи нефти, сроки разработки и возможны коэффициенты нефтеотдачи. Следовательно, и экономическая характеристика каждого варианта будет различной. Очевидно, из всех возможных вариантов разработки данного месторождения необходимо остановиться на наиболее рациональном, т. е. необходимо установить критерий рациональности системы разработки, который должен обеспечивать следующее.

Из законов гидравлики следует, что при увеличении расстояния между скважинами степень взаимодействия их уменьшается и при сохранении одинаковых забойных давлений дебит каждой скважины увеличивается. При этом затраты на бурение и обустройство каждой данной скважины окупаются в кратчайший срок. Однако с увеличением расстояния между скважинами общее число их на месторождении и суммарный дебит уменьшаются, а срок разработки увеличивается. Кроме того, в случае неоднородности пласта при увеличении расстояния между скважинами можно оставить целики нефти в линзах и малопроницаемых пропластах.

Максимальной нефтеотдачи можно добиться при полном охвате пласта процессом вытеснения, т. е. при прохождении водо-нефтяного или газо-нефтяного контактов через все прослои залежи. Чтобы вызвать движение нефти в малопроницаемых пропластках, градиенты давления и скорости движения жидкости должны быть достаточно высокими. Следовательно, наиболее высокие коэффициенты нефтеотдачи характерны для напорных режимов. Если естественная пластовая энергия невелика, то необходимо создать искусственный водонапорный или газонапорный режим путем закачки воды или газа в пласт.

Кроме того, в неоднородных пластах нефтеотдача зависит от плотности размещения скважин. Необходимо предусмотреть, что с увеличением плотности размещения скважин растут и извлекаемые запасы нефти. Однако при сгущении сетки скважин и поддержании пластового давления увеличиваются капитальные затраты на бурение скважин и обустройство промысла.

Для каждого варианта системы разработки необходимо рассчитать капитальные и эксплуатационные затраты и определить себестоимость нефти. Экономически наиболее рациональным будет вариант, обеспечивающий минимальную себестоимость.

Вообще проблема разработки нефтяных месторождений должна решаться исходя из потребности в нефти данного качества. Перспективное развитие добычи нефти в стране производится с учетом возможности транспортировки, переработки и потребления ее в разных районах. Поэтому вопрос о критерии рациональности системы разработки нефтяного месторождения должен решаться комплексно.

Рациональная система разработки должна соответствовать плану добычи при минимальных затратах и возможно больших коэффициентах нефтеотдачи.

Разработку месторождения осуществляет нефтяной промысел – технологический комплекс, предназначенный для добычи и сбора нефти на месторождении, а также обработки продукции скважин (нефти,

нефтяного газа, пластовой воды) с целью подготовки ее к дальнейшему транспортированию потребителям (нефте – и газоперерабатывающим заводам и др.). Сооружения и коммуникации нефтяного промысла подразделяются на основные: эксплуатационные, нагнетательные и контрольные скважины, трубопроводы, насосные и газокомпрессорные станции, установки подготовки нефти и воды, резервуарные парки и вспомогательные: объекты энерго – и водоснабжения, канализации и связи, механические мастерские, транспортная сеть (рис. 1.3). Количество нефтяных скважин зависит в основном от размеров месторождения, схемы его разработки и изменяется от нескольких десятков до нескольких сотен и тысяч. На площади месторождения эксплуатационные скважины располагаются кустами из 3–14 (иногда 50–80) скважин, заводнения. Фонд скважин на месторождении непостоянен, его увеличивают по мере разработки залежи.

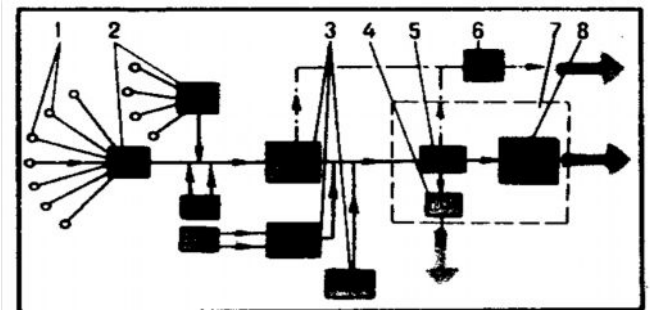


Рис. 1.3. Схема сбора и подготовки продукции скважин на нефтяном промысле:
1 – нефтяная скважина; 2 – групповые замерные установки; 3 – дожимная насосная станция; 4 – установка очистки пластовой воды; 5 – установка подготовки нефти; 6 – газокомпрессорная станция; 7 – центральный пункт сбора нефти, газа и воды; 8 – резервуарный парк

Начальные дебиты эксплуатационных скважин изменяются примерно от 1 до 200 т в сутки. Эффективность нефтяного промысла определяется главным образом выбранной при обустройстве месторождения технологической схемой внутрипромыслового сбора продукции скважин. Применяется несколько схем, характеризующихся полной герметизацией процесса сбора нефти от каждой скважины до промыслового пункта сбора продукции всех скважин, так называемый центр пункта сбора нефти и газа (ЦПС), что сводит к минимуму потери продукции и исключает загрязнение окружающей среды.

Продукция скважин по трубопроводу поступает на групповую замерную установку (ГЗУ), где по каждой скважине периодически за-

меряют количество поступающей из нее нефти, определяют содержание в последней воды и нефтяного газа (по замерам подсчитывают суточный дебит каждой скважины по нефти и по газу). Затем нефть направляется в зависимости от размеров месторождения на дожимную насосную станцию (ДНС) или ЦПС. ДНС применяются при значительной удаленности ГЗУ от центрального пункта сбора и предназначаются для создания дополнительного напора в системе внутрипромыслового транспорта (до ЦПС). Кроме того, здесь осуществляется первая ступень сепарации нефти (производится в основном при давлениях 0,2–1,0 МПа, давление сепарации выбирается из расчета бескомпрессорного транспорта газа, выделившегося на ДНС, до компрессорной станции, газоперерабатывающего завода и других потребителей), где выделяется до 90 % растворенного нефтяного газа. После ДНС частично разгазированная нефть и газ поступают на ЦПС (газ – по газопроводу за счет давления, создаваемого в нефтегазовом сепараторе, нефть перекачивается насосами по напорному нефтепроводу). В случае близкого расположения ГЗУ и ЦПС первая ступень сепарации нефти осуществляется на последнем. На ЦПС располагаются также установки подготовки нефти, на которых производится ее обезвоживание и обессоливание. На ЦПС осуществляется также окончательное разгазирование нефти на концевых сепарационных установках, а в некоторых нефтедобывающих районах проводится глубокая дегазация (стабилизация) нефти в ректификационных колоннах. На нефтяном промысле осуществляется также контроль за разработкой нефтяного месторождения, проводятся мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов и др.

Современный нефтяной промысел характеризуется высоким уровнем автоматизации и телемеханизации, позволяющим осуществлять контроль и управление режимами эксплуатации нефтяных скважин, системами сбора и подготовки нефти, газокомпрессорными, нефтяными и водонасосными станциями.

1.5. Назначение и методы поддержания пластового давления

При разработке месторождения естественная пластовая энергия в большинстве случаев не обеспечивает высоких темпов и достаточной полноты отбора нефти из залежи. Даже при наиболее эффективном водонапорном режиме дренирования в процессе разработки залежи пластовые давления начинают снижаться, что указывает на истощение пластовой энергии.

Наиболее эффективное мероприятие по увеличению темпа отбора нефти из залежи и получению повышенных коэффициентов нефтеотдачи, характерных для напорных режимов, – искусственное поддержание пластовой энергии. Это осуществляется путем закачки в залежь воды и газа (воздуха).

Поддержание пластового давления при закачке воды в пласт осуществляется путем законтурного и внутриконтурного заводнения или же различных модификаций этих процессов.

При законтурном заводнении воду закачивают в пласт через специальные нагнетательные скважины, размещаемые за внешним контуром нефтеносности по периметру залежи (рис. 1.4). Эксплуатационные скважины располагаются внутри контура нефтеносности рядами, параллельными контуру залежи.

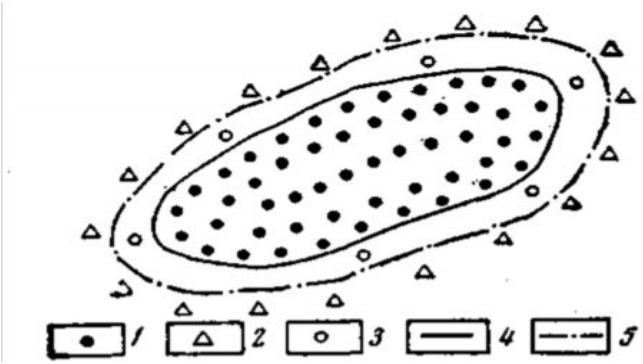


Рис. 1.4. Схема законтурного заводнения:
1 – нефтяные скважины; 2 – нагнетательные скважины; 3 – контрольные скважины; 4 – внутренний контур нефтеносности; 5 – внешний контур нефтеносности

При законтурном заводнении создается искусственный контур питания залежи энергией, приближенный к зоне ее разработки, что создает благоприятные условия для повышения отбора нефти и, следовательно, для интенсификации разработки залежи.

При плохой проницаемости пород нагнетательные скважины располагают в водонефтяной зоне пласта внутри контура в более проницаемых частях залежи. Такой вариант носит название приконтурного заводнения.

При внутриконтурном заводнении закачка воды в пласт по линии размещения нагнетательных скважин образует зону повышенного давления, которая препятствует перетокам нефти из одной площади в другую. По мере закачки отдельные очаги воды, сформировавшиеся

вокруг каждой скважины, увеличиваются в размерах и, наконец, сливаются, образуя единый фронт, продвижение которого можно регулировать так же, как и при законтурном заводнении.

В ряде случаев для интенсификации процесса разработки применяют комбинацию законтурного и внутриконтурного заводнения (рис. 1.5) с внутриконтурным центральным заводнением. При центральном заводнении нагнетательные скважины располагают как в законтурной зоне залежи, так и внутри нее.

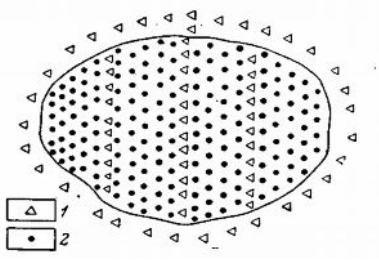


Рис. 1.5. Схема внутриконтурного заводнения:
1 – нагнетательные скважины; 2 – эксплуатационные скважины

Среди систем центрального заводнения различают осевое и кольцевое заводнение (рис. 1.6).

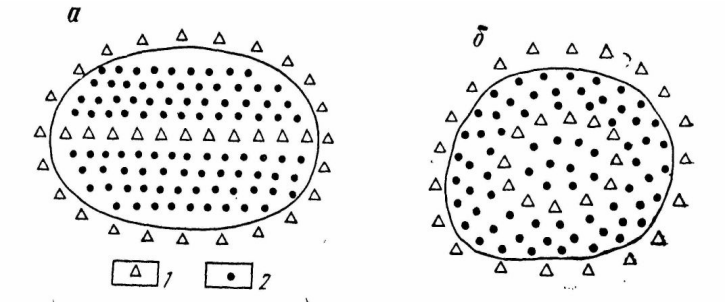


Рис. 1.6. Схемы центрального заводнения:
а – осевое заводнение; б – кольцевое заводнение;
1 – нагнетательные скважины; 2 – эксплуатационные скважины

Осевое заводнение (рис. 1.6, а) характеризуется расположением нагнетательных скважин по оси структуры. Кольцевое заводнение (рис. 1.6, б) характеризуется расположением нагнетательных скважин

по кольцу, причем залежь нефти расчленяется на две неравные площади: меньшую – центральную и большую – кольцевую.

1.6. Методы повышения нефтеотдачи пластов

При разработке каждого месторождения стремятся добиться как можно большей нефтеотдачи. Проблема повышения нефтеотдачи решается не только при разработке новых месторождений, но и при эксплуатации старых, даже значительно истощенных. Под истощением здесь понимается израсходование в основном первоначальных запасов пластовой энергии, обычно сопровождающееся значительным снижением пластового давления. Мероприятия по извлечению остаточных запасов нефти принято называть вторичными методами добычи нефти.

Наиболее распространенным из вторичных методов добычи нефти является площадное заводнение, заключающееся в рассредоточенном нагнетании воды в залежь по всей площади ее нефтеносности. При неравномерном обводнении площади образуются потерянные «целики» нефти, которые трудно выявить и, следовательно, ввести в эксплуатацию.

Для получения большего эффекта площадное заводнение следует проводить в условиях равномерного и повсеместного воздействия на залежь нагнетательной воды так, чтобы локализовать ее распространение и обработать максимальный объем породы за возможно короткий срок.

Нагнетательные скважины в пределах сетки размещают равномерно по площади с таким расчетом, чтобы на каждую из них приходилась ограниченная часть ее, в пределах которой можно контролировать распространение нагнетаемой воды.

В зависимости от принятой геометрической сетки размещения скважин осуществляется та или иная схема площадного заводнения, Так, при квадратной сетке размещения скважин осуществляется так называемая пятиточечная схема (рис. 1.7), при которой в середине квадрата, в углах которого расположены нагнетательные скважины, располагается эксплуатационная скважина. Нетрудно заметить, что каждая нагнетательная скважина при этом обслуживает также четыре эксплуатационные скважины, так как общее соотношение нагнетательных и эксплуатационных скважин равно 1:1. При треугольной сетке размещения скважин осуществляется семиточечная схема (рис. 1.8), при которой в середине шестиугольника, составленного нагнетательными скважинами, располагается эксплуатационная скважина.

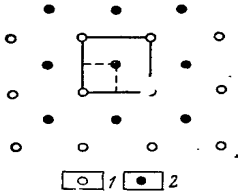


Рис. 1.7. Пятиточечная схема размещения скважин

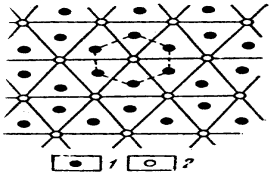


Рис. 1.8. Семиточечная схема размещения скважин

Каждая нагнетательная скважина обслуживает таким образом три эксплуатационные, и общее соотношение нагнетательных и эксплуатационных скважин равно 2:1.

Вопросы для самопроверки

1. Что понимают под пористостью горных пород?
2. Для чего изучают проницаемость горных пород?
3. В чем заключается сущность технологии разработки нефтяных и газовых месторождений?
4. В каком состоянии находятся жидкости в пластовых условиях?
5. Расскажите методы поддержания пластового давления.
6. Что относится к физическим свойствам горных пород-коллекторов нефти и газа?
7. При каких условиях применяют методы повышения нефтеотдачи пластов?
8. Как определяется пластовое давление и температура?
9. Для чего изучают удельную поверхность породы?
10. Как можно определить гранулометрический состав горных пород и для чего?
11. Расскажите сущность добычи, сбора и подготовки нефти.
12. В чем заключается сущность системы разработки месторо – ждений нефти?
13. Как проектируется разработка нефтяного месторождения?
14. Как определяются запасы нефти месторождения?
15. Какими элементами и параметрами характеризуются нефтяные месторождения?

Глава 2. МАРКШЕЙДЕРСКИЕ РАБОТЫ ПРИ РАЗВЕДКЕ И ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

2.1. Сведения о геолого-разведочных работах на нефть и газ

Геолого-разведочные работы на нефть и газ состоят из двух этапов: поискового и разведочного.

Поисковый этап подразделяется на три стадии:

А – региональные геолого-геофизические работы, включающие мелкомасштабные геологические и структурно-геоморфологические съемки в комплексе с геохимическими, гидрогеологическими и другими исследованиями, аэромагнитную и гравиметрическую съемки, электроразведку и сейсморазведку, а также бурение опорных, параметрических и структурных скважин;

Б – подготовка площадей (структур) к глубокому поисковому бурению, включающая структурную геологическую съемку среднего и крупного масштабов, детальную сейсморазведку, в необходимых случаях также гравиразведку, электроразведку, параметрическое бурение, оценку прогнозных ресурсов и запасов категории C_2;

В – поиски месторождений (залежей), включающие бурение, комплексные геолого-геофизические исследования и опробование поисковых скважин.

По полученным на поисковом этапе результатам подсчитываются запасы категорий C_1 и C_2 и проводится предварительная геолого-экономическая оценка залежей и месторождений для обоснования и проведения или прекращения дальнейших разведочных работ.

Задачей разведочного этапа является подготовка месторождения к разработке. Комплексом геофизических и других исследований, проводимых в разведочных скважинах, изучается структура месторождения, выделяются продуктивные пласты, определяются возможные дебиты нефти и газа, конденсата, воды, пластовое давление и другие показатели, требующиеся для проектирования эксплуа-тационных работ и обоснования капитальных вложений в промыш-ленное и промысловое строительство. Необходимое соотношение различных категорий разведанных запасов нефти, газа и другие требования к степени подготовленности месторождения для промышленного освоения установлены классификацией месторож-дений нефти и природных газов.

Основные параметры, характеризующие нефтяные месторождения: геологическое строение площади месторождения; расположение локальной структуры относительно структур более высокого порядка;

наличие различных структурных планов; характеристика продуктивных горизонтов и флюидоупоров; типы и количество ловушек и залежей; фазовое состояние углеводородов в залежах; запасы, их плотность по площади и др. Нефтяное месторождение может объединять нескольких структурных этажей, что очень усложняет его разведку и разработку и требует изучения соотношений в плане контуров залежей между собой и с контурами структур.

По числу залежей нефтяные месторождения могут быть однозалежными или многозалежными, по фазовому содержанию углеводородов – нефтяные, газонефтяные, газоконденсатно-нефтяные.

По запасам выделяют супергигантские (более 500 млн. т извлекаемой нефти), гигантские (от 100 до 500 млн. т), крупные (от 30 до 100 млн. т), средние (от 10 до 30 млн. т), мелкие (меньше 10 млн. т.) и непромышленные нефтяные месторождения.

Газовые месторождения разделяются на многопластовые и однопластовые. В разрезе многопластового газового месторождения на одной площади имеется несколько газовых залежей, расположенных одна под другой на разной глубине. В отдельных интервалах разреза одного и того же газового месторождения могут быть залежи различных типов, а газоносные пласты представлены коллекторами разнообразного генезиса – кавернозными, межгранулярными или трещинными. Подавляющая часть газовых месторождений пространственно обобщена, группируется в зонах газонакопления и распространена в газоносных или газонефтяных областях платформенного (сводовых понятий, внутриплатформенных впадин и др.), геосинклинального (межгорных впадин, срединных массивов) и переходного (предгорных прогибов и впадин) типов.

Многопластовые газовые месторождения эксплуатируются как раздельно – скважинами, пробуренными на каждый горизонт, так и скважинами, одновременно вскрывающими все залежи. При раздельной эксплуатации для экономии числа скважин часто осуществляют эксплуатацию при помощи разобщителей (пакеров) – так называемую совместно-раздельную эксплуатацию. В этом случае газ из нижнего горизонта поступает в фонтанные трубы, а из верхнего горизонта – в затрубное пространство. Газовые месторождения разрабатываются без поддержания давления, на естественном режиме. Чисто газовые месторождения имеют в составе газа 94–99 % метана и незначительное количество этана, пропана; более тяжелые угле-водороды в большинстве случаев присутствуют в виде следов. В газе газовых месторождений наблюдаются примеси CO_2, N_2, S, H_e.

Все стадии геолого-разведочных исследований обеспечиваются топографо-геодезическими работами, которые выполняются с целью создания:

- геодезической основы геолого-разведочных работ, на базе которой производятся разбивочные, привязочные и геологосъемочные работы, обоснование топографических съемок, решение различных технических задач, возникающих при производстве геофизических и буровых работ;
- топографической основы геолого-разведочных работ, под которой понимают топографическую карту или план земной поверхности с нанесенными точками наблюдений для построения геологических границ и отсутствием некоторых элементов ситуаций и рельефа.

Топографо-геодезический материал, собранный на стадии разведки, в дальнейшем используется при проектировании обустройства и эксплуатации месторождения.

2.2. Маркшейдерское обеспечение геолого-разведочных работ

Топографо-геодезическое обеспечение геологических работ включает перенесение в натуру проектного положения объектов геологических наблюдений (скважин, горных выработок и т. п.); определение плановых координат и высот (привязку) устьев скважин, горных выработок и других объектов геологических наблюдений; топографическую съемку и составление топографических основ геологических и других специальных карт.

При выполнении геолого-разведочных работ в качестве геодезической основы могут служить:

- государственные геодезические сети;
- геодезические сети сгущения;
- съемочное обоснование, выполняемое в виде плановых, высотных и планово-высотных съемочных сетей и отдельных пунктов, а также в виде опорных геодезических сеток;
- четкие контурные точки месторождения, координаты которых могут быть определены по топографическим картам (планам) или фотопланам с требуемой точностью;
- объекты геолого-разведочных наблюдений, координаты которых определены с требуемой точностью.

Геодезическое обеспечение перенесения в натуру проектного положения объектов геологических наблюдений включает в себя:

- подготовку исходных данных, составление схем и плана работ;

- измерения для определения положения объектов наблюдений на местности;
- закрепление положения вынесенных в натуру объектов геологических наблюдений.

При геологических работах, глубинном геологическом картировании и общих поисках в составлении отчетных карт масштабов 1:25 000 и мельче перенесение в натуру и привязка объектов геологических наблюдений осуществляются по топогра-фическим картам и материалам аэрофотосъемки. Полевые инстру-ментальные измерения на этих стадиях геологических работ возможны в виде исключения в тех случаях, когда топографические карты отсутствуют или они не обеспечивают установленной точности работ.

Пункты государственной геодезической сети, геодезических сетей сгущения и съемочных сетей, закрепленных на местности постоянными центрами, используются для разбивочных, привязочных и геологосъемочных работ, для планового и высотного обоснования топографических съемок, а также для решения инженерно-геодезических задач обслуживания геолого-разведочных работ.

Точки геодезического съемочного обоснования, закрепленные временными центрами, пункты опорной геодезической сети, а также четкие контурные точки местности, координаты которых определены с топографической карты, могут использоваться только для разбивочных, привязочных и геологосъемочных работ.

Координаты объектов геолого-разведочных наблюдений используются для нанесения положения этих точек на карты и разрезы с точностью, обеспечивающей надежность изображения результатов наблюдений и достоверность подсчета запасов полезного ископаемого, для определения границ месторождений полезного ископаемого, выявления геофизических аномалий и т. п.; для составления специальных карт, разрезов, разведочных профилей и другой графической документации.

2.3. Определение планово-высотного положения объектов геологических наблюдений

Определение планово-высотного положения объектов по топографическим картам и материалам аэрокосмических съемок сводится к привязке этих объектов на местности к точкам опоры, которыми могут быть предметы местности, ориентиры, контурные и другие точки местности, изображенные и надежно опознаваемые на карте.

При этом следует иметь в виду, что на современных топографических картах среднее значение погрешности в положении на карте предметов и контуров местности с четкими очертаниями относительно ближайших точек съемочной сети не превышает 0,5 мм в масштабе плана, а в горных районах – 0,7 мм. Средние значения погрешностей в определении высот зависят от уклонов и высоты сечения рельефа. В равнинных и всхолмленных районах средние погрешности в высотах относительно ближайших точек геодезической сети находятся в пределах 1/4 – 1/3 от принятой на карте высоты сечения; в лесных районах – больше в 1,5 раза; в горных районах при углах наклона более 6^{o} число горизонталей соответствует разности высот, определенных на перегибах скатов.

В зависимости от конкретных условий и необходимости обеспечения требуемой точности привязку можно осуществлять в следующих случаях:

1) При совпадении местоположения объекта геологических наблюдений с четко выраженным контуром местности – опознаванием;

2) При совмещении объекта геологических наблюдений с точкой стояния способами для определения местоположения точек стояния;

3) Если объект расположен в стороне от характерных предметов местности, его положение определяется:

а) способом промеров (рис. 2.1, а) – измерением расстояний от трех опознанных на карте точек местности до объекта наблюдений;

б) способом створов (рис. 2.1, б) – нахождением объекта в створе (или на продолжении створа) двух опознанных точек местности – измерений расстояний от опознанных точек до объекта геологических наблюдений;

в) способом перпендикуляров (рис. 2.1, в) – от опознанных линейных контуров (дорог, канав, линий связи, створов) выставляются до наблюдаемого объекта перпендикуляры с помощью эккеров или глазомерно и измеряются их длины;

г) полярным способом (рис. 2.1, г) – измерением направлений компасом или буссолью и расстояний не менее чем от двух опознанных точек местности. За окончательное принимается положение объекта, полученное как среднее из двух измерений;

д) способом прямой засечки (рис. 2.1, д) – измерением углов (направлений) не менее чем с трех опознанных точек;

е) способом обратной засечки.

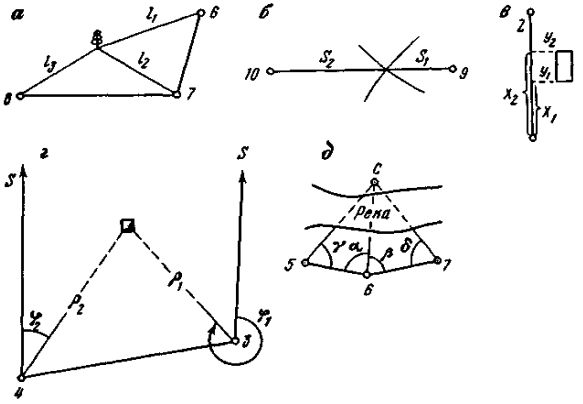


Рис. 2.1. Способы определения положения объектов:
а – промеров; б – створов; в – перпендикуляров; г – полярный; д – прямая угловая засечка

Измерение расстояний в приведенных выше способах может производиться глазомерно – при расстояниях не более 50 м, шагами при расстояниях не больше 200 м. Ограничения расстояний обусловлены величинами относительных погрешностей, которые составляют соответственно при глазомерных определениях 5 % или 1/20 и около 1/100 – при измерении расстояний шагами. Расстояния больше 200 м измеряются рулеткой.

При использовании для определения местоположения объектов геологических наблюдений материалов аэрокосмических съемок работы по их измерительному дешифрированию проводятся с учетом особенностей построения изображений в центральной проекции. Об этом следует помнить и при перенесении контуров с аэроснимков на топографическую карту.

Необходимые контуры и точки, отдешифрированные и опознанные на аэроснимках, переносятся на карту одним из следующих способов:

1. Оптико-механическим редуцированием или переносом с помощью приборов: универсального топографического проектора (УТП), аэропроектора, трансформатора (в последних двух случаях с аэроснимка изготавливаются диапозитивы по размеру кассеты) или с помощью стереоскопа ЗЛС. Для реализации метода на топокарте и снимке необходимо иметь не менее 4 опознанных точек.
2. Пантографированием.
3. Графическим, следующими приемами:

а) прямой засечкой из главных точек аэроснимков с применением лучевых восковок;

б) построением веера соответствующих лучей;

в) линейными засечками;

г) способом Болотова;

д) графическим трансформированием.

Для перенесения точек с аэроснимка на карту прямой засечкой из главных точек аэроснимка вначале необходимо с помощью лучевых восковых определить на карте положение главных точек снимков. После этого на восковых проводятся начальные направления и направления на переносимые точки. Накладывают восковки на карту и ориентируют их по начальным направлениям; пересечения соответствующих лучей на определяемые точки определяют графически их плановое положение на карте. Углы засечек υ при определяемой точке должны быть $30^{o} \le \upsilon \le 150^{o}$.

Перенесение точек, расположенных вблизи начальных направлений, можно осуществить с помощью веера соответствующих лучей. Для этого на восковке из надежно опознанных точек строят веер лучей на точки, подлежащие переносу. Ориентируют восковки на карте по прочерченным направлениям и перекалывают точки пересечения лучей, которые и определяют положение исходных точек.

Графическое трансформирование применимо в равнинной местности. Оно реализуется путем построения на аэроснимке и карте перспективных сеток. Для этого четыре опознанные точки на карте и на аэроснимке соединяют линиями таким образом, чтобы эти точки являлись вершинами четырехугольников. Четырехугольники делят на карте и аэроснимке на более мелкие до тех пор, пока можно будет по достаточно мелким клеткам переносить контуры и точки «на глаз» или используя пропорциональный циркуль, или клиновой масштаб. При углах наклона снимков до 3^{o} разбивку четырехугольника на более мелкие клетки можно выполнить последовательным делением его противоположных сторон пополам. Способ обеспечивает положение контура на карте с погрешностью $\pm$1,0–1,5 мм.

Определение планово-высотного положения объектов геологических наблюдений с помощью геодезических измерений производится геодезическими приборами по определенной методике. Для этого на местности измеряют: углы (азимуты направлений, горизонтальные и вертикальные углы); линии (расстояние между точками); высоты (превышения) точек местности.

Измерения выполняются как с целью определения координат непосредственно самих объектов геологических наблюдений, так и (чаще все-

го) для создания опорных точек на местности, к которым затем так же, как к опознанным (опорным) точкам, определенным по карте, привязываются наблюдаемые объекты. На карту эти точки наносятся по координатам. Приемы привязки к ним наблюдаемых точек аналогичны вышеприведенным.

2.4. СПУТНИКОВЫЕ СИСТЕМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ

Спутниковые системы используются для определения положения как подвижных объектов, так и отдельных точек земной поверхности.

В большинстве случаев определения для целей навигации и для геодезических целей отличаются лишь точностью, поэтому созданные и разработанные спутниковые системы предназначены обычно как для навигационных, так и для геодезических определений.

Спутниковаянавигационно-геодезическая система работает следующим образом (рис. 2.2).

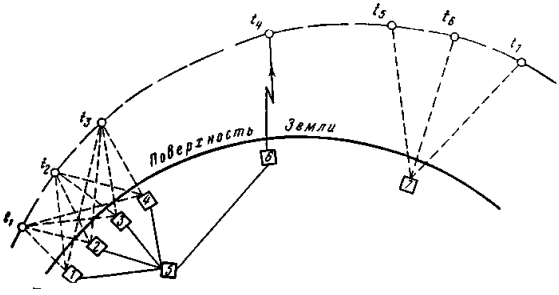


Рис. 2.2. Схема спутниковой навигационно-геодезической системы

Станции слежения 1, 2, 3 и 4 определяют положение спутника линейной или угловой засечкой в точках орбиты с фиксацией времени измерений. По результатам измерений и известным координатам станций слежения в пункте обработки 5 вычисляются параметры орбиты и прогнозируется положение спутника на орбите в любой момент времени. Эти данные через станцию ввода 6 передаются на спутник и записываются в памяти бортовой ЭВМ. Потребитель 7 измеряет расстояния или направления на спутник и одновременно получает информацию со спутника о его координатах в момент измерений. После обработки полученной информации вычисляются координаты потребителя.

Навигационная спутниковая система (США) была введена в строй в 1964 г., а в 1967 г. правительство США опубликовало сведения об этой системе. После этого начался промышленный выпуск и использование навигационной системы в различных странах мира. Система обеспечивает навигацию гражданских судов, океанографические исследования, определение координат буровых вышек в открытом море при бурении на нефть и газ, а также используется для геофизических измерений на суше.

Система орбит спутника образует «клетку», внутри которой вращается Земля. Каждый раз, когда спутник проходит над горизонтом, можно определить местоположения наблюдателя. Средний интервал между определяющими меняется в зависимости от широты места от 35 до 100 мин.

Спутник системы «Транзит» имеет панели солнечных батарей для обеспечения энергетики электронных устройств спутника, антенну, направленную в сторону Земли по отвесной линии.

На спутнике имеется опорный генератор колебаний с частотой 5 МГц – 80/1 000 000. После преобразования этих колебаний умножением генерируются несущие когерентные частоты, равные 399, 968 МГц и 149, 988 МГц. Передаваемые частоты очень стабильны; изменение частот за время прохождения спутника – не более чем 10^{-11}, так что с пренебрегаемой погрешностью их можно считать постоянными.

Колебания опорного генератора после деления частоты используются для приведения в действие запоминающего устройства спутника. Навигационное сообщение, хранимое в запоминающем устройстве, считывается и кодируется с помощью фазовой модуляции сигналов на частоте 150 и 400 МГц с постоянной и тщательно контролируемой скоростью. Сигнал, передаваемый со спутника, обеспечивает не только получение постоянной опорной частоты и навигационное сообщение, но содержит также сигналы синхронизации времени. Момент начала и конца навигационного сообщения контролируется в каждую четную минуту. Периодически с Земли через спутниковый приемник поступает обновленное навигационное сообщение и поправки времени. Поправки времени хранятся в запоминающем устройстве и используются синхронно каждые 9,6 мкс. Помимо спутников, находящихся на орбитах, имеются и запасные, которые можно запустить в случае необходимости.

Наземная сеть системы «Транзит» состоит из четырех станций слежения, вычислительного центра и двух станций ввода. Когда спутник проходит в зоне видимости станций слежения, он принимает сигналы на частотах 150 и 400 МГц, определяет допплеровский сдвиг час-

тоты, возникающий вследствие движения спутника, и регистрирует допплеровскую частоту как функцию времени. Данные допплеровских измерений передаются в вычислительный центр и обрабатываются для определения орбиты спутника и для предвычисления каждой орбиты на много часов времени. Данные по предвычисленным орбитам спутника в форме навигационного сообщения через одну из станций ввода данных передаются на соответствующий спутник. На каждом спутнике новое навигационное сообщение принимается один раз примерно через каждые 12 ч.

Каждый спутник системы «Транзит» является автономным навигационным маятником. Он передает две высоко стабильные частоты, метки времени и навигационное сообщение, которое описывает положение спутника, как функцию времени. Получая навигационные сообщения, пользователь системы «Транзит» определяет положение спутника на моменты допплеровских определений. По мере прохождения спутника расстояние между спутником и наблюдателем меняется. Изменяется и скорость перемещения спутника относительно наблюдателя.

В момент, когда спутник приближается к наблюдателю, частоты принимаемых сигналов увеличиваются по сравнению с посылаемыми сигналами. По мере прохождения спутника над горизонтом разность частот сигналов, принимаемых потребителем, и сигналов, посылаемых спутником, уменьшается, достигает нуля, когда спутник находится на кратчайшем расстоянии от потребителя, и становится отрицательной, нарастая по абсолютному значению, когда спутник удаляется от потребителя.

Способ допплеровских измерений иллюстрируется на рис. 2.3. Частота колебаний f_R, получаемая потребителем, отличается от передаваемой частоты $f_т$ на допплеровский сдвиг (до ± 8 кГц).

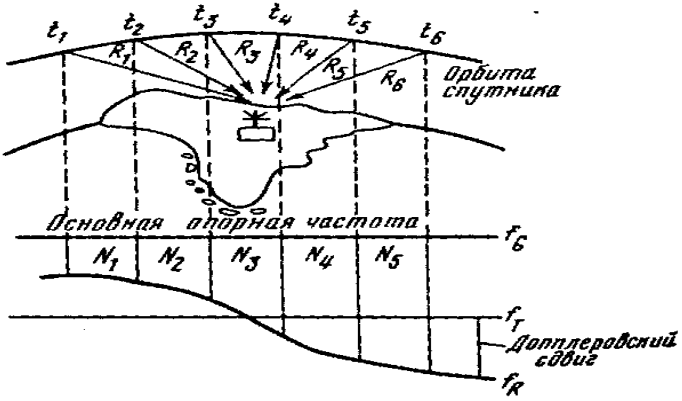


Рис. 2.3. Схема способа допплеровских измерений

Навигационный приемник имеет стабильный опорный генератор, генерирующий опорную частоту f_G=*400* МГц. Стабильность генератора обеспечивает постоянную частоту во время всего прохождения спутника. Как было сказано ранее, f_T = 399, 968 МГц, т. е. между f_G и f_T есть постоянная разница, которая необходима, чтобы не было пересечения этих частот. Эта постоянная разница частот учитывается и исключается из результатов допплеровских измерений.

Навигационный приемник формирует разность частот $f_G - f_R$ и каждое допплеровское измерение есть отсчет числа циклов разности частот, поступающих между временными метками, принимаемыми со спутника. Допплеровский отсчет частот является непосредственной мерой изменения расстояния между приемником и спутником.

Если допплеровский отсчет выразить в виде уравнения, то это будет интервал от разности частот $f_G - f_R$ в пределах времени наблюдения этого отсчета

$$t_2 + \frac{R_2}{C}; \tag{2.1}$$

$$N_1 = \int (f_G - f_R)dt; \tag{2.2}$$

$$t_1 + \frac{R_1}{C}. \tag{2.3}$$

Здесь $t_1 + \frac{R_1}{C}$ – момент времени прихода спутниковой метки времени, переданной в момент времени t_1. Сигнал приходит в приемник с запаздыванием после прохождения расстояния R_1 со скоростью света С. В результате преобразования формулы (2.2) можно получить выражение

$$N_1 = (f_G - f_R)(t_2 - t_1) + \frac{f_G}{C}(R_2 - R_1) . \qquad (2.4)$$

В полученном уравнении первая часть есть постоянная разность частот, умноженная на интервал времени, определяемый спутниковыми часами. Вторая часть содержит разность (R_2–R_1) радиальных расстояний между искусственным спутником Земли (ИСЗ) и потребителем в момент времени t_2 и t_1 (2.1, 2.3) можно найти R_2–R_1, так как остальные члены ее либо известны, либо измерены.

Для определения местоположения неподвижного наблюдателя необходимо, чтобы спутник находился над горизонтом от 10 до 18 мин. За это время допплеровское оборудование делает от 20 до 40 отсчетов. Допплеровские отсчеты и спутниковое навигационное сообщение обрабатываются на небольшой ЭВМ, входящей в комплект оборудования потребителя. В результате обработки координаты потребителя после 25 прохождений спутников можно определить с погрешностью порядка ±10м.

Если наблюдатель во время прохождения спутника передвигается, то для вычислений местоположения необходимо знать параметры движения, а именно скорость и курс.

Современные навигационные спутниковые системы используются для определения положения геофизических судов, выполняющих геофизическую съемку в открытом море. Эти суда буксируют индикатор на тросе, длиной в несколько километров.

Длительное время проблемой было определение действительной скорости судна, так как показания лага иногда ошибочны вследствие действия течения. В настоящее время на геофизических судах устанавливается допплеровская система звуковой локации (сонар). Эта система вырабатывает четыре узких пучка звуковых сигналов звуковой частоты в направлении дна моря. После отражения сигналов от дна моря они принимаются, усиливаются и сравниваются по частоте. Возникающий допплеровский сдвиг частоты сигналов позволяет определить скорость корабля. Показания гирокомпаса дают возможность определять направление перемещения корабля. Таким образом обес-

печивается непрерывное счисление пути. Объединенная система определения местоположения, включающая спутниковые наблюдения, использование сонара и гирокомпаса, позволяет определять точное положение судна, даже если оно совершает маневр во время нахождения спутника.

На больших глубинах применение сонара вызывает трудности и приходится пользоваться обычным лагом. Поэтому для повышения точности навигации в дополнение к спутниковой системе могут быть использованы высокоточная радиогеодезическая система типа «Хай-Фикс» и «Рейдист» или «Лорак» (США). Совместное использование таких систем позволяет устранить потери счета интервалов между гиперболами, что обеспечивается спутниковыми системами, а внутри интервала точное положение определяется однозначно.

Комплексная система навигации геофизических судов включает в себя спутниковый приемник, сонар, инклинометр (для введения поправки за качку корабля), радиогеодезическую систему. С помощью ЭВМ корабль удерживается на заданном курсе во время измерений и, если необходимо, переводится на следующий курс. Кроме управления судном, система может управлять работой датчиков глубины, магнитометров, гравиметров, приводить в действие сейсмические взрывные устройства, записывать данные датчиков этих приборов.

Недостатком системы «Транзит» является сравнительно большой промежуток времени (1,5 часа) между определениями местоположения. Более совершенной является спутниковая глобальная система определения местоположения GPC (Global positioning System), которая называется также NAVSTAR.

Система NAVSTAR рассчитана на высокоточное определение пространственных координат и вектора скорости движения определяющегося объекта в любой момент времени и в любой точке земного шара, а также в околоземном космическом пространстве. Система NAVSTAR включает в себя 24 спутника на высоких круговых орбитах. Высота орбиты над земной поверхностью 20165 км; период обращения 12. Спутники располагаются на 4 орбитах (по 6 спутников на каждой) с наклонением 63^{o}, восходящие узлы которых смещены друг относительно друга на 120^{o}. Получается, что в поле зрения наблюдаются в любой точке земной поверхности и видны не менее четырех ИСЗ. На каждом ИСЗ в памяти бортовой ЭВМ хранятся данные о его орбите, периодически обновляемые с помощью служб обеспечения. Спутники работают в беззапросном режиме, излучая сигналы, с высокой точностью привязанные ко времени. На борту ИСЗ имеются квантовые опорные генераторы с относительной нестабильностью около 10^{-13},

периодически сверяемые с наземными эталонами. Излучение передатчиков ИСЗ содержит сообщение об эфемеридах данного спутника. Используются две несущие частоты 1575 и 1227 МГц. Одновременное получение информации на двух несущих частотах позволяет существенно ослабить ошибки, вносимые незнанием состояния ионосферы.

Потребитель выбирает четыре ИСЗ, наиболее удачно расположенные в зоне видимости, и измеряет до них псевдодальности. Псевдодальности – это произведения времени распространения сигналов от данного ИСЗ до потребителя на скорость света. Псевдодальности R_i и координаты потребителя связаны между собой системой уравнений вида

$$R_i = \sqrt{(\overline{S_i} + \overline{X})(\overline{S_i} - \overline{X})} + \hat{a} , \qquad (2.5)$$

где $\overline{O}$ – вектор, направленный от центра Земли в точку расположения потребителя; S_i – вектор из центра Земли в точку расположения i-го ИСЗ; в – влияние ухода частоты сигналов опорного генератора потребителя, т. е. разность между номинальным и фактическим значением частоты в момент измерений, умноженная на скорость ветра С.

Таким образом, значение S_i отличается от истинной дальности между i-ым ИСЗ и потребителем на величину в = $c\Delta f$, отчего и возник термин «псевдодальность».

В результате решения системы из четырех независимых уравнений, полученных при одновременном измерении четырех псевдодальностей, можно определить все три пространственные координаты потребителя и момент времени определений, поскольку становится также известной поправка к частоте Δf и сдвиг меток времени в электронных часах потребителя.

Несущие частоты бортовых передатчиков у всех спутников одинаковы, однако законы модуляции для всех спутников различны. Это позволяет принимать и разделять в аппаратуре потребителя эти сигналы одновременно, несмотря на одинаковость несущих частот.

Выпускаются варианты аппаратуры потребителя, различающиеся по решаемым задачам и точности измерений. Аппаратура для геодезических целей позволяет определять координаты потребителя с точностью 10^{-6}–10^{-7} при времени наблюдения от одного до четырех часов.

Опыт работы в ФРГ показывает, что затраты на развитие сетей сгущения по наблюдениям GPS с приемниками «Макрометр» при длинах сторон 2–10 км составили 50–60 % от затрат на метод трилатерации с применением электронных дальномеров, кроме того получается

более высокая «внешняя» точность взаимных положений пунктов (не хуже 1 см).

Считается, что методы стационарного определения местоположения с помощью GPS уже достаточно отработаны. В настоящее время ведутся разработки методов определения подвижных объектов (кинематическое позиционирование). Выполненные исследования доказывают возможность определения положения самолета в момент аэросъемок с сантиметровой точностью. Такой метод позволяет существенно снизить затраты на создание наземного геодезического обоснования для обработки материалов аэрокосмических съемок.

Имеются некоторые ограничения в применении GPS. Так, в районах плотной застройки и залесенной местности прием сигналов затруднен из-за экранирования их искусственными или естественными объектами.

2.5. Топографическая основа геолого-разведочных работ и перенесение в натуру объектов геологических наблюдений

В зависимости от местных условий и особенностей проведения разведки проект топографо-геодезических работ включает различные виды выполняемых работ. На рис. 2.4 показано развитие топографо-геодезических работ для обеспечения детальной разведки месторождения полезного ископаемого бурением разведочных скважин, расположенных по профильным линиям. Здесь предусмотрено развитие триангуляции (пункты I, II, III и IV); прокладка магистралей (теодолитных ходов) для разбивки профильных линий, привязка магистралей (замкнутыми теодолитными ходами) к пунктам триангуляции II и IV; мензульная съемка на 10 планшетах территории месторождения; вынос проектных скважин с последующей их привязкой.

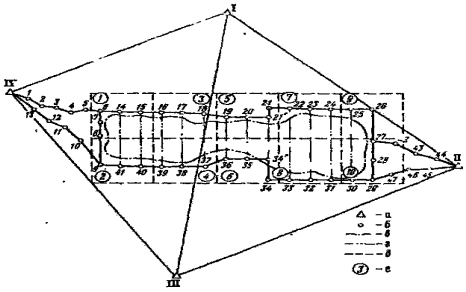


Рис. 2.4. Схема развития топографо-геодезических работ при разведке месторождения:
а – пункты триангуляции; б – пункты магистрального хода; в – предполагаемая граница залежи; г – профильные разведочные линии; д – границы планшетов топографической съемки; е – номера планшетов

Перенесение в натуру и привязка геолого-разведочных выработок и объектов геологических наблюдений осуществляется от точек опорных сетей, включающих в себя магистральные ходы, профильные линии и пункты съемочной и государственной геодезической сети.

Разбивочные работы выполняются с погрешностью, обеспечивающей требуемую точность выноса. Если же перенесение проекта в натуру выполнено с недостаточной для привязки точностью, то применяют специальные методы или более совершенные приборы.

Сети при детальных геолого-разведочных работах имеют в большинстве случаев относительно правильную геометрическую форму, которая состоит из системы параллельных магистралей, пересекаемых системой параллельных профилей (рис. 2.5, а). Иногда часть магистралей целесообразно совместить с имеющимися на местности вытянутыми объектами (дорога, берег реки, открытый водораздел и т. п.), имеющими криволинейную форму (рис. 2.5, б).

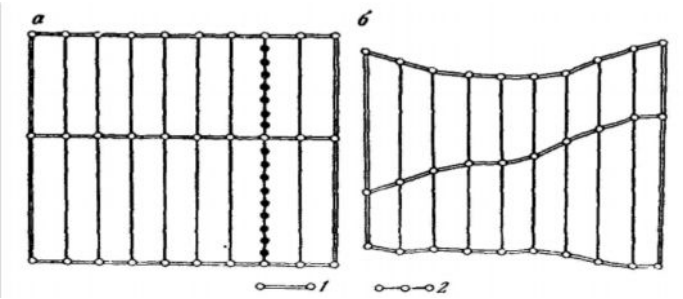


Рис. 2.5. Схемы простирания магистральных ходов и разведочных профилей:
1 – магистральный ход; 2 – профиль с точками наблюдений

При создании разведочных сетей относительно правильной геометрической формы геодезические работы выполняются в определенной последовательности, обеспечивающей наиболее рациональное их развитие с точки зрения точности их наблюдения.

Последовательное развитие геодезических работ позволяет уменьшить объемы работ повышенной точности, а работы, связанные с проложением профилей и разбивкой на них пикетажа, вести упрощенными методами.

На практике при разбивке геолого-разведочных сетей целесообразен следующий принцип выполнения геодезических работ:

- вынос в натуру исходных пунктов и направлений, проложение магистралей, оконтуривающих площадь съемки, что позволяет создать «каркас» для дальнейших разведочных работ;
- геодезическая привязка магистралей, оконтуривающих участок съемки, к пунктам геодезической сети, т. е. привязка «каркаса» к существующей системе координат;
- проложение профиля с разбивкой пикетаж.

Вынос в натуру исходного пункта и задание направления начального участка магистрали может быть осуществлено одним из перечисленных ниже приемов:

а) одна из магистралей проходит через пункт опорной геодезической сети, существующей в районе разведочных работ. В этом случае на топографической карте измеряют угол между направлением магистрали и направлением на какой-либо другой пункт опорной сети (например, углы β_1, β_2 на рис. 2.6, а). Затем на местности теодолитом, установленным на исходном пункте, откладывают проектный угол;

б) магистрали проходят вдали от пунктов геодезической опорной сети. Вблизи от магистралей выбирается точка опорной сети, с которой имеется видимость на 2 или 3 смежных опорных пункта, и между выбранной опорной точкой и магистралью прокладывается теодолитный ход (рис. 2.6, б), при помощи которого осуществляется привязка магистральных ходов к существующей в районе съемки системе координат;

в) участок геолого-разведочных работ расположен в залесенном районе, откуда нет видимости на пункты опорной геодезической сети. В этом случае направление магистралей может быть выбрано с помощью магнитного азимута. В том случае, если участок работ расположен в лесистом (закрытом) районе, где имеются магнитные аномалии, привязка магистралей может быть осуществлена по географическому азимуту.

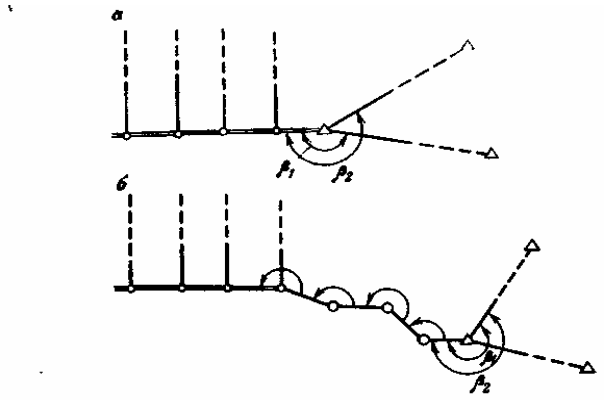


Рис. 2.6. Схемы привязки магистральных ходов

Интервалы между пикетами (точками наблюдений) по профильным линиям измеряются в одном направлении при помощи дальномера, ленты или рулетки. Углы наклона более 5^{o} измеряются теодолитами или эклиметром, в этих случаях в откладываемую между пикетами длину вводятся поправки за наклон. Координаты точек конечных пикетов профилей определяются прокладкой теодолитных ходов, соединяющих концы профилей.

Точки наблюдений или геолого-разведочные выработки, не совпадающие с точками опорной сети, привязываются прокладкой тахеометрических или мензульных ходов, промерами, засечками.

При геологических съемках и поисках, выполняемых в масштабе 1:25 000 и мельче, перенесение в натуру и привязка объектов геологических наблюдений производится путем опознавания по топографической карте. При этом используются тиражные оттиски топографических карт, масштаб которых не должен быть мельче масштаба отчетной карты. Вместо топографических карт можно использовать фотопланы или фотокарты.

В районах, где имеется небольшое количество контуров или отсутствуют обновленные карты, перенесение в натуру и определение плановых координат и высот объектов геолого-разведочных наблюдений осуществляется по материалам фотосъемки последних лет. В последнем случае сначала на аэрофотоснимке опознается объект, который затем переносится на карту.

Перенос объектов с аэрофотоснимков на топографическую карту может осуществляться одним из следующих способов: визуальным, графическим или инструментальным.

В визуальном способе перенос выполняется при помощи глазомерной линейной засечки из двух или трех опорных точек карты. При этом соотношения соответствующих отрезков на аэрофотоснимке и карте оценивается глазомерно. Визуальный способ переноса обычно применяется при наличии четких контуров местности и незначительной расчлененности рельефа.

В графическом способе переноса наиболее часто применяется прямая засечка из центральных точек аэрофотоснимка и обратная засечка.

При прямой засечке на карту предварительно методом фототриангуляции наносят центральные точки аэроснимков. Точки, которые переносятся на топографическую основу, опознают и накладывают на двух смежных аэрофотоснимках. С каждого на восковку перекладывают центральные точки и точки, подлежащие переносу. Далее прочерчивают направления на центральные точки аэроснимков и точки, намеченные для переноса. После этого восковку накладывают на топографическую основу и ориентируют так, чтобы центральная точка каждой восковки совпадала с соответствующей ей точкой на топокарте, а направления, соединяющие центральные точки на восковках, совместились с соответствующей прямой на топокарте. Пересечение направлений на одноименные объекты определяет положение на топокарте переносимой точки.

Предельные погрешности (в мм) положения определяемых на картах точек для плановых аэроснимков приведены в табл. 2.1 .

Таблица 2.1

Погрешности определения точек на картах для аэроснимков

Масштаб карты	При средней величине превышений между точками, м				
	50	75	150	200	500
1:5 000	1,4	2,0	2,7	5,4	-
1:10 000	0,6	1,0	1,4	2,7	6,7
1:25 000	0,3	0,4	0,5	1,8	2,7
1:50 000	0,3	0,3	0,3	0,5	1,4
1:100 000	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7
1:200 000	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

Способ обратной засечки заключается в том, что на аэрофотоснимке и топографической карте выбирают не менее четырех опорных точек. На аэроснимок накладывают восковку и на ней из переносимой точки прочерчивают направления на выбранные опорные точки. Затем восковку накладывают на карту так, чтобы прочерченные направления прошли через соответствующие точки карты. После этого переносимую точку с восковки перекладывают на карту.

Инструментальный способ переноса точек является наиболее точным и обладает высокой производительностью. Для инструментального способа переноса пунктов аэроснимков на топографическую карту используется ряд приборов, например, универсальный топографический проектор УТП-2, радиалпантограф РП-3, универсальные фотограмметрические приборы СПР-3, СД-3.

При поисково-разведочных работах, выполняемых в масштабе 1:10 000 и крупнее, а также при привязке месторождений перенесение в натуру и привязка выработок и объектов геологических наблюдений производится инструментально от пунктов государственной геодезической сети, сетей сгущения, пунктов съемочных сетей и точек опорной сети. Если проектируемые выработки расположены от опорной сети не более чем на 300 м, то их положение определяется полярным способом (теодолитом или мензулой) с определением расстояния по дальномеру. Определять положение точек, близко расположенных от профильных линий, можно способом перпендикуляров с измерением расстояний рулеткой или дальномером.

Положения устьев буровых скважин, горных выработок определяют аналитическим методом от пунктов государственной геодезической сети, сетей сгущения съемочных сетей и магистральных ходов.

В содержание работ по привязке объектов геологических наблюдений входят:

- составление схемы привязки;
- измерения для определения плановых координат и высот объектов геологических наблюдений;
- составление каталога координат и высот объектов геологических наблюдений.

При направленном бурении скважин, кроме того, выполняется:

• разбивка и закрепление на местности ориентирного направления от центра ротора для фиксации отклонений;

• разбивка и закрепление на местности проектного направления ствола скважин и определение положения забоя в плане.

2.6. Геодезическое обеспечение геофизических методов разведки

Геофизические методы разведки изучают пространственно-временное изменение геофизических полей в земной коре главным образом с целью поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, контроля их разработки, решения инженерно-геологических задач при строительстве нефтепроводов и крупных сооружений. Данные разведочной геофизики используются также при решении фундаментальных проблем наук о Земле (геодинамики, геохронологии, стратиграфии и др.), для литомониторинга и разработки мер по охране окружающей среды.

Основной задачей геодезических работ при геофизической разведке является разбивка точек стояния приборов и определение их координат и высот. Выбор метода геодезического обоснования при съемках определяется, главным образом, масштабом геофизических съемок, обеспеченностью геодезическим обоснованием и физико-географическими условиями района разведки.

Высоты и координаты точек геофизических наблюдений можно просто и экономически выгодно получить, пользуясь топографическими картами. В случае отсутствия договорных карт при региональных геофизических съемках плановое положение пунктов геофизических наблюдений можно получить по аэроснимкам. Высоты таких пунктов определяют, как правило, при помощи барометрического нивелирования.

При полевых геофизических съемках масштабов 1:50 000-1:10 000 для получения координат чаще всего выполняются геодезические работы, при этом прокладываются магистральные ходы, а между ними разбиваются профили. По магистральным ходам, иногда и по профиль-ным линиям прокладывают теодолитные и нивелирные ходы.

Топографо-геодезическое обеспечение геофизических методов разведки включает в себя следующие виды работ:

- перенесение в натуру проектного положения разведочных профилей или отдельных пунктов наблюдений и закрепление их на местности. Переносу в натуру при гравиметрических и магнитометрических работах подлежат все пункты наблюдений, при сейсмических и электроразведочных – все центры возбуждения и приема сигналов. Перенесение в натуру проектного положения профилей или отдельных пунктов наблюдений осуществляется с точностью плановой привязки;
- привязка пунктов наблюдений (определение плановых координат и высот), расположенных как на профилях, так и вне их. Определению плановых координат и высот подлежат все пункты геофизических наблюдений;
- создание топографических основ для отчетных геофизических карт;
- определение превышений вокруг гравиметрических пунктов для учета влияния рельефа местности на измеренное значение силы тяжести.

При аэрогеофизических методах разведки обычно используют аэрофотосъемку для плановой привязки аэрогеофизических маршрутов.

К геодезическим работам при гравиметрической съемке предъявляются требования точности определения координат, высот пунктов наблюдений и аномалий силы тяжести. Геодезические работы при гравиметрических съемках включают:

- перенесение в натуру проекта расположения опорных и рядовых гравиметрических пунктов (разбивка магистралей, профилей и т. п.);
- закрепление пунктов соответствующими знаками;
- определение координат и высот пунктов наблюдений;
- проведение работ по определению относительных превышений местности вокруг пунктов наблюдений с целью учета влияния рельефа;
- составление геодезической основы для гравиметрической карты;
- технический контроль и оценка точности выполненных работ.

При проведении плановой привязки пунктов гравиметрической разведки могут использоваться топографические карты масштабов, соответствующих масштабам гравиметрических съемок или более

крупных; аэрофотосъемочные материалы; инструментально-геодезические методы; автометрические топопривязки и пр.

Для определения высот пунктов гравиметрической разведки могут применяться: топографические карты; обеспечивающие определения высот соответствующей точностью; геометрическое и тригонометрическое нивелирование; результаты стереофотограммет-рической съемки; гидростатическое нивелирование.

При гравиметрической съемке допустимы следующие погрешности определения положения пунктов гравиметрических наблюдений, приведенные в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Погрешность определения положения пункта

Масштаб отчетной гравиметрической карты	Сечение, мгл		Средние квадратические погрешности положения пунктов			
			в плане		по высоте	
	равнина	горные районы	равнина	горные районы	равнина	горные равнины
1:1 000 000	5	5	±200	-	±5,0	-
1:200 000	2	2	±100	±100	±2,5	±3,0
1:100 000	1	1	±80	±100	±1,2	±1,8
1:50 000	0,5	1,0	±40	±50	±0,70	±1,6
	0,25	0,50	±40	±50	±0,35	±0,9
	0,25	0,50	±20	±25	±0,35	±0,9
1:25 000	0,20	0,25	±20	±25	±0,25	±0,45
1:10 000	0,20	0,50	±4	±5	±0,20	±0,25
	0,10	0,20	±4	±5	- 0,10	
1:5 000	0,05	0,10	±2	±2	±0,05	±0,12

Определенной спецификой обладает геодезическое обеспечение при учете поправки за рельеф, которая вводится в наблюденные значения силы тяжести в случае существенного отличия поверхности наблюдения от плоскости. Наличие и отрицательной и положительной формы рельефа уменьшает силу тяжести, поэтому поправка за окружающий рельеф всегда вводится с положительным знаком.

Поправки за окружающий рельеф вычисляют для отдельных кольцевых зон, расположенных концентрически вокруг гравиметрического пункта. Кольцевые зоны принято разбивать на отдельные криволинейные призмы, называемые элементарными отделениями. Причем действительная поверхность каждого элементарного отделения заменяется горизонтальной плоскостью, высота которой равна средней высоте элементарного отделения относительно точки наблюдения силы тяжести.

Таким образом, при расчете поправки за окружающий рельеф действительная поверхность заменяется поверхностью с выражением, описываемым аналитически.

Поправка за окружающий рельеф может определяться непосредственно по топографической карте или с использованием инструментальных наблюдений.

Поправку по топографическим картам определяют с помощью специальных палеток, представляющих собой ряд концентрических окружностей (зон), разбитых радиальными лучами на элементарные отделения. Как правило, строится несколько палеток, например, для определения поправок за рельеф в радиусе 30 км строят три палетки: первая соответствует удалениям от точки наблюдения силы тяжести от 0 до 200 м, вторая – от 200 до 5 000 м, третья – от 5 до 30 км.

Палетки вычерчиваются на прозрачном материале (целлулоид, стекло, калька). Центр палетки совмещают с гравиметрическим пунктом, а один из ее диаметров ориентируют чаще всего с линиями координатной сетки карты.

Для каждого элементарного отделения по карте определяют высоту. Если расположение горизонталей равномерное, т.е. рельеф в пределах площади отделения изменяется монотонно, то значение рельефа снимается (определяется) в центре отделения, если рельеф резко изменяется (сильно изрезан), то каждое отделение разбивается на несколько равных частей, для каждой из которых определяется среднее значение высоты, из них затем вычисляется общая средняя высота отделения.

Для определения поправки за рельеф необходимо иметь соответствующий по точности картографический материал, однако это не всегда можно обеспечить, особенно для так называемой ближней зоны, т. е. части земной поверхности, непосредственно прилегающей к гравиметрическому пункту. В этих случаях вокруг гравиметрического пункта выполняется нивелирование местности, осуществляемое вдоль радиальных лучей (восьми или шестнадцати). Обычно расстояние по радиусу от гравиметрического пункта до места установки рейки принимается равным 1,2; 2; 6; 15; 35; 75; 150 м.

Геодезические работы при всех видах электроразведки проводят главным образом для подготовки и привязки на местности точек наблюдений и выявленных аномалий, а также разбивки и съемки магистральных ходов и профилей.

Основные требования к точности геодезических работ, проводимых при электроразведке, представлены в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Точность геодезических работ при электроразведке

Метод электроразведочных работ	Масштаб отчетной карты	Средние квадратические погрешности положения пунктов электроразведочных наблюдений относительно исходных, м		
		в плане		по высоте
		равнина	горные районы	
Естественного поля вызванной поляризации; переходных процессов; электропрофилирования; изолиний и другие, им подобные	1:5000 1:10 000 1:25 000 1:50 000	4 8 40 40	5 10 50 50	5 5 10 10
Теллурических токов, магнитотеллургического профилирования и магнитотеллургического зондирования	1:50 000 1:100 000 1:200 000 и мельче	40 80	50 100	1/50 от глубины опорного горизонта, но не более 15м
Вертикальное электрозондирование; дипольное электрозондирование; частное электромагнитное зондирование	1:50 000 1:100 000 1:200 000 и мельче	40 80	50 100	Определяется проектом
Становление электромагнитного поля	1:50 000 1:100 000 1:200 000 и мельче	40 80	50 100	1/50 от глубины опорного горизонта

Геодезические работы обладают некоторыми особенностями при различных видах электроразведки. Так, в методе изолиний на расстоянии от 500 до 15 00 м друг от друга укладываются линейные электроды, которые изолированным проводом соединяются с полюсами источников токов. На местности между электродами при помощи так называемой искательной цепи определяются точки с одинаковым потенциалом. Задача геодезистов в данном случае заключается в определении положения данных точек. При региональных разведочных работах координаты этих точек определяют главным образом по материалам аэрофотосъемки, при детальных работах их положение определяется инструментальным способом.

При методах индукции, естественного постоянного тока и других подобных им методах положение точек стояния прибора при региональных исследованиях определяют по материалам аэрофотосъемки и топографическим картам, при детальных – промерами по заранее разбитой квадратной или прямоугольной сетке.

При методах электроразведки, в которых решаются общие геологические проблемы, связанные с глубиной или структурной геологией, не тре-

буется детальной разбивки разведочных точек. Исследования ведутся не по всем профилям и для определения координат и высот точек наблюдения, как правило, используются топографические карты или материалы аэрофотосъемки.

При проведении электроразведки методом зондирования целью геодезических работ является определение координат и высоты точки записи Q, используемой для построения геологического разреза, а также длины питающего диполя АВ, площади приемной пятки q , действующего расстояния ОО, и угла θ (рис. 2.7).

Длина питающего диполя может быть вычислена по координатам центра О питающего диполя АВ и центра приемного контура O_1. Привязка точек А, В, О и O_1 обычно выполняется при помощи топографических карт или материалов аэрофотосъемки. Для этого концы питающей линии А и В или центр петли O_1 или вершину одного из углов приемной петли совмещают с контуром местности, имеющимся на топографической карте, фотоплане или аэроснимке.

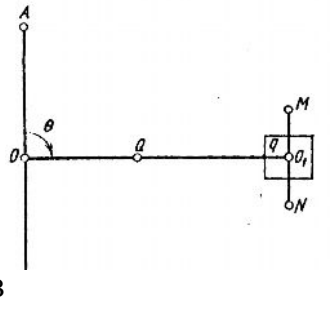


Рис. 2.7. Схема электроразведочных работ при помощи зондирования

При сейсмической разведке методом отраженных волн (МОВ) на местности производится разбивка сейсмических профилей, привязка которых в плане и по высоте осуществляется инструментальным способом. При корреляционном методе преломленных волн (КМПВ) производится инструментальная привязка сейсмических профилей, а также плановая привязка пунктов взрыва, располагаемых вне профилей. При сейсмическом каротаже определяются расстояния между устьями каротируемой и взрывной скважин, превышение между ними и азимут с каротируемой скважины на пункт взрыва. При массовом пространственном зондировании (МПЗ) определяют плановое и высотное поло-

жение зондов и пунктов взрыва, а также производят разбивку фигуры, по которой располагаются сейсмографы.

Точности, с которыми производятся геодезические работы при сейсмических методах разведки, приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Точность геодезических работ при сейсморазведке

Методы сейсмических работ	Средние квадратические погрешности пунктов привязки относительно исходных, м	
МОВ, ОГТ, ВСП сейсмокаротаж	0,8мм в масштабе отчетной карты	±57
КМПВ,сейсмозондирование, МПЗ	То же	±2

При выполнении сейсморазведки на море при небольшом удалении от берега привязка наблюдений может быть осуществлена секстаном при помощи обратных засечек на исходные пункты, находящиеся на берегу. В таких случаях профили привешивают вехами или буями, выставляемыми каждые 2–3 км при детальной съемке и 5–6 км при региональной съемке. В тех случаях, когда сейсмические работы далеко удалены от береговой полосы, привязка пунктов наблюдения выполняется, главным образом, радиогео-дезическими методами.

При наземных магнитометрических съемках геодезические работы выполняются с целью выноса контуров участков съемки, разбивки, привязки и закрепления точек наблюдения, привязки и закрепления выявленных перспективных аномальных зон, структур и т. п.

В наземных магнитных съемках по способам подготовки пунктов наблюдений можно выделить следующие три основных типа:

- профильные по предварительно разбитой сети наблюдений;
- профильные с одновременной полуинструментальной разбивкой сети наблюдений;
- маршрутные с опознаванием пунктов наблюдений по топографической карте или материалам аэрофотосъемки.

При магнитных съемках по предварительно разбитой (инструментально) сети наблюдений требования к точности геодезических работ приведены в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Точность геодезических работ при магнитной разведке

Масштаб магнитной	Средняя квадратическая погрешность привязки начального пункта	Относительная погрешность определения рас-

съемки	профиля или магистрали по отношению к исходным пунктам, м	стояния между точками профиля
1:50 000	15	1:100 от интервала между точками на профиле
1:25 000	15	
1:10 000	8	
1:5 000	8	
1:2 000	8	
1:1 000	8	

Профильные с одновременной полуинструментальной разбивкой сети наблюдения обычно выполняются при поисковых работах в масштабе 1:50 000, 1:25 000, 1:10 000 в лесистой местности, при этом провешивание съемочных профилей может осуществляться по магнитному азимуту, а расстояние вдоль профиля измеряться шагами.

Геодезические съемки, как правило, проводятся по дорогам, просекам, тропам, рекам и т. п. с визуальной привязкой съемочной сети к ориентирам, имеющимся на местности и на карте. Погрешность планового положения точек маршрутной магнитной съемки в этом случае должна составлять не более ¼ расстояния между точками, но в любом случае не должна быть более 250 м.

2.7. Назначение и виды инженерно-геодезических изысканий

Основной задачей инженерных изысканий является комплексное изучение природных условий района месторождения и получение необходимых материалов для разработки экономически целесообразных и технически обоснованных решений при проектировании и обустройстве месторождения, а также данных для составления прогноза изменений окружающей природной среды под воздействием эксплуатации месторождения.

Инженерные изыскания характеризуются:

- целенаправленностью, т. е. выполнением только тех видов работ, которые необходимы для изучения природных условий района;
- комплексностью, т. е. многообразием природных факторов, непосредственно влияющих на выбор проектных решений;
- стадийностью, т. е. обеспечением последовательности выполнения изыскания в зависимости от очередности решаемых проектных задач, к которым относятся:

1) определение технической возможности и экономической целесообразности разработки месторождения;
2) выбор оптимального варианта обустройства месторождения;
3) компоновка объектов обустройства месторождения;

4) составление расчетных схем расположения объектов на генеральном плане.

Последовательное решение проектных задач предопределяет необходимость проведения инженерных изысканий в соответствии с технико-экономическим обоснованием и стадиями разработки проекта обустройства месторождения и устанавливает принципы планирования и организация изысканий.

По своему содержанию изыскания делятся на экономические и технические.

При выполнении экономических изысканий определяется экономическая целесообразность разработки месторождения в данном районе на основе изучения производительных сил района, сырьевых и энергетических ресурсов, транспортных связей.

Целью технических изысканий является изучение технической возможности разработки месторождения в данном районе и определение его основных показателей. Эти изыскания включают в себя инженерно-геодезические, инженерно-геологические и инженерно – метеорологические изыскания.

Инженерно – геодезические изыскания предусматривают изучение топографических условий района месторождения и получение топографо-геодезических данных, необходимых для проектирования объектов обустройства месторождения и выполнения других видов изысканий, которыми являются ситуация и рельеф.

В зависимости от назначения и вида сооружений, площади изучаемого участка и стадии проектирования в состав инженерно-геодезических изысканий входят:

- сбор и анализ имеющихся материалов топографо-геодезической изученности;
- развитие государственной геодезической сети 3-го и 4-го классов, геодезической сети сгущения 1-го и 2-го разрядов и нивелирной сети II–IУ классов;
- создание планово-высотной съемочной геодезической сети;
- топографическая съемка и обновление топографических планов;
- съемка подземных инженерных коммуникаций;
- геодезическое трассирование линейных сооружений;
- инженерно-геодезическое обеспечение геологических, гидрометеорологических и других видов изысканий, включая специальные геодезические наблюдения;
- картографические работы.

Основанием для производства инженерно-геодезических изысканий служит техническое задание заказчика, в котором дополнительно указываются:

- данные о системе координат и высот;
- данные о границах участков съемки с учетом проектируемых коммуникаций;
- масштаб съемки и высота сечения рельефа;
- особые требования к точности и детальности проведения инженерно-геодезических изысканий.

В зависимости от результатов анализа собранных материалов топографо-геодезической изученности решается вопрос о необходимости полевого обследования района изысканий, результаты которого должны быть отражены в программе изысканий на обоснования к намеченному объему работ.

Программа на инженерно-геодезические изыскания, кроме общих характеристик района, его изученности, сведений о объектах должна содержать:

- карту-схему с границами участков и разграфкой листов плана;
- сведения о системах координат и высот;
- обоснование видов и классов геодезических и нивелирных сетей и их расчет точности;
- обоснование масштабов съемок и высот сечения рельефа, если они не соответствуют установленным в техническом задании;
- чертежи геодезических центров;
- сведения о привязке горных выработок, гидрологических и геофизических точек и др.

На участках, где общее изменение ситуации и рельефа составляет более 35 % по сравнению с изображением на ранее выполненном плане, съемка производится заново. Обновление планов следует выполнять, широко используя материалы съемки текущих изменений и аэрофотосъемку.

На этапе рабочей документации могут выполняться съемки незначительных участков со специальной нагрузкой, так называемые изыскательные планы, которые служат топографической основой лишь в период проектирования.

Плановая опорная геодезическая сеть создается в виде триангуляции, трилатерации и полигонометрии 4-го класса и выше, а для съемки небольших площадей – развитием геодезических сетей 1-го и 2-го разрядов. Площади менее 1 км^2 обеспечиваются проложением

теодолитных ходов или созданием сети микротриангуляции, а в высотном отношении – ходами технического нивелирования.

Съемка существующих подземных коммуникаций производится в случаях отсутствия или утраты, недостаточной полноты и точности планов (исполнительных чертежей) и включает в себя:

- сбор и анализ имеющихся материалов;
- восстановление существующей опорной геодезической сети или создание новой;
- рекогносцировку и обследование подземных коммуникаций;
- планово-высотную съемку имеющихся выходов на поверхность;
- съемку и обследование подземных коммуникаций с применением индукционных приборов;
- вскрытие в необходимых случаях подземных коммуникаций и съемку их в траншеях и шурфах.

Съемку существующих подземных коммуникаций проводят одновременно с топографической съемкой участка местности. Предельные погрешности в определении положения выходов, участков поворота и других точек подземных коммуникаций и сооружений не должны быть более 0,4 мм на плане. Планы в зависимости от их назначения, степени насыщенности коммуникациями и подробности их характеристик составляются в масштабах 1:500–1:200, причем планы масштабов 1:5 000 и 1:2 000 являются документами учетно-справочного характера. Планы в масштабе 1:200 составляют в исключительных случаях, когда территория съемки имеет густую сеть подземных коммуникаций. Для определения глубины заложения подземных сетей и уклонов выполняют нивелирование коммуникаций.

Кроме плана трассы с указанными параметрами высотного положения элементов и устройств строят профили по данным линейных измерений и нивелирования. Горизонтальный масштаб профиля принимают равным масштабу топоплана, а вертикальный – в 5 или 10 раз крупнее.

Трассировочные работы, проводимые при изысканиях линейных сооружений, включают:

- камеральное трассирование на основе материалов топографо-геодезической изученности;
- полевое обследование направлений трасс;
- трассировочные работы на местности;
- топографическую съемку полос местности вдоль трасс;
- закрепление на местности углов поворота и створных точек трасс.

В целях геодезического обоснования инженерно-геологических, инженерно-гидрометеорологических и других видов изысканий выполняется перенесение в натуру и планово-высотная привязка горных выработок (скважин, шурфов и др.), различных точек полевых измерений и наблюдений (геофизических, гидрологических, гидрогеологических и др.). На участках развития физико-геологических процессов и явлений (карсты, оползни, сели), а также в районах ведения горных работ выполняются специальные геодезические наблюдения и съемки.

2.8. СОСТАВЛЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Важной частью проекта разработки месторождения является генеральный план, который представляет схему взаимного расположения подземных и наземных сооружений на земельном отводе нефтяного промысла. Генеральный план (рис. 2.8) содержит комплексное решение вопросов размещения основных производственных, вспомогательных, погрузочно-складских объектов нефтяного промысла, а также транспортных и инженерных коммуникаций на промышленной площадке. В генеральном плане решаются вопросы организации всей территории в единый функциональный комплекс, обеспечивающий оптимальные условия эксплуатации месторождения. Генеральный план также должен обеспечить увязку расположения сооружений и коммуникаций с рельефом местности и планировочными решениями на площадке.

Генеральный план является одним из основных разделов проекта разработки месторождения и состоит из чертежей плана промышленной площадки нефтяного промысла, профилей и разрезов по наиболее характерным частям площадки, сводного плана инженерных сетей, пояснительной записки к ним и необходимых расчетов. Основой технических решений, принятых в генеральном плане, является принятая технология разработки месторождения. Генеральные планы по возможности составляются на крупно-масштабных топографических планах в принятых условных обозначениях.

Различают проектный, строительный и исполнительный генеральный план. Проектный генеральный план разрабатывается со степенью детализации, зависящей от стадии проектирования. На плане сооружения и здания наносятся по габаритным осям, а линейные инженерные сети по продольным осям. Проектный генплан составляется для обустройства месторождения в масштабах

1:25 000 – 1:2 000, а для отдельных зданий и сооружений 1:500–1:100. При проектировании создается несколько вариантов решения по обустройству месторождения и затем выполняется их технико-экономическая оценка.

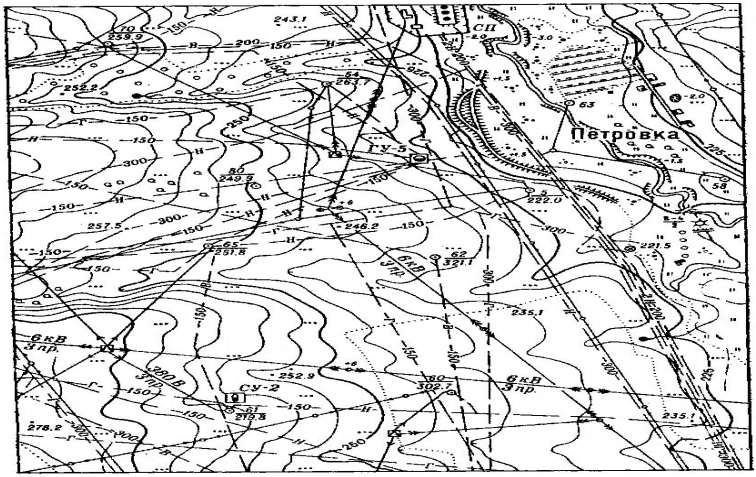


Рис. 2.8. Генеральный план

Генеральные планы проектируют графоаналитическим, аналитическим машинным и модельным методами. При графоаналитическом методе расстояние между отдельными элементами и сооружениями определяется графически с топографического плана, для чего на плане строится сетка квадратов со сторонами от 50 до 400 м, оси от которой параллельны главным осям проектируемых сооружений. В соответствии с принятой системой строительных координат разраба-тываются и рассчитываются на основании генплана разбивочные чертежи для производства геодезических работ.

При аналитическом методе проектирования генпланов расстояния устанавливаются исходя из соответствующих норм проектирования.

Так как при формировании схемы генерального плана требуется учесть большое число факторов, широкое применение находит использование ЭВМ, обеспечивающих составление оптимальных вариантов размещения путем решения задач с некоторой целевой функцией, составленной по функциональным и транспортным требованиям. При решении задач генерального планирования обуст-ройства месторождения целесообразно использование для опреде-ления опти-

мального взаимного размещения объектов нефтепромысла методов линейного программирования, основанных на оптимизации транспортирования продукции и материалов.

Рабочие чертежи проектного генплана включают: план расположения скважин, групповых замерных установок и дожимной насосной станции; план центрального пункта сбора нефти газа и воды; план зданий и сооружений; план организации рельефа; план земляных масс; сводный план коммуникаций и план благоустройства.

Строительный генплан разрабатывается на основе проектного генплана и служит для решения вопросов размещения временных сооружений и организации работы механизмов. Здесь же указывается очередность производства работ и строительства объектов в основной и подготовительный периоды. Стройгенплан входит в состав проекта организации строительства и детализируется при составлении проекта производства работ. Он является одним из основных документов при разработке проекта производства геодезических работ.

Проект вертикальной планировки состоит из плана организации рельефа (микропланировка) и плана земляных масс (картограмма земляных работ). Определяющим документом проекта является схема вертикальной планировки, составляемая на топографическом плане 1:5 000 или 1:2 000 (для транспортных сооружений – 1:10 000), на которой проектные решения даются по осям проездов в виде проектных отметок точек пересечения осей и перегибов продольного профиля. На основании схемы проектирование вертикальной планировки осуществляется методом профилей, методом проектных горизонталей и их комбинацией.

Метод профилей используется при проектировании линейных сооружений и заключается в разработке по схеме вертикальной планировки продольных профилей и через 20, 40 или 100 м – поперечных профилей. Для продольных профилей вертикальный масштаб применяют в 10 раз больше, чем горизонтальный и для поперечных – в 2 раза.

Метод проектных горизонталей заключается в решении проектного рельефа отдельными оформляющими плоскостями, изображенными горизонталями. Сечение рельефа горизонталями зависит от стадии проектирования, рельефа местности и обычно для проектов, составляемых в масштабе 1:2 000, принимается равным 0,5–1,0 м, 1:1 000–0,2–0,5 м и 1:500 – 0,1–0,2 м. Достоинством метода проектных горизонталей является совмещение горизонтального и вертикального решений территории строительства. Положение проектных горизонталей на плане определяется по проектным высотам характерных точек перегиба проектного рельефа.

Для составления картограммы и подсчета объемов земляных работ по проектному варианту на генплан с вертикальной планировкой наносят сетку квадратов со сторонами в 10, 25, 40 и 50 м и по величинам рабочих отметок, равных разности проектных и фактических высот, вычисляют рабочие отметки углов квадрата. По полученным рабочим отметкам и известным площадям квадратов вычисляют объемы земляных работ.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите виды геодезической основы, используемой при геолого-разведочных работах.
2. Охарактеризуйте необходимую точность геодезических работ при определении планового положения объектов геологических наблюдений.
3. Что называется топографической основой геолого-разведочных работ?
4. Назовите способы привязки объектов геологических наблюдений с использованием топографической карты.
5. Как осуществляется исполнительная съемка выполненных разведочных работ?
6. В чем заключается специфика геодезических работ при геофизических исследованиях?
7. Как составляется генеральная схема обустройства месторождения?
8. Какие объекты показываются на генеральной схеме?
9. Расскажите об особенностях маркшейдерских работ при электро-разведке.
10. Для чего производят инженерно – геодезические изыскания?
11. Какие бывают виды генеральных планов?

Глава 3. РАЗВИТИЕ ГЕОДЕЗИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И СЪЕМОЧНОГО ОБОСНОВАНИЯ В РАЙОНЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

3.1. Понятие о государственной геодезической сети

Плановая государственная геодезическая сеть подразделяется на сети I, 2, 3 и 4 классов, различающихся между собой точностью измерений, расстоянием между пунктами сети и порядком развития.

Сеть I класса служит для научных исследований и определяет единую для всей территории страны систему координат. Она пред-

ставляет собой четырехугольные полигоны периметром 800–1 000 км, стороны которых ориентированы преимущественно по меридианам и параллелям. Каждая сторона (звено) полигона длиной 200–250 км состоит (в основном) из рядов триангуляции. На стыке звеньев измерены базисные стороны, на концах которых определены астрономические широты, долготы и азимуты. Расстояния между пунктами в звеньях 20–30 км.

Все измерения являются высокоточными. В каждом треугольнике измеряются все углы со средней квадратической погрешностью 0,7. Линии длиной в 20–25 км определены погрешностью 7–10 см. Погрешность определения астрономических широт – 0,3″ , долгот – 0,5″, азимутов – 0,5″. Относительная среднеквадратическая погрешность базисной стороны составляет 1/400 000.

Полигоны государственной сети I класса заполняются сплошной сетью триангуляции (полигонометрии) второго класса. Расстояния между пунктами равны 7–20 км. В каждом полигоне I класса измерены 4–5 базисных сторон триангуляции I-го класса, равномерно располо-женных внутри полигона. В концах каждой базисной стороны измерены астрономические широты, долготы и вычислены геодезические азимуты. Относительная среднеквадратическая погрешность измерения углов в триангуляции 2-го класса – 1,0″; относительная среднеквадратическая погрешность базисной стороны 1/300 000. Ее назначение – быть опорой для геодезических сетей более низких (3 и 4) классов.

При построении сетей 3–4 классов также используются методы триангуляции и полигонометрии. Расстояния между пунктами 3 и 4 классов соответственно составляют 5–8 и 2–5 км, а погрешность измерения углов – 1,5 и 2,0″. Относительная среднеквадратическая погрешность измерения базисных сторон составляет 1/200 000.

Для ориентирования на каждом пункте государственной сети имеется по два ориентирных пункта, закрепленных на местности, на расстоянии 250–1 000 м от пункта триангуляции, направления на которые измерены с погрешностью 2,5″.

В качестве ориентирных пунктов могут быть использованы и местные предметы (шпиль башни, колокольня), расположенные не далее 3 км от пункта геодезической сети и хорошо видимые с земли.

Пункты государственной геодезической сети закрепляются на местности специальными подземными знаками – центрами, при этом предпринимаются меры, способствующие сохранению их стабильности. Так например, знаки закладывают в скальные грунты, в услови-

ях значительного увлажнения – в крупнозернистые грунты; сами знаки делаются облегченными сверху, с массовым якорем в нижней части. Нижнее основание знака устанавливается на 0,5 м ниже границы наибольшего промерзания грунта, а в районах мерзлоты – на 1 м ниже границы наибольшего оттаивания и др. Над подземными центрами строят наружные знаки – пирамиды, сигналы, обеспечивающие взаимную видимость между пунктами, и являющиеся хорошими ориентирами на местности. Они могут быть деревянными, металлическими, реже – железобетонными.

Высотная (нивелирная) государственная сеть устанавливает единую систему высот на всей территории и является основой топографических съемок и геодезических измерений, выполняемых для решения научных и практических задач.

Она позволяет: решать задачи создания сети пунктов с известными высотами; определять разности уровней внутренних и внешних морей и океанов; изучать современные движения земной коры.

За начальную отсчетную уровенную поверхность принята поверхность Балтийского моря – поверхность, проходящая через нуль Кронштадского футштока.

Государственная нивелирная сеть разделяется на сеть I, II, III и IV классов. Сети I и II классов являются основой построения единой системы высот, III и IV классов – обеспечивают топографические съемки и решение различных задач. Создание сетей осуществляется геометрическим нивелированием. Общая характеристика сетей приведена в табл. 3.1.

Нивелирование 1 класса осуществляется по направлениям, географическое положение которых наилучшим образом отвечает решениям упомянутых выше задач. Для обеспечения наивысшей точности нивелирование выполняют по трассам железных, шоссейных и улучшенных грунтовых дорог, а в труднодоступных районах – по тропам, заимкам, вдоль берегов больших рек. В целях модернизации и получения данных о современных движениях земной коры через 25 лет проводятся повторные нивелировки по всем линиям 1 класса и некоторым линиям II класса.

Таблица 3.1

Характеристика классов нивелирования

Класс нивелирования	Предельный периметр полигона (длина хода), км	Средняя квадратическая погрешность на 1км хода, мм	Допустимая невязка полигона (хода), мм

I II III 1У	- 500-600 150-200 25	0,5 2,0 5,0 10,0	- $5\sqrt{L}$ $10\sqrt{L}$ $20\sqrt{L}$

Здесь L – длина нивелирного хода в км.

Нивелирование II класса осуществляется полигонами периметрами 500–600 км, опирающимися на пункты нивелирования 1 класса.

Нивелирование линии III класса опирается на пункты I и II классов, а нивелированием 1У класса сгущаются сети высших классов. Нивелирные пункты всех классов закрепляются на местности знаками – грунтовыми или стенными нивелирными реперами. Их закладывают через 5–7 км. Кроме того, пункты I и II классов закрепляются особо устойчивыми фундаментальными реперами через 50–80 км.

3.2. Геодезические сети сгущения и съемочные сети

Геодезические сети сгущения создаются в тех случаях, когда густота пунктов государственной геодезической сети не обеспечивает решение конкретных задач маркшейдерского обеспечения освоения нефтяных и газовых месторождений. Они подразделяются на аналитические сети 1 и 2 разряда, развиваемые методом триангуляции, полигонометрические сети, развиваемые полигонометрическими методами. Высотные сети сгущения – это сети технического нивелирования, создаваемые методом геометрического нивелирования.

Геодезические сети сгущения строятся между пунктами государственных сетей. На местности они закрепляются постоянными знаками. Точность угловых измерений в сетях 1-го и 2-го разрядов соответственно равна $\pm 5''$ и $\pm 10''$. Техническое нивелирование производится со средней квадратической погрешностью 25 мм на 1 км хода.

Съемочное обоснование развивается от пунктов государственных геодезических сетей, геодезических сетей сгущения и технического нивелирования. Съемочные сети создаются построением съемочных триангуляционных сетей, проложением теодолитных, тахеометрических и мензульных ходов, прямыми, обратными и комбинированными засечками. При этом одновременно определяется плановое и высотное положение точек.

Пункты планово-высотной съемочной сети закрепляют на местности

долговременными знаками так, чтобы на каждом планшете было порядка трех точек при съемке в масштабе 1:5 000 и двух точек при съемке в масштабе 1:2 000.

Точность построения съемочного обоснования определяется исходя из точности масштаба, среднюю величину которой принимают равной 0,2 мм на плане. Средние погрешности в положении точек планового обоснования относительно ближайших пунктов исходных геодезических сетей не должны превышать 0,1 мм в масштабе создаваемых планов топографической съемки открытых районов и 0,15 мм – лесных районов.

Предельные погрешности положения пунктов уравненного планового обоснования (и плановых опознаков) относительно пунктов государственной геодезической сети и геодезических сетей сгущения не должны превышать 0,2 мм в масштабе плана в открытой местности и 0,3 мм в закрытой местности.

Средние погрешности высот точек съемочного обоснования относительно ближайших пунктов государственных геодезических сетей (реперов и марок) не должны превышать в равнинных районах 1/10, а в горных и предгорных районах – 1/5 высоты сечения рельефа.

Высоты точек съемочной сети определяются геометрическим или тригонометрическим нивелированием. Невязки в ходах и полигонах съемочной сети по высоте не должны превышать: $5\sqrt{L}$ см – при техническом нивелировании; $10\sqrt{L}$ см – при нивелировании теодолитом или кипрегелем с горизонтальным лучом; $20\sqrt{L}$ см – при тригонометрическом нивелировании, где L – длина хода в км.

Густота и способы создания съемочного обоснования зависят от метода съемки. При мензульной съемке расположение точек съемочного обоснования определяется целесообразным выбором стоянок мензулы для съемки рельефа и ситуации, а при съемке на фотопланах густота точек и схема обоснования определяются расположением плановых опознаков, необходимых для создания фотопланов. Для съемки местности на фотоплане съемочную сеть строят более редкой, чем для мензульной съемки. При стереотопографической съемке плотность и расположение точек геодезического обоснования определяются технологией съемки, высотой фотографирования и масштабом аэрофотосъемки.

Съемочные сети создаются для маркшейдерского обеспечения работ при строительстве нефтяных и газовых скважин, а также работ по обустройству месторождения, проектирования и строительства разного рода инженерных сооружений, наземных, подземных и подводных коммуникаций зданий. В процессе эксплуатации нефтяного или газового месторожде-

ния на пунктах съемочного обоснования производят геодезические измерения с целью наблюдения за оседанием земной поверхности и за деформацией зданий и сооружений. Такие наблюдения необходимы для организации работ по охране окружающей среды и инженерных сооружений от вредного влияния разработки месторождений нефти и газа.

Пункты съемочной сети в основном закрепляются временными знаками: металлическими костылями, штырями, коваными гвоздями и трубками, деревянными столбами и кольями, а также гвоздями, вбитыми в пни деревьев. Количество точек съемочного обоснования на 1 км^2 незастроенных территорий должно быть не менее:

4 при съемке в масштабе 1:5 000;
12 при съемке в масштабе 1:2 000;
16 при съемке в масштабе 1:1 000.

Плотность точек съемочного обоснования на незастроенной территории при съемке в масштабе 1:500 и на застроенной территории при съемках в масштабе 1:5 000 – 1:500 определяется при рекогносцировке.

Допустимые погрешности в определении координат пунктов съемочной сети не должны превышать величин, приведенных в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Допустимые погрешности пунктов съемочной сети

Масштаб съемки	Допустимая погрешность в определении координат, м	
	открытая местность	закрытая местность
1:500	0,10	-
1:1000	0,16	0,30
1:2000	0,30	0,60
1:5000	0,60	1,50

При определении координат плановых точек съемочного обоснования (опознаков) аналитическим методом по данным стереофотограмметрических измерений, приведенных в табл. 3.2, допуски увеличиваются в 1,5 раза.

3.3. Методы создания съемочной сети

Съемочные сети в открытой местности могут развиваться методом микротриангуляции в виде несложных сетей – цепочек треугольников, определения пунктов прямыми, обратными или комбинированными засечками. Микротриангуляция, включающая более двух определяемых пунктов (рис. 3.1), должна опираться не менее чем на две исходные стороны. В каче-

стве исходных сторон могут служить стороны сети 1 и 2 разрядов, а также специально измеренные с погрешностью не грубее 1/5 000 базисные стороны. Длина цепочки треугольников не должны превышать длину теодолитного хода, установленную для предельной относительной погрешности 1/N = 1/2 000. Между исходными сторонами допускается не более:

20 треугольников для съемки в масштабе 1:5 000;
17 - « - 1:2 000;
15 - « - 1:1 000;
10 - « - 1:500.

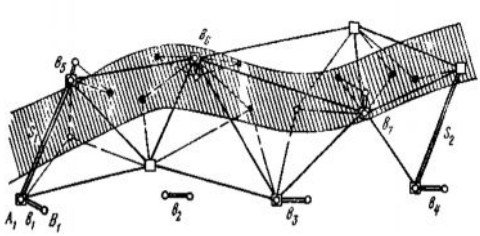


Рис. 3.1. Схема микротриангуляции

Углы в треугольниках не должны быть менее 20^{o}, стороны не менее 120 м. Углы треугольников измеряют теодолитом $30^{//}$ точности двумя круговыми приемами с перестановкой между приемами горизонтального круга на 90^{o}. Расхождения в значениях углов из разных приемов не должны превышать $45^{//}$. Невязки в треугольниках не должны быть более $1^{/},5$. В измеренные углы вводят поправку за центровку и редукцию, если величина линейных элементов превышает 1:1 000 длины стороны.

Визирными целями на пунктах микротриангуляции, длиной сторон до 500 м, служат марки, установленные на штативах, и вешки, а при больших расстояниях – вехи и пирамиды облегченного типа.

Высоты точек пунктов микротриангуляции для обеспечения съемок с сечением рельефа через 2 и 5 м, а в некоторых случаях 1м определяются тригонометрическим нивелированием в прямом и обратном направлениях одним приемом по трем нитям или двумя приемами по одной нити. Колебания места нуля на станции и вертикальных углов, полученных из разных направлений, не должны превышать $\pm 45^{//}$. Расхождения между прямыми и обратным превышениями не должны быть больше 4 см на 100 м, а допустимая невязка по ходу вычисляется по формуле

$$f_{h\ddot{a}\hat{i}\tilde{i}} = \left(\frac{0{,}04\sum S_i}{\sqrt{n}}\right), \tilde{n}\grave{i}, \qquad (3.1)$$

где $S_м$ – длина сторона хода; n – число сторон в ходе.

Невязка распределяется пропорционально длинам сторон.

Уравнивание микротриангуляции выполняют упрощенным способом. Невязки в треугольниках распределяются и находятся исправленные углы. На схеме сети намечается ходовая линия (рис. 3.2, а) и длины ее отрезков вычисляются решением треугольников по теореме синусов:

$$d_{B1} = d_{AB}\frac{\mathrm{Sin}(BA1)}{\mathrm{Sin}(B1A)}; \qquad d_{1-2} = d_{B1}\frac{\mathrm{Sin}\,(1B2)}{\mathrm{Sin}\,(B21)} \quad \text{и т. д.} \qquad (3.2)$$

Вычислив длину последней стороны CD, сравнивают ее с заданной исходной $в_2$, и получают невязку

$$\underline{f_в} = в_{2выч.} - в_{2исх} \qquad (3.3)$$

и относительную невязку $f_{\hat{a}} / \sum d$; $\sum d$ – длина ходовой линии от B до D. Невязка не должна превышать данных, приведенных в табл. 3.3. Невязки распределяются на вычисленные длины сторон ходовой линии с обратным знаком пропорционально длинам. Поправки вычисляют по формуле

$$V_i = -f_B\frac{d_i}{\sum d}, \qquad (3.4)$$

где d_i – длина i отрезка ходовой линии, м.

В сети четырехугольников без диагоналей измеряются все углы (рис. 3.2, б). Длины сторон обычно измеряются только по кромке, ограничивающей сеть. Длины остальных сторон четырехугольников вычисляются.

Вычисления начинаются с такого четырехугольника, у которого измерены две его стороны (например, 3–4–5–16). Сумма измеренных углов четырехугольника должна равняться 360^o. Вычислив и распределив невязку, вычисляют длины неизмеренных сторон 3–16 и 5–16. Вычисления выполняют по формулам (обозначения приведены на рис. 3.2, в)

$$\begin{aligned} \tilde{n} &= \left[\hat{a}SinA + aSin(B + D)\right]CoecD\ ; \\ d &= \left[aSinB + \hat{a}Sin(A + D)\right]CoecD\ . \end{aligned} \tag{3.5}$$

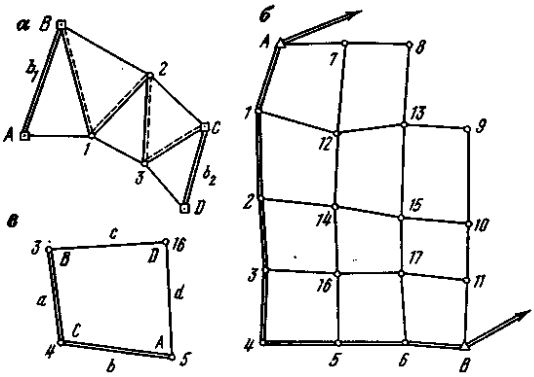


Рис. 3.2. Съемочные сети (а, б) и элементы четырехугольника (в)

Зная длины сторон 3–16 и 5–16, можно также вычислить соседние четырехугольники. Таким образом последовательно вычисляют стороны для всей сети.

Зная углы и длины сторон вычисляют координаты точек по периметру сети. Линии А-1-2-3-4-5-6-В (рис. 3.2, б) и А-7-8-13-9-10-11-В можно обработать как разомкнутые теодолитные хода, опирающиеся на исходные пункты А и В. Стрелками показаны, направления с исходными значениями дирекционных углов. При отсутствии исходных пунктов получим свободный замкнутый теодолитный ход. Координаты точек внутри периметра будут найдены обработкой коротких ходов, опирающихся на точки периметра (ход 3-16-17-11).

Метод четырехугольников без диагоналей удобен для построения съемочного обоснования в залесенной местности с системой перпендикулярных просек, когда затруднены возможности измерений по диагоналям для построения сети треугольников.

При прямой угловой засечке на опорных точках А и В (рис. 3.3, а) измеряют углы β_1 и β_2 между исходной стороной АВ и направлениями на определяемую точку. Координаты точки М вычисляют по формулам:

$$\begin{aligned} \tilde{O}_{\grave{I}} &= \frac{X_A Ctg\beta_2 + X_B Ctg\beta_1 - \acute{O}_{\grave{A}} + \acute{O}_{\hat{A}}}{Ctg\beta_1 + Ctg\beta_2}; \\ \acute{O}_{\grave{I}} &= \frac{\acute{O}_{\grave{A}} \cdot Ctg\beta_2 + \acute{O}_{\hat{a}} Ctg\beta_1 + X_A - X_{\hat{a}}}{Ctg\beta_1 + Ctg\beta_2}. \end{aligned} \qquad (3.5)$$

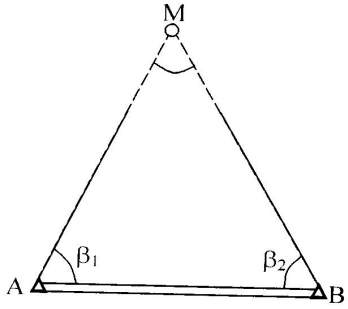


Рис. 3.3 а. Прямая угловая заческа

Для контроля аналогичные измерения выполняют, опираясь на другую исходную сторону ВС и за окончательные значения координат определяемой точки принимают средние.

Определение точки М прямой засечкой может быть выполнено также и в том случае, если между опорными пунктами нет непосредственной связи. Положение бокового пункта М можно определить засечками с пунктов А и В теодолитного хода для чего измеряют углы β_1 и β_2. В этом случае формулы (3.5) применять нельзя. Зная дирекционные углы сторон хода АЕ и BF, находят дирекционные углы линий засечки АМ и ВМ

$$\alpha_{AM} = \alpha_{AE} - \beta_1; \quad \alpha_{BM} = \alpha_{BF} - \beta_2. \qquad (3.6)$$

Координаты точки М вычисляют по формулам

$$\left.\begin{aligned} &\Delta\tilde{O}_{\grave{A}\hat{A}} = \tilde{O}_{\hat{A}} - \tilde{O}_{\grave{A}}; \Delta\acute{O}_{\grave{A}\hat{A}} = \acute{O}_{\hat{A}} - \acute{O}_{\grave{A}}; \\ &\Delta\tilde{O}_{\grave{A}\grave{I}} = \frac{\Delta\acute{O}_{\grave{A}\hat{A}} \cdot \mathrm{ctg}\alpha_{\hat{A}\grave{I}} - \Delta\tilde{O}_{\grave{A}\hat{A}}}{\mathrm{tg}\alpha_{\grave{A}\grave{I}} \cdot \mathrm{ctg}\alpha_{\hat{A}\grave{I}} - 1}; \\ &\Delta\acute{O}_{\grave{A}\grave{I}} = \Delta\tilde{O}_{\grave{A}\grave{I}} \cdot \mathrm{tg}\alpha_{\grave{A}\grave{I}}; \\ &\tilde{O}_{\grave{i}} = \tilde{O}_{\grave{A}} + \Delta\tilde{O}_{\grave{A}\grave{I}}; \acute{O}_{\grave{I}} = \acute{O}_{\grave{A}} + \Delta\acute{O}_{\grave{A}\grave{I}}. \end{aligned}\right\} \qquad (3.7)$$

При обратной засечке на определяемом пункте М (рис. 3.3, б) измеряют α и β между направлениями на опорные пункты А, В и С. При этом опорные пункты выбирают такие, чтобы точки А, В, С и М не оказались на одной окружности или вблизи ее. Координаты точки М вычисляют по формулам

$$\left.\begin{aligned} \mathrm{tg}\alpha_{\text{ÀÌ}} &= \frac{\text{Ó}_{\text{À}}(\mathrm{ctg}\beta - \mathrm{ctg}\alpha) + \text{Ó}_{\text{Â}}\mathrm{ctg}\alpha - \text{Ó}_{\tilde{\text{N}}}\tilde{n}\mathrm{tg}\beta + \mathrm{X_C} - \mathrm{X_B}}{\mathrm{X_A}(\mathrm{ctg}\beta - \mathrm{ctg}\alpha) + \mathrm{X_B}\mathrm{ctg}\alpha - \mathrm{X_C}\mathrm{ctg}\beta - \text{Ó}_{\tilde{\text{N}}} + \text{Ó}_{\text{Â}}}; \\ \alpha_{\text{AM}} &= \alpha_{\text{BM}} + \alpha\,. \end{aligned}\right\} \qquad (3.8)$$

$$\left.\begin{aligned} \tilde{\text{O}}_{\text{Ì}} &= (\tilde{\text{O}}_{\text{À}} \cdot \mathrm{tg}\alpha_{\text{ÀÌ}} - \tilde{\text{O}}_{\text{Â}}\mathrm{tg}\alpha_{\text{ÂÌ}} + \text{Ó}_{\text{Â}} - \text{Ó}_{\text{À}})/(\mathrm{tg}\alpha_{\text{ÀÌ}} - \mathrm{tg}\alpha_{\text{ÂÌ}}); \\ \text{Ó}_{\text{Ì}} &= (\tilde{\text{O}}_{\text{Ì}} - \tilde{\text{O}}_{\text{À}})\mathrm{tg}\alpha_{\text{ÀÌ}} + \text{Ó}_{\text{À}}. \end{aligned}\right\} \qquad (3.9)$$

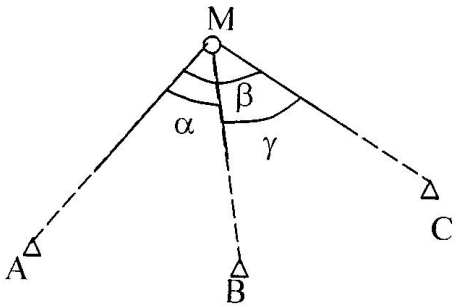


Рис. 3.3, б. Обратная угловая заческа

Для контроля измеряют избыточный угол γ и вычисляют координаты, используя другую пару измеренных углов, например, α и γ.

Комбинированная засечка (рис. 3.3, в) представляет собой сочетание элементов прямой и обратной засечек. В треугольнике АВМ измерены углы при точках А и М, что позволяет вычислить угол при точке В и затем координаты точки М по формулам прямой засечки. При точке М измерен угол АМС, что позволяет вычислить ее координаты для контроля по формулам обратной засечки.

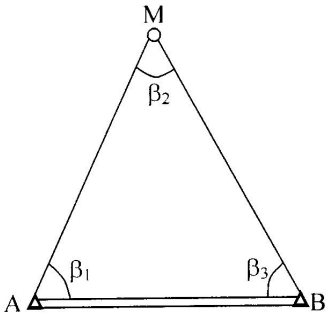


Рис. 3.3, в. Комбинированная угловая засечка

Для определения высоты точки, полученной засечкой, превышение измеряют тригонометрическим нивелированием и вычисляют по формуле

$$H = s \operatorname{tg} \nu + i - v + f \,, \qquad (4.0)$$

где s – горизонтальное проложение, м; ν – вертикальный угол; i – высота прибора; v – высота визирования; f – поправка за кривизну земли и рефракцию.

Вертикальные углы измеряют тремя приемами при двух положениях круга. Колебания значений вертикальных углов и места нуля не должны превышать $\pm 15''$.

Наиболее распространенным способом построения съемочной геодезической сети в закрытой местности является проложение теодолитных и тахеометрических ходов. Теодолитные ходы 1 разряда прокладываются с относительной погрешностью 1:2 000, ходы 2 разряда –1:1 000, тахеометрические ходы – 1:500.

Теодолитный ход имеет вид ломаной линии, у которой измеряют длины сторон и горизонтальные углы между ними. Вершинами углов являются закрепляемые на местности пункты теодолитного хода. Для ориентирования теодолитного хода и определения координат его пунктов теодолитный ход примыкает к исходным пунктам более высокого класса на которых измеряют угол примыкания хода к исходной стороне (примычный угол). По схеме построения теодолитных ходов различают:

• разомкнутый теодолитный ход, опирающийся на два исходных пункта А и В и два исходных направления;

• замкнутый ход, опирающийся на один исходный пункт и направление на другой пункт;

• свободный замкнутый ход в котором одному из пунктов присваивают условные координаты, а одной из сторон – дирекционный угол, и эти значения считают исходными;

систему теодолитных ходов, опирающихся на несколько исходных пунктов и образующих в местах их соединения узловые точки висячий теодолитный ход – разомкнутый ход, опирающийся только на один исходный пункт.

Предельные длины ходов можно рассчитать по формуле

$$[S]_{äîïóñò.} = f_{ñîïóñò.} \cdot Ì \cdot Ò, \qquad (3.10)$$

где $f_{\text{спред}}$ – невязка в уравненном ходе (0,4мм); Т – знаменатель предельной относительной погрешности; М – знаменатель масштаба плана.

Длины сторон в теодолитных ходах не должны быть более 350 м и менее 20 м. Наибольшие длины ходов для разных условий приведены в табл. 3.3. Углы в теодолитных ходах измеряются с точностью не менее $0^{/},5$ одним полным приемом. Колебания углов, полученных из двух полуприемов, не должны превышать $0^{/},8$.

Угловые невязки в теодолитных и тахеометрических ходах не должны превышать

$$f_\beta = 1^{/}\sqrt{n}\,, \qquad (3.11)$$

где n – число углов в ходе.

Значения углов поворота и дирекционных углов вычисляют до $0^{/},1$или $5^{//}$, а координат – 0,01 м.

Таблица 3.3

Допустимые длины теодолитных ходов

Масштаб съемки	Допустимая длина хода, км				
	Для местности открытой и застроенной			Для местности, закрытой лесом и кустарником	
	Предельная относительная погрешность 1/N				
	1/3000	1/2000	1/1000	1/2000	1:1000
1:5000	6,0	4,0	2,0	6,0	3,0
1:2000	3,0	2,0	1,0	3,5	1,5
1:1000	1,8	1,2	0,6	1,5	1,5
1:500	0,9	0,6	0,3	-	-

Уравнивание системы теодолитных ходов осуществляется способом узлов раздельно: первоначально уравниваются углы, а затем отдельно приращения координат ΔХ, ΔУ.

Высоты точек съемочного обоснования могут быть получены из ходов технического нивелирования. Допустимые длины ходов приведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Допустимые длины нивелирных ходов

Характеристика линии	Длина ходов в км при сечении рельефа, м		
	0,25	0,5	1 и более
Между двумя исходными пунктами	2,0	8	16
Между исходным пунктом и узловой точкой	1,5	6	12
Между двумя узловыми точками	1,0	4	8

Нивелирование проводится техническими нивелирами в одном направлении. Отсчеты берутся по рейке, установленной на башмаки, костыли или вбитые в землю колья, по средней нити. Порядок работы на станции следующий: отсчеты по черной стороне задней рейки; отсчеты по черной и красной сторонам передней рейки; отчет по красной стороне задней рейки. При односторонних рейках изменяют горизонт инструмента не менее, чем на 10 см. Расхождения в превышениях, вычисленных по черным и красным сторонам реек или на разных горизонтах, не должны быть больше 5 мм. Расстояния от нивелира до реек измеряют по крайним нитям дальномера или шагами. Нормальная длина визирного луча 130 м, а в благоприятных условиях – до 200 м.

Допустимые невязки в нивелирных ходах не должны превышать:

$$f_{\text{häîï}} = 50\sqrt{L}, \text{ìì}, \qquad (3.12)$$

где L – длина хода, км.

Вопросы для самопроверки

1. Что понимают под плановой сетью сгущения?
2. В чем заключается назначение плановой сети съемочного обоснования?
3. Какими способами создается плановое съемочное обоснование?
4. Что понимают под теодолитным ходом, каково его назначение?
5. Какая разница между замкнутыми и разомкнутыми теодолитными ходами?

6. Каково назначение съемочных сетей?
7. Что представляет собой сеть сгущения?
8. Что представляет собой государственная высотная сеть?
9. Что представляет собой микротриангуляция?
10. От чего зависят допустимые длины теодолитных ходов?
11. Каковы допустимые длины нивелирных ходов?

Глава 4. МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

4.1. Категории и назначение буровых скважин

Добыча нефти в основном осуществляется посредством скважин. Буровая скважина – горная выработка, преимущественно круглого сечения диаметром 59–1000 мм, образуемая в результате бурения. Начало скважины у поверхности земли называется устьем, дно скважины – забоем. Буровые скважины разделяются на: мелкие – глубиной до 2 000 м (из них

подавляющее большинство – до нескольких сотен метров); средние – до 4 500 м; глубокие – до 6 000 м; сверхглубокие – свыше 6 000 м.

По положению оси ствола и конфигурации буровые скважины разделяются на: вертикальные, горизонтальные, наклонные; неразветвленные, разветвленные; одиночные и кустовые.

По назначению различаются: исследовательские, предназначенные для исследования земной коры; эксплуатационные – для разработки месторождений полезных ископаемых; строительные – для строительства различных сооружений (мостов, причалов, свайных фундаментов и оснований, подземных хранилищ для жидкостей и газов, водоводов); горно-технические буровые скважины – для строительства и эксплуатации горных сооружений.

Исследовательские буровые скважины делятся на картировочные, структурно-поисковые, опорно-геологические, опорно-технологические, инженерно-геологические, параметрические, поисковые и разведочные.

Эксплуатационные буровые скважины по виду разрабатываемой залежи подразделяются на скважины нефтяной, газовой и водной залежи, по выполняемой функции – на добывающие, нагнетательные, оценочные, контрольные (пьезометрические, наблюдательные), по эксплуатационному состоянию – на действующие, ремонтируемые, бездействующие, законсервированные и ликвидированные.

Горно-технические буровые скважины делятся на взрывные, замораживающие, тампонажные, вентиляционные, водоотливные и др.

В зависимости от глубины и назначения буровых скважин, условий бурения стенки скважин закрепляются или оставляются незакрепленными. Крепление ствола не производится для горно-технических и других скважин, пройденных в устойчивых скальных массивах. Буровые скважины, предназначенные для эксплуатации исследований, в процессе сооружения крепятся. Они имеют наиболее сложную конструкцию, которая определяется размерами частей ствола, обсадных колонн и цементного кольца в пространстве за обсадными колоннами; видом и количеством обсадных колонн; оборудованием обсадных колонн, устья и забоя буровых скважин. Обсадные колонны (направляющая, кондукторная, промежуточная и эксплуатационная) предназначены для крепления стенки частей ствола буровых скважин и изоляции зон различных осложнений, а также продуктивной толщи от остальной части геологического разреза (рис. 4.1).

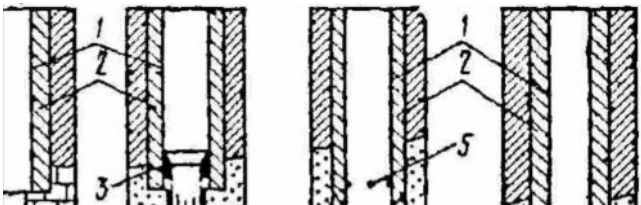


Рис. 4.1. Конструкция забоев скважин:
1 – обсадная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – уплотнение фильтра; 4 – фильтр с щелевыми отверстиями; 5 – отверстия для цементного раствора; 6 – манжет; 7 – место установки обратного клапана; 8 – перфорированная часть колонны; 9 – цементный стакан

Обычно они свинчиваются (свариваются) из стальных труб, в мелких скважинах применяются обсадные трубы из пластмассы и асбоцемента. Направляющая колонна (направление) – первая колонна (длина до 30 м), которую опускают в верхнюю (направляющую часть ствола, чтобы изолировать верхний наносный слой почвы и отвести восходящий поток бурового агента из ствола скважины в очистную систему, цементируется по всей длине. Кондукторная колонна (кондуктор) – вторая обсадная колонна, спускаемая в ствол буровой скважины, предназначена для перекрытия верхних неустойчивых отложений, водоносных и поглощающих пластов, зон многолетнемерзлых пород и т. п. На нее устанавливается противовыбросовое оборудование; кольцевое пространство за колонной обычно цементируется по всей длине. Промежуточную обсадную колонну спускают в случае необходимости после кондукторной для крепления неустойчивых пород, разобщения зон осложнений и водоносных горизонтов. Глубину спуска промежуточных и кондукторных колонн рассчитывают с учетом предотвращения гидроразрыва пластов, устойчивости стенки ствола буровых скважин, разделения зон применения различных буровых агентов; количество промежуточных колонн зависит от глубины буровых скважин и сложности геологического разреза. Последняя обсадная колонна предназначена для эксплуатации и изолирует продуктивные пласты. Для извлечения флюидов из продуктивных пластов в эксплуатационную

колонну спускают насосно-компрессорные колонны в различных комбинациях в зависимости от количества разрабатываемых пластов и применяемого способа добычи.

Для облегчения спуска, цементирования обсадных колонн и повышения качества этих работ обсадные колонны оборудуются направляющими башмаками, различными клапанами, соединительными и разъединительными устройствами, турбулизаторами цементного раствора, пакерами, центраторами и скребками. При многоступенчатом цементировании в состав обсадной колонны входят цементировочные муфты.

По числу обсадных колонн в ствол буровых скважин после кондукторной, различают одно – двух – трех – многоколонные конструкции скважин; по виду оборудования призабойной зоны – буровые скважины с обсаженной и необсаженной призабойной зоной. Конструкция буровых скважин с обсаженной призабойной зоной может быть получена либо при спуске в нее сплошной эксплуатационной колонны и последующим ее цементированием и перфорированием колонны, цементного камня и продуктивного пласта, либо спуском в нее эксплуатационной колонны с хвостовой секцией, имеющей круглые или щелевидные отверстия, размещаемые против продуктивного пласта.

Конструкция газовых скважин отличается большей герметичностью обсадных колонн, которая достигается применением обсадных труб со специальными соединениями и смазками для них, подъемом цементного раствора за всеми колоннами до устья буровых скважин и т. д. Устья эксплуатационных нефтяных и газовых скважин оборудуются специальной арматурой.

В зависимости от назначения и категории буровых скважин определяется состав и точность маркшейдерских работ, выполняемых при строительстве скважины.

4.2. Способы перенесения в натуру проектного положения устьев скважин

Проект размещения скважин составляется на геологической или структурной карте месторождения. Координаты устьев проектных скважин определяются по геологической (структурной) карте, затем они наносятся на топографическую карту самого крупного из имеющихся масштабов. На основе проекта размещения скважин, составленного на топографической карте, выполняется перенесение проектного положения устьев буровых скважин на местность. В состав этой работы входит:

1) подготовка маркшейдерских данных для перенесения проекта в натуру;

2) перенесение проектного положения скважин в натуру;

3) закрепление на местности мест заложения скважин;

4) определение предварительных абсолютных высот мест заложения скважин.

Проектное положение скважин различных категорий переносится на местность с различной точностью. Требования к точности переноса в натуру проектного планового положения скважин и определения предварительных абсолютных высот мест их заложения приведены в табл. 4.1.

Перенесение проекта расположения скважин в натуру выполняется с использованием топографических карт, если их масштаб и качество обеспечивают требуемую точность переноса. Если же таких карт нет, то перенесение проекта в натуру производят от пунктов геодезической сети.

По топографическим картам определяются и предварительные абсолютные высоты мест заложения скважин. В том случае, если имеющиеся карты не обеспечивают требуемую точность, абсолютные высоты определяют геометрическим или тригонометрическим нивелированием.

Поскольку топографическая карта находит самое широкое применение при перенесении проекта размещения скважин в натуру, необходимо знать какова точность самой карты.

Таблица 4.1

Требования к точности переноса проектного положения скважин

Вид (категория) скважины	Предельные погрешности, м			
	Перенесения проекта в натуру	Предварительного определения высот устьев скважины	Определения планового положения устья скважины	Определения высотного положения устья скважины

1. Одиночные опорные и параметрические скважины	150	15	100	5,0
2. Структурные и поисковые скважины, закладываемые на площадях и по профилям	50	10	30	1,0
3. Разведочные скважины	25	5	12	0,5
4. Скважины на эксплуатационных площадях	10	5	4	0,3
5. Скважины, расположенные на акваториях	20	-	10	0,5

Примечание: 1. Погрешности заданы относительно пунктов государственной геодезической сети и геодезических сетей сгущения. 2. Исходными пунктами для привязки могут служить любые пункты и точки, в т. ч. по которым строились структурные карты, если они обеспечивают определение положения скважин с точностью, приведенной в табл. 4.1.

Из теоретических и экспериментальных исследований известно, что положение на карте местных предметов и четко выраженных контуров относительно пунктов геодезической сети характеризуется средней квадратической погрешностью ± 0,5 мм в масштабе карты; в горных и пустынных районах эта погрешность увеличивается до ±0,7 мм.

Средняя квадратическая погрешность ±0,5 мм на карте, например масштаба 1:25 000, даст погрешность, равную ±12,5 м, а предельную ±25 м, следовательно, эту карту можно использовать для выноса в натуру проектных скважин 1 и 2 групп (табл. 4.1). Для выноса в натуру остальных проектных скважин нужна карта масштаба 1:10 000 и крупнее. Проектные скважины первой группы можно выносить в натуру по карте масштаба не мельче 1:100 000; скважины второй группы – по карте масштаба не мельче 1:50 000.

Что касается точности определения абсолютных высот точек местности по карте, то необходимо иметь в виду, что отметки контурных точек, подписанные на карте, и горизонталей по высоте определены с погрешностями относительно ближайших пунктов высотной геодезической сети. Величина этих погрешностей (табл. 4.2) зависит от характера рельефа и высоты его сечения, а следовательно, и от масштаба карты.

Сопоставляя данные табл. 4.1 и 4.2, выбирают карту, по которой с требуемой точностью можно определить предварительные высоты мест заложения скважин.

Места заложения скважин закрепляют металлическими трубами или деревянными кольями длиной 1,2 м, закладываемыми на глубину 0,7 м. Вокруг знака делают окопку радиусом 0,5–1,0 м. На верхней части трубы

(кола) несмываемой краской пишут номер скважины, дату перенесения скважины в натуру и наименование организации, производившей работу. На закрепленный знак составляют абрис. Если знак вынесен на такую местность, где трудно гарантировать его сохранность (например, на пашне или строительной площадке), то вблизи него закладывают дополнительный знак, причем в абрисе указывают направление и расстояние от этого знака до места заложения скважины.

Для перенесения проекта расположения скважин в натуру составляется разбивочный чертеж, на котором указываются необходимые данные: горизонтальные углы и линии. Эти данные получают графически или аналитически.

Таблица 4.2

Точность определения абсолютных высот точек местности

Характер местности	Средние квадратические погрешности определения высот точек (в м), имеющих отметки (числитель), и горизонталей (знаменатель)					
	1:2000	1:5000	1:10000	1:25000	1:50000	1:100000
Плоскоравнинная (углы наклона до 2°)	0,15-0,3 / 0,15-0,3	0,2 – 0,3 / 0,15 – 0,3	0,8 / 1,0	1,1 / 1,2	3,0 / 3,3	5,7 / 6.5

Продолжение табл. 4.2

Характер местности	Средние квадратические погрешности определения высот точек (в м), имеющих отметки (числитель), и горизонталей (знаменатель)					
	1:2000	1:5000	1:10000	1:25000	1:50000	1:100000
Плоскоравнинная, сплошь залесенная в азиатской части севернее параллели 56° (углы наклона до 6°)	0,3-0,7 / 0,5-1,0	0,3-0,7 / 0,3-1,0	1,0 / 2,0	2,0 / 4,0	3,0 / 6,5	6,5 / 13,0
Всхолмленная (открытая) с углами до 6°	0,45-0,8 / 0,45-0,8	0,8-1,6 / 0,8-1,6	1,2 / 1,5	2,5 / 3,0	5,0 / 6,0	11,0 / 12,0
Всхолмленная (закрытая) с углами наклона до 6°	0,4-0,8 / 0,6-1,0	0,9-1,6 / 1,2-2,0	1,5 / 2,5	3,5 / 5,0	7,0 / 10,0	14,0 / 20,0
Предгорная и горная с углами наклона до 15°	1,0	1,8-2,2	4,0	8,5	17,0	33,0
	Погрешность не менее 1,5 сечения рельефа					

При графическом способе получения геодезических данных горизонтальные углы между исходными линиями и направлениями на проектные точки измеряют на карте (плане) транспортиром, а длины линий измеряют циркулем-измерителем по масштабной линейке.

При аналитическом способе – горизонтальные углы и длины линий вычисляют по координатам опорных и проектных точек путем решения обратной геодезической задачи. Координаты проектных точек при этом определяют графически с плана или карты по координатной сетке.

Перенесение в натуру проектной скважины производится следующими способами.

Совмещение местоположения скважины с контурной точкой местности. На топографической карте проектное положение скважины было совмещено с четко выраженной контурной точкой. Перенесение проектной скважины на местность будет заключаться в опознавании на местности этой контурной точки.

Правильность опознования контурной точки обязательно нужно контролировать визированием с нее на хорошо видимые местные предметы или измерением от нее расстояний до местных предметов, надежно опознаваемых на карте. Совпадение результатов измерений

углов и расстояний на местности и на карте будет контролем переноса проектной скважины в натуру.

Выполняя измерения на карте, нужно правильно определить положение местного предмета, изображенного на карте внемасштабным условным знаком. Существуют правила, по которым можно определить, какая точка условного знака совмещена с местоположением этого предмета на карте.

Внемасштабные условные знаки располагают на топографической карте так,чтобы положению предмета на местности соответствовали:

а) геометрический центр знака, имеющего симметричную геометрическую фигуру (например, пункт государственной геодезической сети, жилой дом, буровая вышка и т. д.);

б) середина основания знака, имеющего форму фигуры с широким основанием (например, отдельно лежащий камень, памятник и т. д.);

в) вершина прямого угла знака, имеющего в основании прямой угол (например, километровый столб, отдельно стоящее дерево и т. д.);

г) геометрический центр нижней фигуры знака, представляющего сочетание нескольких фигур (например, нефтяная вышка, фабрика, завод с трубой, метеорологическая станция и т. д.).

При изображении дорог, просек, трубопроводов и других протяженных объектов линейными условными знаками последние располагаются так, чтобы их продольная ось совпадала бы с продольной осью этих объектов на местности.

Промер вдоль линейного контура. Проектное положение скважины на топографической карте было выбрано на линейном контуре, имеющем характерную контурную точку (например, на просеке, а характерной точкой была точка пересечения просек). Перенесение проектной скважины в натуру будет заключаться в отложении вдоль линейного контура местности от его характерной точки расстояния, измеренного на карте от соответствующей характерной точки до проектной скважины.

Способ полярных координат. В качестве опорных выбираются две контурные точки карты, хорошо опознаваемые на местности, либо два пункта опорной геодезической сети. Перенесение в натуру проектной скважины Р (рис. 4.2) производится в следующем порядке. С плана определяются координаты скважины Р. Затем вычисляется дирекционный угол направления АР по формуле

$$\mathrm{tg}\alpha_{AP} = \frac{Y_P - Y_A}{X_P - X_A} \ . \qquad (4.1)$$

Полярный угол определяется как

$$\beta = \alpha_{AP} - \alpha_{AB} . \qquad (4.2)$$

Полярное расстояние S находится по формуле

$$S = \frac{X_P - X_A}{Cos\alpha_{AP}} = \frac{Ó_Ð - Ó_À}{Sin\alpha_{AP}}, \qquad (4.3)$$

где X_A, $У_A$ – координаты пункта А съемочного обоснования; X_P, $У_P$ – координаты проектной точки Р; α_{AB} – дирекционный угол исходного направления АВ.

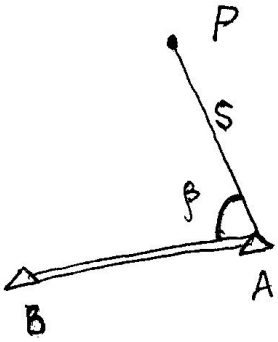


Рис. 4.2. Перенесение в натуру проектной скважины Р полярным способом

Для перенесения в натуру проектного положения скважины Р теодолит устанавливается в пункте съемочного обоснования А и откладывается горизонтальный угол β от исходного направления АВ. По построенному направлению рулеткой измеряется горизонтальное расстояние S. Полученная точка является устьем проектного положения скважины Р на местности.

Способ угловой засечки. Этот способ применяется в том случае, когда от точек съемочного обоснования до проектной не имеется возможности мерной лентой отложить расстояние из-за имеющихся преград на местности (рис. 4.3).

Для перенесения в натуру проектной скважины Р необходимо иметь не менее трех точек съемочного обоснования. Координаты проектной скважины определяются с плана. Далее вычисляются значения углов α, β, γ и δ.

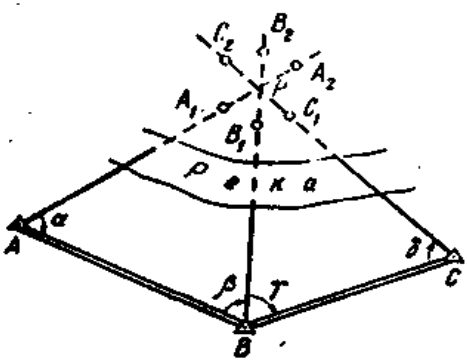


Рис. 4.3. Перенесение в натуру проектной скважины Р прямой угловой засечкой

Сначала определяются дирекционные углы направлений АР, ВР и СР по формулам

$$\mathrm{tg}\alpha_{A\text{Ð}} = \frac{\acute{O}_{\text{Ð}} - \acute{O}_{\grave{A}}}{\tilde{O}_{\text{Ð}} - \tilde{O}_{\grave{A}}},$$

$$\mathrm{tg}\alpha_{BP} = \frac{\acute{O}_{\text{Ð}} - \acute{O}_{\hat{A}}}{\tilde{O}_{\text{Ð}} - \tilde{O}_{\hat{A}}}, \qquad (4.4)$$

$$\mathrm{tg}\alpha_{CP} = \frac{\acute{O}_{\text{Ð}} - \acute{O}_{\tilde{N}}}{\tilde{O}_{\text{Ð}} - \tilde{O}_{\tilde{N}}}.$$

Затем находятся значения углов α, β, Υ и δ по формулам

$$\alpha = \alpha_{AB} - \alpha_{AP};\ \beta = \alpha_{BP} - \alpha_{BA};\ \Upsilon = \alpha_{BC} - \alpha_{BP};\ \delta = \alpha_{CP} - \alpha_{CB}. \qquad (4.5)$$

Далее в полевых условиях теодолит устанавливается последовательно в точках съемочного обоснования А, В и С и строятся проектные углы α, β, Υ и δ; задаются направления и каждое из них обозначается двумя вехами около места их возможного пересечения (A_1, A_2; B_1, B_2; C_1, C_2). Пересечение этих трех направлений является устьем проектной скважины.

Способ линейной засечки. Этот способ применяется в тех случаях, когда расстояния между точками съемочного обоснования и

проектным положением скважины не более длины мерного прибора. Горизонтальные проложения S_1, S_2 и S_3 точек съемочного обоснования до проектной скважины Р определяются по формулам:

$$S_1 = \frac{Ó_ð - Ó_À}{Sin\alpha_{AP}} = \frac{X_P - X_A}{Cos\alpha_{AP}};$$

$$S_2 = \frac{Ó_Ð - Ó_Â}{Sin\alpha_{BP}} = \frac{X_P - X_B}{Cos\alpha_{BP}}; \qquad (4.6)$$

$$S_3 = \frac{Ó_Ð - Ó_Ñ}{Sin\alpha_{CP}} = \frac{X_P - X_C}{Cos\alpha_{CP}},$$

где X_P, $У_P$ – координаты проектной скважины; X_A, $У_A$; X_B, $У_B$; X_C, $У_C$ – координаты точек съемочного обоснования; α_{AP}, α_{BP}, α_{CP} – дирекционные углы направлений АР, ВР и СР (рис. 4.4).

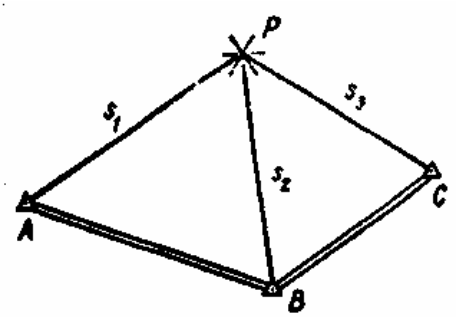


Рис. 4.4. Перенесение в натуру проектной скважины *Р* линейной засечкой

При перенесении точки Р в натуру поступают следующим образом. Концы лент закрепляются в точках съемочного обоснования А, В и С и прочерчиваются дуги S_1, S_2, и S_3. Пересечение трех дуг будет устьем проектной скважины Р. Совпадение измеренных трех дуг на местности будет свидетельствовать о правильности определения положения проектной скважины.

Способ створов. Этот способ применяется для перенесения в натуру запроектированных скважин на акватории. Сначала вычисляются углы α и β по формулам

$$\beta = \alpha_{BA} - \alpha_{BP}; \qquad \alpha = \alpha_{AP} - \alpha_{AB};$$
$$\alpha = \alpha_{AP} - \alpha_{AB}, \qquad \beta = \alpha_{BA} - \alpha_{BP}; \qquad (4.7)$$

где α_{AP}, α_{BP} – дирекционные углы направлений АР и ВР.

В точках съемочного обоснования А и В теодолитом строятся проектные углы α и β (рис. 4.5) и намечаются на суше створные точки A' и B', в которых устанавливаются вехи.

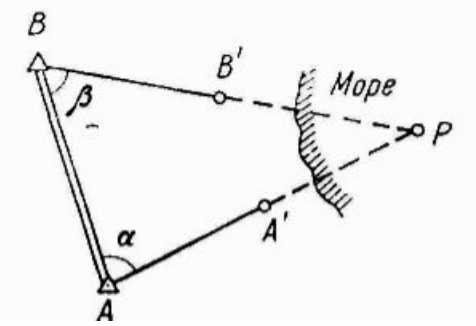


Рис. 4.5. Перенесение в натуру проектной скважины *Р* способом створов

Затем с катера по створам A' А и B' В находится положение точки пересечения, которая и будет проектной скважиной Р.

4.3. Содержание маркшейдерских работ при строительстве скважин

Полный цикл строительства скважины состоит из следующих основных этапов:

1) подготовительные работы (устройство подъездных путей и закладка фундаментов, вертикальная планировка площадки под буровую);
2) строительство буровой вышки и привышечных сооружений;
3) монтаж бурового и силового оборудования;
4) подготовительные работы к бурению скважины;
5) бурение скважины (проходка и крепление);

6) испытание скважины на приток нефти и газа;

7) демонтаж бурового и силового оборудования, вышки и привышечных сооружений.

На всех этих этапах (за исключением двух последних) производятся маркшейдерско-геодезические работы. В их комплекс входит:

- выбор участка местности под буровую установку и его вертикальная планировка;
- перенесение в натуру проекта размещения устьев скважин;
- геодезические разбивочные работы при строительстве буровой установки и привышечных сооружений;
- плановая и высотная привязка устьев скважин;
- контроль за соблюдением проектных направлений проводки скважин и правильностью определения пространственного положения осей скважин при бурении.

4.4. Вертикальная планировка площадки под буровую установку

Совокупность работ по приведению существующей топографической поверхности в проектную называют вертикальной планировкой.

При строительстве скважин проектной является горизонтальная поверхность, т. е. площадка под буровую установку проектируется горизонтальной. Проектирование горизонтальной площадки выполняется с соблюдением баланса земляных работ: объемы насыпей и выемок грунта должны быть равными. Следовательно, с точки зрения экономической выгоды площадку под буровую установку следует по возможности выбирать на местности с ровным рельефом.

Перед выбором площадки необходимо провести инженерно-геологические изыскания, целью которых является исследование грунта, его несущей способности (способности выдержать массу буровой вышки и всего оборудования), а также установление мест с неблагоприятными для строительства геологическими условиями (карсты, оползни, отвалы, заболоченные участки). Если таких изысканий не проводить, то могут произойти разрушения вышки в процессе бурения или эксплуатации, разрушения из-за оползней емкостей (“амбаров”) для слива обработанного бурового раствора, вследствие чего этот раствор может попасть в водоемы, на поля и в леса, т. е. будет нанесен большой ущерб окружающей природе.

Данные для составления проекта вертикальной планировки площадки под буровую установку получают с маркшейдерского плана этой площадки, составленного в масштабе 1:500 с сечением рельефа 0,25–1,0 м. На плане разбивают сетку квадратов стороной 4 см, что составляет 20 м на местности. Стороны квадратов удобнее всего провести параллельно координатным линиям плана. Такую же сетку квадратов строят не бумаге. Вершины квадратов на маркшейдерском плане и схеме нумеруют одинаково. По маркшейдерскому плану определяют фактические отметки (абсолютные высоты) вершин всех квадратов и выписывают их на схему.

Решение задачи по проектированию горизонтальной площадки выполняется в следующей последовательности.

1. Вычисляется проектная отметка $H_к$ горизонтальной площадки

$$H_к = \frac{\sum H_1 + 2\sum H_2 + 3\sum H_3 + 4\sum H_4}{4n}, \qquad (4.8)$$

где $\sum H_1$ – сумма отметок вершин, входящих в один квадрат; $\sum H_2$, $\sum H_3$, $\sum H_4$ – соответственно суммы отметок вершин, общих для двух, трех и четырех квадратов; n – число квадратов, разбитых на данной площадке.

Так, на рис. 4.6. каждая из вершин с номерами 1, 3, 5 и 7 входит только в один квадрат, поэтому

$$\sum H_1 = H_1 + H_3 + H_5 + H_7. \qquad (4.9)$$

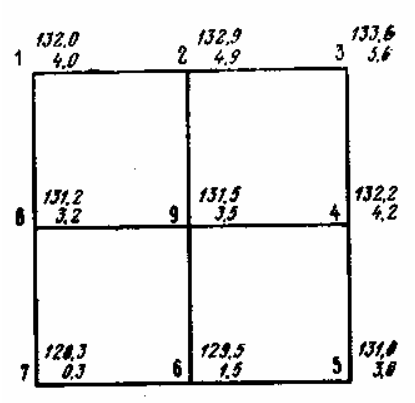


Рис. 4.6. Схема квадратов для вертикальной планировки площадки под буровую установку

Каждая из вершин с номерами 2, 4, 6 и 8 входит в два смежных квадрата, следовательно

$$\sum H_2 = H_2 + H_4 + H_6 + H_8. \qquad (4.10)$$

Вершина с номерами 9 входит в четыре смежных квадрата, поэтому

$$\sum H_4 = H_9. \qquad (4.11)$$

В данной сетке квадратов отсутствует вершина, входящая в три квадрата, отсюда $\sum H_3 = 0$.

Для удобства пользования формулой (4.8) преобразуем ее к виду

$$H_к = \acute{I}^{\,/} + \frac{\sum h_1^{/} + 2\sum h_2^{/} + 3\sum h_3^{/} + 4\sum h_4^{/}}{4n}, \qquad (4.12)$$

где $H^{/}$ – наименьшая из отметок вершин квадратов, округленная до метра; $\sum h^{/}_1$, $\sum h^{/}_2$, $\sum h^{/}_3$, $\sum^{/}_4$ – суммы условных отметок вершин, принадлежащих соответственно одному, двум, трем и четырем квадратам.

Условные отметки вершин квадратов определяются по формуле

$$h_i^{/} = H_i - H^{/} \quad , \qquad (4.13)$$

где H_i – фактическая отметка вершины квадрата, имеющей порядковый номер i.

Значения условных отметок выписываются на сетку квадратов (рис. 4.6).

Применительно к рис. 4.6 имеем

$$H_к = 128 + \frac{(4{,}0 + 5{,}6 + 3{,}0 + 0{,}3) + 2(4{,}9 + 4{,}2 + 1{,}5 + 3{,}2) + 4 \cdot 3{,}5}{16} = 128 + 3{,}4 = 131{,}4ì \ ;$$

2. По отметкам H_i вершин квадратов и проектной отметке $H_к$ вычисляются рабочие отметки h_i всех вершин сетки квадратов

$$h_i = H_к - H_i \, . \qquad (4.14)$$

Значения рабочих отметок выписывают на картограмму у соответствующих вершин квадратов;

3. Определяется положение линии нулевых работ – линии пересечения проектной плоскости с топографической поверхностью участка местности. Для этого предварительно находится положение точек нулевых работ по тем сторонам квадратов, которые соединяют вершины, имеющие рабочие отметки противоположных знаков.

Положение точки нулевых работ на стороне квадрата (рис. 4.7) определяется длиной отрезка, вычисляемого по формуле

$$X = d\frac{|h_1|}{|h_1| + |h_2|}, \qquad (4.15)$$

где d – сторона квадрата в мерах h_1 и h_2 – рабочие отметки, которые берутся по абсолютной величине без учета их алгебраических знаков.

Например, положение точки нулевых работ на стороне 8-9 (рис. 4.7) будет определено, если от левой вершины 8 отложить отрезок X, равный

$$X = \frac{20 \cdot 0{,}2}{0{,}2 + 0{,}1} = 13{,}3 \text{ м.}$$

Расстояния от точки нулевых работ до ближайших точек пикетажа подписывают по обе стороны от ординаты этой точки, прочерчиваемой на чертеже синим цветом.

Соединив все смежные точки нулевых работ, получают положение линии нулевых работ (на рис. 4.7 она показана пунктиром).

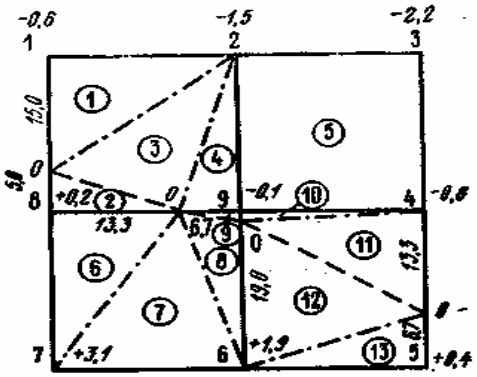


Рис. 4.7. Картограмма земляных работ

4. Объемы земляных работ подсчитываются раздельно для выемки и насыпи. В целых квадратах, не пересекаемых линией нулевых работ, объем земляных работ подсчитывается по формуле

$$V = \frac{d^2}{4} \sum_{1}^{4} h_i, \qquad (4.16)$$

где d – сторона квадрата, м.

Квадраты, пересекаемые линией нулевых работ, предварительно разделяются на элементарные геометрические фигуры, чаще всего треугольники (рис. 4.7).

Объем земляного тела, основанием которого является треугольник,

вычисляют по формуле

$$V = \frac{S}{3} \sum_{1}^{3} h_i \qquad (4.17)$$

где S – площадь треугольника, м^2.

Результаты вычисления объемов выемки и насыпи приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Ведомость вычисления объема земляных работ

Номер фигуры	Площадь фигур, м^2	Средняя рабочая отметка, м	Объемы земляных работ, м^3	
			Насыпь (+)	Выемка (-)
1	150,0	-0,70		105,0
2	33,5	+0,07	2,3	
3	150,5	- 0,50		75,2
4	66,0	- 0,53		35,0
5	400,0	- 1,15		460,0
6	133,0	+1,10	146,3	
7	200,0	+ 1,67	334,0	
8	63,6	+ 0,63	40,1	
9	3,4	- 0.03		0,1
10	10,0	- 0,30		3,0
11	133,0	- 0,26		34,6
12	190,0	+0,63	119,7	
13	67,0	+ 0,77	51,6	
Сумма	600	+1,4	694.0	-712.9

$$\Delta V = -18{,}9 м^3 .$$

К объему земляных работ при вертикальной планировке площади под буровую установку добавляется еще объем земляных работ при рытье емкостей под выбуренную породу и котлованов под фундаменты ног фонаря вышки, лебедки, насосов и двигателей. Все эти данные используются для подсчета стоимости земляных работ.

После того как землеройными машинами площадка будет выровнена, ее горизонтальность проверяется следующим образом. В центре площадки устанавливается нивелир, приводится в рабочее положение и берутся отсчеты по нивелирной рейке, устанавливаемой в ряде точек площадки. Колебание этих отсчетов допускается в пределах 0,1– 0,2 м.

4.5. Разбивочные работы при строительстве буровой скважины

Строительство буровой скважины производится по утвержденному проекту, составленному на маркшейдерском плане масштаба 1:500 с сечением рельефа 0,25–0,50 м для равнинной местности и 1,0 м для горной. План с размещенными на нем проектируемыми сооружениями (буровой установкой, привышечными сооружениями и коммуникациями) называется генеральным планом. Помимо этого плана для строительства буровой скважины необходимо иметь еще такие проектные документы, как план фундаментов буровой установки и рабочие чертежи (планы и разрезы) отдельных фундаментов, на которых указаны размеры деталей и их положение относительно основных осей буровой установки – линий, образующих ее контур.

Генеральный план сооружения и другие проектные документы используются для выполнения разбивочных работ. Разбивочные работы и вынос проекта сооружения в натуру – это два наименования одного и того же процесса геодезических работ, имеющего целью найти и закрепить на местности положения контура сооружения и его деталей, содержащихся в проекте. Контур любого сооружения разбивается на местности путем выноса в натуру точек пересечения основных осей А-А, В-В, 1-1 и 2-2 (рис. 4.8).

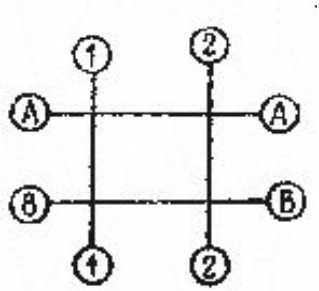


Рис. 4.8. Основные оси сооружения

Вынос в натуру основных осей сооружения выполняется относительно пунктов маркшейдерского съемочного обоснования, а также от местных предметов, изображенных на генеральном плане. Подготовка разбивочных данных выполняется в основном аналитическим способом.

Геодезическая разбивка фундаментов, основных осей буровой установки и привышечного оборудования чаще всего производится способом полярных координат. Теодолит при этом устанавливается в точке, которая является вынесенной на местность проектной скважиной – центром ее ствола. Полярной осью служит линия, соединяющая центр ствола будущей скважины и ближайший пункт съемочного обоснования или хорошо опознаваемую на местности контурную точку генерального плана. Расстояния до точек, выносимых в натуру, отмеряются стальной рулеткой. Кроме разбивки фундаментов под буровую вышку в плане, необходима разбивка их по высоте. Установка фундаментов на проектную отметку выполняется с помощью нивелира. Эта работа производится следующим образом.

Пусть точка Р (рис. 4.9) будет вынесенной на местность центральной точкой фундамента под одну из ног буровой вышки. Установив нивелир по середине между репером и точкой Р, берут отсчет α по рейке на репере и вычисляют горизонт инструмента ГИ:

$$ГИ = H_R + a, \qquad (4.18)$$

где H_R – отметка репера.

Затем вычисляют отсчет по рейке, установленной на точке Р,

$$в = ГИ - H_n, \qquad (4.19)$$

где H_n – проектная отметка верхней опорной поверхности фундамента.

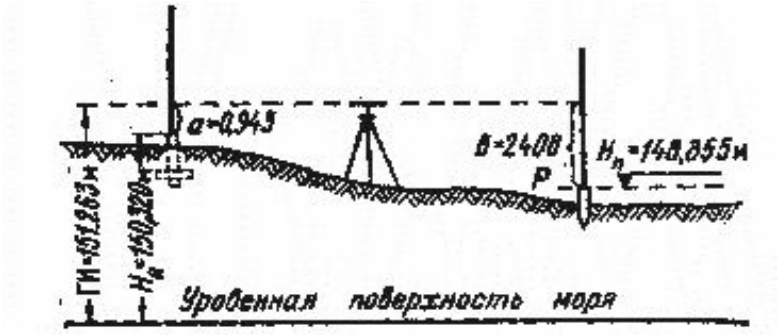


Рис. 4.9. Перенесение в натуру точки с задней точки

После этого поднимают или опускают рейку на точке Р до тех пор, пока средняя нить сетки нитей зрительной трубы нивелира не совпадает с отсчетом в. Уровень пятки рейки и будет соответствовать искомой проектной отметке $H_п$. Этот уровень фиксируют в натуре и закрепляют специальным знаком.

Отклонения по высоте от проектной отметки верхних опорных плоскостей фундаментов каждой ноги буровой вышки не должны превышать ±20 мм.

Монтаж вышки производят после возведения фундаментов в соответствии с допустимыми отклонениями на монтаж буровой вышки (табл. 4.4).

В практике монтажа буровых установок, который выполняется специализированными строительными организациями (вышкомонтажными конторами), вышку центрируют относительно центра будущей скважины при помощи домкратов по отвесу. Несовпадение центра вышки с центром скважины допускается до 50 мм. Поверхность стола ротора выверяется на горизонтальность по уровню; отклонение от горизонтальности не должно превышать 1,5. Такой контроль за правильностью монтажа буровой установки несовершенен: длинная нить отвеса раскачивается даже при слабом ветре; не всегда точно известна цена деления накладного уровня. Поэтому контроль за монтажом следует выполнять с помощью теодолита и нивелира.

Таблица 4.4

Допустимые отклонения на монтаж буровой вышки

Вид оборудования	Наименование контрольных операций	Допустимое отклонение
Основания и фундаменты	Разность отметок плоскости фундамента под фундаментные балки и рамы	20 мм
	Отклонение от горизонтали оснований из металлоконструкций	1 мм/м
	Отклонение от проектного положения анкерных болтов	5 мм
	Смещение положения осей фундаментных рам и балок относительно центра ротора Разность высот опорных поверхностей под ноги вышки	50 мм
Буровая вышка	Смещение центра нижнего основания относительно центра ротора	30 мм
	Смещение центра площадки кронблока относительно центра ротора	50 мм
	Разность диагоналей нижнего основания вышки	10 мм
Лебедка	Отклонение от горизонтали	0,8 мм/м
Гидравлический	Соосность с валом лебедки. Торцевое и тормозбиение радиальное	0,8 мм/м
Ротор (привод от лебедки)	Отклонение вертикальной оси ротора от центра нижнего основания вышки Отклонение стола ротора от горизонтали Перекос приводной цепи Параллельное смещение приводной цепи	30 мм 1 мм/м 2 мм/м 1 мм
Ротор с индивидуальным электроприводом	Несоосность вала электродвигателя с трансмиссионным валом привода. Торцевое и радиальное биение Непараллельность плоскостей звездочек цепных передач Параллельное смещение звездочек цепных передач	0,8 мм 1 мм/м 2 мм
Насосы и дизельные агрегаты	Отклонение от горизонтали Несоосность вала коробки скоростей и вала-шестерни редуктора лебедки (параллельное смещение) Отклонение от горизонтали карданных валов Непараллельность карданных валов с валами лебедки и коробки скоростей Смещение оси ручьев шкивов ременной передачи: агрегатов дизельных блоков Насосов	1 мм/м 5 мм 2 мм/м 2 мм 2 мм 2 мм 5 мм
Дизель-генератор	Отклонение от горизонтали агрегата	0,5 мм/м
Компрессор	Отклонение от горизонтали компрессора Непараллельность осей трансмиссионного вала агрегата и контрпривода компрессора	1 мм/м 1 мм/м
Шахтное направление	Несоосность с ротором Отклонение от вертикали по всей длине	10 мм 10 мм
Желобная система	Уклон: от устья скважины до очистных сооружений к блоку приготовления промывочной жидкости от очистных сооружений до приемочных емкостей	1:30 1:30 1:75

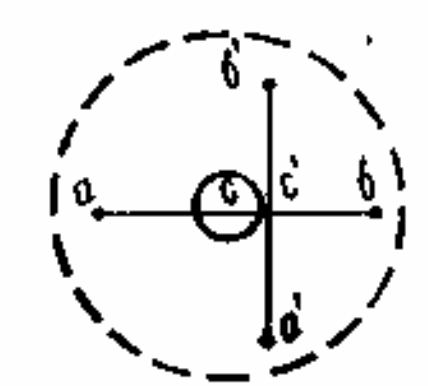


Рис. 4.10. Определение величины смещенеия верхнего основания буровой вышки относительно центра ротора

Для определения соосности буровой вышки и ротора устанавливают на взаимно перпендикулярных направлениях два теодолита на расстоянии от вышки порядка 50–60 м. Приведя ось вращения теодолита в отвесное положение, наводят зрительную трубу до поверхности стола ротора. Затем по указанию наблюдателя отмечают на поверхности стола ротора по разные стороны от его центра две точки а и б (рис. 4.10), лежащие в коллимационной плоскости трубы.

Точно так же отмечают точки $а^{/}$ и $б^{/}$ с помощью второго теодолита. Очевидно, что пересечение линий аб и $а^{/}б^{/}$ (точка $с^{/}$) и будет проекцией вертикальной оси буровой вышки на плоскости ротора. Затем измеряют миллиметровой линейкой расстояние между точкой $с^{/}$ и центром ротора – точкой с. Величина несоосности верхнего основания вышки с центром ротора (отрезок $сс^{/}$) не должна быть более 50 мм.

Таким образом можно проверить соосность шахтного направления и нижнего основания вышки с центром ротора. В первом случае величина несоосности должна быть не более 10 мм, а во втором – не более 30 мм.

4.6. Измерение глубины скважины по стволу

Глубина скважины по стволу измеряется периодически в процессе ее бурения при отборе кернов, производстве каротажа,

инклинометрии, измерении температуры, перфорации, отборе грунтов боковыми грунтонасосами и других работах в скважине.

Глубину скважины по стволу в процессе бурения, по окончании бурения скважины и при отборе керна измеряют при помощи бурильных труб, а в остальных случаях – при помощи каротажного кабеля.

При измерении глубины скважины по стволу с помощью бурильных труб длину буровой колонны определяют как сумму слагаемых длин отдельных труб (свеч). Длину трубы (свечи) измеряют при спуске (подъеме) колонны дважды, для чего используют стальную компарированную рулетку, длиной не менее 20 м при измерении длины отдельной трубы и 30–40 м при измерении свечи. Если расхождение между двумя измерениями не превышает 1:2 000, то за окончательный результат принимают среднее значение. В противном случае измерение повторяют. Результаты измерений каждой трубы (свечи) заносят в буровой журнал.

Контрольное определение глубины скважины производится при инклинометрических измерениях по каротажному кабелю.

Расхождение между результатами измерений, выполненными при определении длины буровой колонны и по каротажному кабелю, не должно превышать 0,1 % от измеренной глубины скважины по стволу. Результаты измерений фиксируются в буровом журнале и на каротажной диаграмме.

При измерении глубины скважины по стволу с помощью каротажного кабеля отклонение между соседними метками, отмеченными на диаграмме, от соответствующих меток на кабеле не должно превышать 2 мм в масштабе диаграммы.

При исследовании скважины в незначительных интервалах глубин на диаграмме должна быть отражена длина кабеля в пределах двух или более меток.

Для контроля измерения глубин по меткам на кабеле следует:

- последующий каротаж производить другим кабелем;
- при последующем каротаже перекрывать измерениями не менее 50 м ранее прокаротированного участка скважины, а в случае отсутствия на нем четко выраженных аномалий нужно увеличивать интервал перекрытия до их появления. Расхождения в определении глубин между основным и повторным измерениями не должны превышать допусков (табл. 4.5);
- отмечать на диаграмме положение в стволе скважины башмака обсадной колонны;

- на кабеле через 500–700 м закреплять (сигнальные метки по обе стороны от основной на расстоянии 1–1,5 м, которые регистрируются на диаграммах наряду с основными;
- сопоставлять глубины, полученные по каротажному кабелю, и бурильной колонне.

Таблица 4.5

Допуски при основном и повторном измерениях

Глубина скважины по стволу, км	Допустимые расхождения, м
До 1 км	1,0
1–2	1,5
2–3	2,0
3–4	2,5
4–5	3,0
5–6	4,0
Свыше 6	5,0

Погрешности измерения глубин по меткам на каротажном кабеле вычисляются по результатам двойных независимых измерений на перекрытых каротажем участках ствола скважины. Эти измерения производятся при одних и тех же условиях, но при помощи разных кабелей. Для этого по перекрытым участкам сопоставляются между собой глубины одних и тех же точек и вычисляются расхождения между ними, которые не должны превышать значений, приведенных в табл. 4.6.

Средняя квадратическая погрешность измерения глубин для площади, залежи или месторождения вычисляется по разностям двойных измерений.

При инклинометрии каротажный кабель в скважину опускается через блок-баланс, установленный на плоскости ствола ротора, при этом необходимо:

- обеспечивать соответствие диаметра блок-баланса ролика типу каротажного кабеля;
- обмывать кабель при подъеме его из скважины;
- при работе зимой следить, чтобы в желобе блока не образовывалось обледенение.

Если не выдерживаются требования п. 3.5 РД 39-4-815-82, необходимо при наличии закономерностей в результатах измерений по

счетчику и меткам на каротажном кабеле вводить поправки в показания счетчика.

Таблица 4.6

Глубина добывающих скважин, м	Платформенные области			Складчатые области		
	Расстояние S между скважинами, м	Допустимые отклонения		Расстояние S между скважинами, м	Допустимые отклонения	
		в долях S, %	в метрах		в долях S, %	в метрах
До 2000	200	10		135	15	
	200		20	135		20
2000–500	250	12		150	20	
	250		30	150		30
2500–3000	267	15		160	25	
	267		40	160		40
Более 3000	250	20		167	30	
	250		50	167		50

Примечание: Допустимые значения отклонения проекции забоя скважин от устья составляют 1 % H для разведочных скважин складчатых областей и 5 % H для опорных и поисковых скважин платформенных и складчатых областей (H – глубина скважин по стволу).

При отсутствии закономерностей в изменении расхождений между показаниями счетчика и результатами измерений по меткам на кабеле необходимо исправить или заменить счетчик, после чего измерения повторяются.

4.7. КОНТРОЛЬ ПРОВОДКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПО ПРОЕКТНОМУ ПРОФИЛЮ

Контроль проводки ствола скважины по проектному профилю включает следующие основные виды работ:

- задание направления стволу скважины;
- ориентирование отклонителя;
- проверку текущего положения от ствола скважины в пространстве (в процессе ее проводки);

- проверку отклонения от ствола скважины от проектной трассы.

Для задания направления стволу скважины необходимо произвести проверку компановки низа бурильной колонны, предназначенной для искривления ствола скважины, а именно:

- соответствие геометрических размеров компановки проектным;
- наличие на вогнутой стороне образующей отклоняющей компановки рисок, указывающих действие отклонителя;
- соответствие направления магнита в магнитном переводнике с плоскостью искривления отклонителя;
- нанесение меток на замках труб породной образующей. При этом метки должны быть нанесены с точностью ±0,001 м (0^o 31);
- результаты инклинометрии ранее пробуренного участка ствола скважины.

Разбивка и закрепление ориентирного направления скважины производится с соблюдением принятых требований.

Работа по ориентированию отклонителя заключается:

- в определении положения плоскости действия отклонителя относительно плоскости ориентирного направления (при их несовпадении);
- в определении угла поворота отклонителя;
- в установке отклонителя в заданном направлении;
- в проверке правильности установки отклонителя.

Расчеты по установке отклонителя заносятся в журнал.

При забуривании наклонного ствола из вертикального участка скважины глубиной до 250 м для определения положения отклонителя используется способ ориентированного спуска инструмента (РД 39-2-810-83. Инструкция по бурению наклонно-направленных скважин. М., 1983).

Текущий контроль пространственного положения от ствола бурящейся скважины осуществляется в соответствии с регламентом бурения скважины, при этом во внимание принимаются следующие основные факторы: форма траектории оси ствола скважины; геологическое строение района работ; метод бурения ствола скважины и конструкция бурового инструмента; проходка на долото; конструкция скважины.

При длине вертикального участка ствола скважины под контуктор до 200 м первая инклинометрия проводится после его проходки.

Первое измерение при забуривании наклонного участка ствола нужно проводить после проходки интервала, на котором угол отклонения от вертикали увеличивается до 4–5°.

Если в результате первого измерения наклонного участка ствола нет необходимости изменять ориентирный угол, то последующие измерения проводятся через интервалы 100–150 м (через одно-два долбления).

При изменении азимута геометрические параметры направления скважины нужно измерять через 25–50 м (после каждого рейса) до тех пор, пока ствол не будет выведен на нужное направление.

При бурении прямолинейного участка наклонного ствола с применением стабилизирующих устройств интервалы между измерениями следует назначать в зависимости от геологического строения района. Если геологические и горно – технические условия при проходке ствола стабильны и не сильно влияют на направление оси ствола, измерения можно проводить через 100–150 м проходки.

Если же естественные условия искривления способствуют резкому изменению азимута, то интервалы между измерениями должны быть сокращены, а при очень неблагоприятных условиях следует ограничить величину рейса.

На интервалах уменьшения угла отклонения от вертикали инклинометрия выполняется после каждого рейса с шагом, регламентируемым РД 39-4-815-82. Если проходка на долото меньше или равна шагу измерений, то последний уменьшается в 2 раза.

Окончательная инклинометрия в открытом участке ствола по всему интервалу производится в обязательном порядке перед спуском обсадной колонны. Шаг измерений при этом принимается в соответствии с РД 39-4-815-82.

4.8.Определение пространственного положения оси ствола скважины

Основную информацию о нефтеносности территории в процессе поисков и освоения нефтяных и газовых месторождений геологи получают в результате бурения скважин.

Исходной информацией о пространственном положении скважины (ее траектории, профиля) являются результаты измерений зенитных углов и азимутов, выполняемых в скважине через определенные интервалы специальными приборами – инклинометрами. Процесс получения этих данных получил название инклинометрии.

Работа датчиков инклинометров основана на принципах использования магнитного и гравитационного полей Земли, а также (реже) гироскопического эффекта – эффекта «волчка». Положение прибора относительно гравитационного поля Земли определяется свободным положением отвеса (маятника), которое используется для измерения зенитного угла скважины (угла отклонения скважин от вертикали). Чувствительным элементом геомагнитного датчика является магнитная стрелка на специальной подвеске. Сила, обусловленная напряженностью магнитного поля Земли, действующая на чувствительный элемент датчика, по сравнению с его весом, незначительна. Вследствие этого возникает необходимость предварительной ориентации оси вращения магнитной стрелки в положение, примерно перпендикулярное к вектору магнитных силовых линий. Кроме того, магнитное поле Земли в зоне действия датчика не должно быть экранировано или искажено в результате положения другого магнитного поля. Иначе указанные причины отрицательно скажутся на точности прибора.

С этой точки зрения применение в инклинометрах датчиков, использующих гироскопический эффект, дает более надежные результаты. Однако необходимость уменьшения диаметра прибора (а, следовательно, и размера гироскопа) с ростом глубины скважины приводит к значительному снижению точности показаний прибора и резкому ограничению возможностей применения гироскопических инклинометров.

При инклинометрии для передачи измеренных параметров необходимо преобразовать измеренные величины углов (азимутов) в электрические сигналы. Это приводит к усложнению датчиков, их функциональному разделению (раздельное измерение зенитных углов и азимутов) и к увеличению погрешностей прибора.

В общем случае задача определения пространственного положения скважины сводится к получению и обработке по опреде-ленной схеме информации о параметрах, характеризующих кривизну траектории скважины.

Инклинометры позволяют получить дискретно три параметра:

глубину скважины в точке замера L;

угол отклонения оси скважины от вертикали (зенитный угол) θ;

магнитный азимут плоскости искривления скважины в точке замера A_m.

Применяемые в настоящее время инклинометры КИТ и КИТА в соответствии с техническими характеристиками, обеспечивают получение результатов измерении со следующими погрешностями: диапазон измеряемых зенитных углов θ – 0–50°, допустимая погрешность измерения

зенитных углов M_θ -±0,5°, диапазон измерения магнитных азимутов A_m – 0–360°, допустимая погрешность измерения азимутов (при $\theta \geq 3^o$), MA_m -±4°.

При разведке месторождении полезного ископаемого бурением в случае значительного отклонения скважин от заданного направления и отсутствия информации об этом могут быть допущены грубые ошибки в геологических выводах и заключениях, касающихся представлений о залежи, условиях ее залегания и возможных методах ее разработки.

В силу причин геологического и технологического характера скважины отклоняются от намеченного проектного направления: вертикальная скважина отклоняется от вертикали, а наклонно-направленная – от проектного направления.

Отклонение скважины от заданного направления называют искривлением скважины.

Положение оси скважины в пространстве на какой-либо глубине L определяется двумя элементами: 1) углом θ отклонения от скважины АВ от вертикали $AA^{//}$ и 2) дирекционным углом α горизонтальной проекции оси.

Для построения плана и профиля скважины необходимо дополнительно знать глубину скважины по стволу и ее глубину по вертикали. Разность этих глубин есть величина удлинения ствола скважины, по которой можно определить смещение забоя от проектной глубины.

Пусть точка А будет устьем скважины. Тогда пространственное положение точки В оси скважины на интервале λ от устья А определяется по формулам

$$\begin{aligned} X_B &= X_A + \Delta X, \\ У_B &= У_A + \Delta У, \\ Z_B &= Z_A - \Delta Z, \end{aligned} \qquad (4.20)$$

где X_A, $У_A$ – прямоугольные координаты устья скважины; Z_A – абсолютная высота устья скважины.

Приращения координат на основании (рис. 4.11) находятся из выражений

$$\left.\begin{aligned} \Delta\tilde{O} &= s\mathrm{Cos}\alpha \\ \Delta\acute{O} &= s\mathrm{Sin}\alpha \\ \Delta Z &= \lambda\mathrm{Cos}\,\theta \end{aligned}\right\}, \qquad (4.2)$$

где s – горизонтальная проекция интервала λ оси скважины; α = ее дирекционный угол.

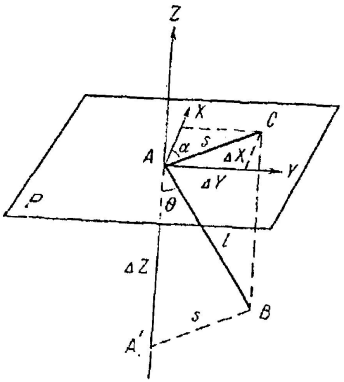


Рис. 4.11. Определение пространсвенного координата точки В оси скважины

Из треугольника $A'AB$ имеем

$$S = \lambda Cos(90^o - \theta) = \lambda Sin\theta \ , \qquad (4.22)$$

Тогда с учетом равенства (4.21) примут вид

$$\left.\begin{aligned} \Delta X &= \lambda Sin\theta Cos\alpha, \\ \Delta Y &= \lambda Sin\theta Sin\alpha, \\ \Delta Z &= \lambda Cos\theta. \end{aligned}\right\} \qquad (4.23)$$

Удлинение $\Delta\lambda$ ствола скважины на интервале λ, называемое поправкой за кривизну скважины, определяется как

$$\Delta\lambda = \lambda - \Delta Z = \lambda(1 - Cos\theta) = 2\lambda Sin^2\frac{\theta}{2}. \qquad (4.24)$$

Поскольку на каждом интервале l_i производят измерения элементов θ_i и α_i, то приращения координат любой определяемой точки К относительно устья скважины будут равны суммам приращений координат конечных точек каждого интервала:

$$\Delta X_K = \sum_{i=o}^{K} \Delta X_i ,$$

$$\Delta Ó_{\tilde{e}} = \sum_{i=o}^{\hat{e}} \Delta Ó_i , \qquad (4.25)$$

$$\Delta Z = \sum_{i=o}^{k} \Delta Z_i .$$

Таким образом, пространственные координаты точки К оси скважины, в которой производились измерения элементов искривления, могут быть вычислены по следующим формулам:

$$\left.\begin{aligned} \tilde{O}_{\hat{e}} &= \tilde{O}_{À} + \sum_{i=o}^{\hat{E}} \Delta X_i \\ Ó_{\hat{e}} &= Ó_{À} + \sum_{i=o}^{\hat{E}} \Delta Ói \\ Z_k &= Z_A - \sum_{i=o}^{K} \Delta Z_i \end{aligned}\right\} . \qquad (4.26)$$

Учитывая формулы (4.21), (4.23) и (4.25) формула (4.26) примет вид

$$\tilde{O}_{\hat{E}} = \tilde{O}_{À} + \sum_{i=o}^{\hat{E}} \lambda_i Sin\theta_i Cos\alpha_i ,$$

$$Ó_{\hat{E}} = Ó_{À} + \sum_{i=o}^{\hat{E}} \lambda_i Sin\theta_i Sin\alpha_i , \qquad (4.27)$$

$$Z_K = Z_A - \sum_{i=o}^{K} \lambda_i Cos\theta_i .$$

Переход от измеряемых в скважине магнитных азимутов к дирекционным углам производится путем введения в измеренные значения поправок в соответствии с формулой

$$\alpha = A_м + \delta - \gamma , \qquad (4.28)$$

где δ – угол склонения магнитной стрелки; γ – угол сближения меридианов.

Углы δ и γ подставляются в формулу (4.28) со своими знаками. Их значения приведены на топографических картах.

4.9. Контроль положения оси ствола скважины в пространстве

Фактическая траектория оси ствола скважины всегда будет отличаться от проектной. Допустимые отклонения устанавливаются с учетом требований разработки месторождений, бурения скважин и их эксплуатации.

В проекте разработки месторождения предусматривается для каждой скважины определенная точка вскрытия продуктивного горизонта. При этом допускается некоторое отклонение от предусмотренной проектно-технологической документации точки вскрытия, учитывающее геологическое строение разбуриваемой площадки, физику пласта, технологические факторы бурения, погрешности проводки скважины и определения ее пространственного положения.

Для оптимальных условий бурения и эксплуатации скважин необходимо учитывать угол общего искривления оси ствола скважины (угол смежности), интенсивность искривления ствола (отношение общего искривления в градусах к длине интервала скважины, выраженной в десятках метров).

Допустимые численные значения отклонений точек вскрытия пласта скважиной от их проектного местоположения по каждому продуктивному горизонту определяются в соответствии с табл. 4.7.

Таблица 4.7

Максимальный угол наклона пласта, град.	Масштаб карты разреза	Минимальное расстояние между точками вскрытия, м
10 15 15	1:10 000 1:25 000 1:50 000	135 135 300

При определении расстояний между проектными и фактическими точками вскрытия пласта вводятся поправки за его наклон в зависимости от численного значения угла наклона пласта, масштаба геологических структурных карт, геологических разрезов и карт разработки.

В качестве критерия оценки точности положения характерной точки оси ствола скважины принята средняя квадратическая погрешность.

Оценивать положение характерной точки оси ствола скважины можно также на плоскости и в пространстве через эллипс и эллипсоид погрешностей соответственно.

Для сравнения фактического положения характерной точки оси ствола скважины и проектным ее положением необходимо иметь дежурный план проводки скважины в масштабе 1:500–1:2 000, на котором изображены проектная и фактическая трассы оси ствола скважины.

Вокруг проектного положения характерной точки радиусом R, равным значению допуска, в соответствующем масштабе строится окружность.

Точка фактического местоположения накрывается эллипсом погрешностей. При этом может быть один из пяти случаев:

1) эллипс погрешностей находится в пределах границы допуска;
2) характерная точка находится внутри границы допуска, эллипс погрешностей частично выходит за пределы допуска;
3) характерная точка находится на линии, обозначающей границы допуска, а 50 % площади эллипса погрешностей выходит за пределы допуска;
4) характерная точка находится за пределами допуска, но какая-то часть площади эллипса погрешностей (менее 50 %) накрывает допуск;
5) эллипс погрешностей находится за пределами границы допуска.

Оформление результатов измерений, вычисление окончательных координат и определение погрешностей измерений, а также выдача материалов заказчику должны производиться в соответствии с требованиями РД 39-4-815-82.

При кустовом бурении запрещается начинать строительство очередной скважины, если на предыдущую скважину отсутствуют данные по пространственному положению ее ствола.

4.10. Контроль средств проверки инклинометров

Главный маркшейдер нефтедобывающего управления совместно с представителем геофизической метрологической службы один раз в квартал проводит контроль установочных стволов УСИ-2, оптических квадратов и теодолитов, предназначенных для градуировки проверки точечных инклинометров. Контролю подлежат также журналы поверок УСИ-2 и инклинометров.

Главный маркшейдер нефтедобывающего управления проводит один раз в квартал выборочный контроль журналов инклинометрии и материалов вычисления координат с оценкой погрешностей определения пространственного положения точек оси ствола скважин.

Не реже одного раза в год выборочный контроль работ по определению пространственного положения оси стволов скважин осуществляет комиссия, возглавляемая главным маркшейдером объединения при обязательном присутствии представителя геофизического подразделения, выполнявшего инклинометрию скважин, и технологической службы бурения объединения.

При контроле журналов измерений и материалов обработки результатов инклинометрии проверяется соблюдение методики измерений, установленной РД-39-4-815-82. Особое внимание должно уделяться выявлению систематических приборных погрешностей по результатам двойных измерений в точках перекрытия интервалов измерений.

Результаты контроля оформляются актом с указанием отмеченных нарушений и направляются вышестоящей организации и промыслово-геофизической конторе.

4.11. Маркшейдерский контроль точности выполнения строительно-монтажных работ

Маркшейдерский контроль качества ведения строительно-монтажных работ включает:

проверку фактического положения (в плане и по высоте) конструкций зданий и сооружений в процессе их монтажа;

исполнительную съемку фактического положения смонтирован-ных с постоянно закрепленных конструкций.

Маркшейдерской проверке подлежат все несущие и ограждающие конструкции зданий и сооружений, а также инженерные коммуникации.

Исполнительной съемке подлежат только те конструкции зданий и сооружений, от точности, положения которых зависит выполнение требований точности последующего монтажа. Перечень конструкций, подлежащих исполнительной съемке, зависит от проекта производства работ.

Фактическое положение конструкций (вертикальность, горизонтальность, соосность и др.) должно определяться строительно-монтажной организацией на всех этапах строительства. Правильность их положения проверяют сопоставлением с размерами и отметками, указанными в рабочих чертежах, и величинами допусков, установленными СНиП.

Контроль планового положения конструкций выполняют непосредственным измерением расстояний между осями или гранями конструкций, контроль высотного положения – геометрическим нивелированием, а контроль вертикальности – механическим способом (при высоте до 5 м), методом наклонного проектирования, а при высоте более 50 м – зенит-приборами.

Погрешность геодезических измерений должны быть не более 0,2 значений допусков, предусмотренных СНиП или техническим проектом.

По результатам исполнительной съемки составляют исполнительные схемы, которыми подтверждается соответствие фактического положения конструкций размерам и отметкам, указанным в рабочих чертежах.

Вопросы для самопроверки

1. Для чего бурят скважины?
2. Расскажите об основных этапах строительства скважины.
3. Какие работы выполняет маркшейдерская служба при строительстве скважин?
4. Как осуществляется планировка площадки под буровую установку?
5. Из каких этапов состоит перенесение положения устьев скважин в натуру?
6. Расскажите способы перенесения проектного положения скважины в натуру.
7. Какие разбивочные работы выполняются при строительстве буровой скважины?
8. Расскажите основные допустимые отклонения на монтаж буровой вышки?
9. Как осуществляется измерение глубины скважины по стволу?
10. Каким образом производится контроль проводки ствола скважины по проектному профилю?
11. Как определяется пространственное положение оси ствола скважины?
12. Как контролируется положение оси ствола скважины в пространстве?
13. Как осуществляется контроль точности выполнения строительно-монтажных работ?

Глава 5. МАРКШЕЙДЕРСКИЕ СЪЕМОЧНЫЕ РАБОТЫ

ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

5.1. Содержание и точность маркшейдерских планов

Маркшейдерская графическая документация, создаваемая в процессе поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, состоит из топографических карт и маркшейдерских планов и графиков, предназначенных для решения задач, возникающих при освоении месторождений нефти и газа.

Маркшейдерские планы месторождений составляются по результатам теодолитной, мензульной, тахеометрической, фотограмметрической или аэрофотограмметрической съемок.

На маркшейдерских планах месторождений и промышленных объектов скважины и другие технологические объекты разрабатываемого месторождения изображаются в принятых условных обозначениях. Топографическая нагрузка и предметы местности в зависимости от масштаба карты и плана могут изображаться масштабными или внемасштабными условными знаками. Если размеры предметов значительные, то они изображаются в масштабе карты или плана контурами, подобными контурам на местности. С уменьшением масштаба некоторые детали контуров опускаются или объединяются с другими, т. е. производится обобщение или генерализация предметов.

На маркшейдерском плане месторождений должны быть изображены:

- топографическая нагрузка (рельеф, гидрография, населенные пункты и др.);
- пункты государственной геодезической сети и геодезической сети сгущения;
- скважины разведочные, добывающие, нагнетательные и др.;
- магистральные трубопроводы;
- инженерные коммуникации;
- компрессорные станции;
- промышленные объекты.

При необходимости на плане могут изображаться забои, горизонтальные проекции осей стволов скважин и объекты разработки (рис. 5.1). Все текущие изменения, происшедшие на месторождениях, должны вноситься на маркшейдерские планы в течение 3–10 дней. Если топографическая и специальная ситуация на местности изменилась по сравнению с их изображением на имеющемся плане более 4 см на 50 %, то производится новая топографическая и маркшейдерская

съемки месторождения.

Средние погрешности положения на плане предметов и контуров местности с четкими очертаниями относительно ближайших пунктов съемочного обоснования не должны превышать 0,5 мм, а для закрытых, труднодоступных и горных районов – 0,7 мм. На территориях с капитальной и многоэтажной застройкой предельные погрешности во взаимном положении точек не должны превышать 0,4 мм.

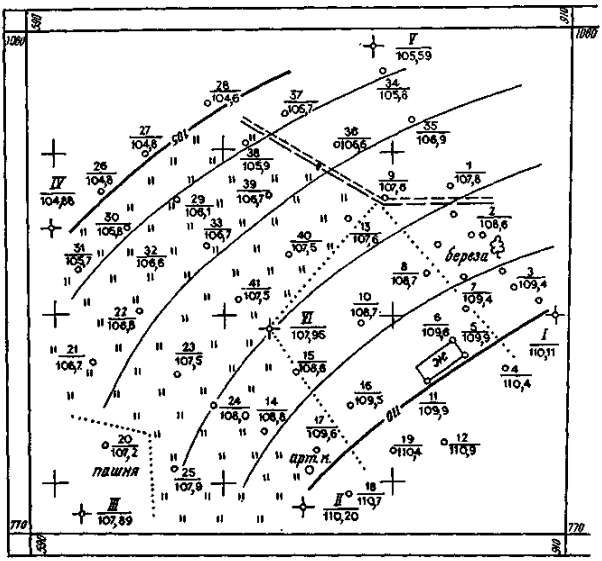


Рис. 5.1. План месторождений

Средние погрешности съемки рельефа относительно ближайших точек съемочного обоснования не должны превышать по высоте ¼ принятой высоты сечения рельефа при углах наклона местности до 2°; 1/3 принятой высоты сечения рельефа при углах наклона от 2 до 6° для планов в масштабах 1:5 000, 1:2 000 и до 10° для планов в масштабах 1:1 000 и 1:500; 1/3 – при сечении рельефа через 0,5 м на планах в масштабах 1:5 000 и 1:2 000. Средние погрешности для различных высот сечения рельефа приведены в табл. 5.1.

В залесенной местности указанные допуски увеличиваются в 1,5

раза. На участках с углами наклона свыше 6^o для планов в масштабах 1:5 000 и 1:2 000 и свыше 10^o для планов в масштабах 1:1 000 и 1:500 число горизонталей должно соответствовать разности высот, определенных на перегибах скатов, а средние погрешности высот, определенных на характерных точках рельефа, не должны превышать 1/3 принятой высоты сечения рельефа.

Таблица 5.1

Средние погрешности для различных сечений рельефа

Угол наклона местности, ν^o,	Высота сечения рельефа, м			
	0,5	1,0	2,0	5,0
	Средние погрешности			
0–2	0,12	0,25	-	-
2–6	0,17	0,33	0,67	-
Свыше 6	-	-	1,0	2,5

Точность карт и планов оценивается по расхождениям положения контуров и высот точек, рассчитанных по горизонталям, с данными контрольных измерений. Предельные расхождения не должны превышать удвоенных значений средних погрешностей и количество их не должно быть более 10 % общего числа контрольных измерений.

Отдельные контрольные измерения могут превышать удвоенную среднюю погрешность, при этом количество их не должно быть более 55 общего числа контрольных измерений.

Производственные объединения, нефтегазодобывающие и буровые управления должны иметь комплект графической маркшейдерской документации, указанный в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Комплект маркшейдерской документации

Наименование графической документации	Масштаб

1. Производственные объединения Картограммы топографо-геодезической изученности территории деятельности объединения в объемах, необходимых для проведения работ	1:2000 000- 1:100 000
Топографические карты территории деятельности объединения, управления	1:100 000- 1:10 000
Схемы расположения устьев и забоев скважин по площади	1:100 000- 1:10 000
II. Нефтегазодобывающие управления Картограммы топографо-геодезической изученности территорий деятельности предприятия в объемах, необходимых для проведения работ	1:500 000- 1:50 000
Топографические карты территории деятельности Предприятия	1:100 000- 1:10 000
Маркшейдерские планы разрабатываемых месторождений	1:10 000- 1:2000
Планы, схемы коммуникаций (при необходимости)	1:100 000- 1:2000
Планы промышленных объектов промышленных зон и др.	1:2000- 1:500
Карты и планы земельных и горных отводов	1:25 000- 1:5000
III. Буровые предприятия Картограммы топографо-геодезической изученности территорий деятельности предприятия в объемах, необходимых для проведения работ	1:500 000- 1:25 000
Топографические карты территории деятельности предприятий	1:100 00- 1:10 000
Планы коммуникаций (при необходимости)	1:25 000- 1:5000
Планы расположения устьев и забоев скважин	
Фотопланы и аэрофотоснимки (при необходимости)	1:100 000- 1:10 000

На картограмме топографо-геодезической изученности должны быть изображены:

- границы съемок (с указанием масштаба и времени съемок);
- пункты геодезических сетей на район деятельности предприятия с дифференциацией их по классу точности.

На планы коммуникаций наносят:

- координатную сетку;
- пункты съемочного обоснования;
- устья скважин;
- выкидные линии;
- трубопроводы различного назначения;
- сборные пункты;
- групповые замерные установки;
- установки по подготовке нефти, газа и воды;
- товарные парки (резервуары);
- головные сооружения и т. д.;
- генерализованный рельеф местности, линии электропередачи, связи и телеуправления.

На планах расположения устьев и забоев скважин должны изображаться:

- координатная сетка;
- границы горного отвода (для разрабатываемых месторождений);
- устья и забои, другие характерные точки по стволу, горизонтальные проложения стволов скважин;
- номера скважин (кустов скважин);
- необходимые элементы топографической нагрузки.

На планах промышленных объектов должны быть изображены:

- координатная сетка;
- все здания, сооружения и установки технологического комплекса;
- рельеф местности;
- закрепленные на местности пункты геодезической сети.

На планах земельных отводов должны быть изображены:

- элементы гидрографии и основные пути сообщения;
- границы землепользований;
- границы земель, отведенные в долговременное пользование;
- границы сельскохозяйственных и иных угодий;
- текущие изменения земель, находящихся на балансе предприятия, а также участки земель, подготавливаемые к отчуждению или возврату.

5.2. Теодолитная съемка

Порядок работ при теодолитной съемке следующий: 1) составление проекта работ; 2) рекогносцировка теодолитного хода; 3) проложение теодолитного хода; 4) съемка контуров местности;

5) вычислительная обработка результатов измерений; 6) построение плана местности.

При теодолитной съемке ситуацию в основном снимают следующими способами: перпендикуляров, полярными и засечек. При всех способах съемки составляют абрисы и обязательно обмеряют контуры зданий и сооружений, выражающиеся в масштабе плана.

Основными способами съемки подробностей являются следующие.

1. Способ прямоугольных координат (способ перпендикуляров) применяется для съемки объектов ситуации, расположенных вблизи сторон теодолитных ходов. Положение точки ситуации определяется путем измерения рулеткой длины перпендикуляра, опущенного из точки на линию хода, и лентой расстояния от начала линии до основания перпендикуляра. Короткие перпендикуляры строят на глаз или при помощи ленты или рулетки, более длинные – эккером. Предельные длины перпендикуляров для различных масштабов приведены в табл. 5.3.

Для контроля необходимо обмерять габариты всех строений, фасадную линию и габариты сооружений.

При съемке жилого дома сторона 1–2 принята за ось абсцисс (рис. 5.2), а точка 1 – за начало координат. Из точек а и б снимаемого здания опускают перпендикуляры на линию 1–2. Проекции на горизонтальную плоскость измеряемых лентой отрезков 1-$а_1$ и 1-$б_1$ являются абсциссами, а проекции перпендикуляров $аа_1$ и $бб_1$ – ординатами точек а и б. Абсциссы считаются от начала линии. По значениям абсцисс и ординат строят точки а и б на плане при помощи циркуля-измерителя и поперечного масштаба.

2. Способ полярных координат состоит в измерении теодолитом горизонтального угла с точностью до $1'$ и расстояния лентой, стальной рулеткой или дальномером со станции хода до реечной точки. Длины линий не должны превышать величин, приведенных в табл. 5.4.

Таблица 5.3

Предельные длины перпендикуляров

Масштаб съемки	Предельная длина перпендикуляров	
	на глаз	оптическим эккером

1:500 1:1000 1:2000	4 6 8	20 40 60

Таблица 5.4

Предельные длины линий при съемке

Масштаб съемки и метод определения расстояний	Расстояния до контуров ситуации, м	
	Четных	Нечетных
При измерении нитяным дальномером		
1:500	40	80
1:1000	60	100
1:2000	100	150
При измерении лентой или оптическим дальномером		
1:500	120	150
1:1000	180	200
1:2000	250	300

Этим способом выполнена съемка точек (д, е, ж) берега озера (рис. 5.2). Линия хода 3–4 принята за полярную ось, а вершина 3 – за полюс. Для определения планового положения точек д, е, ж измеряют при помощи теодолита полярные углы β_1, β_2, β_3 и соответствующие расстояния 3-д, 3-е, 3-ж;

3. Способ угловых засечек используется в тех случаях, когда трудно измерить расстояние. Из двух известных точек хода измеряют углы между стороной хода и направлениями на определяемую точку. Угол засечки не должен быть менее 30^o и более 150^o, а расстояние до определяемой точки – не более 200 м при съемке в масштабе 1:2 000 и 300 м – при съемке в масштабе 1:5 000.

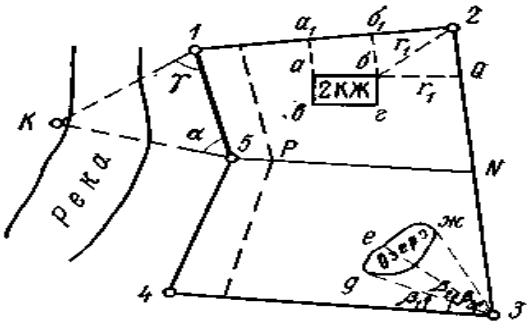


Рис. 5.2. Способы съемки контуров

Этот способ применен при съемке труднодоступной точки, например К. (рис. 5.2). В точках 1 и 5 при помощи теодолита измеряют углы α и ϒ. Для нанесения на план транспортиром наносят измеренные углы α и ϒ, в пересечении направлений будет получена точка К.

4. Способ линейных засечек используется при съемке объектов четкими очертаниями. От известных точек хода рулеткой измеряют расстояния до определяемой точки, причем длина засечек не должна превышать длины мерного прибора (20–50 м). Углы опорных зданий сооружений и других важных контуров определяют с контролем тремя засечками. Точка б жилого дома (рис. 5.2) найдена этим способом. Для этого стороны треугольника 2-б-Q выбираются равными. На плане строят этот треугольник по величинам проекций трех его сторон.

5.3. Мензульная съемка

Мензульная съемка применяется для съемки в крупных масштабах небольших участков местности в тех случаях, когда отсутствуют материалы аэрофотосъемки или последнюю по экономическим причинам применять невыгодно.

Мензульная съемка производится при помощи столика, называемого мензулой (рис. 5.3), и кипрегеля. Для построения горизонтальной проекции а, в, с, некоторого угла ВАС точку, отмеченную на мензуле при помощи центрировочной вилки, помещают в вершине А угла. Плоскость мензулы приводится в горизонтальное положение с использованием цилиндрического уровня кипрегеля. Вертикальные плоскости визирования создаются при помощи визирного снаряда. Направле-

ния сторон угла α на точки в и с прочерчиваются на мензуле при помощи линейки.

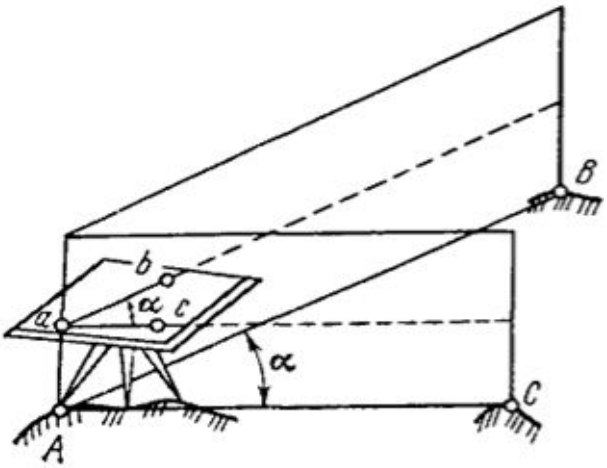


Рис 5.3. Мензульная съемка

Порядок работы на станции при мензульной съемке:

1) устанавливают вешки на двух точках съемочного обоснования, на которое имеется хорошая видимость со станции;

2) мензулу устанавливают над точкой стояния, при этом вначале производится грубое ее ориентирование и центрирование. Затем верхнюю поверхность планшета приводят в горизонтальное положение, после чего центрируют планшет при помощи вилки;

3) Выполняют точное ориентирование мензулы, для этого прикладывают скошенный край линейки к двум удаленным точкам и при помощи наводящего винта мензулы совмещают вертикальную нить сетки нитей с вешкой. Для контроля ориентирование проверяется по другому направлению. Затем проверяют центрирование планшета, если оно вышло за допустимые пределы, то планшет центрируют и ориентируют заново. Ориентирование по линиям, имеющим длину на плане менее 5 см, не допускается;

4) определяют место нуля по двум-трем точкам, расположенным на разных зенитных расстояниях и удалений. Расхождения между полученными значениями места нуля не должны быть более $1'$, за окончательную берется средняя величина;

5) на рейке фиксируется высота прибора, при использовании

реек с выдвижным концом нуль рейки устанавливается на высоте прибора;

6) визирование на пикеты производится при одном положении зрительной трубы, как правило, КЛ. С каждой станции изображают только ту часть рельефа, которая с нее видна. Зарисовка рельефа без сравнения его с натурой при мензульной съемке не разрешается.

Погрешность центрирования не должна превышать, см:

5	при масштабе	1:500, 1:1 000;
10	-«-	1:2 000
25	-«-	1:5 000

Сгущение съемочного обоснования осуществляют проложением мензульных ходов или графическими засечками. Расстояния между точками мензульного хода определяют при помощи нитяного дальномера в прямом и обратном направлениях, допуская расхождение не более 1/200 длины линии. Относительная невязка хода, проложенного между исходными точками, должна быть не более 1/300 его длины, а линейная – не превышать 0,8мм на плане. Распределяют невязку по способу параллельных линий.

Превышения между точками мензульного хода определяют дважды, в прямом и обратном направлениях. Расхождение между превышениями должны быть не более 0,04 м на 100 м длины линии.

Рельеф изображают горизонталями, которые рисуются обязательно в поле, на основании интерполяции высот снятых пикетов. При сечении рельефа 1 м и более высоты пикетов вычисляют до 0,01 м, а выписывают на планшет с округлением до 0,1 м. При сечениях менее 1м высоты вычисляют и выписывают до 0,01 м.

5.4. Тахеометрическая съемка

При тахеометрической съемке плановое положение точек местности определяют методом полярных координат, а высотное положение методом тригонометрического нивелирования. В результате тахеометрической съемки можно получить топографический план местности, на котором рельеф изображается горизонталями.

Сущность одновременного определения планового и высотного положения точек местности заключается в следующем (рис. 5.4). Теодолит, установленный в точке В местности, называемой станцией, ориентируют по известной удаленной точке А, наводят трубу на съемочную точку С, планово-высотное положение которой определяется, и измеряют угол наклона ν, наклонное расстояние S и го-

ризонтальный (полярный) угол β между начальным направлением и направлением на точку С. В результате этих измерений определяется положение точки С.

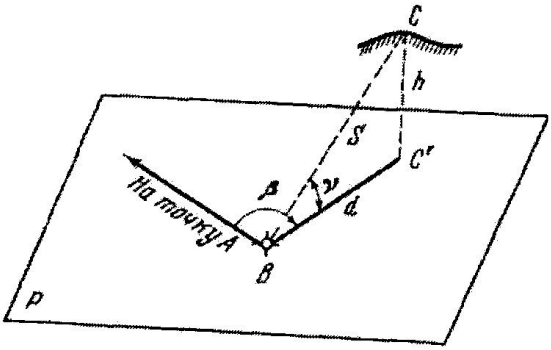


Рис. 5.4. Схема тахеометрической съемки

В процессе работы на каждой станции от руки в произвольном масштабе составляется абрис (рис. 5.5), на нем показывают станцию, примыкающие к ней линии хода, ориентировку, расположение пикетов, снимаемых точек. В абрисе и полевом журнале номера пикетов и съемочных точек должны совпадать. Рельеф изображают схематично – горизонталями, показывают направления скатов, а также направления (стрелками), по которым можно проводить интерполирование при рисовке рельефа на плане.

Тахеометрическую съемку производят авторедукционными, номограммными, внутрибазисными, электронными тахеометрами и теодолитами.



Линии в тахеометрических ходах при съемке в масштабе 1:500 измеряют лентой или рулеткой.

Угловые невязки в тахеометрических ходах не должны превышать

$$f_\beta = \pm 1{,}5^{/}\sqrt{n}\,, \qquad (5.1)$$

где n – число углов в ходе.

Допустимая линейная невязка

$$f_S = \pm \frac{S}{400\sqrt{n}} \quad \text{м}\,, \qquad (5.2)$$

Высотная невязка (см) должна быть не более

$$f_h = \pm 0{,}04\frac{S}{\sqrt{n}}\,, \qquad (5.3)$$

где n – число линий в ходе; S – длина хода, м;

Для контроля и избежания пропусков при съемке следует определять с каждой станции несколько пикетов, перекрывающих съемку с соседних станций.

В ходе работы и по окончании ее на станции должна проверяться ориентировка теодолита, отклонение от начального направления не должно превышать $2^{/}$.

Результаты съемки записывают в журнал тахеометрической съемки, составляя отдельно для каждой станции абрис.

Камеральная обработка результатов тахеометрической съемки

включает:

- проверку полевых журналов и составление подробной схемы съемочного обоснования;
- вычисление координат и высот точек тахеометрических ходов;
- вычисление в журналах значений горизонтальных расстояний и высот всех пикетов на станции;
- накладку точек съемочного обоснования, пикетных точек, проведение горизонталей и нанесение ситуации.

В результате производства тахеометрической съемки оформляют:

- план тахеометрической съемки с формуляром;
- журналы построения съемочного обоснования;
- журналы тахеометрической съемки;
- схему съемочного обоснования;
- ведомости вычисления координат и высот точек съемочного обоснования.

5.5. Наземная стереофотограмметрическая съемка

В наземной стереофотограмметрической или фототеодолитной съемке определение пространственных координат объектов и составление топографического плана ведут по фотоснимкам (стереопарам), полученным в результате съемок с базиса специальным прибором – фототеодолитом.

На схеме намечают базисы с учетом рельефа местности, направления трассы, обзорности трассы с точек фотографирования и других факторов. Базисы выбирают на возвышенных и открытых местах с небольшим наклоном ($\nu < 10^{o}$) с тем, чтобы с фотостанций хорошо просматривались основные формы рельефа и площадь закрытых участков местности («мертвых» пространств) была незначительная. Базисы располагают на таком удалении друг от друга, чтобы на смежных стереопарах соседних базисов было некоторое общее перекрытие изображений притрассовой полосы местности (рис. 5.6). При съемке с углами скоса оптической оси влево и вправо на $31^{o}\,30^{/}$ (стандартный угол скоса) общий сектор фотографирования с одного базиса составляет $105–110^{o}$.

С дополнительных базисов производят съемку «мертвых» пространств, отдельных форм рельефа, а также сгущают съемочное геодезическое обоснование для основных базисов фотографирова-

ния. Дополнительные базисы размещают непосредственно в притрассовой полосе или вблизи ее. Концы базисов закрепляют на местности колышками, металлическими штырями или трубками, насечками и дюбелями на скальных породах и т. п.

Рассмотрим несколько вариантов размещения базисов фотографирования.

1-й вариант. Трасса нефтепровода проходит в открытой всхолмленной местности с небольшими углами поворота и хорошо просматривается со стороны. В этом случае базисы ориентируют так, чтобы их линии были параллельны оси трассы. Съемку с базисов выполняют со скосами влево ($\varphi_л$) и вправо ($\varphi_п$) и с перекрытием фотографируемой местности P = 20–30 % (рис. 5.6).

Рассчитывают длину трассы $d_Н$, расположенной в секторе фотографирования, для нормального случая съемки, длину трассы d_φ в общем секторе фотографирования со скосами φ, расстояние между базисами $d_В$:

$$d_H = 2\acute{o}_{\acute{a}} \cdot tg\frac{\beta}{2} - \hat{a}; \qquad d = 2\acute{o}_{\acute{a}} \cdot tg(\ +\frac{\hat{a}}{2}) - \hat{a} \quad , \tag{5.4}$$

где $y_б$ – расстояние от базиса до ближайшей границы притрассовой полосы; β – угловой сектор фотографирования (β = 45°); в – базис съемки.

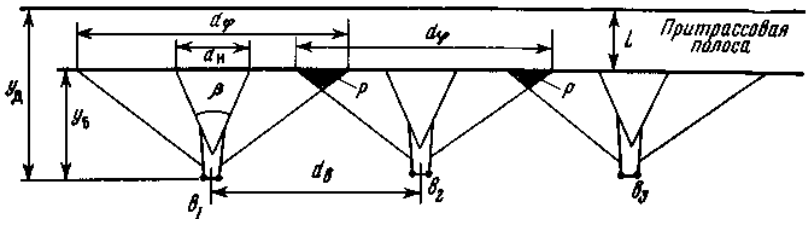


Рис. 5.6. Схема фототеодолитной съемки с базисов, ориентированных параллельно направлению трассы

Если базисы съемки примерно равны и расположены на одинаковом расстоянии $y_б$, то

$$d_{\hat{A}} = d\ \ (1 - \frac{P\%}{100\%}) . \tag{5.5}$$

Базис фотографирования *в* располагают так, чтобы притрассовая полоса местности шириной L находилась в пределах границ съемки от ближнего удаления $У_б \geq 4в$ до дальнего удаления $У_д = У_б + L$. Величины $У_б$, $У_д$, $в_{min}$ определяют в следующей последовательности.

1. Рассчитывают максимальную дальность съемки по формуле

$$Ó_ä = \frac{f_{må} \cdot t}{8_{òð}} + (1 + \sqrt{1 - 16L \frac{ò_{ð}}{f \cdot ò_{å} \cdot t}}, \qquad (5.6)$$

где f – фокусное расстояние фотокамеры; m_e – средняя квадратическая погрешность в положении точки местности; m_p – квадратическая погрешность измерения продольного параллакса изображения точки местности на снимках стереопары.

Величина t выражается равенством

$$t = cos\,\varphi - \left| \frac{X_n}{f} sin\,\varphi \right|, \qquad (5.7)$$

где φ – угол скоса оптической оси; X_n – наибольшее значение координаты определяемой точки на правом снимке стереопары.

2. Вычисляют $У_б = У_д - L$;

3. Вычисляют минимально допустимую длину базиса по формуле

$$â_{nin.äîï.} = \frac{Ó_ä^2 \cdot ò_{ð}}{fm_e t}; \qquad (5.8)$$

4. Корректируют $У_д$, $У_б$, $в_{min.доп.}$.

С учетом ситуации и рельефа местности уменьшают предельное значение

$У_д$, сместив основной базис фотографирования ближе к притрассовой полосе, но не допускают $У_б < 4в$, так как в этом случае на снимках стереопары резко сокращается полезная площадь фотографируемой местности.

Однако при фототеодолитной съемке протяженных участков не следует резко уменьшать $У_д$, чтобы не увеличивать число базисов фотографирования и объем камеральных работ по фотограмметрической обработке снимков.

2-й вариант. Трасса проходит во всхолмленной или горной местности с большими и частыми углами поворота.

В этом варианте линии базисов съемки располагают под различными углами к направлению трассы. Базисы выбирают рядом с притрассовой полосой (сбоку) или непосредственно на ней (рис. 5.6).

3-й вариант. Трасса проходит в стесненных условиях с ограниченной боковой видимостью. Основную съемку выполняют с базисов, расположенных в притрассовой полосе с ориентированием оптической оси фотокамеры вдоль направления трассы (рис. 5.7). Для трассы шириной 100 м применяют в основном нормальный случай съемки, а также с отклонением оптических осей на угол $\varphi \leq 10^{o}$. Расчет параметров съемки выполняют по формулам

$$Ó_á = \frac{L}{2tg(\varphi + \frac{\beta}{2}) - \frac{1}{4}}; \quad â_{òàò} = \frac{Ó_á}{4};$$

$$Ó_ä = \sqrt{\frac{â_{òàò} \cdot f \cdot ò_å \cdot t}{m_p}}. \qquad (5.10)$$

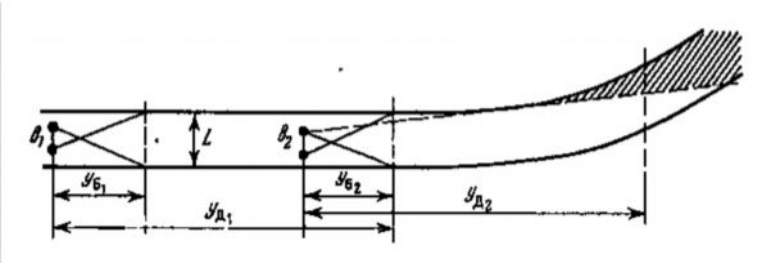


Рис. 5.7. Закладка базисов на притрассовой полосе

Длину базиса измеряют параллактическим способом или рулеткой с относительной погрешностью $\frac{1}{1500} - \frac{1}{2000}$.

Процесс фототеодолитной съемки удобно анализировать в фотограмметрической системе координат (рис. 5.8). Координаты точек местности определяют в фотограмметрической и геодезической системах координат. Ось $У_ф$ направляют вдоль оптической оси фотокамеры от левого центра проекции $S_л$, а ось $X_ф$ – перпендикулярно к оси $У_ф$. Фотограмметрические пространственные координаты точки местности для нормального случая съемки рассчитывают по формуле

$$\tilde{O}_{\hat{o}} = \frac{\hat{a}\tilde{O}_{\ddot{e}}}{\eth}; \quad \acute{O}_{\hat{o}} = \frac{\hat{a}\acute{O}_{\ddot{e}}}{f}; \quad Z_{\hat{a}} = \frac{\hat{a}Z_{\ddot{e}}}{\eth} \quad , \qquad (5.11)$$

где X_A, $Z_л$ – координаты точки на левом снимке; *в* – базис фотографирования; р – продольный параллакс.

Преобразование фотограмметрических координат в геодезические координаты $X_г$, $У_г$, Н выполняют по формулам поворота осей

$$\left.\begin{aligned} \tilde{O}_{\tilde{a}} &= \tilde{O}_{s\ddot{e}\tilde{a}} + \acute{O}_{\hat{o}}\,\tilde{N}osx - X_{\hat{o}}\,Sin\alpha; \\ \acute{O}_{\tilde{a}} &= \acute{O}_{s\ddot{e}\tilde{a}} + \acute{O}_{\hat{o}}\,Sin\alpha + X_{\hat{o}}\,Cos\alpha; \\ \acute{I} &= Z_{s\ddot{e}\tilde{a}} + Z_{\hat{o}}\,; \end{aligned}\right\} \quad , \qquad (5.12)$$

где $X_{sлг}$, $У_{sлг}$, $Z_{sлг}$ – геодезические координаты центра проекции левого снимка, определяемые при создании геодезического обоснования фототеодолитной съемки; α – дирекционный угол главного луча левого снимка между осями $X_г$ и $У_ф$.

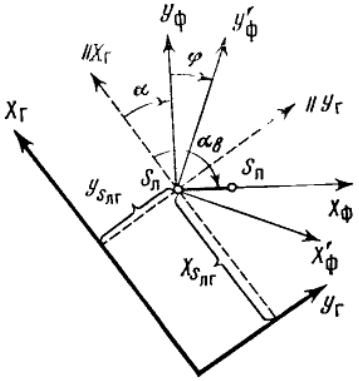


Рис. 5.8. Фотограмметрическая система координат

Дирекционный угол $\alpha_в$ базиса фотографирования можно вычислить по известным геодезическим координатам центров проекций левого и правого снимков.

Эти формулы положены в основу конструкций специальных приборов, с помощью которых создается пространственная модель местности. Стереоскопическое измерение этой модели преобразуется в движение чертежного приспособления, которое рисует на планшете

контуры и горизонтали.

5.6. Съемка подземных коммуникаций

Сети подземных коммуникаций нефтяного промысла состоят из трубопроводов, кабельных линий и коллекторов. Трубопроводы подразделяются на водопроводы, канализацию, теплопроводы, газопроводы, нефтепроводы и др., кабельные линии – линии электропередач и связи.

Съемку существующих подземных коммуникаций выполняют в случае отсутствия, утраты или недостаточной полноты и точности имеющихся материалов исполнительной съемки. Для этого сети подземных коммуникаций предварительно отыскивают шурфованием или с помощью специальных приборов поиска – трубокабелеискателей.

Содержание работ, выполняемых при съемке существующих подземных коммуникаций, определяется характером снимаемой территории, объемом требуемых сведений о местоположении и технических характеристиках подземных коммуникаций, наличием и качеством материалов исполнительной съемки.

Съемка подземных коммуникаций включает следующие виды работ:

- рекогносцировка участка местности и обследование коммуникаций в траншеях, колодцах и шурфах;
- составление схемы расположения коммуникаций по внешним признакам, трубокабелеискателем, проходкой шурфов и маркировка их на местности;
- создание планово-высотной съемочной геодезической сети;
- планово-высотная съемка элементов сетей коммуникаций с обмерами сооружений на них.

Съемке подлежат центры люков колодцев и камер, выходы на поверхность труб и кабелей, водоразборные колонки, трансформаторные будки и подстанции, станции перекачки, тепловые пункты и другие сооружения, технологически связанные с существующими подземными коммуникациями. Снимают углы поворота подземных сетей, точки на прямолинейных участках не реже чем через 50 м, главные точки кривых, места изменения уклонов, габаритов труб, места ответвлений, присоединений и искусственные основания.

При рекогносцировке района работ устанавливают виды и местоположение подземных коммуникаций, определяют участки трубопроводов и кабелей, подлежащие отысканию с помощью трубокабелеи-

скателей.

Общую схему коммуникаций составляют в масштабе более крупном, чем масштаб предстоящей съемки. На схеме условными знаками показывают трассы коммуникаций, их назначение, углы поворота трасс, места пересечения коммуникаций, колодцы с присвоенной им нумерацией, конденсатосборники, компенсаторы, характеристику коммуникаций по назначению.

Схему подземных коммуникаций в обязательном порядке согласовывают со службой главного маркшейдера нефтедобывающего предприятия и с соответствующими технологическими службами.

При камеральной рекогносцировке используют все имеющиеся графические материалы: топографические и маркшейдерские планы; рабочие и исполнительные чертежи; технологические схемы обустройства; схемы привязок, абрисы и т. д.

Обследование подземных коммуникаций производится в присутствии заинтересованных служб предприятия, при этом уточняются:

- назначение и материал прокладок, колодцев, камер и других сооружений;
- диаметры и материал труб, назначение кабелей;
- глубина заложения прокладок, места ввода, аварийных выпусков, соединений;
- направления движения продукта в трубопроводе.

По результатам рекогносцировки и обследования подземных коммуникаций составляют схемы рекогносцировки подземных коммуникаций и абрисы.

Положение подземных коммуникаций распознают по люкам смотровых колодцев и следам производственной деятельности на поверхности земли: насыпи или оседания поверхности земли, нарушение однородности почвенно-растительного покрова, выход коммуникаций на поверхность по долинам рек, оврагам и т. д. При отсутствии указанных признаков положение подземных коммуникаций определяют трубокабелеискателем, щупом или проходкой шурфов.

Плановое положение подземных коммуникаций определяют от пунктов государственной геодезической сети и точек съемочного обоснования, от специально проложенных теодолитных ходов или от твердых точек капитальных зданий и сооружений, каменных фундаментов домов, каменных и железобетонных заборов. Используют методы съемок: полярный, перпендикуляров, засечек, мензульный.

Полярным способом снимают, используя теодолит, с точек съемочного обоснования. Расстояния не должны превышать допусков,

приведенных в табл. 5.5.

В способе перпендикуляров длина перпендикуляра не должна превышать:

4 м	при съемке в масштабе	1:500
6 м	-«-	1:1 000
8 м	-«-	1:2 000

Таблица 5.5

Допустимые расстояния при съемке

Масштаб съемки	Измерение расстояний , м		
	лентой	оптическим дальномером	нитяным дальномером
1:500	120	80	не рекомендуется
1:1 000	180	120	60
1:2 000	250	180	600

Способом линейных засечек снимают не менее чем с трех точек. Длины засечек не должны превышать длины мерного прибора. Углы засечек не должны быть менее 30^{o} и более 120^{o}.

Съемку подземных коммуникаций мензульным способом можно производить в масштабе 1:1 000 с точек теодолитного хода, при съемке в масштабах 1:2 000 и 1:5 000 – с точек мензульных или тахеометрических ходов. Максимальное расстояние до снимаемых точек не должно превышать:

80 м	при съемке в масштабе	1:1 000
100 м	-«-	1:2 000
150 м	-«-	1:5 000

Предельные погрешности планового положения элементов сетей подземных коммуникаций не должны быть более 0,2 м.

При съемке осей трубопроводов или кабелей выполняют на поверхность земли по отвесу, прикрепленному к доске или вехе, положенной поперек траншеи.

Нивелирование подземных коммуникаций включает определение отметок обечаек верха чугунного кольца люка колодца, земли или мощения у колодца, а также отметок, расположенных в колодце труб, кабелей и каналов. При съемках в масштабах 1:500–1:5 000 отметки обечаек определяют по результатам технического нивелирования по двум сторонам рейки. Допустимое расхождение между превышениями не должно быть более 20 мм. Отметки земли у колодцев определяют по одной стороне рейки. При глубоком заложении подземных коммуникаций определение их отметок заключается в измерении превышений между обечайкой и коммуникацией с помощью металлической рулетки или специальной рейки. Погрешность опре-

деления не должна превышать 10 мм.

По результатам съемок подземных коммуникаций нефтепромыслов составляют планы в основном в масштабе 1:5 000. Средние погрешности положения на плане точек осей подземных коммуникаций относительно ближайших точек съемочного обоснования не должны превышать 0,5 мм.

По результатам съемки подземных коммуникаций оформляют следующие материалы:

- технический проект или пояснительную записку;
- абрисы обследования, привязки и съемку подземных коммуникаций;
- журналы измерения углов, линий и технического нивелирования;
- схемы теодолитных нивелирных ходов;
- ведомости вычисления координат и высот точек геодезического обоснования;
- план подземных коммуникаций;

Перечень дополнительных материалов, передаваемых заказчику, определяется техническими условиями заказчика.

5.7. Определение планового положения устьев скважин

Для определения планового положения устьев скважин на поисковых, разведочных и эксплуатационных площадях используется съемочное обоснование. Плановое положение устьев буровых скважин в основном определяется угловыми и линейными засечками. Ниже рассматривается определение планового положения скважин прямой засечкой.

Если при двух пунктах A и B съемочного обоснования измерены два угла β_1 и β_2 между направлениями на маркшейдерский пункт и определяемую скважину P (рис. 5.9), то ее координаты могут быть вычислены по формулам Юнга.

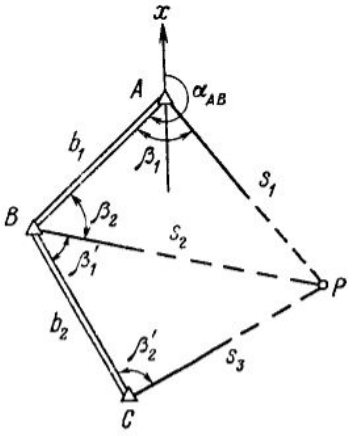


Рис. 5.9. Определение положения точки *P* прямой засечкой

Из решения прямой геодезической задачи по стороне АР координаты скважины Р определяются из выражений

$$\left.\begin{aligned} \tilde{O}_{\delta} &= \tilde{O}_{\grave{A}} + S_1 \mathrm{Cos}\alpha_{AP}, \\ \acute{O}_{\delta} &= \acute{O}_{\grave{A}} + S_1 \mathrm{Sin}\alpha_{\grave{A}\eth}. \end{aligned}\right\} \quad (5.13)$$

Далее из треугольника АВР на основании теоремы синусов, будем иметь

$$S_1 = \hat{a}_1 \frac{\mathrm{Sin}\beta_2}{\mathrm{Sin}(\beta_1 + \beta_2)}, \quad (5.14)$$

где $в_1$ – длина исходной стороны АВ.

Дирекционный угол α_{AP} равен:

$$\alpha_{AP} = \alpha_{AB} - \beta_1. \quad (5.15)$$

На основании формул (5.13) имеем

$$\left.\begin{aligned} \Delta X_{AP} &= X_P - X_A = S_1 \mathrm{Cos}\alpha_{AP} \\ \Delta У_{AP} &= У_P - У_A = S_1 \mathrm{Sin}\alpha_{AP} \end{aligned}\right\}. \quad (5.16)$$

Учитывая равенства (5.13) и (5.14), перепишем равенство (5.16) в следующем виде:

$$\left.\begin{aligned} \Delta\tilde{O}_{\grave{A}\eth} &= \frac{\hat{a}_1 \mathrm{Sin}\beta_2 \mathrm{Cos}(\alpha_{AB} - \beta_1)}{\mathrm{Sin}(\beta_1 + \beta_2)}, \\ \Delta\acute{O}_{\grave{A}\eth} &= \frac{\hat{a}_1 \mathrm{Sin}\beta_2 \mathrm{Sin}(\alpha_{AB} - \beta_1)}{\mathrm{Sin}(\beta_1 + \beta_2)} \end{aligned}\right\}. \quad (5.17)$$

Используя формулы тригонометрии для синусов и косинусов разности двух углов и разделив числитель и знаменатель дроби на $\mathrm{Sin}\beta_1$, β_2 получим

$$\Delta X_{AP} = \frac{a_1 \mathrm{Cos}\alpha_{AB} \cdot \mathrm{Ctg}\beta_1 + a_1 \mathrm{Sin}\alpha_{AB}}{\mathrm{Ctg}\beta_1 + \mathrm{Ctg}\beta_2},$$
$$\Delta Y_{p} = \frac{a_1 \mathrm{Sin}\alpha_{AB} \cdot \mathrm{Ctg}\beta_1 - a_1 \mathrm{Cos}\alpha_{AB}}{\mathrm{Ctg}\beta_1 + \mathrm{Ctg}\beta_2}. \qquad (5.18)$$

Так как

$$\left.\begin{aligned} b_1 \cdot \mathrm{Cos}\alpha_{AB} &= X_B - X_A, \\ b_1 \cdot \mathrm{Sin}\alpha_{AB} &= Y_B - Y_A \end{aligned}\right\}, \qquad (5.19)$$

то формулы (5.18) примут вид

$$\left.\begin{aligned} \Delta X_P &= \frac{(X_B - X_A)\mathrm{Ctg}\beta_1 + (Y_B - Y_A)}{\mathrm{Ctg}\beta_1 + \mathrm{Ctg}\beta_2}, \\ \Delta Y_p &= \frac{(Y_A - Y_A)\mathrm{Ctg}\beta_1 - (X_B - X_A)}{\mathrm{Ctg}\beta_1 + \mathrm{Ctg}\beta_2} \end{aligned}\right\}. \qquad (5.20)$$

Тогда формула для непосредственного вычисления самих координат

$$X_P = X_A + \frac{(X_B - X_A)\mathrm{Ctg}\beta_1 + (Y_A - Y_A)}{\mathrm{Ctg}\beta_1 + \mathrm{Ctg}\beta_2}. \qquad (5.21)$$

После приведения к общему знаменателю получим

$$X_P = \frac{X_A \mathrm{Ctg}\beta_2 + X_B \mathrm{Ctg}\beta_1 + (Y_A - Y_A)}{\mathrm{Ctg}\beta_1 + \mathrm{Ctg}\beta_2} \qquad (5.22)$$

и по аналогии

$$Y_P = \frac{Y_A \mathrm{Ctg}\beta_2 + Y_A \mathrm{Ctg}\beta_1 - (X_B - X_A)}{\mathrm{Ctg}\beta_1 + \mathrm{Ctg}\beta_2}. \qquad (5.23)$$

Для контроля координаты скважины Р определяются относительно исходных пунктов съемочного обоснования В и С по измеренным при этих пунктах углам β'_1 и β'_2.

5.8. Составление планов и разрезов

Маркшейдерские планы необходимо составлять на малодеформирующейся основе.

Промышленные объекты, не выражающиеся в масштабе плана, пока-

зываются условными знаками и сопровождаются пояснительными надписями.

В том случае, когда на планах по условиям масштаба невозможно показать близко расположенные коммуникации, одна из них принимается за основную и наносится с ее местоположением.

В случае, если коммуникации находятся одна над другой и на плане совпадают, составляется вертикальный разрез в более крупном масштабе в виде выноски на полях или специального приложения.

Каждый планшет должен быть сведен по рамкам со смежными планшетами. Отклонения основных контуров и горизонталей по линии совмещения планшетов не должны превышать 1 мм, а второстепенных – 1,5 мм. Расхождения по высоте не должны превышать двойной величины допустимых средних погрешностей съемки рельефа относительно пунктов съемочного обоснования. Отклонения распределяются поровну на каждый планшет. При сводках новых планшетов со старыми исправления производятся на планшетах новой съемки.

Составленный план подлежит проверке на местности путем сравнения с натурой и проведением контрольных измерений. Расхождения между расстояниями, взятыми из плана, и контрольными измерениями не должны превышать 0,4 мм в масштабе плана.

Для обновления планов следует вести непрерывный учет изменений, обеспечиваемый современным производством исполнительских съемок вновь построенных сооружений и коммуникаций. В случае отсутствия исполнительских чертежей используются материалы разбивочных работ, текущих съемок, полевых обследований и аэрофотосъемки.

Технология обновления планов выбирается с учетом количества изменений на участке, характера местности, используемых материалов и приборов.

Вопросы для самопроверки

1. На какие виды подразделяется наземная съемка местности?
2. Какова цель теодолитной съемки?
3. Какие существуют способы съемки контуров?
4. Как снимают рельеф в тахеометрической съемке?
5. Что такое абрис?
6. Какова особенность мензульной съемки и по сравнению с другими видами съемок?
7. Как выбирают места для реечных пикетов?
8. Как создается съемочное обоснование при тахеометрической съемке?
9. На какие основные процессы разделяется технология тахеометриче-

ской съемки?

10. Как наносят ситуацию на план?

11. Для каких целей выполняется наземная фототопографическая съемка?

12. В чем заключается сущность мензульной съемки?

13. Для чего осуществляют съемку подземных коммуникаций?

14. Расскажите особенности съемки подземных коммуникаций.

15. Из каких этапов состоит съемка подземных коммуникаций?

16. Какие материалы составляются по материалам съемок?

Глава 6. МАРКШЕЙДЕРСКИЕ РАБОТЫ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЛИНЕЙНЫХ СООРУЖЕНИЙ

6.1. Изыскания нефте-газо-проводов

При разработке месторождений нефти и газа нефтепроводы и газопроводы предназначены для транспортирования их от места добычи к сборным пунктам, емкостям и головным сооружениям. В состав нефтепроводов при транспортировке нефти входят:

- выкидные линии от скважины до групповой замерной установки;
- сборные нефтепроводы от групповых замерных установок до дожимной насосной станции;
- нефтепроводы от дожимной насосной станции до установки подготовки нефти;
- нефтепроводы от установки подготовки нефти до магистральных нефтепроводов;
- головные сооружения, состоящие из головной насосной станции, создающей надлежащий напор в трубопроводе, и парка емкостей для сбора и хранения нефти.

Головные сооружения располагаются вблизи промыслов или вблизи нефтеперерабатывающего завода при транспортировке нефтепродуктов:

- промежуточные станции, расположенные по трассе через 80–100 км (в газопроводах реже), поддерживающие высокое давление в трубопроводе;
- линейные сооружения – трубопроводы диаметром 500–2 000 мм с колодцами 5–10 км и переходами через водные препятствия, ущелья, дорожные материалы.

Сеть промысловых трубопроводов является основным элементом системы сбора и транспорта нефти, газа, воды. Для прокладки и эксплуатации требуются значительные затраты.

Промысловые трубопроводы классифицируются по:

1) назначению – нефтепроводы, газопроводы, водопроводы и канализационные, для смешанной продукции скважин;

2) материалу, из которого они изготовлены – стальные и неметаллические (асбоцеметные, пластмассивные, фанерные и др.);

3) характеру движения жидкости – напорные (заполненного сечения) и самотечные (с различной степенью заполнения);

4) величине рабочего давления – высокого, среднего, низкого давления и вакуумные;

5) функциям – ответвления (струны, шлейфы, выкидные), коллекторы (групповые, объединенные), магистрали (местные, дальные, транзитные);

6) способу прокладки – подземные, наземные, подвесные.

При проектировании промысловых трубопроводов прежде всего выбирается трасса. Для уменьшения затрат трассу намечают прямолинейную с малым числом пересечений естественных и искусственных препятствий. Если трудно удовлетворить сразу всем этим требованиям, то намечают несколько вариантов трассы и путем сравнения технико-экономических показателей выбирают наивыгоднейшую. Самотечные трубопроводы прокладывают с уклоном в сторону движения жидкости, для чего следует использовать рельеф местности.

Выбор напорного или самостоятельного трубопровода для жидкости основывается на технико-экономическом их сравнении. Напорные трубопроводы требуют меньших затрат металла. Их можно прокладывать с переменным геометрическим уклоном. Однако при располагаемом напоре они не имеют запаса пропускной способности на случай изменения дебита или вязкости нефти, засорения, отложений парафина.

Наибольшее распространение на промыслах получила подземная прокладка трубопроводов. При ее осуществлении не загромождается территория промысла, продукция скважин и трубы защищается от атмосферных влияний, а стенки трубы – от механического повреждения. При подземной прокладке трубопроводы укладывают либо ниже глубины промерзания грунта, либо в зоне промерзания на глубине 0,7–1,0 м до верха трубы только для защиты ее от механических повреждений. При малой глубине заложения уменьшается объем трудоемких земляных работ и облегчается ремонт трубопровода. В плотных, устойчивых грунтах траншеи отрывают с вертикальными боковыми стенками, а в неустойчивых, осыпающихся – со стенками, имеющими откосы. Под дорогами трубопровод прокладывается в защитном кожухе, который воспринимает внешнюю механическую нагрузку и исключает размывание дороги при разрушении трубопровода. Трубопроводы необходимо защищать от коррозии. Трубопроводную арматуру (задвижки, обратные клапаны и др.) располагают в колодцах, защитных кожухах, на манифольдных площадках.

Магистральные трубопроводы укладываются в грунт на глубину не менее 0,8 м до верха трубы, а при переходе через водные преграды – не менее 0,5м от уровня возможного размыва дна. Уклоны трубопровода проектируют в основном параллельно рельефу местности. Поэтому для правильного определения длины трубопровода пикетаж разби-

вают по наклонной местности, без ватерпасовки линий. По наклонным расстояниям составляют и продольный профиль. План трассы строят по горизонтальному проложению линий.

Так как в настоящее время диаметр трубопровода сильно увеличился (1420 мм и более), проектирование их в плане и в профиле, особенно на кривых, представляет сложную задачу. Трасса для таких трубопроводов проектируется, как правило, по горизонтальным проложениям линий и, следовательно, разбивка пикетажа должна вестись как и на других трассах.

Радиус горизонтальных кривых проектируют из условия

$$R \geq 0{,}9\ Д_н, \qquad (6.1)$$

где R – радиус, м; $Д_н$ – наружный диаметр трубопровода, мм.

Вертикальные кривые проектируются по так называемой упругой линии валов, для достоверного расчета которой необходимо, чтобы отметки продольного профиля местности содержали средние квадратические погрешности (в пределах кривой) не более 0,25 мм.

В сложных условиях (в районах вечной мерзлоты, в болотистой и горной местности, на оползнях) проектируют надземную прокладку магистральных трубопроводов на опорах с компенсацией температурных продольных деформаций.

Строительство магистральных трубопроводов требует огромных затрат труда и средств, выполняемых в несколько этапов. Исходный этап при изыскании трубопровода состоит в определении местоположения начального и конечного пунктов транспортировки нефти или газа. Начальным пунктом обычно служит площадка головных сооружений. Конечным пунктом при транспортировке сырой нефти является нефтеперерабатывающий завод или перевалочная база, откуда нефть перевозится на завод водным или железнодорожным путем.

На продуктопроводах, идущих от нефтеперерабатывающих заводов, конечным пунктом обычно служит крупная нефтебаза, расположенная вблизи большого транспортного узла. Конечным пунктом поступления газа является площадка распределительного пункта в большом промышленном или административном центре.

После выбора начального и конечного пунктов приступают к изысканиям кратчайшей трассы трубопровода, которая удовлетворяла бы всем техническим условиям и требовала бы минимальных затрат на строительство.

Первоначально варианты трассы намечают на топокарте, придерживаясь наиболее короткого направления между выбранными

пунктами. При этом по возможности стремятся приблизить трассу к существующим железным и автомобильным дорогам, чтобы использовать их при строительстве и эксплуатации трубопровода.

Вдоль намеченной полосы вариантов производят маршрутную аэрофотосъемку масштаба 1:10 000–1:12 000. На местности разбивают геодезическое обоснование и выполняют планово-высотную привязку аэрофотоснимков и полевое дешифрирование. Одновременно производят маршрутную инженерно-геологическую съемку, устанавливают участки заболоченные, засоленные или загрязненные сточными водами.

Составленные фотопланы (планы) в масштабе 1:5000 – 1:10 000 и материалы инженерно-геологической съемки дают возможность наметить наиболее выгодную трассу и эксплуатации трубопровода.

При выборе местоположения нефте,- газо-проводов должны быть соблюдены нижеследующие требования:

- трасса должна быть расположена вдоль участков со спокойным рельефом и грунтами, легко поддающимися разработке;
- нефте,- газопроводы должны располагаться вне заболоченных, засоленных или загрязненных сточными водами участков, способствующих быстрому распространению коррозии труб;
- должна учитываться во внимание коррозийность грунтов, уровень грунтовых вод и другие факторы;
- углы поворота стремятся иметь по возможности не более $20–30^0$, чтобы заметно удлинять трассу;
- по возможности избегать пересечений больших лесных массивов, участков с каменистыми грунтами, рек с обрывистыми и оползневыми берегами, болот, а также направлений, параллельных проходящим вблизи электропередачам;
- к населенным пунктам трасса не должна подходить ближе 200–300 м;
- трасса нефтепровода должна проходить ниже отметки населенного пункта, а газопровода – выше;
- рядом с трубопроводом должна располагаться линия связи и вблизи проходить грунтовая дорога;
- полоса отвода вдоль трассы должна быть шириной 15–20 м, а в лесу делают просеку шириной 12 м;
- при укладке трубопровода в две нитки разрыв между ними должен быть шириной 10 м;
- трасса должна быть согласована с местными исполнительными органами.

Камеральное трассирование выполняют на топографических картах и планах, масштаб которых зависит от стадии проектирования.

Общее направление трассы на стадии ТЭО определяют на картах масштабов 1:100 000–1:500 000, соединяя прямыми линиями опорные пункты: начальный, конечный и указанные в техническом задании, промежуточные пункты. Эти прямые создают называемую трассу трубопровода, являющуюся наиболее короткой. Далее на картах масштабов 1:25 000–1:50 000 намечают фиксированные точки (станции железных дорог, населенные пункты, промышленные предприятия, переходы через крупные реки, озера, болота, высотные пики и т. д.), определяющие положение трассы при обходе или пересечении контурных и высотных препятствий. Обязательному обходу подлежат крупные населенные пункты, промышленные предприятия, аэродромы, железнодорожные станции, морские и речные порты, месторождения полезных ископаемых, ценные лесонасаждения, заповедники и т. д.

В зависимости от условий местности камеральное трассирование выполняют или способом попыток, или построением линии заданного уклона.

Способ попыток применяют в равнинной местности на участках вольных ходов. Между фиксированными точками по карте намечают кратчайшую трассу и составляют по ней продольный профиль местности с проектной линией. На основании анализа продольного проектирования выявляют участки, в которых трассу целесообразно сдвинуть вправо или влево, чтобы отметки местности ближе подходили к проектным. Эти участки вновь трассируют и составляют улучшенный проект трассы.

В горных условиях на участках напряженных ходов самым распространенным приемом камерального трассирования является нахождение на топографической карте в заданном направлении предельно допустимого уклона для данной категории трассы или, как его называют, «ход раствором циркуля».

Пусть, например, необходимо на карте из точки А (рис. 6.1) провести трассу в юго-восточном направлении с предельным уклоном трассирования $I_{mp.}$

Для этого по карте данного масштаба 1:М и по высоте сечения рельефа h определяют величину заложения l для уклона $I_{òð.}$ наклона ν).

$$L = \frac{h}{tg\gamma} = \frac{h}{i_{òð}} \qquad (6.2)$$

или в масштабе карты

$$\lambda = \frac{h}{i_{òð}} \cdot \frac{1}{M} \qquad (6.3)$$

Например, при *h=5м,* 1:М=1:25000, $i_{òð} = 0{,}010$

$$\lambda = \frac{5000}{0{,}010} \cdot \frac{1}{25000} = 20{,}0ìì \quad .$$

Затем из начальной точки А, придерживаясь основного направления трассы, раствором циркуля, равным λ, засекают соседнюю горизонталь. Из полученной точки Б вновь засекают этим же раствором циркуля точку В следующей горизонтали и т. д. При пересечении оврагов (участок ВГ) к тальвегу не спускаются, а переходят сразу на другую сторону, засекая одноименную горизонталь. Так же поступают и при пересечении рек, стремясь, чтобы трасса была примерно перпендикулярна к направлению течения.

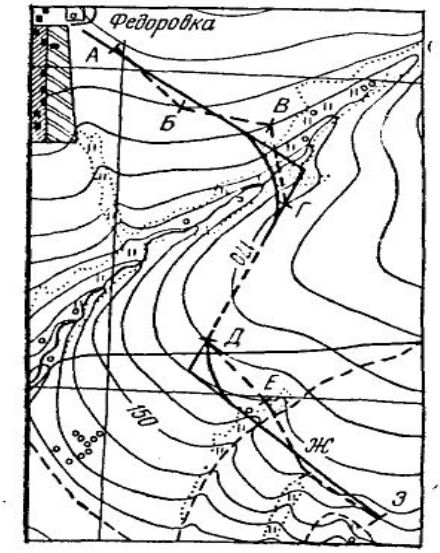


Рис. 6.1. Карта местности

В местах, где расстояние между горизонталями больше принятого заложения (ГД), т. е. где естественный уклон местности меньше заданного уклона трассирования, точки выбирают свободно в необхо-

димом направлении.

Таким образом, получают на карте точки А, Б, В, Г, Д, Е, Ж…, образующие линию равных уклонов, или так называемую линию нулевых работ. Это значит, что если бы трассу провести по этой линии, то для соблюдения проектного уклона не надо было бы делать ни насыпей, ни выемок.

Очевидно, что трассирование такой линии может быть произведено с двух заданных точек навстречу одна другой, при этом можно наметить несколько вариантов.

При трассировании по стереомоделям превышения *h* точек местности вычисляются по формуле

$$h\frac{H\Delta p}{â+\Delta ð}\approx\frac{H}{â}\cdot\Delta ð, \tag{6.4}$$

где H – высота фотографирования; *в* – базис в масштабе аэрофотоснимка; Δ*p* – разность продольных параллаксов наблюдаемых точек.

Следовательно, формула для фотограмметрического определения уклона местности будет иметь вид

$$i=\frac{h}{L}=\frac{H\Delta ð}{Lâ}, \tag{6.5}$$

где L – расстояние между точками (пикетами) на местности.

Выразив *L* через отрезок λ в масштабе аэрофотоснимка

$$L=\frac{\lambda H}{f_{ê}},$$

получим

$$i=\frac{f_{ê}\Delta ð}{\lambda â}, \tag{6.6}$$

где $f_к$ – фокусное расстояние камеры.

Из формул (6.5) и (6.6) легко найти разность продольных параллаксов для заданного уклона трассирования $i_{тр}$:

$$\Delta ð=\frac{L\cdot â}{Í}\cdot i_{òð}, \tag{6.7}$$

если расстояние берется на местности, и

$$\Delta h = \frac{\lambda a}{t} \cdot i_{\text{тр.}}, \qquad (6.8)$$

если расстояние измеряется на снимке.

При фотограмметрическом трассировании ориентирование аэрофотоснимков на стереопаре производятся обычным образом, по опорным точкам. Стереоскопически изучая рельеф и ситуацию местности, геологические условия, намечают варианты трассы. В равнинных районах трассирование выполняют способом попыток, определяя фотограмметрическим путем профили вдоль намеченных вариантов и выбирая наиболее выгодные из них. Метод камерального трассирования по стереомоделям до сих пор является сравнительно трудоемким. Стереотопографическим методом удобно составить изыскательские планы и использовать их как для камерального трассирования, так и для полевых изысканий.

Для составления рабочего чертежа проекта трассы производят полевое трассирование трубопровода в следующем порядке:

1) вынесение проекта в натуру, вешение линий;
2) определение углов поворота;
3) линейные измерения, разбивка пикетажа с ведением пикетажного журнала;
4) разбивка круговых и переходных кривых;
5) нивелирование трассы, установка вдоль трассы реперов;
6) закрепление трассы;
7) привязка трассы к пунктам геодезической основы;
8) съемка площадок, переходов, пересечений в масштабе 1:500–1:1 000;
9) обработка полевых материалов, составление плана трассы в масштабе

1:5 000 – 1:10 000 и продольного профиля.

Вершины поворотов отмечаются вехами и закрепляют столбами, при этом расстояния между угловыми знаками, а на длинных прямых участках – створными точками стремятся иметь в пределах 300–500 м.

Реперы ставят по трассе через 2–3 км, приурочивая их к большим углам поворота; лучше всего их устанавливать на продолжении стороны трассы на расстоянии 10–5 м от вершины угла. На длинных трассах, в местах, не обеспеченных высотной основой, через каждые 10 км устанавливают железобетонные реперы, заглубляемые на 2–2,5 м. Все реперы в плановом положении привязывают к трассе.

Трасса привязывается к геодезическим пунктам не реже чем через 50 км. При отсутствии вблизи трассы опорных пунктов через каждые 30–40 сторон определяют истинный азимут. Предельная относительная невязка в периметре хода для благоприятной местности принимается 1:1 000, а для неблагоприятной – 1:500.

Для проектирования мест пересечения трубопроводом рек, оврагов, каналов, дорог дополнительно требуется подробная съемка этих мест и детальная инженерно-геологическая разведка.

Съемку участка перехода реки производят в масштабе 1:500 – 1:1000 с сечением рельефа через 0,5 м. Снимают оба берега и дно реки. Съемка дна выполняется путем промеров глубин по трем створам: главному и двум боковым, расположенным выше и ниже по течению на 50–60 м от оси.

Пересечение трубопроводом железнодорожных и автомобильных магистралей осуществляется под прямым углом на участках, где дорога идет в насыпи или в нулевых отметках. Трубопровод прокладывают в одну нитку, но в кожухе из стальных труб. Участок перехода по 50 м от оси снимают в масштабе 1:500.

На основании полевого трассирования и материалов аэрофотосъемки составляют план трассы в масштабе 1:5 000–1:10 000, планы отдельных пересечений и площадок в масштабе 1:500–1:1 000, а также продольные профили трассы и пересечений.

По результатам полевого трассирования составляются нижеследующие основные документы:

1) пояснительная записка с обоснованием выноса проекта в натуру и согласованием трассы;

2) план и продольный профиль трассы, поперечные профили;

3) крупномасштабные планы переходов, пересечений станций и других площадок и участков;

4) схематические планы отвода земель;

5) ведомости искусственных сооружений, пересекаемых трассой линейных сооружений, сноса сооружений и др.;

6) ведомости закрепления трассы, прямых и кривых, уравнивания ходов вычислений координат;

7) каталоги высот реперов, координат углов поворота, схемы геодезических сетей, чертежи центров и знаков.

6.2. Разбивочные работы при строительстве трубопроводов

Перед строительством трубопровода восстанавливают и закрепляют углы поворота, пикетаж трассы, детально разбивают кривые,

сгущают сеть реперов (не реже чем через 1 км), проводят контрольные измерения линий и повторное нивелирование. Одновременно с восстановлением трассы согласно проекту разбивают и закрепляют колодцы и переходы. Точки крепления выносят за пределы земляных работ, т. е. примерно на 5 км в обе стороны от оси.

Для производства земляных работ необходима детальная разбивка траншеи, причем характер этой разбивки зависит от применяемого оборудования.

Задание направления к прямолинейной части трубопровода 1–2 осуществляется в следующей последовательности (рис. 6.2.). Для задания направления в камеральных условиях подготавливают следующие данные: значение угла β при точке А съемочного обоснования, расстояние λ_{A-1} от точки А до устья 1 траншеи; значение угла β_1 при точке 1.

Значение угла β равно

$$\beta = \alpha_{A-1} - \alpha_{AB}, \qquad (6.9)$$

где α_{A-1} – дирекционный угол стороны А-1 определяется как:

$$\mathrm{tg}\alpha_{\text{À}-1} = \frac{\acute{O}_1 - \acute{O}_{\text{À}}}{\tilde{O}_1 - \tilde{O}_{\text{À}}}, \qquad (6.10)$$

где X_1, $У_1$ и X_A, $У_A$ – известные координаты точек 1 и А; α_{AB} – дирекционный угол стороны А-В, градус.

Расстояние от точки съемочного обоснования А до точки 1, находящейся на оси траншеи трубопровода, определяется по формуле

$$\lambda_{\text{À}-1} = \frac{\acute{O}_1 - \acute{O}_{\text{À}}}{\sin\alpha_{\text{À}-1}} = \frac{\tilde{O}_1 - \tilde{O}_{\text{À}}}{\cos\alpha_{\text{À}-1}} \qquad (6.11)$$

Затем определяется значение угла β_1 при точке 1 по формуле

$$\beta_1 = \alpha_{1-2} - \alpha_{1-\text{À}}, \qquad (6.12)$$

где α_{1-2} – дирекционный угол прямолинейной части трубопровода, градус.

После этого в полевых условиях теодолит устанавливается в точке А съемочного обоснования и откладывается значение угла β. При

этом зрительная труба теодолита будет направлена в сторону точки 1, лежащей на оси траншеи трубопровода. Отложив по данному направлению значения расстояния λ_{A-1}, получим на местности местоположение точки 1. Далее теодолит устанавливается в точке 1 и откладывается значение угла β_1. Тогда зрительная труба показывает ось траншеи в соответствии с ее дирекционным углом $\alpha_{1\text{-}2}$, которая закрепляется колышками *а, б, в* и т. д. через 10 м.

Для одноковшового экскаватора примерно через 10 м намечают, на местности от закрепленной оси обе бровки траншеи a', a'' и $б'$, $б''$ и т. д. и указывают глубину последней. Для правильной работы многоковшового экскаватора (канавокопателя) разбивают линию, параллельную оси трубопровода, и отстоящую от нее на величину, равную половине расстояния между внутренними гранями гусениц канавокопателя. Эта линия закрепляется через 5–10 м кольями, которые должны быть хорошо видны водителю. Очевидно, что при направлении грани соответствующей гусеницы вдоль линии кольев канавокопатель будет двигаться строго по намеченной трассе.

Чтобы избежать переборов грунта, траншеи не добирают до проектных отметок на величину 10–15 см. Затем на пикетах и на колодцах строят обноски и при помощи визирок зачищают и окончательно отделывают дно траншеи. От точек крепления на обноску выносят ось траншеи и закрепляют ее гвоздем. Натянув между осевыми точками соседних обносок проволоку и подвесив на нее отвес, проверяют плановое положение траншеи.

Высотную выверку дна траншеи с применением визирок производит следующим образом (рис. 6.2.).

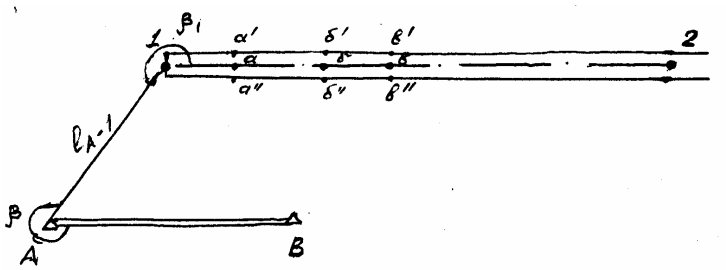


Рис. 6.2. Задание направления к прямолинейной части трубопровода

Прокладывая нивелирный ход, определяют отметки $H_{обн.}$ верхней

грани каждой обноски. Из этих отметок вычитают соответствующие проектные отметки $H_{пр.}$ дна траншеи. По полученным разностям выбирают длину λ ходовой визирки (3,00–3,50 м). Если затем из этой длины вычесть ранее полученные разности, то определим высоту h_o так называемой опорной или пришивной визирки на каждой обноске, т. е.

$$h_o = \lambda - (H_{обн.} - H_{пр.}) . \qquad (6.13)$$

Для удобства пользования длина ходовой визирки выбирается с таким расчетом, чтобы высота опорных визирок на данном участке была в пределах 0,3–1,0 м.

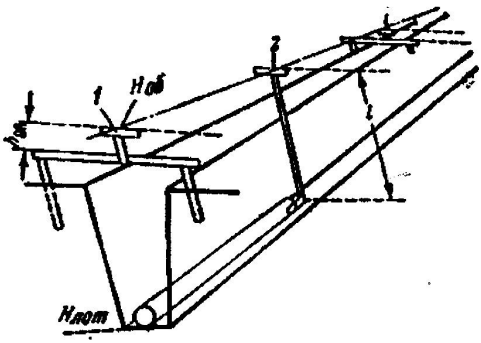


Рис. 6.3. Задание напревления траншеи в вертикальной плоскости

Высота опорных визирок над проектной линией дна одинаковая для всех пикетов и колодцев и равна принятой длине ходовой визирки, т.е. линия, проходящая через верхние планки двух соседних опорных визирок, будет параллельна проектной линии дна траншеи. Поэтому, если встать около одной из опорных визирок 1, и, визируя на глаз поверх нее на соседнюю опорную визирку 3, установить строго на линии визирования верхний срез ходовой визирки 2, то пятка последней будет находиться на проектной отметке дна траншеи в этой точке. Перемещая ходовую визирку по дну траншеи через 3–5 м, получают проектные отметки, по которым окончательно зачищают дно.

При расстояниях между опорными визирками до 100 м этот способ обеспечивает точность соблюдения проектных отметок в среднем около 1–2 см.

По окончании укладки трубопровода производят исполнитель-

ную съемку. Около траншеи устанавливают по пикетажу километровые и полукилометровые железобетонные столбы, а на кривых – пикетные знаки. Каждый 4–5 – километровый столб закладывают ниже глубины промерзания с учетом использования его при эксплуатации трубопровода в качестве грунтового репера. К закрепленным точкам до засыпки трубопровода привязывают все сварные стыки труб, а также колодцы, начало и конец дюкеров, места изменений диаметров труб. Одновременно ведется нивелирование. Определяют отметки верха труб и бровки траншеи, а также всех установленных реперов.

На основании исполнительной съемки составляют ведомость привязки сварных стыков к километровым столбам и пикетам с указанием глубины укладки труб. Этой ведомостью пользуются при ликвидации аварий.

В исполнительном продольном профиле указывают фактические отметки верха насыпи и верха трубопровода, отметки дна траншеи, диаметры уложенных труб, номера построенных колодцев. На плане указывают отклонения от проекта, допущенные в процессе строительства.

В трубопроводах больших диаметров, построенных в сложных климатических условиях и слабых грунтах, вследствие изменения внутреннего давления происходит продольное и поперечное смещение труб и их выпучивание, величина которого иногда составляет несколько метров. Поэтому необходимо производить систематическое наблюдение за деформациями сложных участков трубопроводов. Для этой цели строят геодезическое обоснование в виде полигонометрических и нивелирных ходов, обеспечивающее точность наблюдений порядка 1–2 см.

Для повышения надежности трубопровода и эксплуатации при строительстве необходимо строгое соблюдение проектных отметок заглубления, точности разбивки кривых, тщательной укладки трубопровода на подготовленное основание.

На углах поворота трасс трубопроводов производят вставки кривых и пересчет по ним пикетажа. В качестве таких кривых обычно применяют дуги окружностей больших радиусов (круговые кривые).

Основными элементами круговых кривых (рис. 6.4) являются угол θ поворота, определяемый в натуре; радиус кривой R, назначаемый в зависимости от условий местности и категории линии; длина касательных AC=BC=T, называемая тангенсом; длина кривой AFB = K; длина биссектрисы CF = Б; величина домера *Д*.

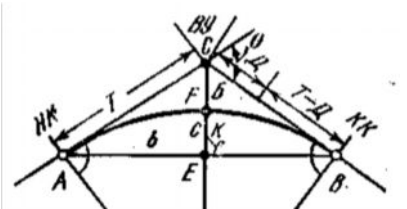


Рис. 6.4. Круговые кривые

Так как в точках начала А и конца В круговой кривой касательные АС и ВС перпендикулярны к направлению радиуса R, то, следовательно, центральный угол АОВ равен углу поворота θ трассы и линия СО является биссектрисой этого угла. Из прямоугольного треугольника АОС имеем

$$T = R\mathrm{tg}\frac{\theta}{2} \quad ; \tag{6.14}$$

$$K = \frac{2\pi R\theta}{360^o} = R\frac{\pi\theta^o}{180^o}, \tag{6.15}$$

где – угол θ выражен в градусах;

$$Á = R(\sec\frac{\theta}{2} - 1) \ . \tag{6.16}$$

При строительстве трассы ее длина рассчитывается по кривой, поэтому следует определить домер *Д* по формуле:

$$Ä = 2T - K = R(2\mathrm{tg}\frac{\theta}{2} - \frac{\pi\theta}{180^o}) . \tag{6.17}$$

Линия АВ = в является хордой кривой; величина FE = *f* – стрелой изгиба:

$$f = OF - OE = R - R\mathrm{Cos}\frac{\theta}{2} = 2\sin^2\frac{\theta}{4}, \tag{6.18}$$

точки начала, конца и середины кривой называются главными точками кривой. На местности разбивку пикетажа ведут по тангенсу до вершины

угла поворота. Пикетное значение (ПК) начала НК, конца КК и середины КК кривой находятся из выражений

$$\left.\begin{array}{l} \text{ПК НК} = \text{ПК ВУ} - \text{Т}; \\ \text{ПК КК} = \text{ПК НК} + \text{К}; \\ \text{ПК СК} = \text{ПК НК} + \dfrac{\hat{\text{Е}}}{2} \end{array}\right\}, \qquad (6.19)$$

где – ПК ВУ – пикетажное значение вершины угла поворота.

Начало кривой НК на местности находится промером рулеткой от ближайшего пикета, а середина кривой СК – отложением расстояния Б по биссектрисе угла по направлению, заданному теодолитом. После ВУ откладывается домер *Д*. Этой точке присваивается пикетажное значение ВУ, и от нее разбивается следующий по порядку пикет. Далее разбивка пикетажа выполняется обычным порядком с выносом точки КК.

6.3. Детальная разбивка кривых

Для строительства трассы кривые на местности необходимо разбить через равные отрезки такой длины, чтобы можно было принять дугу за прямую. Очевидно, чем больше радиус кривой, тем может быть больше интервал детальной разбивки. При радиусе больше 500 м кривую разбивают через 20 м, при радиусе от 100 до 500 м – через 10 м. Для кривых радиуса меньше 100 м детальную разбивку производят через 5 м. Наиболее распространенными способами детальной разбивки кривых являются способы прямоугольных координат, углов, продолженных хорд, секущих и вписанного многоугольника.

В способе прямоугольных координат по значению радиуса R и длины кривой (ДК) до выносимого пикета (например, на рис. 6.3.) До ПК 40 (длина кривой составляет 159,5 м) выбирают из таблиц круговых кривых величины ДК-Х и ординаты *у,* откладывают на местности, как показано на рис. 6.4. Ординату *у* до 5 м откладывают по перпендикуляру на глаз, свыше 5 м – по эккеру и теодолиту. Аналогично выносят на кривую все пикеты по другую сторону величины угла поворота ВУ.

Разбивку кривой можно вести от начала кривой НК и конца кривой КК (рис. 6.5), производя вычисления по формулам

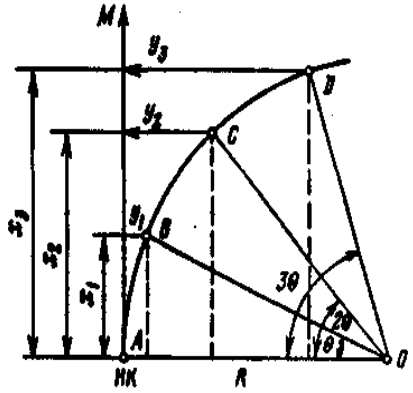


Рис. 6.5. Схема разбивки кривой способом прямоугольных координат

$$X_1 = R\sin\theta; \qquad У_1 = 2R\sin^2(\theta/2); \tag{6.14}$$

$$X_2 = R\sin 2\theta; \qquad У_2 = 2R\sin^2 2(\theta/2); \tag{6.15}$$

$$X_3 = R\sin 3\theta; \qquad У_3 = 2R\sin^2 3(\theta/2), \tag{6.16}$$

где $\theta = (K/R)(180/\pi)$, К – равные промежутки кривой.

В способе углов (рис. 6.6) использовано положение, что углы с вершиной в какой-либо точке круговой кривой, образованные касательной и секущей и заключающие одинаковые дуги, равны половине соответствующего центрального угла

$$\mathrm{Sin}(\theta/2) = \lambda/2R, \tag{6.17}$$

где λ – длина хорды.

При разбивке в точке А-НК устанавливают теодолит и от линии тангенса задают угол θ/2, откладывая вдоль полученного направления величину $\lambda = AB$. Найденную точку В закрепляют. Отложив теодолитом угол 2(θ/2), задают направление АС, а от точки В откладывают величину λ так, чтобы ее конец лежал в коллимационной плоскости теодолита – получают и закрепляют точку С и т. д. В этом способе точность разбивки падает с возрастанием длины кривой ввиду накопления погрешностей.

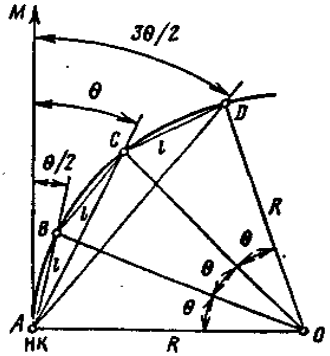


Рис. 6.6. Схема разбивки способом углов

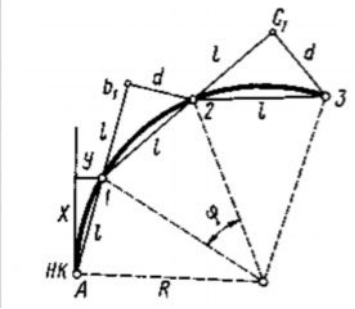


Рис. 6.7. разбивка кривой способом продолженных хорд

В способе продолженных хорд разбивку ведут без теодолита. По величине радиуса R и принятой длины хорды λ (10 или 20 м) в таблицах находят значения отрезков *d* и *y*, называемых соответственно промежуточным и крайним перемещениями (рис. 6.7):

$$y = \lambda^2/(2R); \qquad d = 2y = \lambda^2/R \ . \tag{6.18}$$

Положение точки В определяют построением прямоугольных координат x и y или с отрезка тангенса AN = λ линейной засечкой радиусами – векторами AB = λ и NB = y. Закрепив точку В, на продолжении створа АВ откладывают длину хорды λ, отрезками $C'C = d$ и $BC' = \lambda$ засекают на кривой точку С и т. д. В этом способе, как и в предыдущем, погрешности быстро накапливаются, так как разбивка ведется последовательно от уже полученных в предыдущих операциях

точек.

В способе вписанного многоугольника точки на кривой определяют путем последовательного отложения длины хорды λ и угла β между соседними хордами (рис. 6.8.). При этом

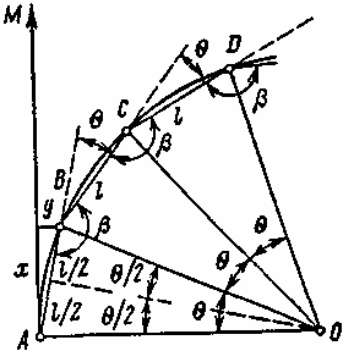


Рис. 6.8. Схема разбивки кривой способом вписанного многоугольника

$$\lambda = 2R\sin(\theta/2), \qquad (6.19)$$

где угол θ находят из формулы

$$\sin(\theta/2) = \lambda/2R. \qquad (6.20)$$

Угол между хордами $\beta = 180^{o} - \theta$.

Точку В на кривой определяют по способу прямоугольных координат или углов. Затем теодолитом строят $< ABC = \beta$ и вдоль направления ВС откладывают длину хорды λ, определяя точку С и т. д.

В способе секущей точки кривую разбивают от секущей хорды по прямоугольным координатам (рис. 6.9). Длину секущей выбирают более 100 м, но так, чтобы длина ординат y_i не превышала 2–3 м. Первую секущую задают углом $\theta/2$ из точки НК. Угол определяют по формуле (6.20). Затем находят величины *к-х* и *у* для детальной разбивки участка кривой АВ от хорды. В точке В разбивают новый участок кривой.

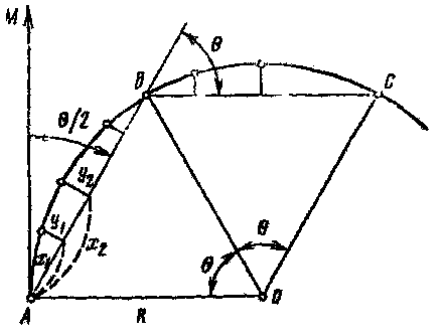


Рис. 6.9. Схема разбивки кривой способом секущей

6.4. Нивелирование и съемочные работы

При трассировании по пикетным точкам и поперечным профилям, а также по установленным вдоль трассы постоянным и временным реперам производят нивелирование.

Постоянные железобетонные реперы устанавливают при закреплении трассы через каждые 20–30 км, а также в местах пересечений существующих магистралей, вблизи переходов через крупные реки и горные препятствия, в населенных пунктах, на площадках станций. Дополнительно через 2–3 км устанавливают временные реперы, в качестве которых используют деревянные столбы и устойчивые предметы местности (цоколи зданий, обрезы фундаментов, опоры линий электропередач и др.). Реперы должны находиться вне зоны земляных работ будущего строительства. На каждый из них составляют абрис с привязкой к пикетажу трассы и к местным предметам.

Нивелирование по трассе, как правило, производится двумя нивелирами. Первым прибором нивелируют все пикетные и плюсовые точки, геологические выработки, постоянные и временные реперы. Вторым нивелируют только реперы, связующие точки, а также поперечные профили. Километровые пикеты и реперы обязательно нивелируют как связующие точки обоими нивелирами.

Одиночное нивелирование разрешают только на небольших трассах или вариантах длиной не более 50 км, когда ход опирается на реперы или нивелирные точки основной трассы. Такое нивелирование ведется по двусторонним рейкам.

Для нивелирования трассы применяются технические нивелиры

различных типов. В резко пересеченной местности целесообразно применять нивелиры – высотомеры с наклонным лучом зрения или тригонометрическое нивелирование.

Точность нивелирования по основной магистрали характеризуется следующими предельными погрешностями:

1) невязка хода между исходными пунктами или замкнутого полигона не должна превышать

$$\text{пред. } f_h = 50\sqrt{L}, \text{ мм}, \tag{6.21}$$

где L – длина хода или полигона, км;

2) расхождение между суммами превышений, полученными из первого и второго нивелирования, не должно превышать

$$\text{пред. } \Delta h = 50\sqrt{2}\cdot\sqrt{L} = 70\sqrt{L}\text{ , мм .} \tag{6.22}$$

При полевом трассировании осуществляется топографическая съемка отдельных участков и площадок в крупном масштабе 1:500 – 1:2000. Съемке подлежат переходы через водотоки, горные ущелья и перевалы; места пересечений существующих магистралей; участки со сложным геологическим строением; площадки под станции и различные службы; водосборные бассейны и др.

В равнинной, а также заселенной местности съемки производятся по поперечникам. В сильно пересеченной, сравнительно открытой местности применяется тахеометрическая или мензульная съемка. На крупных мостовых переходах и в горных районах целесообразно применять наземную стереофотограмметрическую съемку.

При съемке узкой полосы вдоль трассы (по 150–200 м по обе стороны от оси) планово-высотной опорной служат точки трассы. На пикетах и плюсовых точках строятся поперечники, по которым разбивается пикетаж и производится нивелирование. Если намеченных точек недостаточно для съемки участка, то от основных поперечников в стороны разбиваются еще дополнительные поперечники или выполняется тахеометрическая съемка.

В случае наличия крупномасштабных фотопланов подробных съемочных работ не ведут. На фотопланах обновляют и дополняют ситуацию, в необходимых местах рисуют рельеф.

6.5. Привязка трассы к пунктам геодезической основы

Для вычисления координат вершин углов поворота и абсолютных отметок точек, а также для контроля работ и повышения точности трасса привязывается в начале, в конце и через определенные промежутки в середине к пунктам триангуляции или полигонометрии и к реперам нивелирной сети.

Точность геодезических работ по привязке должна быть не ниже точности геодезических работ при проложении трассы.

Привязка должна обеспечить необходимую точность проложения теодолитно-нивелирного хода как геодезической основы для трассы. Предельная средняя квадратическая погрешность в плановом положении точек съемочного обоснования относительно пунктов геодезической основы не должна превышать после уравнивания 0,2 мм в масштабе плана на застроенной территории и в открытой местности и 0,3 мм в закрытой, лесной местности. Таким образом, предельная невязка хода, проходящего обычно в сложных условиях местности, может быть допущена 0,6 мм в масштабе плана.

При предельной относительной погрешности хода $\frac{1}{\text{Ò}}$ будем иметь

$$\frac{0{,}6}{\text{L}} = \frac{1}{\text{Ò}}, \qquad (6.23)$$

где M – знаменатель численного масштаба плана; L – длина хода между исходными пунктами.

Тогда предельная допустимая длина хода L между точками привязки трассы равна:

$$L = 0{,}6\ \text{МТ}. \qquad (6.24)$$

Привязав в теодолитной магистрали $\frac{1}{\text{Ò}} = \frac{1}{1500}$, получим по формуле (6.24) для плана масштаба 1:10 000 длину хода L = 9 км. При проложении вдоль трассы полигонометрического хода с точностью 1/т = 1/5 000 длина L = 30 км.

Если геодезические пункты значительно удалены от трассы, то через некоторое расстояние определяются азимуты сторон трассы: астрономическим путем или при помощи гиротеодолита. Между этими азимутами увязывают углы магистрали с учетом поправки за сближением меридианов, чем в значительной мере уменьшают по-

перечный сдвиг трассы.

Нивелирные ходы, проложенные вдоль трассы, привязывают к реперам государственной нивелирной сети. Для обеспечения надлежащей точности изыскательских и строительных работ желательно, чтобы погрешности в высотах, установленных по трассе реперов и высотах уровня пересекаемых рек и дорог не превышали 10 см относительно реперов нивелирной сети. При этом предельные невязки нивелирных ходов вдоль трассы должны быть не более 20 см. Исходя из этого высотную привязку трассы к пунктам нивелирной сети необходимо производить не реже, чем через 16 км.

6.6. Обработка материалов трассирования

При трассировании по мере выполнения работ проверяются полевые журналы, уравниваются нивелирные и теодолитные ходы, вычисляются высоты и координаты точек, составляются планы и профили пройденных участков и т. д. По этим материалам судят о точности произведенных геодезических работ.

При проверке угломерных журналов особое внимание обращается на правильность вычисления углов поворота. Линейные измерения контролируются путем сравнения промеров между углами поворота с результатами разбивки пикетажа. В пикетажных журналах проверяется вычисление элементов кривых и пикетажных значений начала и конца кривых. В измеренные азимуты вводятся поправки за сближение меридианов для перехода к дирекционным углам.

Теодолитно-нивелирные ходы трассы уравниваются между привязанными пунктами геодезической основы и вычисляются координаты вершин поворотов и створных точек и высоты всех пикетов и плюсовых точек.

Угловая невязка хода не должна превышать

$$\text{пред. } f_\beta = 1' \sqrt{n+1}\,, \qquad (6.25)$$

где n – число сторон хода.

Линейная относительная невязка в средних условиях не должна превышать 1/1 000.

Полевые журналы и все вычисления обрабатываются в две руки, составленные планы и профили трассы тщательно проверяются, планы

отдельных участков и площадок, изготовленные на основании съемки по поперечникам и тахеометрической съемки, корректируются в натуре и устраняются все выявленные погрешности и пропуски.

План трассы составляется в масштабе 1:5 000 или 1:10 000 по координатам углов поворота или по азимутам и длинам сторон. Кроме ситуации, снятой вдоль трассы и иногда дополнительной с имеющейся крупномасштабной карты, на план наносятся знаки крепления трассы, установленные реперы, начало и конец кривых, километры и характерные пикеты. На закруглении подписывают элементы кривых, на прямых вставках – их длину и азимут или румб.

Одновременно с планом составляется схема отвода земель и оформляется карта окончательного согласования трассы.

На пройденные участки трассы составляются продольные профили в горизонтальном масштабе 1:5 000 или 1:10 000 и вертикальном в 10 раз крупнее. Для подземных коммуникаций масштаб принимается 1:2000–1:1000. На профиль наносится примерное положение проектной линии, которое впоследствии уточняется. В характерных местах строятся поперечные профили в масштабе 1:100. Данные на продольном профиле размещают в отдельных графах, называемых сеткой профиля.

Составление продольного профиля начинается с нанесения пикетов и плюсовых точек земли, выписываются с округлением до сантиметра и в принятом вертикальном масштабе откладываются по ординатам от линии условного горизонта. Намеченные на ординатах точки соединяются ломаной линией, являющейся продольным профилям местности по оси сооружения («черным профилем»). Горизонтальные кривые условно показываются в графе профиля дугами, обращенными выпуклостью вверх при повороте трассы вправо и вниз – при повороте влево. На каждой кривой подписывают пикетаж начала и конца, а также ее основные элементы. На прямых участках указываются длина и азимут или румб.

Таблица 6.1

Допустимые погрешности определения точек геологических наблюдений на отчетной геологической карте относительно пунктов геодезической основы

Виды геологических съемок и масштабы карт, составляемых по их результатам	I группа точек (маркирующие горизонты, картировочные скважины)				II группа точек (промежуточные точки наблюдений)			
	Платформенные области		Складчатые и платформенные области при резких дислокациях		Платформенные области		Складчатые и платформенные области при резких дислокациях	
	в плане, мм	по высоте, м	в плане, мм	по высоте, м	в плане, мм	по высоте, м	в плане, мм	по высоте, м
Региональные 1:100 000 1:500 000 1:200 000	1,2	10	0,8	40	2	40	1,5	80
Полудетальные 1:100 000 1:50 000	1,2	5	0,8	20	2	20	1,5	40
Детальные 1:25 000 1:10 000	1,2	2	0,8	10	2	10	1,5	20

Вопросы для самопроверки

1. Какие требования предъявляются к проектированию трубопроводов?
2. Как задается направление к прямолинейной части нефте,-газопровода?
3. Как задается направление трубопроводу в вертикальной плоскости?
4. Из каких этапов состоит изыскание нефтепровода?
5. Какие виды работы включает полевое трассирование?
6. Как разбиваются главные точки кривых?
7. Расскажите способы детальной разбивки кривых.
8. Как осуществляется нивелирование трассы?
9. Как осуществляется привязка трассы к пунктам съемочного обоснования?
10. Что включает в себя обработка материалов трассирования?
11. Какие документы составляются по результатам полевого трассирования?

Глава 7. ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

7.1. Сущность и этапы геометризации

В результате геометризации залежей нефти и газа создается характеризующаяся достаточной точностью графоаналитическая ее модель, отражающая геометрическую форму, закономерности размеще-

ния свойств залежи и протекающих в ней процессов, что необходимо для решения задач поисков, разведки и разработки залежей.

Необходимость геометризации возникла в связи с существующими методиками разведки залежи, когда залежь вскрывается в отдельных точках или по отдельным линейным пересечениям, дающим представление о форме и вещественном составе залежи только по этим точкам и пересечениям при потребности получить представление о залежи в целом. Это представление создается интерполяцией значения признака в отдельных точках или в линейных пересечениях.

Теоретические основы геометризации недр разработаны проф. Соболевским П.К., который исходил из того, что хотя недра Земли и представляют собой сложный комплекс геохимических полей и форм залегания, но тем не менее они не являются случайным хаотичным скоплением различных веществ. Он считал, что недра Земли имеют такое строение и такие закономерности размещения полезных и вредных компонентов, которые можно математически описать с той или иной степенью точности.

Маркшейдерские работы по геометризации месторождений состоят в определении пространственного положения залежей, содержащих флюиды, уточнении их геометрических параметров, а также в установлении законов распределения физико-химических свойств.

В основе геометризации залежи лежит представление о залежи как о совокупности сопряженных физических полей, занимающих известную часть пространства, определяемого формой и размерами залежи. Для нефтяных и газовых залежей это поля вещественного состава коллекторов, размещения значений пористости, проницаемости, изменчивости свойств нефти, распределения пластового давления и пр. Каждое свойство залежи изменяется в пределах залежи незначительно или существенно, закономерно или случайно.

В результате геометризации залежи создается ее модель, удовлетворяющая постоянной задаче; следовательно, геометризация всегда конкретна, поэтому можно различать типовые условия ее проведения. Геометризацию различают по видам: региональную и детальную или конкретнее – при поисках, разведке и разработке, а также по содержанию: геометризацию формы, свойств залежи и протекающих в ней процессов. Геометризация залежей и других геологических тел сопровождает весь процесс обработки геологических материалов в входе исследований. Как известно, одним из основных моментов обобщения являются корреляция разрезов и выделение продуктивных горизонтов. В настоящее время эти задачи можно решить, используя современные средства вычислительной техники.

При геометризации нефтяных и газовых залежей широко применяют карты в изолиниях, характеризующих форму залежей или размещение признака в пространстве, а также вычисляют среднее значение показателей по залежи.

Особое место при изучении залежи и геометризации занимает теория корреляции. Это вытекает из представления о залежи, как о совокупности сопряженных физических полей. В такой совокупности каждое поле, отражающее свойство залежи, меняющееся в пространстве, может быть выражено через другое свойство или совокупность свойств в пространстве. На практике приходится решать задачи как парной, так и множественной корреляции, когда особенно целесообразно привлечение электронно-вычислительных машин. По существу все геофизические методы изучения залежей базируются на корреляции.

Таким образом, основной задачей геометризации месторождений на современном этапе является разработка методов составления геометрических моделей, наглядно отображающих закономерности пространственного размещения структурных и качественных показателей месторождений углеводородного сырья.

7.2. Построение структурной карты месторождения

Работы по геометризации начинаются с планово-высотной привязки скважин и заканчиваются графо-аналитическими построениями и вычислениями. Основными задачами при этом являются разработка методов изображения изученных недр с их полезными ископаемыми на плоскости чертежа и решение различных инженерных задач по этим изображениям.

При геометризации недр обычно приходится иметь дело с неправильными поверхностями, к которым относят:

- топографическую поверхность или поверхность рельефа местности;
- поверхности тел залегания: почвы или лежачего бока залежи полезного ископаемого; кровли или висячего бока залежи полезного ископаемого;
- поверхности контактов горных пород: отдельных стратиграфических горизонтов; литологических разностей пород; водоносных или водонепроницаемых пород: водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК), газоводяного (ГВК) контактов и др.;
- поверхности, интерпретирующие условия залегания полезных

ископаемых, изменения их мощностей, обводненность нефтяных залежей; изоглубины залегания полезного ископаемого; изомощности горных пород того или иного литологического комплекса или стратиграфического горизонта; изолинии обводненности нефтяной залежи и т. д.

Наиболее распространенным способом изображения рельефа и перечисленных скрытых поверхностей является способ горизонталей. Этот способ весьма прост, нагляден и удобен для решения метрических задач, поэтому он является наиболее распространенным при решении горно-геометрических задач.

Числовая отметка или координата Z любой точки топографической поверхности является функцией ее плановых координат x, y, отсюда математическое выражение топографической поверхности:

$$Z = F(x, y) \ . \qquad (7.1)$$

Эта функция удовлетворяет следующим основным условиям: конечности, однозначности, непрерывности и плавности.

Для любой точки топографической поверхности значение Z является величиной конечной.

Для любых значений координат x, y данной топографической поверхности координата Z может иметь только одно значение. Отсюда, как следствие, свойство непересекаемости изогипс топографической поверхности.

Бесконечно малому изменению координат x, y для данной топографической поверхности соответствует бесконечно малое приращение координаты Z.

На планах изолиниями выражаются плавности очертания каждой горизонтали и изменения углов наклона топографической поверхности.

Рассмотренные свойства топографической поверхности рельефа местности присущи и скрытым поверхностям, с которыми имеет дело маркшейдерия.

В любой точке нефтяной или газовой залежи при вскрытии скважиной пласта может быть отобрана проба и определена пористость m. Значение свойств m будет какой-то функцией от переменных координат пространства и времени x, y, z, t:

$$m = f(x, y, z, t) \ , \qquad (7.2)$$

где x, y, z – координаты какой-то точки в пространстве; t – время.

Эта функция, выражая зависимость многообразия свойств недр от положения элемента в пространстве и времени, удовлетворяет общим для всех свойств недр вышерассмотренным условиям: конечности, однозначности, непрерывности, плавности.

Однако учитывая, что в период разведки и эксплуатации месторождения значения пористости m залежи практически не меняются, выражение (7.1) можно представить в виде

$$m = f(x,y,z). \tag{7.3}$$

При разработке нефтяных и газовых месторождений, кроме карт ловушек (структур), строят карты разработки: обводненности, эффективной мощности, содержания различных компонентов. Законы построения этих карт аналогичны построениям топографических поверхностей в горизонталях.

Структурные карты в совокупности с геологическими разрезами дают наиболее полное представление о структуре месторождения или залежи, условиях и формах залегания пластов, особенностях и сложности тектоники. Их используют при доразведках месторождений, подсчетах запасов, определении границ залежей, составлении технологической схемы и проектировании системы разработки и решении целого ряда производственных задач при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Поэтому к точности и достоверности структурных карт предъявляются столь же высокие требования, как и к точности геологических разрезов.

Структурные карты строят по каждой разрабатываемой залежи. Построения выполняют в том же масштабе в котором строят геологические разрезы. Исходной информацией для построений является совокупность геолого-разведочных данных, получаемых при разведке и эксплуатации месторождения.

На практике построения начинают с того, что на план наносят устья, горизонтальные проекции осей разведочных скважин устья, горизонтальные проекции осей разведочных скважин и отмечают на них точки, в которых подсечена данная залежь (рис. 7.1). Рядом с точками подписывают их высотные отметки, вычисленные на основе инклинометрии скважин. Одновременно на план наносят точки, в которых скважины встретили разрывные нарушения, и производят их увязку (индентификацию).

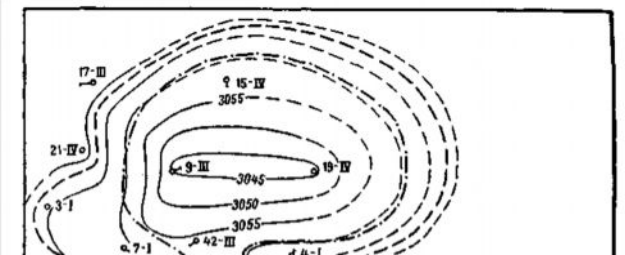


Рис. 7.1. Структурная карта по кровле VIII пласта:
1- номер скважины и этап разведки; 2- внешний контур нефтеносности; 3-внутренний контур нефтеносности

Построения структурных карт залежей выполняют параллельно с построениями на тех же участках геологических разрезов. Правильность структурных построений проверяют сопоставлением результатов на геологических разрезах и структурных картах и в необходимых случаях вносят коррективы.

Изогипсы на картах строят методом линейной интерполяции по отметкам точек, в которых скважины встретили данную залежь. Частично используют отметки, которые получают на геологических разрезах в точках пересечений линий (следов) залежей или сместителей с горизонтальными линиями высотной сетки. Эти точки переносят на план вдоль линии соответствующего разведочного профиля.

Необходимо подчеркнуть, что при построении изогипс залежей интерполирование можно производить только между теми точками, которые располагаются в пределах одного и того же геологического блока, т.е. по одну сторону от каждого сместителя. Если точки располагаются по разные стороны от поверхности сместителя, то интерполяция между ними недопустима.

Для построения на структурных картах разрывных нарушений поверхности всех сместителей строят в изогипсах на кальке и совме-

щают со структурной картой залежи. По точкам пересечения одноименных изогипс залежи и сместителя строят линии обреза (скрещения) залежи сместителем. Исходными данными для построения структурных карт сместителей служат точки, в которых скважины встретили нарушения.

Выбор сечения изогипс зависит от требований, предъявляемых к структурной карте, а также от детальной изученности поверхности залежи. Основное условие выбора сечения изогипс – это возможность по построенной структурной карте с необходимой точностью решать технические задачи, возникающие при освоении месторождения.

7.3. Потери нефти и газа и учет движения запасов

Учет потерь и газа позволяет определять полноту извлечения нефти и газа из недр.

Потери в недрах можно разделить на проектные и фактические. Проектные потери отражаются в проекте и обосновываются технико-экономическими расчетами; они слагаются из потерь, обусловленных неполнотой вытеснения, неполнотой охвата и пропуском прослоев и линз эксплуатационными скважинами. Фактические потери обычно отличаются от проектных вследствие несовершенства проектов и недостаточного знания в момент проектирования.

Для определения конечных потерь и их структуры необходимо точно подсчитывать запасы и учитывать добычу нефти по пластам, пропласткам и другим элементам залежи, по которым считались запасы. При учете потерь в отработанных частях разрабатываемой залежи нужно знать те же величины. Однако задача усложняется необходимостью учета всех приведенных величин по частям залежи.

Учет движения запасов полезных ископаемых производят с целью контроля за правильным и более полным использованием богатств недр и систематического наблюдения за обеспеченностью нефтегазодобывающего предприятия подготовленными запасами для избежания перебоев в работе.

При учете движения запасов отражают не только состояние запасов на тот или иной период времени, но и все изменения в запасах, происшедшие за отчетный период.

При учете движения запасов фиксируют:

- исходные балансовые запасы нефтегазодобывающего предприятия, их движение за отчетный период и остаток на конец отчетного периода;
- добычу за отчетный период;

- потери полноценных запасов при разработке;
- запасы из числа балансовых, оказавшихся при разработке месторождения негодными к разработке по причине плохих фильтрационных свойств коллектора, некондиционного содержания вредных компонентов и др.

Учет движения запасов производят периодически в сроки, установленные организацией, ведающей разработкой данного месторождения.

Учет движения запасов должен обеспечить контроль достоверности подсчетов и отражение изменения запасов за все время существования предприятия. Такой учет движения запасов полезного ископаемого называют балансовым.

Учет движения запасов полезного ископаемого в недрах производят по формам, образцы которых приведены в специальных инструкциях по учету запасов.

Уменьшение запасов происходит вследствие:

- добычи полезного ископаемого;
- уменьшения площади и эффективной мощности коллектора, выявленной в процессе разработки месторождения;
- исключения площади разработки месторождения из-за наличия вредных компонентов или по горно-эксплуатационным и геологическим условиям коллектора;
- сильной обводненности месторождения;
- малого коэффициента извлечения нефти;
- недостаточного знания залежи в момент составления проекта разработки.

Увеличение запасов происходит вследствие:

- ввода в эксплуатацию новых залежей полезного ископаемого или их частей, выявленных в процессе эксплуатационной разведки;
- увеличения средней мощности, коэффициента нефтеотдачи;
- применения более совершенных вторичных методов добычи (интенсификации): внутрипластовое горение, закачка пара и т.д.

Уменьшение объемов полезного ископаемого за отчетный период в общем случае состоит из добычи, потерь из-за неполноты извлечения, подготовки и транспорта полезного ископаемого; оставления в недрах сильно обводненных и некондиционных запасов; расхода на собственные нужды.

7.4. Оценка точности структурных карт

Под погрешностью структурной карты понимается величина возможного отклонения значений топографической поверхности в произвольной ее точке. Мерой точности карты служит стандарт $\delta_к$ определения показателя в произвольной ее точке, который можно оценить с помощью средней квадратической погрешности $m_к$.

Общая погрешность карты слагается из погрешности планово-высотного определения точек кровли пласта m_o и погрешности графических построений $m_г$, т. е.

$$\dot{o}_{\hat{e}} = \sqrt{\dot{o}_0 + \dot{o}_0} \quad . \tag{7.4}$$

Точность планово-высотного определения слагается из погрешностей m_x, m_y и m_z, характеризующих погрешности определения точки соответственно по осям X, У и Z, и определяется по формуле

$$\dot{o}_{\hat{i}} = \sqrt{\dot{o}_0 + \dot{o}_y + \dot{o}_z} \quad . \tag{7.5}$$

Точность графических построений определяется по формуле

$$\dot{o}_{\tilde{a}} = \sqrt{\dot{o}_n + \dot{o}_u + \dot{o}_{i\tilde{a}} + \dot{o}_{\acute{i}}} \ , \tag{7.6}$$

где m_n, m_u, $m_{пг}$, $m_н$ – соответственно средние квадратические погрешности нанесения точки на планшет, интерполирования, проведения изогипс и погрешность, вызванная отклонением действительного характера кровли пласта от линейной.

Тогда формула (7.4) с учетом формул (7.5) и (7.6) примет вид

$$\dot{o}_{\hat{e}} = \sqrt{\dot{o}_x + \dot{o}_y + \dot{o}_z + \dot{o}_{\ddot{i}} + \dot{o}_{\grave{e}} + \dot{o}_{i\tilde{a}} + \dot{o}_{\acute{i}}} \ . \tag{7.7}$$

Среднюю величину допустимого отклонения при составлении структурных карт можно получить по формуле

$$\Delta = 2t\delta_{\hat{e}} \ . \tag{7.8}$$

Учитывая, что $m_к \cong \delta_к$, при заданной величине отклонения Δ на основании принципа равного влияния отдельных погрешностей найдем

$$m_x = m_y = m_z = m_n = m_n = m_{пг} = m_н = m$$

$$\Delta \approx 2tm\sqrt{7}\ , \tag{7.9}$$

откуда средние квадратические погрешности составляющих для данного участка карты должны удовлетворять условию

$$t \le \frac{\Delta}{2t\sqrt{7}}\ , \tag{7.10}$$

где t – вероятностный коэффициент.

Копирование структурной карты сопровождается дополнительной погрешностью $m_{коп.}$ Кроме того, нужно считаться и с погрешностью, обусловленной деформацией плана или копии его с течением времени. Такая погрешность имеет значительную систематическую часть, которая может быть исключена введением соответствующей поправки в результаты измерений, выполняемой на карте. Однако она включает в себя и некоторую случайную погрешность, среднее квадратическое значение которой $m_д$.

Тогда точность копии структурной карты определяется формулой

$$ò_1 = \sqrt{ò_o + ò_ã + ò_{êîï} + ò_ä} \tag{7.11}$$

Основываясь на принципе равного влияния погрешностей, формула (7.11), с учетом формул (7.9) и (7.10), примет вид

$$ò_1 = ò\sqrt{9} = 3ò\,. \tag{7.12}$$

Если точность масштаба 0,1мм, то значение частных погрешностей можно принять равным $\frac{0{,}1}{Ì}$ мм, где М – масштаб структурной карты. Тогда с вероятностью 0,9973 найдем, что

$$Ì_{\ 1} = 9 \cdot \frac{0{,}1}{Ì} = \frac{0{,}9}{Ì}\,ìì\ .$$

Тогда точность структурной карты в зависимости от масштаба будет равна:

Масштаб карты	Точность, м
1:10000	9,0
1:25000	22,5
1:50000	45,0

Приведенный расчет точности структурной карты является приближенным и может служить только для оценочного расчета.

Для определения погрешности интерполирования, вызванной отклонением действительного характера кровли пласта от линейного, необходимо знать коэффициент изменчивости карты и среднее расстояние между скважинами.

Точность определения отметок кровли и подошвы нефтеносных горизонтов будет складываться из следующих основных источников:

$m_н$ – средней квадратической погрешности определения опорных геодезических пунктов по высоте;

m_y – средней квадратической погрешности определения устья скважины относительно опорных пунктов по высоте;

m_h – средней квадратической погрешности определения глубины скважины.

Тогда средняя квадратическая погрешность определения отметки кровли пласта составит

$$\grave{o}_{\hat{e}} = \sqrt{\grave{o}_{\acute{i}} + \grave{o}_{\acute{o}} + \grave{o}_{h}} \ . \qquad (7.13)$$

Без учета погрешностей исходных данных формула (7.13) примет вид

$$\grave{o}_{\hat{e}} = \sqrt{\grave{o}_{\acute{o}} + \grave{o}_{h}} \ . \qquad (7.14)$$

Таким образом, точность структурной карты характеризуется средней квадратической погрешностью определения положения произвольных точек поверхности залежи.

Вопросы для самопроверки

1. Расскажите сущность геометризации нефтяных и газовых месторождений.
2. Как составляется структурная карта месторождения?
3. Как определяют потери нефти и газа?
4. Как осуществляется учет движения запасов?
5. Из чего слагается погрешность структурной карты?
6. Из каких источников складывается погрешность определения отметки кровли залежи?
7. Для каких целей используются структурные карты?

Глава 8. МАРКШЕЙДЕРСКИЕ НАБЛЮДЕНИЯ ЗА СДВИЖЕНИЕМ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

8.1. Общие сведения

Современные астрономо-геодезические наблюдения, выполняемые по специальным программам в планетарном и региональном масштабах и обрабатываемые строгими математическими методами, дают надежные оценки движения земной коры и литосферных плит.

Зарегистрированы максимальные вертикальные движения земной коры 10 см/год в районе Алматы. Повторным нивелированием на Алматинском геодинамическом полигоне обнаружены поднятия до 2–5 см/год тектонического блока в зоне Предгорного разлома. На Центрально-Тургайском плато вертикальные движения составляет 1,2–1,6 см/год. В районах Центральных Кзылкумов выявлены участки, имеющие вертикальные движения 1,5–2,0 см/год и более. В районе Газли по предварительным данным в эпицентральной зоне землетрясения 1976 г. относительное поднятие земной поверхности достигает 0,8 м. В Регицком районе Белоруссии поднятие земной поверхности составляет 0,6–0,8 см/год.

Скорость погружения Тихоокеанской литосферы вдоль Курило-

Камчатского желоба изменяется от 7,5 см/год на севере, до 8,5 см/год на юге. Побережья Арктических морей в азиатской части России испытывают колебательные вертикальные движения амплитудой 10–12 см с периодом около 20 лет.

Астрономо-геодезические наблюдения за движением земной коры показывают, что она имеет и горизонтальное движение. Последнее объясняется расширением дна океанов на границах литосферных плит вследствие поступления вещества из мантии. Действительно, параллельно срединным океаническим хребтам обнаружены магнитные аномалии по обе стороны хребтов как проявление остаточной намагниченности, сформировавшейся в момент остывания выходящих из мантии веществ.

О взаимном движении плит надежную оценку дают повторные геодезические измерения в зонах разломов на границах плит. На Гармском полигоне в Таджикистане выявлен надвиг Памира на Тянь-Шань со скоростью 1,7 см/год.

Скорость смещения Американской плиты относительно Тихоокеанской, установленная геодезическими наблюдениями вдоль системы разломов, главный из которых Сан-Андреас в Калифорнии, близка к 4 см/год.

В пределах Альпийско-Гималайского горного пояса скорость сжатия увеличивается с запада на восток от 1,5–2 см/год в районе Гибралтара до 5,5–6 см/год в районе Гималаев.

Многолетние наблюдения в районах Апшеронских нефтепромыслов показали, что наибольшие скорости опускания земной поверхности достигают 3–5 см/год. За 1912–1972 гг. общее опускание земной поверхности составило 2,4 м.

Земная поверхность оседает при откачке грунтовых и артезианских вод. Отдельные районы Токио опустились за 50 лет на 4 м, в Мехико – до 8,5 м. Значительные опускания земной поверхности до нескольких метров за короткий срок отмечаются в районах добычи твердых полезных ископаемых.

Месторождения нефти и газа Республики Казахстан представляют, как правило, довольно крупные скопления газо-флюидной смеси. Залегают такие залежи на значительных глубинах и характеризуются значительными пластовыми давлениями. При этом значительная часть месторождений насыщена сероводородом. Все это определяет потенциальную опасность углеводородных месторождений при их отработке, когда возникает угроза разливов нефти, утечки опасных газов и химических реагентов в окружающую среду.

Наибольшая опасность при разработке высоконапорных место-

рождений нефти и газа возникает при нарушении режима отбора газожидкостной смеси из отдельных скважин. Это может вызвать неравномерность деформации вышележащих пород, вплоть до их разрыва, что в свою очередь может повлечь деформацию и разрывы технологических трубопроводов и как следствие аварийные разливы нефти и выбросы газа. Тем самым, кроме материальных потерь, связанных с ликвидацией аварий на скважинах и трубопроводах, будут происходить и экологические последствия, превосходящие прямые материальные потери.

Для обеспечения безаварийной эксплуатации месторождений нефти и газа следует организовать специальные геодинамические наблюдения. Объемы и конкретные параметры геодинамических наблюдений определяются параметрами месторождения, степенью их потенциальной опасности и рядом других объективных факторов.

Типичный набор геодинамических наблюдений включает мониторинг за вертикальной осадкой подрабатываемой площади и развитием горизонтальных деформаций земной поверхности как на территории месторождения, так и вблизи нее.

Для осуществления таких наблюдений создается специальная сеть пунктов, жестко связанных с верхними слоями пород, слагающих месторождение. Выбор положения как отдельных контрольных точек, так и наблюдательной сети в целом, определяется геологическими условиями и расположением скважин.

Точность определения положения контрольных точек зависит от выбранной методики наблюдений и применяемой аппаратуры. Как правило, речь может идти о миллиметровой точности в определении планового положения точек и несколько более высокой точности определения их высотного положения.

Периодичность и порядок контрольных замеров на полигоне определяется порядком деформаций, вызываемых подработкой земной поверхности, очередностью и уровнем добычи по отдельным скважинам и участкам месторождения и другими причинами. Несомненным условием при этом является создание «эпохи наблюдений», т. е. выполнение сплошной контрольной съемки положения нивелирных точек после их закладки и стабилизации. Такая съемка осуществляется, как правило, неоднократно.

Другим важным обстоятельством при проектировании и строительстве наблюдательной сети является условие расположения ряда опорных точек за пределами контура предполагаемой зоны деформаций земной поверхности. Положение таких «стабильных» точек выбирается при условии их сохранности на весь период эксплуатации ме-

сторождения.

Осуществляют геодинамические наблюдения различными методами. Наиболее приемлемыми на сегодняшний день можно считать методы космического позиционирования высокой точности, мониторинг специальными автоматизированными электронными тахеометрами, специальные створные наблюдения и высокоточное нивелирование цифровыми нивелирами.

Для получения объективного результата, свидетельствующего о наличии и параметрах геодинамических деформаций, необходимо использование современного математического аппарата, позволяющего рассчитывать не только простые смещения, но и вычислять напряжения, возникающие в результате таких деформаций. Немаловажной задачей также является прогнозирование развития деформационных процессов во времени и в соответствии с технологическими картами отбора газо-флюидной смеси из скважин.

Обладание подобной информацией даст возможность создания механизма управления безаварийной ситуацией на месторождении и позволит оперативно осуществлять все необходимые превентивные мероприятия технологического и экологического характера.

Изучение движений земной поверхности при разработке нефтяных и газовых месторождений осуществляется с целью:

- выявления влияния сдвижении земной поверхности на интенсивность добычи нефти и газа, а также воздействия длительной эксплуатации месторождений на вертикальные перемещения земной поверхности;
- обеспечения безопасности работников и населения, охраны недр и других объектов окружающей природной среды, зданий и сооружений от вредного влияния разработки, в том числе в нефтяной промышленности – охрана инженерных сооружений и объектов нефтедобычи;
- обеспечения чистоты водоемов и других природных объектов от загрязнения их нефтепродуктами и химрасчетами;
- учета вертикальных подвижек при построении геологических карт и разрезов при разведке горизонтов, залегающих ниже или выше разрабатываемых толщ;
- учета сдвижений земной поверхности при составлении проектной технологической документации на разработку месторождений;
- совершенствования методики высокоточных измерений, а также количественного изучения вертикальных и горизонтальных подвижек и учет их в дальнейшем при построении планово-высотных гео-

дезических сетей в аналогичных условиях.

Комплексное изучение сдвижения земной поверхности при нефтедобыче включает:

- количественную оценку горизонтальной и вертикальной составляющих векторов сдвижения в исследуемых точках путем заложения геодинамических (техногенных) полигонов и постановки высокоточных геодезических наблюдений;
- изучение закономерностей изменений гравитационного и магнитного полей при нарушении динамического равновесия горного массива;
- изучение геологического строения месторождения;
- изучение параметров разработки месторождений;
- изучение критических напряжений скелета коллектора и горного массива;
- гидрогеологические исследования;
- метеорологические наблюдения атмосферного давления, температуры, влажности воздуха, скорости ветра, осадков и пр.

В результате высокоточных наблюдений на геодезических полигонах получают численные оценки характеристик оседаний η, горизонтальных движений, наклонов i, кривизны κ, радиусов кривизны R, горизонтальных деформаций ε, граничных углов сдвижения β, коэффициента безопасности $K_б$ для безопасной глубины подработки объектов промышленного и гражданского строительства.

Для влияния причин оседаний земной коры при разработке нефтяных и газовых месторождений и построения математических моделей процесса используют вероятностно-статистические, корреляционные и другие методы анализа.

8.2. Структурное построение геодинамического полигона

При выборе местозаложения полигона должны учитываться следующие основные требования:

- месторождение должно быть в начальной стадии разработки;
- для каждого района подбирают месторождения с различными численными значениями эффективной нефтенасыщенной толщины, глубины залегания, с разными режимами фильтрации: упругим, газоводонапорным, растворенного газа; гравитационным;
- выбирают разрабатываемые нефтяные месторождения, расположенные под населенными пунктами, в условиях заболоченности, вечной и островной мерзлоты;

- в условиях совместной разработки минеральных вод, соли и других полезных ископаемых;
- площадь для заложения геодинамического полигона должна иметь хорошую изученность геологического строения по данным бурения, аэрофото-космической и сейсмической съемкам;
- ситуация и рельеф местности по возможности должны удовлетворять условиям удобства выполнения комплекса геодезических, геофизических и других методов наблюдений;
- необходимо учитывать технологическую схему разработки месторождения с поддержанием пластового давления, применение тепловых методов;
- особенно тщательно должны быть отбиты контакты водоносных горизонтов сильно сжимаемых пород (глин, суглинков и др.) с характеристикой во времени пьезометрических уровней по каждой скважине;
- выбранное для исследований месторождение должно быть расположено от смежных разрабатываемых месторождений на расстоянии не менее 10–15 км;
- объект исследований должен определяться организацией, ведущей разработку месторождений в данном нефтепромысловом районе.

Для организации геодинамического полигона необходимо иметь следующие материалы:

- геологическую карту месторождений с нанесенными на ней структурными элементами по данным дешифрирования аэросъемки, космической, магнитной и гравиметрической съемок. Разрезы по профильным линиям с геологической характеристикой, вмещающих ловушку пород и всей вышележащей толщи до дневной поверхности;
- карту разработки месторождения с характеристикой всего фонда фактически имеющихся и проектных скважин;
- данные об извлечении полезных ископаемых и жидкости по годам, а также текущую с начала разработки месторождения характеристику пластового давления;
- маркшейдерские планы и топографические карты обустройства месторождения в масштабах 1:2 000 и 1:10 000;
- топографические карты масштабов 1:10 000–1:100 000 геодезической изученности площади геодинамического полигона и прилегающих районов, включая государственные и ведомственные плановые и высотные геодезические сети.

Геодинамический полигон представляет собой систему про-

фильных линий, проложенных на исследуемом объекте и закрепленных на местности грунтовыми реперами и марками, на которых с установленной частотой производится комплекс высокоточных планово-высотных геодезических и других методов наблюдений.

Основная профильная линия должна быть заложена по простиранию залежи через свободную часть складки в непосредственной близости либо совпадать с проекцией ее шарнира на горизонтальную плоскость. При этом очень важно, чтобы главная профильная линия под прямым углом или углом, близким к прямому (70^o–90^o), пересекала имеющиеся тектонические нарушения.

Вторая главная (одна или несколько) профильная линия должна пересекать залежь в крест простирания и в свою очередь проходить через свободную ее часть и образованные меридиональными и широтными разломами отдельные блоки.

Остальные профильные линии могут закладываться вдоль коридора коммуникаций, на соседних блоках, ограниченных тектоническими нарушениями и т. д. В наблюдательную сеть включаются все неработающие скважины, отстоящие от профильных линий на расстоянии 0,5 км, и все старые знаки, находящиеся на расстоянии 200 м от профильных линий.

На ликвидированных скважинах в тело бетона кондуктора закладываются скальные знаки. Не допускается использование обсадной трубы в качестве знака для наблюдений.

За границу зоны оседания земной поверхности принимается геометрическое место точек, в которых численное значение горизонтальной и вертикальной составляющих вектора сдвижения не превышает средней квадратической погрешности определения этих величин на основе приборных измерений.

Сети нивелирных линий развиваются в виде системы пересекающихся профилей, проходящих вдоль продольной оси месторождения и нескольких поперечных. На концах всех этих линий закладываются опорные реперы. Пункты нивелирования размещаются вдоль запланированных профилей в среднем на расстоянии 500 метров друг от друга.

Одна из проблем, которую необходимо решить в процессе создания геодинамического полигона состоит в том, чтобы в районе разрабатываемого месторождения расположить несколько опорных пунктов, относительно которых должны фиксироваться изучаемые деформации. Расстояние между границей месторождения и опорными реперами, закладываемыми вне зоны действия техногенных процессов и считаемыми неподвижными, следует

принимать равным *H-2H*, где *H* – глубина нижнего эксплуатируемого горизонта, *м*.

С учетом имеющейся промыслово-геологической информации при приближении к прогнозируемым тектоническим нарушениям расстояние между нивелирными пунктами следует уменьшить в среднем до 200 м. На каждой стороне тектонического нарушения должно быть заложено не менее двух нивелирных знаков.

Между опорными пунктами, расположенными за пределами границы месторождения, производится высокоточное нивелирование с привязкой к главной высотной основе для получения высот в единой системе. Повторное высокоточное нивелирование между опорными пунктами должно производиться не реже чем один раз в год. Повторные наблюдения по профильным линиям рекомендуется производить с целью:

- оценки вертикальных движений земной поверхности на месторождении – не менее одного раза в год;
- детального пространственно-временного изучения современных вертикальных движений земной поверхности в зонах разломов на локальных полигонах – не менее 4 раза в год;
- изучения особенностей локальных интенсивных аномалий движений в зонах потенциального геодинамического риска – ежемесячно.

Закрепление профильных линий полигона производится реперами, типы которых предусмотрены действующими инструкциями. В породах для закрепления линий нивелирования используются стенные реперы со сферической головкой.

Исходные и рабочие точки наблюдений, как правило, закрепляются знаками одного типа.

Для прогнозирования поисков месторождений нефти и газа строятся региональные геодинамические полигоны, закладываемые на территориях свыше 2 000 км^2. Эти полигоны служат для решения общепланетарных проблем: изучения тектонических движений и выделения движений земной коры, вызванных техногенными и другими процессами. По аномалиям движений земной коры в комплексе с другими методами выявляют неоднородность геологического строения недр.

Локальные полигоны закладываются, как правило, на 1–2 относительно небольших месторождениях. Размеры локальных полигонов не превышают по площади 2 000 км^2. Пункты плановых и высотных геодезических сетей обычно совмещаются.

8.3. Методика наблюдений за сдвижением земной поверхности

Методика высотных и плановых измерений должна соответствовать требованиям «Инструкции по нивелированию I, II, III и IV классов (М.: Недра, 1974) и «Инструкции о построении Государственной геодезической сети СССР» (М.: Недра, 1966). Некоторые дополнительные правила, повышающие точность результатов наблюдений, приведены в «Рекомендациях по геодезическим работам на геодинамических полигонах» (М.: ОНТИ ЦНИИГАиК, 1975), «Практическом руководстве по нивелированию I, II классов» (М.: Недра, 1982).

Первый цикл высотных наблюдений производится через 12 месяцев после заложения грунтовых реперов. Второй цикл, как правило, планируется через один-два года после первого. Плановые наблюдения проводятся методами триангуляции и полигонометрии I – IV классов, при возможности контрольные точки между пунктами геодезической сети определяются створными наблюдениями.

Первый цикл наблюдения в плане совпадает с первым циклом высотных наблюдения, второй – проводится в период активных оседаний поверхности, т. е. через 5–7 лет после начала разработки месторождения.

Последующие наблюдения за сдвижением земной поверхности проводятся с частотой, зависящей от скоростей вертикальных и горизонтальных подвижек.

Наблюдения прекращаются, когда в течение последних 2–3 измерений, выполненных после прекращения разработки месторождения, значения горизонтальных и вертикальных подвижек соизмеримы с погрешностями измерений.

Фотограмметрические методы наблюдений эффективно применяются в условиях горной местности. Их преимущество перед геодезическими методами в большей информативности получаемых результатов. Этот метод позволяет наблюдать большое число точек в один физический момент деформаций поверхности, причем информацию об изучаемом объекте получают бесконтактным способом.

В комплексе методов по изучению сдвижений земной поверхности рекомендуется применять такие геофизические методы, как магнито- и гравиметрическая съемка, измерение микронакло-

нов поверхности с использованием кренометров и др.

Методы гидростатического нивелирования с регистрацией показаний, а также приборы дистанционного зондирования с использованием лазеров и фотоэлектрических датчиков позволяют непрерывно во времени получать информацию о сдвижении земной поверхности, что важно для изучения динамики процесса.

При проектировании геодезического полигона в обязательном порядке необходимо предусматривать заложение нескольких режимных гидрогеологических скважин, равномерно покрывающих площадь всего полигона.

Частота заложения наблюдательных скважин зависит от однородности строения изучаемого участка в инженерно-геологическом отношении: чем однороднее строение, тем разреженнее может быть сеть режимных скважин. В каждом конкретном случае густота сети скважин зависит от проекта геодинамического полигона.

Кроме измерения уровня грунтовых вод необходимо определять их температуру и газовый состав, так как последний характеризует тектоническую активность района.

Частота наблюдений должна быть такой, чтобы данные наблюдений зафиксировали различные колебания уровня воды. На действующих станциях принято вести наблюдения 10 раз в месяц: 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, и 29 числа каждого месяца: за месячный результат принимается среднее из наблюдений.

В районах заложения геодинамических полигонов на разрабатываемых месторождениях нефти и газа необходимо предусматривать газопочвенную съемку. Частота съемки устанавливается проектом.

Организация, проводившая наблюдения на геодинамическом полигоне, представляет заказчику следующие основные материалы по результатам геодинамических наблюдений:

- каталог координат и высот пунктов наблюдений сети;
- абрисы привязки геодинамического полигона к пунктам государственной геодезической сети;
- полевые журналы нивелирования, а также журналы измерения углов, длин линий и створных наблюдений;
- исполнительные схемы нивелирования, измерения углов и длин линий;
- журналы вычислений;
- масштабированные схемы по каждой профильной линии с

написанными значениями абсолютных значений высот, измеренных расстояний, створных разностей и горизонтальных углов;

- технический отчет.

8.3. Наблюдения за деформациями сооружений нефтедобывающего производства

Маркшейдерская служба предприятия обеспечивает периодический контроль за соблюдением установленных проектом геометрических соотношений элементов технологических сооружений в процессе их эксплуатации и наблюдения за осадками и деформациями промышленных и гражданских зданий и сооружений, входящих в комплекс обустройства месторождений.

Деформации сооружений возникают в связи с воздействием различных природных и антропогенных (техногенных) факторов как на основание, так и на само сооружение. В основном деформации зданий и сооружений зависят от смещений горных пород в их основании. Эти смещения могут происходить как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскостях.

Вертикальные деформации основания подразделяются на:

- осадки-деформации, происходящие в результате уплотнения грунта под воздействием внешних нагрузок и в отдельных случаях собственного веса грунта, сопровождающиеся коренным изменением его структуры;
- просадки-деформации, происходящие в результате уплотнения и как правило, коренного изменения структуры грунта под воздействием как внешних нагрузок и собственного веса грунта, так и дополнительно с ними действующих факторов, таких, как, например, замачивание просадочного грунта, оттаивание ледовых прослоек в замерзшем грунте и т. п.;
- набухания и усадки – деформации, связанные с изменением объема некоторых видов глинистых грунтов при изменении их важности, температуры (морозное пучение) или воздействии химических веществ;
- оседания – деформации земной поверхности, вызываемые разработкой полезных ископаемых, изменением гидрогеологических условий и т. п.

Наблюдения за деформациями объектов нефтедобывающего производства выполняются с целью обеспечения их эксплуатационной надежности и долговечности, а также для предотвращения

случаев загрязнения окружающей среды нефтью и возникновения взрыва и пожароопасных ситуаций.

Основной задачей наблюдений является получение данных для своевременного принятия мер по устранению или предупреждению критических деформаций.

Математическая характеристика осадок фундаментов величинами вертикальных отрезков, опущенных с первоначальной плоскости, образованной подошвой фундамента, до пересечения с деформированной поверхностью основания заключается в том, что когда эти отрезки равны, осадки называются равномерными, и, наоборот, когда отрезки не равны – неравномерными. Таким образом, равномерные осадки могут происходить лишь в тех случаях, когда давление, вызываемое весом сооружения, и сжимаемость горных пород во всех частях основания под фундаментом одинаковы, чего практически на сжимаемых грунтах обычно не бывает.

Неравномерные осадки возникают, прежде всего в результате различного давления частей сооружения и неодинаковой сжимаемости грунтов под фундаментом, что в свою очередь вызывает неравномерные смещения в над фундаментных конструкциях зданий и сооружений и приводит к наклонам, прогибам, искривлениям и другим видам деформаций сооружений. При значительных видах этих деформаций в фундаменте и стенах зданий могут образоваться трещины и разломы.

Осадки от собственного веса сооружения по мере уплотнения грунтов в основании с течением времени прекращаются. При этом, как правило, на песчаных грунтах осадки характеризуются большими скоростями в начальный период с последующим быстрым затуханием. Наоборот, в глинистых грунтах осадки происходят с незначительными скоростями вначале и медленно затухают в течение многих лет.

Совместная деформация основания и сооружения характеризуется следующими параметрами:

1) полной осадкой основания отдельного фундамента или строительного блока;

2) неравномерной осадкой точек фундамента;

3) средней осадкой здания или сооружения в целом;

4) относительной неравномерностью осадок, т. е. отношением разности осадок двух точек фундамента к расстоянию между ними;

5) наклоном фундамента, т. е. отношением разности осадок

крайних точек фундамента к его ширине или длине. Наклон фундамента приводит к крену сооружения – отклонению его вертикальной оси от отвесного направления;

6) относительным прогибом – отношением стрелы прогиба фундамента к длине однозначно изгибаемого участка сооружения;

7) углом закручивания сооружения;

8) горизонтальным смещением сооружения.

Значения допустимых и критических деформаций устанавливаются соответствующими нормами проектирования зданий и сооружений, правилами технической эксплуатации оборудования или заданиями на проектирование.

У резервуаров впервые четыре года эксплуатации (до прекращения осадки основания) отклонения от горизонтали наружного контура днища незаполненного резервуара объемом от 2 000 до 20 000 м^3 не должны превышать дна двух соседних точек по контуру ±20 мм, а для диаметрально противоположных точек – 50 мм. Отклонения при заполненном резервуаре не должны превышать ±40 мм для двух соседних и 80 мм – для диаметрально противоположных точек.

У резервуаров объемом 2 000–20 000 м^3, находящихся длительное время в эксплуатации, отклонения для двух соседних точек не должны превышать ±60 мм, а для диаметрально противоположных – 100 мм.

Для резервуаров объемом 700–1000 м^3 отклонения не должны превышать 75 %, а для резервуаров объемом 100–400 м^3 – 50 % от значений, приведенных выше. При отклонениях, превышающих указанные границы просевшего участка, основания подлежат исправлению.

Работы по наблюдению за осадками и деформациями объектов нефтедобывающего производства выполняются по утвержденной части зданий и сооружений, за которыми следует вести наблюдения; схема расположения исходных геодезических пунктов и контрольных (деформационных) марок; периодичность наблюдений; требуемая точность; перечень отчетных документов.

Результаты наблюдений за деформациями оснований и сооружений показывают, в какой мере проектные решения оснований и строительных конструкций обеспечивают надежность и эксплуатационную пригодность сооружений, а также дают возможность своевременно принимать меры по борьбе с возникающими деформациями или по устранению их последствий.

Как указывалось выше, деформации оснований возникают в

связи с воздействием на него природных и техногенных факторов. К основным природным факторам относятся:

1) способность горных пород к просадкам, оползням, суффозионным и другим инженерно-геологическим и гидрогеологическим условиям;

2) пучение при замерзании водонасыщенных и оттаивании мерзлых льдонасыщенных пород;

3) изменение гидротермических условий, связанных с сезонными и многолетними колебаниями температуры, влажности пород и уровня грунтовых вод.

К основным техногенным факторам относятся:

1) влияние нагрузки от сооружений;

2) изменение несущих свойств горных пород с связи с искусственным понижением или повышением уровня грунтовых вод при проведении строительных или эксплуатационных работ; с искусственным увлажнением лессовидных или оттаивании мерзлых пород и т. д.;

3) ослабление основания подземными разработками, приводящее к смещению всей толщи напластований над выработками или к выносу частиц пород в выработанное пространство;

4) изменение давления на основание, вызванное надстройкой здания или возведением ряд новых сооружений;

5) вибрация фундаментов в связи с работой различных агрегатов, механизмов, движения транспорта и другие динамические воздействия.

На деформацию сооружения также влияют форма, размеры и жесткость фундамента, распределение статических и динамических нагрузок внутри здания или сооружения.

В зависимости от конкретных технических требований деформации зданий и сооружений определяются следующими методами или их комбинацией:

- вертикальные деформации – геометрическим нивелированием; геометрическим нивелированием с использованием лазерных визиров; тригонометрическим нивелированием; гидростатическим нивелированием; фотограмметрическим методом;
- горизонтальные деформации – методами створных измерений; отдельных направлений; засечек; триангуляции, трилатерации, полигонометрии; фотограмметрии;
- крен – оптическими способами (визирования, проектирования, координирования, измерения углов или направлений); ме-

ханическими способами с применением отвесов, кренометров и т. п.; нивелирования; фотограмметрии.

Наблюдения за деформациями объектов нефтедобывающего производства выполняются 2–4 раза в год с возможной корректировкой частоты наблюдений в зависимости от абсолютных значений деформаций.

После каждого цикла геодезических измерений объекты наблюдений подлежат визуальному осмотру на предмет выявления у них видимых деформаций. При появлении трещин в фундаментах и стенах сооружений на них устанавливаются дополнительные марки, маяки, щелемеры и т. п.

Численные значения допустимых погрешностей определения вертикальных, горизонтальных деформаций и кренов приведены в табл. 8.1.

Таблица 8.1

Емкость резервуара, м^3	Допустимые отклонения наружного контура днища, мм			
	при незаполненном резервуаре		при заполненном резервуаре	
	разность отметок соседних точек на расстоянии 6 м	разность отметок любых других точек	разность отметок соседних точек на расстоянии 6 м	разность отметок любых других точек
Менее 700	10	25	20	40
700–1 000	15	40	30	60
2 000–5 000	20	50	40	80
10 000–20 000	10	50	30	80

8.5. Наблюдения за вертикальными деформациями

Для наблюдений за осадками сооружений и их оснований применяются следующие геодезические методы:

а) геометрическое нивелирование коротким лучом (до 25 м);

б) тригонометрическое нивелирование коротким лучом (до 100 м);

в) гидростатическое нивелирование переносными приборами или

при помощи стационарной системы;

г) наземная фотограмметрическая и стереофотограмметрическая съемки.

На прецизионных сооружениях может быть также использован метод микронивелирования с базой прибора 1–2 м.

Основным методом измерения вертикальных деформаций объектов нефтедобывающего производства является геометрическое нивелирование II и III классов. Для определения деформаций особо ответственных сооружений применяется нивелирование по методике I класса.

Схемы размещения и типы исходных реперов при наблюдении за вертикальными деформациями зависят от компоновки зданий и сооружений, инженерно-геологической и топографической характеристик местности, требуемой точности наблюдений, а также технологических особенностей объектов наблюдений.

Для определения абсолютных полных значений осадок нивелирование производится от реперов, принятых за исходные, неподвижные. Исходными реперами могут служить:

- глубинные фундаментальные реперы, закладываемые в коренные, стабильные породы;
- грунтовые реперы, закладываемые ниже глубины промерзания грунта;
- стенные знаки, заложенные в стенах зданий или сооружений, осадку фундаментов которых можно считать практически закончившейся.

Глубинные реперы устанавливаются при измерении осадок нивелированием I класса по два на одно сооружение. Число грунтовых реперов должно быть не менее трех, стенных – не менее четырех.

Значения высот на установленные реперы передаются от ближайших пунктов государственной нивелирной сети. Неподвижность исходных реперов проверяется перед каждым циклом измерений проложением контрольных нивелирных ходов. Невязка замкнутого нивелирного хода не должна превышать, мм:

класс I – 0,3;
“ II – 1,0;
“ III – 2,0.

Контрольные марки располагаются по углам зданий, в местах примыкания продольных и поперечных стен, по обе стороны температурных и осадочных швов, вокруг зон с наибольшей динамической нагрузкой и зон с менее благоприятными инженерно-геологическими условиями. Установленные марки привязываются к осям сооружения,

к углам, проемам или к отдельным выступам фундамента и наносятся на план сооружения. Нивелирование контрольных марок производится не ранее чем через одни сутки, а исходных грунтовых реперов – через 10 дней после их закладки.

В зависимости от конкретных требований и условий наблюдений нивелирование контрольных марок производится замкнутыми ходами в прямом и обратном направлениях, двойными ходами с изменением горизонта инструмента. Контроль превышений осуществляется по двум сторонам или по двум шкалам реек.

В каждом цикле наблюдений нивелирование производится по одной и той же схеме ходов. С целью обеспечения постоянства расстояний от нивелира до контрольных марок в каждом цикле рекомендуется закрепить на местности точки установки нивелира (деревянный кол, кованый гвоздь, крест краской на асфальте и т. п.)

Математическая обработка результатов измерений заключается в проверке полевых материалов, вычислении превышений, вычислении невязок и уравнивании нивелирной сети, вычислении значений деформаций, оценке погрешностей полученных результатов, составлении ведомостей по каждому циклу измерений, графическом оформлении материалов.

Для каждой марки вычисляют:

– численное значение осадки S между смежными циклами наблюдений

$$S_{(i-1)i} = H_i - H_{i-1} \; ; \qquad (8.1)$$

– суммарную осадку с начала наблюдений

$$S_i = H_i - H_1, \qquad (8.2)$$

где H_i, H_{i-1} и H_1 – соответственно значения высот марки текущего, предшествующего текущему и первого циклов наблюдений; скорость осадки некоторой марки $V_м$:

$$V_i = \frac{S_N}{\dot{O}}, \qquad (8.3)$$

где S_N – суммарная осадка марки за период наблюдений T (месяц или год).

Средняя арифметическая осадка сооружения находится по формуле

$$\overline{S} = \frac{1}{n}\sum_{1}^{n} S_i \,. \tag{8.4}$$

Средневзвешенная осадка сооружения по площади определяется по формуле

$$\overline{S_F} = \frac{\sum_{1}^{n} S_i F_i}{\sum_{1}^{n} F_i} \,, \tag{8.5}$$

где F_i – площади подошв фундаментов, отнесенные к соответствующим маркам.

Средняя скорость осадки сооружения

$$\overline{V}_o = \frac{\overline{S}}{\grave{O}} \,. \tag{8.6}$$

Значения градиентов осадок r, характеризующих наклон поверхности, вычисляются по формуле

$$r = (h_2 - h_1)\, L_{12}, \tag{8.7}$$

где h_1, h_2 – значения изолиний равных осадок; L_{12} – расстояния между изолиниями. Значения h_1, h_2 и L_{12} определяются по плану изолиний равных осадок (рис. 8.1).

Относительный прогиб (выгиб) $f_{\text{отн.}}$ определяется по данным осадки трех смежных марок, расположенных на сооружении или вдоль характерной линии и отстоящих друг от друга на равных расстояниях:

$$\int_{\text{îòí}.} = \frac{2S_2 - (S_1 + S_3)}{2L_{13}} \,, \tag{8.8}$$

где S_1 и S_3 – осадки крайних марок; S_2 – осадка средней марки; L_{13} – расстояние между марками 1 и 3.

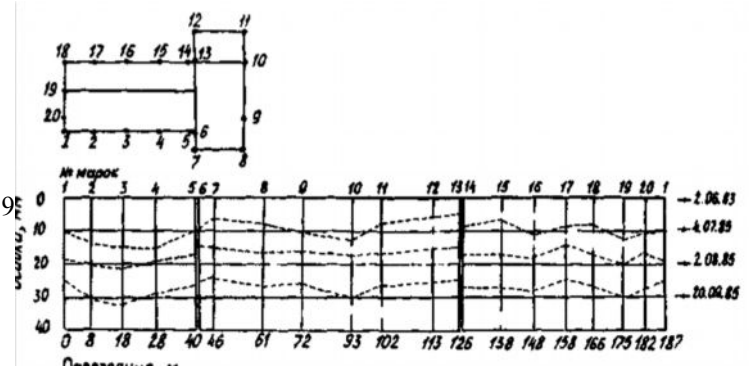


Рис. 8.1. График вертикальных деформаций

Относительный прогиб вычисляется для продольной оси и поперечных сечений сооружения.

Наблюдения за осадками и деформациями резервуаров объемом 2 000 м^3 и более выполняются согласно «Инструкции по наблюдению за осадкой стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти» (Уфа, 1977).

Наблюдения за деформациями подкрановых путей выполняются методом геометрического нивелирования. В случаях труднодоступности нивелирных точек применяются методы тригонометрического или гидростатического нивелирования.

Для уникальных зданий и сооружений можно применять стационарные системы гидростатического нивелирования, системы с использованием лазерных визиров с визуальным и дистанционным съемом информации.

Для наглядного представления о ходе осадок составляются план расположения деформационных марок, исходных реперов, плановых знаков а также, графики деформаций.

8.6. Наблюдения за горизонтальными деформациями

Измерения горизонтальных деформаций частей зданий и сооружений выполняются следующими способами или их комбинациями: створных измерений; отдельных направлений и засечек; триангуляции и трилатерации; полигонометрии; стереофотограмметрической съемки.

За абсолютные горизонтальные деформации объектов нефтедобывающего производства принимаются смещения, определяемые от опорных пунктов, расположенных вне сферы влияния сооружения и принятых за неподвижные. Деформации, наблюдаемые относительно какой-либо точки сооружения, называются относительными или взаимными.

Согласно требованиям СНиП, измерение горизонтальных

смещений частей зданий и сооружений допускается выполнять с погрешностями, не превышающими:

- 1 мм – для зданий и сооружений, возводимых на скальных и полускальных грунтах;
- 3 мм – для зданий и сооружений, возводимых на песчаных, глинистых и других сжимаемых грунтах;
- 5 мм – для каменно-набросных высоконапорных плотин;
- 10 мм – для зданий и сооружений, возводимых на насыпных, просадочных, заторфованных и других сильно сжимаемых грунтах;
- 15 мм – для земляных сооружений.

В качестве плановых знаков могут применяться типовые центры. Репер, имеющий на своем оголовке центр в виде перекрестия или точки, также может служить плановым знаком. Наиболее удобными являются выступающие знаки в виде железобетонных столбов, закладываемых ниже границы промерзания грунта, верхняя часть которых снабжена центрировочным устройством.

Устойчивость исходных знаков контролируют относительно опорных и ориентирных пунктов в каждом цикле измерений. В качестве ориентиров могут служить высокие, четко видимые местные предметы (громоотводы на дымовых трубах, антенны и т. д.). Ориентирных пунктов должно быть два-три.

Контрольные марки для определения горизонтальных деформаций закладываются непосредственно на сооружении с учетом беспрепятственной их видимости с исходных знаков. Конструкция марок должна предусматривать устройство для установки визирных приспособлений.

Марки устанавливаются по периметру не реже чем через 20 м, по углам, по обе стороны осадочных швов. В местах, где горизонтальная нагрузка имеет наибольшую величину, расстояние между марками уменьшают до 10–15 м.

На промышленных зданиях при измерении деформаций отдельно стоящих фундаментов марки устанавливается не менее трех на каждый фундамент. Для ленточных фундаментов частота установки марок должна составлять 15–20 м.

Средние квадратические погрешности определения горизонтальных деформаций в зависимости от применяемого метода приведены в табл. 8.2.

Таблица 8.2.

Средние квадратические погрешности методов наблюдений

Методы наблюдения	Средняя квадратическая погрешность, мм
Створные измерения	2
Способ направлений	4
Засечки	5 – 8
Триангуляция	8
Комбинированные	10

Сроки для назначения каждого цикла измерений горизонтальных деформаций зависят от характера грунта, типа сооружения, величины ожидаемых деформаций и от графика общестроительных и монтажных работ.

Первый цикл наблюдений выполняется после стабилизации положения опорных знаков и когда горизонтальные усилия на сооружение еще не проявлялись. Измерения выполняются 2–3 раза.

Второй цикл наблюдений выполняется сразу же после начала действия горизонтальных усилий на данное сооружение. Затем проводятся измерения в зависимости от увеличения или уменьшения бокового давления на сооружение, если оно превышает 25 % от проектного. В результате этого определяется промежуточная упругая и остаточная деформация основания.

После ввода сооружения в эксплуатацию наблюдения за сдвигами проводятся с целью проверки устойчивости сооружения 1–2 раза в течение года, желательно в весенний или осенний период, когда резко изменяются внешние условия (температура, уровень грунтовых вод и др.).

Наблюдения за горизонтальными деформациями прекращаются, когда скорость этих смещений затухает и становится меньше 1–2 мм/год. Наблюдения возобновляются в случае изменения условий работы сооружения или появления в нем не предусмотренных проектом деформаций.

При створных наблюдениях для определения горизонтальных деформаций применяют способ измерения малых (параллактических) углов или способ подвижной марки. Створ задается высокоточными приборами: оптическим теодолитом; световым лучом лазера; металлической струной.

На рис. 8.2 приведена наиболее простая схема расположения знаков при створных измерениях, где A_1, A_2 – исходные (опорные) пункты; I, II – наблюдательные пункты створа; 1,2,3… – наблюдаемые (деформационные) точки.

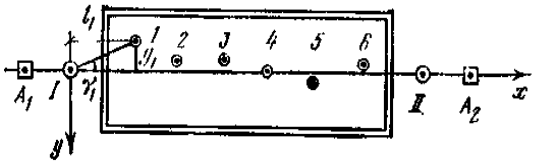


Рис. 8.2. Схема расположения знаков при створных измерениях

Сущность измерения деформаций малыми углами заключается в том, что установив створный прибор на пункте 1 и ориентировав его по створу I-II, измеряют оптическим или окулярным микрометром несколькими приемами угловое отклонение от створа каждой из наблюдаемых точек 1, 2, 3 … . По вычисленным угловым отклонениям γ_j и расстояниям λ_j до этих точек определяют линейные величины поперечных деформаций

$$\acute{o}_j = \lambda_j \frac{\gamma_j''}{\rho''} \ . \qquad (8.9)$$

Так как при оборудовании створа стремятся наблюдаемые знаки расположить в плане по одной прямой, допуская отклонения не более нескольких сантиметров, то при измерении расстояний между ними даже простой лентой влияние погрешности этого измерения на точность нестворности будет выражаться в сотых долях миллиметра и им можно пренебречь, вычисляя среднюю квадратическую погрешность по формуле

$$\grave{o}_{\acute{o}j} = \lambda_j \frac{\grave{o}_{\gamma j}''}{\rho''}, \qquad (8.10)$$

где m_γ – погрешность измерения угла. Например, при $\lambda = 200$ м; $m_\gamma = 0{,}7''$ получим $m_y = 0{,}7$ мм.

В способе подвижной марки измеряется непосредственно величина нестворности у. Для этого подвижная марка снабжена микрометренным винтом. Отсчет по шкале этого винта, когда ось симметрии визирной цели проводит через центр знака, называется местом нуля марки и определяется при помощи теодолита вращением марки вокруг основной оси на 180^o.

Величина горизонтального смещения определяется как разность

нестворностей y_j и y_o, измеренных в текущем и начальном циклах

$$U_{jo} = y_j - y_o \tag{8.11}$$

или между смежными циклами

$$U_{j\cdot j-1} = ó_j - ó_{j-1}\,. \tag{8.12}$$

Способ направлений используется при отсутствии возможности закрепления створа на сооружении и когда число наблюдаемых точек невелико (3–5 точек) . Для измерения смещения сооружения способом направлений необходимо установить не менее трех опорных пунктов I, II, III (рис. 8.3). При этом один из них, например III, желательно расположить так, чтобы направления с него на наблюдаемые точки (1, 2, 3, 4) были примерно перпендикулярны к направлению ожидаемого смещения сооружения, а угол засечки был не менее 30^o.

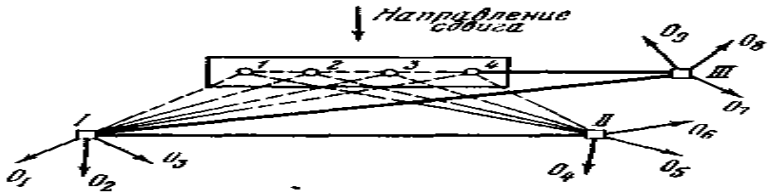


Рис.8.3. Измерения смещения сооружения способом направлений

При измерениях рекомендуется, чтобы расстояние от опорного знака до наблюдаемой точки на сооружении не превышало 1 000 м. Величина сдвига наблюдаемой точки q с каждого опорного пункта определяется по расстоянию и изменению ориентирного направления

$$q = \lambda \frac{\Delta\beta''}{\rho''}, \tag{8.13}$$

где λ – расстояние от опорного знака до наблюдаемой точки сооружения; $\Delta\beta$ – изменение направления на наблюдаемую точку между циклами измерений.

В каждом цикле измерений должна контролироваться устойчивость опорных знаков. Для этой цели используют обратные засечки, трилатерацию и т. д. Во всех циклах ориентирные направления 10_1, 10_2 ... должны быть одни и те же. Смещения сооружения определяются только с устойчивых пунктов. Если стабильность положения опорного пункта, располо-

женного на продолжении оси сооружения, не вызывает сомнения, то величина смещения может быть получена именно с этого пункта, два других будут служить для контроля.

Триангуляция и угловые засечки большей частью используются для определения горизонтальных деформаций сооружений, располагающихся в пересеченной или горной местности, например при наблюдении арочных бетонных плотин.

Наблюдаемые точки сооружения могут быть расположены на разной высоте; они или включаются в триангуляционную сеть, если на них можно встать с теодолитом, или определяются прямыми засечками. Для наблюдений строится специальная сеть, состоящая из опорных пунктов и наблюдаемых точек на сооружении (рис. 8.4.). В сети измеряются базисы и углы, после уравнивания сети вычисляются координаты наблюдаемых точек. Величина и направление горизонтального смещения вычисляются по изменениям координат, полученных в разных циклах измерений.

Средняя квадратическая погрешность смещения m_q подсчитывается по формуле

$$\grave{o}_q = \sqrt{\grave{o}^2_{\Delta\tilde{o}} + \grave{o}^2_{\Delta\acute{o}}}\,, \qquad (8.14)$$

где $m_{\Delta x}$ и $m_{\Delta y}$ – средние квадратические погрешности приращений координат.

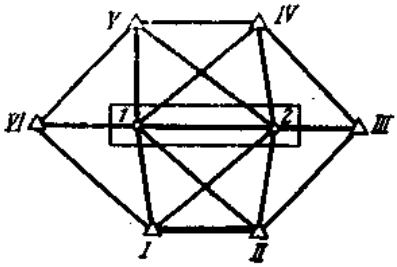


Рис. 8.4. Наблюдательная сеть

Пункты триангуляции должны располагаться вне деформационной зоны сооружения. Если стабильность их положения вызывает сомнение, то они должны проверяться от более удаленных и надежных пунктов, которые включают в общую сеть. Иногда для контроля всей сети на каждом опорном пункте измеряются направления на удаленные ориентирные пункты.

8.7. Определение крена сооружений

Крен буровых вышек, дымовых труб, водонапорных башен и других сооружений определяется оптическими способами, с помощью механических отвесов и клинометров или по результатам геодезических построений. Численное значение крена выражается в линейной, угловой или относительной мерах.

При наблюдениях за наклонами фундаментов и кренами зданий и сооружений предельные погрешности измерений не должны превышать:

- для фундаментов под агрегаты и машины 0,00001 L;
- для стен гражданских и производственных зданий 0,00001 Н;
- для дымовых труб, башен, мачт 0,00005 Н,

где L и Н – соответственно длина фундамента и высота сооружения.

Для определения кренов конструкций и сооружений применяются различные оптические приборы с уровнями или зенит-приборы с компенсаторами, автоматически приводящие визирную ось в отвесное положение. Оптические приборы вертикального проектирования при благоприятных условиях наблюдений позволяют определить крены сооружений до 100 м с ошибкой до 1 мм.

В способе координат вокруг сооружения на расстоянии от него не меньше 2–3-х его высот прокладывается замкнутый полигонометрический ход и вычисляются в локальной системе координаты 3–4-х постоянно закрепленных пунктов. С этих пунктов через определенные промежутки времени прямой засечкой определяются координаты хорошо заметной точки на вершине сооружения. По разности этих координат между текущими и начальным циклами наблюдений находятся составляющие крена за данный промежуток времени

$$Q_x = X_j - X_o; \qquad Q_y = Y_j - Y_o . \tag{8.15}$$

Полная величина крена и его направление

$$\left.\begin{aligned} Q &= \sqrt{Q_x^2 + Q_y^2}, \\ tg\alpha_Q &= \frac{Q_y}{Q_x} \end{aligned}\right\} \tag{8.16}$$

В способе вертикального проектирования на двух взаимно перпендикулярных осях сооружения закладываются постоянные пункты I и II. На эти пункты периодически устанавливается теодолит и при

двух положениях вертикального круга проектируется заметная верхняя точка сооружения на некоторую плоскость в его основании (цоколь, специально вмонитрованная рейка или палетка). Зафиксированный в течение времени на основании ряд точек представляет центральную проекцию траектории верхней наблюдаемой точки на плоскость, перпендикулярную к коллимационной плоскости зрительной трубы.

Для определения полной величины крена Q сооружения необходимо, во-первых, произвести одновременные наблюдения вершины с пунктов I и II и, во-вторых, графически или аналитически перейти от составляющих крена $Q_I^{/}$ è $Q_{II}^{/}$ в центральной проекции к ортогональным величинам крена Q_I *и* Q_{II}. Искажение крена в центральной проекции тем больше, чем ближе опорные пункты I и II к основанию сооружения и чем дальше от вертикали верхней наблюдаемой точки находится нижняя плоскость фиксации.

Из рис. 8.5 следует

$$\frac{Q_I}{r+d} = \frac{Q_i^{/}}{d}$$

или

$$Q_I = Q_I^{/}(1+\frac{r}{d}). \qquad (8.17)$$

Аналогично

$$Q_{II} = Q_{II}^{/}(1+\frac{r^{/}}{d^{/}}). \qquad (8.18)$$

С достаточной степенью точности по правилу параллелограмма можно рассчитывать величину полного крена Q по формуле (8.16).

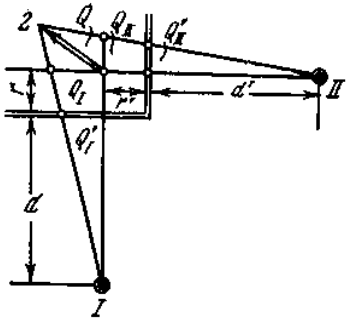


Рис. 8.5

Точность способа в основном зависит от точности приведения основной оси прибора в отвесное положение. В точных работах желательно, чтобы погрешность горизонтирования теодолита не превышала погрешностей визирования на верхнюю и нижнюю точки, т. е. чтобы соблюдалась равенство

$$0{,}2\tau'' = \delta''_{\text{в}}\sqrt{2}, \qquad (8.19)$$

где τ'' – цена деления уровня на алидаде горизонтального круга или накладного на ось вращения трубы; $m''_{\text{в}}$ – погрешность визирования. В данных условиях можно принять $\delta''_{\text{в}} = \frac{30''}{V}$, где V – увеличение зрительной трубы.

Для высотных сооружений с закрытым основанием целесообразнее производить наблюдения за креном путем периодического измерения точным теодолитом в пунктах I и II (рис. 8.6) горизонтальных углов между опорными направлениями IN и IIM и направлениями на наблюдаемую верхнюю точку сооружения. По величине изменения этих углов между циклами измерений и горизонтальному проложению до наблюдаемой точки (которое легко определить прямой засечкой из пунктов I и II) находятся составляющие крена Q_{I} и Q_{II}:

$$Q_{\text{I}} = \frac{\lambda_1 \Delta\beta''_1}{\rho''};$$

$$Q_{II} = \frac{\lambda_2 \Delta\beta''_2}{\rho''}. \qquad (8.20)$$

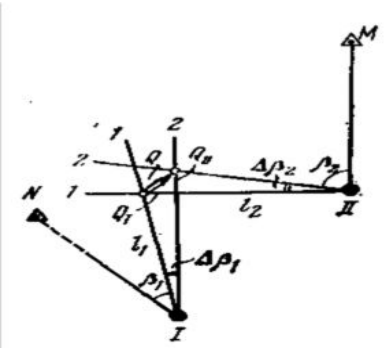


Рис.8.6.

и полная величина крена Q по формуле (8.16)

Отношение линейной величины крена Q к высоте сооружения H дает крен в угловой мере

$$\gamma = \frac{Q}{H}\rho \ . \qquad (8.21)$$

Точность определения составляющих крена этим способом в основном зависит от точности измерения углов β_1 и β_2:

$$\grave{o}_{Q_1} = \frac{\lambda_1 \grave{o}''_{\Delta\beta}}{\rho''}$$

или

$$\grave{o}_{Q_1} = \frac{\lambda_1 \grave{o}''_{\beta}\sqrt{2}}{\rho''} \ . \qquad (8.22)$$

При $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda$ для общего крена

$$\grave{o}_Q = \grave{o}_{Q_1}\sqrt{2} = \frac{2\lambda \grave{o}''_{\beta}}{\rho''} \ . \qquad (8.23)$$

Для $\lambda = 200$ì , $m_\beta = 1''$ погрешность $m_Q = 2$ мм.

8.8. Фотограмметрический метод определения деформаций сооружения

При установлении области применения наземной фототопографической съемки для осуществления наблюдений за деформациями сооружений, расположенных на нефтяных месторождениях, в процессе их эксплуатации необходимо исходить из технико-экономической целесообразности использования этого вида съемки, конфигурации исследуемого объекта, возможности его фотосъемки и обеспечения заданной точности.

Общая технология работ по наблюдению за осадками и деформациями зданий, инженерных сооружений и конструкций фотограмметрическим методом включает следующие этапы: составление технического проекта, подготовительные полевые и камеральные работы.

Исходными данными для составления технического проекта по наблюдению за деформациями сооружений являются: направления измерения деформаций; заданная точность определения деформаций с учетом эксплуатационных допусков на возможные отклонения эле-

ментов исследуемых сооружений; возможность закрепления точек стояния фототеодолита и их сохранность на время работ; размеры исследуемых сооружений (вышек, резервуаров для хранения нефти и т. д.), расстояния между ними, их функциональные связи; условия фотосъемки (наличие соответствующего пространства для установки фотокамер и расположения базисов фотосъемки); степень стабильности контрольных точек (не менее четырех, расположенных по углам каждой стереопары); возможность маркировки точек сооружения.

Максимальное от стояние точки (базиса) фотографирования рассчитывается по формуле

$$У_{max} = f\frac{\grave{o}_{\Delta\div}}{\grave{o}_{\Delta\tilde{o}}}, \qquad (8.24)$$

где $У_{max}$ – максимально допустимое отстояние; $m_{\Delta y}$, $m_{\Delta x}$ – допустимые погрешности в определении деформаций точек сооружения и измерения смещений на фотоснимке; f – фокусное расстояние камеры фототеодолита.

При съемке высоких сооружений необходимо рассчитывать минимальное значение отстояния, при котором будет обеспечен захват объекта по высоте

$$У_{min} = f\frac{Z_{\grave{o}\grave{a}\tilde{o}}}{Z_{\grave{o}\grave{a}\tilde{o},\grave{a}}}, \qquad (8.25)$$

где Z_{max} – высота сооружения относительно фотокамеры; Z_{maxa} – максимальное значение аппликаты на снимке.

Оптимальная длина базиса находится в пределах 1/4 – 1/10 стояния.

Средняя квадратическая погрешность определения положения геодезических контрольных точек $m_г$ должна удовлетворять следующему соотношению:

$$m_г \le m/3, \qquad (8.26)$$

где m – заданная средняя квадратическая погрешность определения положения точек объекта фотограмметрическим методом.

В техническом проекте должны быть предусмотрены требования к выбору: значения длин базисов и отстояний; вида фотосъемки (нормальный, равноотклоненный, конвергентный или общий) с приближенными значениями угловых элементов ориентирования; схемы расположения геодезических контрольных точек; схемы расположения

фотостанций и базисов (одна из возможных схем фототопографической съемки приведена на рис. 8.7); схемы и способа математической обработки результатов измерения снимков.

Работы на фотостанции заключаются в выполнении фототеодолитной съемки; измерений длины, направления и угла наклона базиса; измерений, предусмотренных схемой геодезических определений. Измерение длины базиса производится с относительной погрешностью не более 1:2 000. Наклон базиса допускается не более 10^{o}.

В состав камеральных работ входят: фотолабораторная обработка, измерение фотоснимков, математическая обработка результатов измерений. Перед измерением фотоснимков на контактных или увеличенных отпечатках предусматривается порядок наблюдений и измерений точек и нумеруются контрольные и определяемые точки.

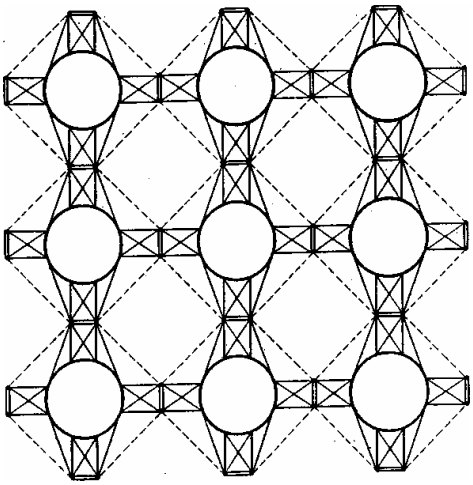


Рис. 8.7. Схема фототопографической съемки резервуарного парка

В первую очередь измерению подлежат все контрольные, а затем – определяемые точки. Измерения выполняются дважды. Разность между приемами не должна превышать приборной точности используемого стереокомпаратора.

Математическая обработка результатов измерений выполняется разными методами в зависимости от вида фотосъемки, способа введе-

ния поправок за нарушение элементов ориентирования, способа определения деформаций и т. д. Предпочтение следует отдавать аналитической обработке фотоснимков с реализацией алгоритма на ПК.

По результатам наблюдений за осадками и деформациями зданий и сооружений оформляются следующие материалы: технический отсчет; журналы измерений, ведомости вычислений и уравнивания с оценкой точности; план расположения деформационных марок, исходных реперов, плановых знаков; ведомость вычисления численных значений и направления деформаций; графики деформаций и план изолиний равных осадок.

Рекомендуемая схема размещения деформационных марок для ведения наблюдений в зависимости от типа зданий или сооружений, а также видов деформаций приведена в табл. 8.3.

Таблица 8.3.

Размещение марок при наблюдении за деформациями

Тип здания или сооружения	Размещение контрольных (деформационных) марок
Вертикальные деформации	
1. Жилые и общественные бескаркасные здания с несущими кирпичными стенами и ленточными стенами и ленточным фундаментом	По периметру здания через 10–15 м. При ширине здания более 15 м марки устанавливают на поперечных стенах в местах пересечения их с продольной осью здания
2. Промышленные сооружения и каркасные жилые и общественные здания	На несущих колоннах по периметру здания и внутри его. По поперечным и продольным осям не менее трех в каждом направлении
3. Бескаркасные крупнопанельные жилые и общественные здания со сборными фундаментами	По периметру и осям зданий через 6–8 м (приблизительно через двойной шаг панелей)
4. Здания со свайными фундаментами	Не более чем через 15 м по продольным и поперечным осям сооружения
5. Дымовые трубы, водонапорные башни и другие сооружения подобного типа	Не менее четырех марок по периметру фундамента на главных осях сооружения
6. Стальные вертикальные цилиндрические резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов	Через 6 м по периметру окрайки днища в местах вертикальных швов 1-го пояса
Горизонтальные деформации	

1. Гражданские здания	По периметру, не реже чем через 20 м по углам по обе стороны осадочных швов. В местах, где горизонтальная нагрузка имеет наибольшую величину, марки устанавливают через 10–15 м
2. Промышленные здания	Не менее трех марок на каждый фундамент. Для ленточных фундаментов – 1 марка на 10–15 м

Вопросы для самопроверки

1. Для чего ведут наблюдения за сдвижением земной поверхности при разработке нефтегазовых месторождений?
2. Как строится геодинамический полигон?
3. Какова цель наблюдений за сдвижением?
4. Какие материалы используются при построении геодинамического полигона?
5. Как располагаются реперы геодинамического полигона?
6. Расскажите периодичность наблюдений за сдвижением.
7. Расскажите виды деформаций сооружений.
8. Каковы причины деформаций сооружений?
9. Как осуществляются наблюдения за деформациями сооружений?
10. Как размещаются знаки при наблюдении за деформациями?
11. Какими способами определяются осадки сооружений?

Глава 9. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОХРАНЫ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

9.1. ТРЕБОВАНИЯ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ПО ОХРАНЕ И РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ НЕДР

В соответствии с Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан ввод в промышленную разработку месторождений (залежей) нефти и газа допускается, если:

- выполнены работы по разведке нефтяного месторождения при необходимости проведена пробная эксплуатация залежей или опытно-промышленная разработка представленных участков месторождения, а по газовому месторождению опытно промышленная эксплуатация месторождения;
- проведена государственная экспертиза запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них других попутных компонентов;
- имеются горные и земельные отводы;
- недропользователями получены лицензии на добычу нефти и соответствующие лицензии на виды деятельности;
- имеются заключения экспертизы Министерства охраны окружающей среды и Агентства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан на проектные документы на разработку;
- утверждены в установленном порядке технологические проектные документы на промышленную разработку (технологическая схема, проект разработки), проектно-сметная документация на обустройство;
- заключен контракт на разработку месторождения между Компетентным государственным органом и недропользователем.

В законодательстве «О недрах и недропользовании» нашли отражение принципиальные положения об исключительной собственности государства на недра, о рациональном использовании и охране их богатств; определены задачи предприятий, организаций, учреждений и граждан в этой области.

Закон предусматривает регулирование наиболее важных вопросов, связанных с использованием недр, устанавливает порядок предоставления их в пользование, основные права и обязанности тех, кто ими

пользуется.

Задачами законодательства о недрах и недропользовании является регулирование проведения операций по недропользованию в целях защиты интересов интересов недропользователей, республики и ее природных ресурсов, рациональному использованию и охране недр, создание условий для равноправного развития всех форм хозяйствования, укреплению законности в области отношений по недропользованию.

Правовое регулирование отношений, связанных с недрами и недропользованием, основывается на принципах обеспечения:

- рационального, комплексного и безопасного использования недр;
- охраны недр и окружающей природной среды;
- сочетания республиканских и региональных интересов;
- воспроизводства минерально-сырьевой базы;
- гласности проведения операций по недропользованию;
- платности недропользования;
- создания благоприятных условий для привлечения инвестиций;
- проведения операций по недропользованию.

Основными требованиями в области охраны недр являются:

- обеспечение полноты опережающего геологического изучения недр для достоверной оценки величины и структуры запасов полезных ископаемых, месторождений и участков недр, предоставляемых в недропользование;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей природной среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче полезных ископаемых;
- охрана недр от обводнения, пожаров и других стихийных факторов, снижающих их качество или осложняющих эксплуатацию и разработку месторождений;
- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию, особенно при подземном хранении нефти, газа или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов, сброса сточных вод;
- соблюдение установленного порядка приостановления, пре-

кращения операций по недропользованию, консервации и ликвидации объектов разработки месторождений;

- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод.

На всех стадиях недропользования, включая прогнозирование, планирование, проектирование, в приоритетном порядке должны соблюдаться экологические требования, предусмотренные законодательством об охране окружающей среды.

Основными требованиями по охране недр и окружающей природной среды при проведении операций по недропользованию являются:

- сохранение земной поверхности за счет применения специальных методов разработки месторождений;
- предотвращение техногенного опустынивания земель;
- сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель путем опережающего до начала операций по недропользованию строительства автомобильных дорог по рациональной схеме, согласованной с органами охраны природы, а также внедрения кустового способа строительства скважин;
- предотвращение ветровой эрозии почвы и отходов производства;
- изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;
- предотвращения истощения и загрязнения подземных вод;
- применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;
- очистка и повторное использование буровых растворов;
- ликвидация остатков буровых и горюче-смазочных материалов в окружающей природной среде экологически безопасным способом;
- очистка и повторное использование нефтепромысловых стоков в системе поддержания внутрипластового давления нефтяных месторождений.

Охрана недр и окружающей природной среды включает систему правовых, организационных, технологических и других мероприятий, направленных на:

- охрану жизни и здоровья населения;
- рациональное и комплексное использование полезных ископаемых;
- сохранение естественных ландшафтов и рекультивацию на-

рушенных земель, иных геоморфологических структур;

- сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр с целью предотвращения землетрясения, оползней, подтоплений и просадок грунта.

В соответствии с законодательством о недрах и недропользовании недропользователи обязаны:

- выбирать наиболее эффективные методы и технологии проведения операций по недропользованию, основанные на стандартах, принятых в мировой практике;
- использовать контрактную территорию только в целях, предусмотренных контрактом;
- приступить к проведению разведки или добычи с даты заключения контракта, если иней срок не предусмотрен в контракте;
- проводить операции по недропользованию в строгом соответствии с законодательством Республики Казахстан;
- соблюдать согласованные в установленном порядке технологические схемы и проекты на проведение операций по недропользованию, обеспечивающие рациональное использование недр, безопасность персонала и населения;
- не препятствовать другим лицам свободно передвигаться в пределах контрактной территории, пользоваться объектами и коммуникациями общего пользования или проводить любые виды работ, в том числе разведку и добычу других природных ресурсов, если это не связано с особыми условиями безопасности и такая деятельность не мешает проведению операций по недропользованию;
- предоставлять компетентному органу рабочую программу, а также полную информацию о процессе ее реализациий;
- беспрепятственно предоставлять необходимые документы, информацию и доступ к местам работ контрольным органам при выполнении ими служебных функций и своевременно устранять выявленные ими нарушения;
- предоставлять геологическую отчетность по результатам деятельности на контрактной территории в государственный орган по использованию и охране недр;
- своевременно уплачивать налоги, штрафы за нерациональное использование недр и иные обязательные платежи;
- передавать информацию о содержании операций третьим лицам, если возникает такая необходимость, только с общего согласия сторон, если иное не установлено контрактом;
- сохранять объекты культурно-исторического значения;

- восстанавливать участки земли и другие природные объекты, нарушенные вследствие проведения операций по недропользованию, до состояния пригодного для дальнейшего использования, в соответствии с законодательством.

Важная роль в обеспечении рационального использования и охраны недр принадлежит местным исполнительным органам. Областные исполнительные органы:

- предоставляют недропользователю земельный участок на право землепользования в размере, определенном контрактом, в соответствии с земельным законодательством; в случае необходимости производят изъятие на указанные цели земельного участка у частного собственника или землепользователя в порядке, установленном земельным законодательством;
- осуществляют в пределах предоставленной им законодательными актами компетенции контроль за охраной земельных и водных участков, предоставленных для проведения операций по недропользованию, соблюдением недропользователем правил экологической безопасности, сохранением археологических памятников и других объектов историко-культурного наследия;
- принимают участие в переговорах с недропользователем для решения вопросов, связанных с соблюдением социально-экономических и экологических интересов населения региона при заключении контракта.

9.2. Охрана земной поверхности

Задачами земельного законодательства Республики Казахстан является регулирование земельных отношений в целях обеспечения рационального использования и охраны земель, воспроизводства плодородия почв, сохранения и улучшения природной среды, создание условий для равномерного развития всех форм хозяйствования лиц, создание и развитие рынка недвижимости, укрепление законности в области земельных отношений.

Земельное законодательство в республике основывается на основных принципах:

- сохранения земли как природного объекта, основы жизни и деятельности людей;
- обеспечения рационального использования земель;
- обеспечения экологической безопасности;
- целевого использования земель;

- приоритета земель сельскохозяйственного назначения;
- доступности информации о состоянии земель;
- государственной поддержки мероприятий по использованию и охране земель;
- предотвращения ущерба земле или устранения его последствий;
- платности использования земли.

Предоставление землепользователям права временного землепользования при разработке месторождений нефти и газа производится на основании договора аренды земельного участка между недропользователем и местным исполнительным органом.

Землепользователи обязаны:

- использовать землю в соответствии с ее основным целевым назначением, а при временном землепользовании также в соответствии также с актом предоставления земельного участка при договорной аренде;
- применять природоохранную технологию производства, не допускать причинения вреда окружающей природной среде и ухудшения экологической обстановки в результате своей хозяйственной деятельности;
- повышать плодородие почв, осуществлять мероприятия по охране земель;
- своевременно вносить земельный налог (арендную плату) и другие предусмотренные законодательством и договором платежи;
- соблюдать порядок пользования лесными, водными и другими природными ресурсами, обеспечивать охрану памятников истории, архитектуры и других, расположенных на земельном участке объектов, охраняемых государством;
- руководствоваться при осуществлении на земельном участке строительства действующими архитектурно-планировочными, строительными, экологическими, санитарно-гигиеническими и иными специальными требованиями:
- своевременно представлять в государственные органы установленные земельным законодательством сведения о состоянии и использовании земель;
- не нарушать прав других собственников и землепользователей;
- не допускать снятия плодородного слоя почвы с целью продажи или передачи ее другим лицам, за исключением случаев, когда такое снятие необходимо для предотвращения безвозвратной утери плодородного слоя.

Землепользователи обязаны проводить следующие основные ме-

роприятия, направленные на:

- восстановление и повышение плодородья почв, а также других полезных свойств земли;
- защиту земель от водной и ветровой эрозии, селей, подтопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения, уплотнения, загрязнения и засорения отходами производства, химическими и радиоактивными веществами, от других процессов разрушения;
- рекультивацию нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств земли и своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;
- снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель.

9.3. Охрана окружающей среды при выполнении маркшейдерских работ

Проблема сохранения окружающей среды и защиты человека от вредного воздействия явлений, возникающих в процессе поиска, разведки и эксплуатации месторождений нефти и газа, становится все более актуальной в связи с увеличивающимися масштабами добычи нефти и газа и возрастающей оснащенностью нефтегазодобывающего промысла техническими средствами. На маркшейдерских работах в периоды проведения изысканий и строительства сооружений необходимо бережно относится к природе, окружающей среде, ценным сельскохозяйственным угодьям, лесам, водоемам и не нарушать сложившийся веками баланс природы. При прокладке теодолитных и нивелирных ходов и создании опорных сетей маркшейдерские пункты следует размещать на наиболее малоценных землях, в том числе в полосе отчуждения автомобильных дорог. Для закрепления точек и пикетов теодолитных и нивелирных ходов повсеместно используют деревянные колышки со сторожками. При заготовке их надо бережно относиться к окружающей живой природе и не производить порубки леса. Следует использовать отходы лесозаготовительной промышленности, поручать заготовку вех и кольев местным столярным мастерским, а в крайнем случае – употреблять засохшие деревья.

При разведении костров необходимо соблюдать особую осторожность, особенно в очень засушливый период. Не следует устраивать костры вблизи больших деревьев, чтобы не погубить их корневую систему. Покидая место разведения костра, нельзя оставлять его непотушенным. Костер заливают водой или тщательно забрасывают

землей. При выносе проекта трассы с аэрофотоснимков в натуру следует по возможности уменьшать длину и ширину прорубаемой лесной просеки в залесенной местности и сокращать протяженность трассы на ценных сельскохозяйственных землях.

В процессе обустройства и разработки месторождений и эксплуатации крупных инженерных сооружений, промышленных строений необходимо организовать систематические наблюдения за сдвижением земной поверхности и деформациями поверхности земли и сооружений. Специальные съемки и наблюдения должны производиться на участках развития геолого-физических процессов и явлений (карсты, оползни и т. п.).

9.4. Нарушение земной поверхности при разведке и эксплуатации месторождений

Земли, утратившие свою хозяйственную ценность или являющиеся источником отрицательного воздействия на природную среду в результате производственной деятельности человека, называются нарушенными землями. При освоении месторождений нефти и газа нарушение земель происходит при их поиске, разведке и разработке. Деформация структуры и ухудшение качества почвенного слоя, уничтожение травяного покрова, вырубка кустарников и деревьев происходят при сооружении и эксплуатации транспортных трасс и промышленных площадок геолого-разведочных партий. При осуществлении геолого-разведочных работ сезонно или круглогодично по многочисленным маршрутам различной протяженности автомобили, тракторы, вездеходы перевозят грузы и персонал поисковых и разведочных партий. В малонаселенных и удаленных районах объем автомобильно-тракторных перевозок особенно значителен и осуществляются они в основном по временным дорогам, черновым проездам или без каких-либо транспортных трасс. Сооружение каждой автомобильной или тракторной дороги связано с временным изъятием из фонда сельскохозяйственных, лесохозяйственных или других, земельного или иного участка. Малая ширина таких участков приводит к иллюзии, что размеры занимаемой дорогой площади невелики. Эти участки, если они не располагаются на пахотных землях, вообще не учитываются. Однако при сооружении даже простейшей дороги шириной в 4 м, занимаемые ею площади, составляют 1 га на каждые 2,5 км трассы. Дороги геолого-разведочной партии обычно измеряются десятками километров, причем довольно часто прокладывается не одна, а две и более трасс: одна – наикратчайшая, пригодная для сухого времени года, дру-

гая (или другие) – для периодов распутицы или половодья.

Дороги, сооружаемые геолого-разведочными организациями, прокладываются преимущественно в лесных и лесостепных (иногда предгорных) районах: сроки их службы меняются от одного сезона до несколько лет. Сооружение дорог сопровождается следующими основными изменениями участков земной поверхности: вырубкой леса на трассе; уничтожением травяного покрова и кустарников под проектируемое полотно дороги; нарушением гумусового слоя; аналогичными нарушениями на соседних с дорожным полотном земельных участках, из которых берется порода для строительства дороги; созданием нового микроландшафта на отдельных участках трассы в связи с устройством выемок и насыпей, сооружением дамб и пр.

Уничтожение травяного покрова и кустарников в связи с подготовленными работами на полотне дороги и разработкой «резервов» может иметь некоторые экологические последствия в районах с неблагоприятными географическими условиями, где процессы восстановления растительного покрова протекают медленно. К таким районам относятся полупустыни, высокогорья, притундровые территории. Нарушения гумусового слоя, сопровождающиеся изменением структуры почв, загрязнением песком, гравием, щебнем и связующими материалами, по своим последствиям наиболее существенны для плодородных земель.

При прокладке дорожных трасс в лесистых местностях ведется вырубка леса на сравнительно больших площадях; при ширине просеки 10–15 м строительство 1 км дороги сопровождается вырубкой леса на площади 1,0–1,5 га. Вырубка леса может изменить температурный режим земной поверхности, привести к образованию появление новых водотоков и постепенному заболачиванию трассы.

При бурении скважин использование способа перевозки буровых вышек в неразобранном виде с одной промплощадки на другую приводит к серьезным негативным экологическим последствиям. При считающейся прогрессивной технологии перевозки вышек мощные гусеничные трактора от трех до двенадцати, перемещающиеся широким фронтом, а также тяжелые стальные канаты и сама буровая вышка «перепахивают» поверхность и сдирают весь растительный слой на своем пути (рис. 9.1). При продвижении буровой вышки на 15 км нарушается до 100 га поверхности земли.

На буровой площадке располагается буровое оборудование с привышечными сооружениями, включая отстойники для очистки промывочной жидкости, емкости с горюче-смазочными материалами и санитарно-бытовые помещения, дороги, инженерные коммуникации,

располагаемые в пределах площадки. Площади нарушения почвенно-растительного покрова на производственных участках горно-разведочных работ варьируют в широких пределах, меняясь от сотен квадратных метров при проходке неглубоких шурфов до нескольких тысяч квадратных метров при проведении сети разведочных канав.

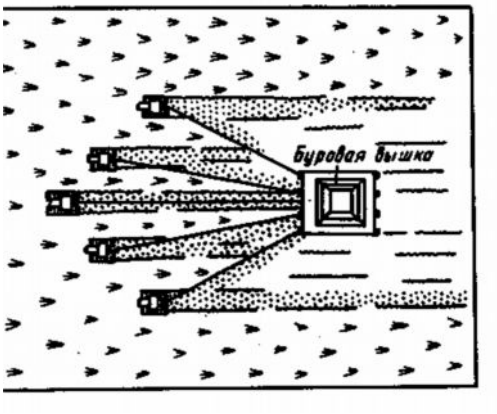


Рис. 9.1. Транспортировка тракторами неразобранной буровой вышки

При обустройстве нефтяных месторождений нарушаются значительные земельные площади, отведенные под строительство выкидных линий, групповых замерных установок, дожимных насосных станций и центрального пункта сбора нефти.

Проблемы сохранения и восстановления земной поверхности в связи с поиском, разведкой и обустройством месторождений полезных ископаемых являются актуальными, так как площади нарушаемых земельных участков достаточно велики.

К основным мероприятиям, направленным на сокращение экологического ущерба от сооружения и эксплуатации автомобильных и тракторных дорог при геолого-разведочных работах, следует отнести:

- тщательный выбор видов транспортных связей и дорожных трасс с учетом конкретных географических условий, обеспечивающий снижение нарушения почвенно-растительного покрова местности;
- оптимизацию конструктивных параметров, технологии сооружения, эксплуатации и ремонта дорожного полотна;
- выбор транспортных машин, обеспечивающих в процессе эксплуатации при прочих равных характеристиках наибольшую сохранность дорожного полотна;

- установление наиболее благоприятных периодов для осуществления основных транспортных операций с учетом климатических условий и характеристик полотна трассы;
- проведение восстановительных работ на земельных участках, нарушенных при сооружении и ремонте дорог;
- проведение восстановительных работ после окончания эксплуатации дороги с осуществлением элементарных агротехнических мероприятий по улучшению загрязненных и эрозирующих земельных участков.

Мероприятия по снижению негативных последствий устройства и эксплуатации производственных площадок, на которых осуществляются геолого-разведочные работы, рассмотрим применительно к площадкам бурения разведочных скважин. При необходимости планировки поверхности, на которой будет располагаться производственная площадка, вся удаляемая ценная в биологическом отношении почва должна складироваться в бурты. В местах возможного загрязнения поверхности нефтепродуктами, химреагентами, глиной, цементом, ухудшающими биологические характеристики почвы, верхний плодородный почвенный слой (мощностью 0,3–0,5 м) удаляется и также складируется в бурты. На подготовленной площадке сооружается покрытие, препятствующее попаданию загрязнителей в нижезалегающий почвенный слой. Покрытия сооружаются с твердой верхней поверхностью и гидроизоляционным слоем, в которых насыпной грунт является адсорбентом. Типы покрытий выбираются в зависимости от природных условий проведения буровых работ.

При более или менее ценном почвенном слое для повышения эффективности восстановительных работ представляется целесообразным рекомендовать в процессе проходки траншеи или канавы селективную выемку и складирование породы. Оптимальные условия для этого создаются при сравнительно большой мощности почвенного слоя и примерном равенстве вынимаемых плодородных и неплодородных пород. В этих случаях снимаемый в пределах контура траншеи верхний плодородный слой складируется в один из отвалов, а неплодородная порода – в отвал, формируемый у противоположного борта траншеи (рис. 9.2).

При этом до начала проходческих работ в пределах контура проектируемой траншеи вырываются копуши для определения мощности плодородного слоя почвы. Засыпка траншеи начинается из отвала неплодородной породы; верхняя часть траншеи перекрывается плодородной породой из другого отвала.

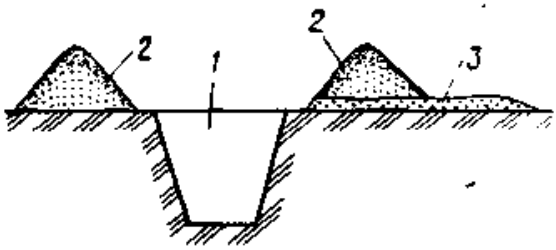


Рис. 9.2. Поперечное сечение комбинированного ленточного отвала:
1 – разведочная канава; 2 – неплодородные породы;
3 – порода почвенно-растительного слоя

При относительно небольшой мощности плодородных пород складирование их в отдельный отвал нецелесообразно, эти породы размещают в виде плоского трапециевидного основания одного из ленточных отвалов неплодородных пород, образуя, таким образом, комбинированный отвал. Этому отвалу придается форма (рис. 9.2), обеспечивающая возможность раздельного ручного или бульдозерного перемещения из него неплодородных и плодородных пород в засыпаемую траншею.

При сейсморазведке, проводимой со взрыванием зарядов ВВ в скважинах, имеют место локальные нарушения растительно-почвенного слоя с образованием полости – деформированной скважины с воронкой выброса в приустьевой части – и засорения поверхности, выраженной при взрыве породой. Эти нарушения незначительны, однако образования на поверхности полости потенциально опасно для людей и животных, поэтому работы по восстановлению поверхности обязательны.

Один из рекомендуемых способов заключается в следующем: на участке нарушенной взрывом поверхности вырывают канаву, пересекающую воронку выброса, в которую закладывают лежень с прикрепленным к нему бревном, вставляемым в скважину (рис. 9.3); канаву засыпают и разравнивают поверхностный слой породы.

Нарушения земной поверхности, непосредственно связанные с обустройством месторождения, ограничиваются в основном площадями горных отводов и площадями, выделяемыми для размещения центрального пункта сбора нефти с резервуарами. Поэтому на этих землях, нарушаемых при обустройстве месторождения, снятие плодо-

родного слоя почвы с последующим рациональным его использованием являются обязательным.

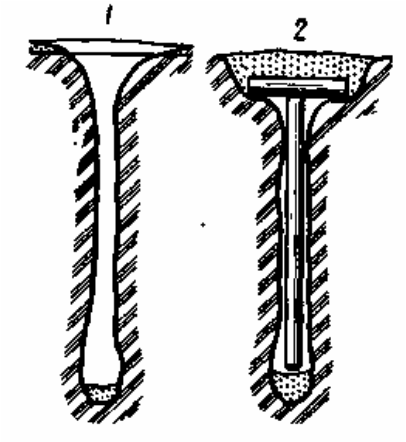


Рис. 9.3. Ликвидация взрывных скважин при сейсморазведочных работах:
1 –скважина после взрыва заряда ВВ; 2 – ликвидированная скважина

Работы по снятию почвенного слоя производятся в основном в сухое время года. Снимаемая с нарушаемой поверхности земельных участков почва используется для последующей рекультивации нарушенных запасов после окончания бурения скважин и строительства сооружений.

Вопросы для самопроверки

1. Каковы обязанности землепользователей?
2. Каков порядок ввода месторождений углеводородов в промышленную разработку?
3. Каковы принципы законодательства о недрах и недропользовании?
4. Каковы задачи охраны недр и окружающей среды?
5. Какие основные экологические требования должны соблюдаться при разработке месторождений углеводородов?
6. Расскажите основные требования в области охраны недр.
7. Какие нарушения земель происходят при разведке и эксплуатации месторождений углеводородов?
8. Как осуществляется снятие плодородного слоя почвы с нарушаемых земель?

9. Каковы пути уменьшения нарушения земель при разработке месторождений нефти и газа?

СПИСОК БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ

1. *Большаков В.Д., Клюшин Е.Б., Васютинский И.Ю.* Геодезия. Изыскания и проектирование инженерных сооружений. М.: Недра, 1991.

2. *Борщ-Компаниец В.И.* Геодезия. Маркшейдерское дело. М.: Недра, 1989.

3. *Визгин А.А., Коугия В.А., Хренов Л.С.* Практикум по инженерной геодезии. – М.: Недра, 1989.

4. Геометризация месторождений полезных ископаемых *В.А. Букринский, Ю.В. Коробченко, А.Я. Фурсов* и др. М.: Недра, 1977.

5. Горная энциклопедия /Гл. ред. *Е.А. Козловский* и др. М.: Сов. Энциклопедия. Т.1–4. 1989.

6. *Гришичева Р.М.* Основы геодезии. – М.: Недра, 1980.

7. Инструкция по производству маркшейдерских работ. М.: Недра, 1987.

8. *Калинченко В.М.* Математическое моделирование и прогноз показателей месторождений. – М.: Недра, 1993.

9. *Калыбеков Т.* Геодезия мен топография негіздері. Алматы: Ана тілі, 1993.

10. *Кузьмин В.И.* Построение геологических разрезов и гипсометрических планов пластов. – М.: Недра, 1987.

11. *Левчук Г.П., Новак В.Е., Конусов В.Г.* Прикладная геодезия: Основные методы и принципы инженерно-геодезических работ. М.: Недра, 1981.

12. *Мазницкий А.С., Сова В.Г.* Маркшейдерско-геодезические работы на месторождениях нефти и газа. М.: Недра, 1979.

13. Маркшейдерское дело в нефтегазодобывающей промышленности. Вып. LII /*Р.А. Егоров, Е.Ф. Фролов* и др. – М.: Недра, 1968.

14. Методическое руководство по маркшейдерским съемкам разрабатываемых месторождений нефти и газа. Волгоград: НИПИнефть, 1975.

15. *Герович Э.Г.* Маркшейдерское обеспечение разработки нефтяных и газовых месторождений. Пермь, 1994. 209 с.

16. *Муравьев В.М.* Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1978.

17. О земле. Указ Президента Республики Казахстан, имеющий силу закона от 22 декабря 1995г. № 2717. Алматы: Юрист, 2000.

18. О недрах и недропользовании. Указ Президента РК, имеющий силу закона от 27 января 1996 г. № 2828.

19. Охрана окружающей среды /*С.А. Брылов, Л.Г. Грабчак* и др. М.: Высшая школа, 1985.

20. *Парамонов А.Г. Сомов В.Д. Черноглазов Н.В.* Основы топографии и аэрофотосъемки. М.: Недра, 1991.

21.Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений /*И.М. Муравьев* и др. – М.: Недра, 1970.

22. *Синанян Р.Р.* Маркшейдерское дело. М.: Недра, 1988.

23.Совершенствование методов маркшейдерских работ и геометризации недр /*В.А. Букринский, Е.З. Рашковский, Е.Ф. Фролов* и др. М.: Недра, 1972.

24.Справочник геодезиста. Кн.2 /Под. ред. *В.Д. Большакова и Г.П. Левчука.* М.: Недра, 1985.

25.Справочное руководство по инженерно-геодезическим работам. /*В.Д. Большакова, Г.П. Левчук* и др. М.: Недра, 1980.

26.Техническая инструкция по маркшейдерско-геодезическим работам при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. М.: Миннефтепром, 1972.

27. *Трофимов А.А.* Основы маркшейдерского дела и геометризации недр. М.: Недра, 1970.

28. *Машимов М.М.* Уравнивание геодезических сетей. М.: Недра, 1979.

29. *Федоров В.Н., Титов А.И., Холдобаев В.А.* Практикум по инженерной геодезии и аэрофотогеодезии. М.: Недра, 1987.

30. *Нусипов Е., Рахымбаев М.М., Калыбеков Т., Касенов Б.С.* и др. Методическое руководство по производству высокоточного нивелирования для прогноза геодинамического состояния территорий нефтегазовых месторождений. Алматы, 2004. 80 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ……
ВВЕДЕНИЕ……

Глава 1. Общие сведения о нефтяных и газовых месторождениях и технологии их разработки…….

1.1 Залежи и месторождения нефти и газа…
1.2 Физические свойства горных пород-коллекторов нефти и газа…
1.3. Проектирование разработки нефтяной залежи……..
1.4. Технология разработки нефтяных месторождений
1.5. Назначение и методы поддержания пластового давления……..
1.6. Методы повышения нефтеотдачи пластов……..

Глава 2. Маркшейдерские работы при разведке и проектировании разработки месторождений нефти и газа…

2.1. Сведения о геологоразведочных работах на нефть и газ
2.2. Маркшейдерское обеспечение геологоразведочных Работ……
2.3. Определение планово-высотного положения объектов геологических наблюдений……
2.4. Спутниковые системы определения местоположения объектов……..…
2.5. Топографическая основа геологоразведочных работ и перенесение в натуру объектов геологических наблюдений……..
2.6. Геодезическое обеспечение геофизических методов разведки……..…
2.7. Назначение и виды инженерно-геодезических изысканий……
2.8. Составление генерального плана обустройства месторождения……

Глава 3. Развитие геодезических сетей и съемочного обоснования в районе нефтегазодобывающего предприятия……..

3.1. Понятие о государственной геодезической сети…….
3.2. Геодезические сети сгущения и съемочные сети……..
3.3. Методы создания съемочной сети……..

Глава 4. Маркшейдерское обеспечение обустройства нефтяных и газовых месторождений……..…
4.1. Категории и назначение буровых скважин……
4.2. Способы перенесения в натуру проектного положения устьев скважин……..
4.3. Содержание маркшейдерских работ при строительстве скважин……
4.4. Вертикальная планировка площадки под буровую установку……..
4.5. Разбивочные работы при строительстве буровой скважины……...
4.6. Измерение глубины скважины по стволу……
4.7. Контроль проводки ствола скважины по проектному профилю……
4.8. Определение пространственного положения оси ствола скважины…….
4.9. Контроль положения оси ствола скважины в пространстве……..
4.10. Контроль средств поверки инклинометров……
4.11. Маркшейдерский контроль точности выполнения строительно-монтажных работ…….

Глава 5. МАРКШЕЙДЕРСКИЕ СЪЕМОЧНЫЕ РАБОТЫ ПРИ **разработке нефтяных и газовых месторождений…**
5.1. Содержание и точность маркшейдерских планов…….
5.2. Теодолитная съемка ……
5.3. Мензульная съемка……...
5.4. Тахеометрическая съемка……..
5.5. Наземная стереофотограмметрическая съемка……
5.6. Съемка подземных коммуникаций…….
5.7. Определение планового положения устьев скважин…
5.8. Составление планов и разрезов……

Глава 6. **Маркшейдерские работы при строительстве линейных сооружений……..**
6.1. Изыскания нефте-газопроводов……
6.2. Разбивочные работы при строительстве трубопроводов
6.3. Детальная разбивка кривых……
6.4. Нивелирование и съемочные работы……..
6.5. Привязка трассы к пунктам геодезической основы……
6.6. Обработка материалов трассирования…….

Глава 7. Геометризация нефтяных и газовых месторождений
7.1. Сущность и этапы геометризации……
7.2. Построение структурной карты месторождения…….
7.3. Потери нефти и газа и учет движения запасов……..
7.4. Оценка точности структурных карт……..

Глава 8. Маркшейдерские наблюдения за сдвижением земной поверхности при разработке нефтегазовых месторождений……
8.1. Общие сведения……
8.2. Структурное построение геодинамического полигона.
8.3. Методика наблюдений за сдвижением земной поверхности……
8.4. Наблюдения за деформациями сооружений нефтедобывающего производства……..
8.5. Наблюдения за вертикальными деформациями……..
8.6. Наблюдения за горизонтальными деформациями….
8.7. Определение крена сооружений……
8.8. Фотограмметрический метод определения деформаций сооружения……

Глава 9. Обеспечение охраны недр и окружающей среды…
9.1. Требования законодательства по охране и рациональному использованию недр……
9.2. Охрана земной поверхности…….
9.3. Охрана окружающей среды при выполнении маркшейдерских работ……..
9.4. Нарушение земной поверхности при разведке и эксплуатации месторождений……

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК……..

Учебное издание

Жаркимбаев Бахыт Молдагалиевич
Калыбеков Турсын
Рысбеков Канай Бахытович

Учебник

Зав. РО *З.А. Губайдулина*
Редактор *С.Н. Яниева*
Техн. ред. *К.Ж. Кошербаева*
Компьютерный набор
и верстка *Л.Л. Калугина*

Подписано в печать 2005 г.

Тираж 500 экз. Формат 60 х 84 1/16. Бумага типографская 1.
Объем 6,2 уч.-изд. л . Заказ№ Цена договорная

Издание Казахского национального технического университета
им. К.И. Сатпаева
Издательский центр КазНТУ
Алматы, ул. Ладыгина, 32