

**Н. И. Буялов**  
**П. П. Забаринский**

**Практическое  
руководство  
по поискам  
и разведке  
нефтяных  
и газовых  
месторождений**

ПРОФ. БУЯЛОВ Н. И.  
И ПРОФ. ЗАБАРИНСКИЙ П. П.

# ПРАКТИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ПОИСКАМ И РАЗВЕДКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Допущено  
Министерством высшего  
и среднего специального  
образования РСФСР  
в качестве учебного пособия  
для нефтяных вузов  
и факультетов



ИЗДАТЕЛЬСТВО «ВЫСШАЯ ШКОЛА»  
Москва — 1967

В книге рассмотрены основные методы изучения, обработки и обобщения фактического материала, полученного в процессе поисковых и разведочных работ на нефть и газ в различных нефтегазоносных провинциях. Значительное внимание уделено проектированию поисковых и разведочных работ и оценке результатов их на каждой стадии изучения как месторождения в целом, так и отдельных залежей. Этот раздел иллюстрирован примерами из практики поисков и разведки на территории нашей страны.

Пособие предназначено для студентов геолого-разведочных и нефтяных вузов и факультетов, а также для инженерно-технических работников, занимающихся поисками нефтяных и газовых месторождений и разведкой их залежей.

**Рецензенты:**

кафедра теоретических основ  
поисков и разведки нефти и газа  
Московского нефтехимического института;  
проф. Кравцов А. И.

## ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с генеральной перспективой развития народного хозяйства в свете решений XXIII съезда КПСС намечается дальнейший рост добычи нефти и газа в СССР. Так, в 1970 г. предусмотрено добыть 345—355 млн. т нефти и 225—240 млрд. м<sup>3</sup> газа, что даст увеличение добычи нефти в 1,5 раза и свободного газа более чем в 3—4 раза по сравнению с последним годом семилетки (1959—1965 гг.).

Нефтегазодобывающая отрасль промышленности в нашей стране развивается непрерывно возрастающими темпами. Интенсивное развитие этих отраслей обусловлено прежде всего широкими масштабами и существенными результатами геолого-поисковых и разведочных работ, проведенных в различных районах страны. За годы семилетки открыто свыше 355 новых нефтяных месторождений и выявлены богатейшие залежи нефти и газа в ряде районов.

Весьма важным является то, что наряду с открытием новых месторождений в ранее известных районах открыты крупные нефтяные и газовые месторождения в новых областях и нефтегазоносных провинциях страны: Западной и Восточной Сибири, Казахской ССР, Белорусской ССР и в др. Это коренным образом изменило географическое размещение выявленных ресурсов нефти и газа и создало реальные геологические предпосылки для развития новых центров нефтегазодобывающей промышленности.

Оценивая общие перспективы всей территории Советского Союза на основе современного состояния изученности и разведанности недр, установлено, что в недрах нашей страны сосредоточены весьма значительные запасы нефти и газа, которые



позволяют развивать нефтяную и газовую промышленность в объемах, необходимых для народного хозяйства.

В итоге проведенной работы по оценке прогнозных запасов нефти и газа установлено, что ведущее положение по количественным значениям их занимает РСФСР, на долю которой приходится более 80%. Среди нефтегазоносных районов на этой территории основное место по запасам занимают районы Западной Сибири, Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и Северного Кавказа.

Территория Западной Сибири по размерам площади, количеству выявленных перспективных структур и запасов нефти значительно превосходит Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию. Здесь уже открыто более 80 нефтяных и газовых месторождений и в текущем пятилетии намечается довести добычу нефти до 20—25 млн. т.

Большие перспективы в развитии добычи нефти и газа связываются с полуостровом Мангышлак, где открыты крупнейшие многопластовые месторождения нефти (Узень, Жетыбай и др.). К концу пятилетки планируется добыча 12—15 млн. т нефти.

В пределах европейской части СССР наиболее перспективной в нефтегазоносном отношении является Украинская ССР, где намечается дальнейшее увеличение добычи газа и нефти.

Многолетние поиски нефти в Белорусской ССР ознаменовались открытием ряда нефтяных месторождений в палеозойских отложениях (девон) и это открывает широкие перспективы для поисков нефти и газа не только на территории Припятской впадины БССР, но и соседней Днепровско-Донецкой впадины на Украине.

Значительно увеличились перспективы нефтегазоносности Азербайджанской ССР, где за последние годы открыт ряд месторождений в пределах юго-восточной части республики. Большие перспективы развития добычи газа и нефти имеются в союзных республиках Средней Азии.

В связи с значительным увеличением добычи нефти и газа в СССР одним из наиболее актуальных вопросов является подготовка запасов промышленных категорий, которые должны полностью обеспечить запланированную добычу. В настоящее время площадь перспективных нефтегазоносных территорий

Таблица 1

Республики	Площадь перспективных земель, тыс. км <sup>2</sup>	Отношение ко всей площади республики, %	Удельное значение перспективных площадей республик к перспективной площади СССР, %	Степень разведанности глубоким бурением перспективных территорий, м на 1 км <sup>2</sup>
СССР . . . . .	10712,3	48,0	100	5,6
РСФСР . . . . .	8376,6	49,0	78,0	4,3
Казахская ССР . . . . .	1210,0	44,0	11,2	2,1
Туркменская ССР . . . . .	462,9	95,0	4,2	4,4
Украинская ССР . . . . .	283,9	46,7	2,6	15,6
Узбекская ССР . . . . .	116,0	28,4	1,9	19,5
Азербайджанская ССР . . . . .	56,2	65,0	0,5	150,0
Литовская ССР . . . . .	45,0	69,0	0,36	3,1
Латвийская ССР . . . . .	44,0	69,0	0,32	3,4
Белорусская ССР . . . . .	36,0	17,4	0,3	9,8
Таджикская ССР . . . . .	29,9	20,9	0,2	6,4
Грузинская ССР . . . . .	23,2	33,5	0,2	23,0
Киргизская ССР . . . . .	16,6	8,4	0,1	33,1
Молдавская ССР . . . . .	7,0	20,8	0,07	8,1
Армянская ССР . . . . .	5,0	16,8	0,05	9,6

СССР составляет 10,7 млн. км<sup>2</sup>, или 48% по отношению ко всей территории страны. В табл. 1 указано распределение перспективных территорий по республикам, их удельное значение ко всей перспективной площади в СССР, а также степени разведанности глубоким бурением как один из показателей современного состояния изученности.

В подготовке промышленных запасов нефти и газа ведущая роль принадлежит поисково-разведочным работам, в комплекс которых, как известно, входят геолого-геофизические и геохимические исследования и поисково-разведочное бурение. Поиски и разведка месторождений нефти и газа представляют собой весьма сложный процесс, требующий значительных материальных и трудовых затрат. Наиболее ответственными и трудоемкими являются своевременная полноценная и высококачественная интерпретация и обработка фактических данных, получен-

ных при геологических, геофизических и геохимических исследованиях и особенно при разведочном бурении. От успешной обработки этих данных в значительной степени зависят оценка результатов и эффективность поисково-разведочных работ, а также выбор наиболее правильного их направления. В связи с этим большое значение следует придавать способам и приемам обработки фактических данных и методике обобщения результатов, чему и посвящено настоящее пособие.

---

## **ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И РАЗВЕДКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА И МЕТОДЫ ИХ РЕШЕНИЯ**

В нефтяной геологии поиски месторождений и разведка залежей нефти и газа по праву занимают одно из важнейших мест. Этот комплекс работ является начальным и обязательным для каждого нефтяного или газового месторождения, находящегося в разработке, и может быть первым и единственным для площади или структуры, перспективность которой в нефтегазовом отношении оказалась отрицательной.

Основными задачами геологоразведочных работ является оценка перспектив нефтегазоносности исследуемой территории с определением прогнозных (группы Д) и перспективных (категории С<sub>2</sub>) запасов с последующим выявлением запасов категории С<sub>1</sub> и доразведкой их до разведанных (категория В) и подготовленных (категория А).

В настоящее время по решению научно-технического совещания по методике разведки месторождений полезных ископаемых, состоявшегося 19—21 декабря 1960 года в Москве, принято четкое подразделение поисков и разведки на отдельные стадии. Последовательность стадий этих работ, основные задачи и результаты их приведены следующие:

1. Региональные геолого-геофизические и буровые работы (предварительные поиски) проводятся для установления общих условий возможной нефтеносности и геотектонической обстановки накопления осадков. Для этого изучают разрезы и выявляют основные элементы региональной тектоники. Работы ведутся на территориях, которые по общим геологическим предпосылкам являются в той или иной степени перспективными в нефтегазовом отношении, за исключением тех, где на дневную поверхность выходят кристаллические или сильно метаморфизованные породы.

2. Поисковые геолого-геофизические и буровые работы (детальные поиски) — вторая стадия поисков. Главная задача этих работ — подготовка перспективных структур к разведочному бурению, результат их — изучение отдельных площадей и локальных поднятий и выявление условий, позволяющих определить, где и в какой части разреза могут находиться ловушки, подчиняющие залежи нефти и газа, установить ориентировку, тип, размеры и структурное положение ожидаемых залежей. Одновременно с этим на изученных детальными поисками площадях, объемным методом по фактическим данным или по аналогии, подсчитываются запасы по кате-



гории  $C_2$ . Иногда при проведении глубокого поискового бурения на стадии детальных поисков могут быть выявлены залежи нефти и газа, т. е. определены запасы по категории  $C_1$ . Эти данные являются обоснованием для постановки последующих разведочных работ.

По поисковым геолого-геофизическим и буровым работам предусматривается создание фонда подготовленных к разведке площадей с оценкой их первоочередности и осуществление исследовательских и опытных работ для выбора наиболее эффективных и рациональных комплексов геолого-поисковых методов.

На практике во многих случаях детальные поиски на отдельных участках проводятся одновременно с региональными работами до освещения последними всего региона или провинции в целом.

3. Задачи разведки на первой стадии работ заключаются в установлении нефтегазоносности площади, подготовленной к разведке поисковыми работами, для предварительной оценки месторождения (залежи) и обоснования проведения детальной разведки. Указанные работы являются первым этапом в цикле разведочных работ. В это время проводится бурение поисковых, а затем разведочных скважин с подробным геологическим и геофизическим изучением их разрезов и опробованием основных нефтегазоносных пластов.

Проект предварительной разведки составляется по материалам детальных геолого-геофизических поисковых работ. В этом проекте предусматривается бурение минимального количества скважин, которые могут выявить залежи нефти и газа, а также дать предварительную оценку месторождения.

В результате предварительной разведки должна быть дана предварительная оценка месторождения (по наиболее перспективным залежам), т. е. получены данные о количестве и условиях залегания залежей и установлено направление дальнейших детальных работ по их оконтуриванию и данные для подсчета запасов по категориям  $C_1$  и В. При отсутствии залежей промышленного значения дается отрицательная оценка площади.

Итоги работ по предварительной разведке обобщаются в технико-экономическом докладе (ТЭД), который служит основанием для продолжения разведочных работ на месторождении или для прекращения их.

4. Детальная разведка производится на месторождениях, где в итоге предварительной разведки определено промышленное значение и установлена рентабельность месторождения. Для этого бурятся разведочные (оконтуривающие) скважины, определяются площадные размеры основных нефтяных или газовых залежей и на базе фактических данных оцениваются запасы нефти и газа по категориям В и А.

Детальная разведка завершается оконтуриванием и геометризацией залежи. В совокупности с всесторонними исследованиями скважин данные детальной разведки являются основанием для составления проекта разработки месторождения. Если месторождение многопластовое и в стадии детальной разведки оконтурить все его горизонты не представляется возможным, то в проекте разработки вся вскрытая продуктивная свита разделяется на ряд этажей для разработки. Из них выбираются первоочередные (разведанные), а по остальным проектируются дополнительные разведочные работы, рассматриваемые ниже.

5. Доразведка, или эксплуатационная разведка, проводится во время разработки отдельных (разведанных и оконтуренных) залежей. Необходимость ее вызывается тем, что в пределах месторождения наряду с изученными и передаваемыми в разработку залежами могут иметь и недоразведанные. Кроме того, в процессе эксплуатационной разведки производится детализация геологического строения: определяются режимы и контуры нефте-, водо- и газоносности, необходимые для практического осуществления принятой системы разработки с учетом достижения максимального коэффициента нефтеотдачи и эффективного использования всех видов пластовой энергии.

Следует отметить, что на каждой стадии работ вопросы интерпретации и обработки фактических данных имеют свои специфические особенности, которые необходимо учитывать. Недооценка этих особенностей, неполнота данных и задержка их обработки могут привести к неправильным выводам как по региону в целом, так и отдельной структуре в частности.

## **РЕГИОНАЛЬНЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И БУРОВЫЕ РАБОТЫ (ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ПОИСКИ) И ИХ ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

Региональные геолого-геофизические исследования проводятся для оценки перспектив нефтегазоносности изучаемой территории и выявления основных черт глубинного строения крупных территорий, благоприятных для битумообразования и нефтегазонакопления и с выделением среди них перспективных зон и площадей. К числу основных вопросов\*, решаемых на этой стадии поисковых работ, относятся:

1) изучение особенностей строения осадочной толщи, ее стратиграфического расчленения и положения в разрезе пород-коллекторов;

2) выявление геотектонических условий осадконакопления, выделение фаций (литологических, палеогеографических, геохимических и др.) и основных закономерностей их распространения и изменения мощностей отдельных стратиграфических единиц по площади;

3) геотектоническое районирование территории на основе геоструктурного и палеоструктурного анализа, выяснение истории развития структурных форм и выделение на основе этого возможных газонефтесорбных площадей и зон нефтегазонакопления;

4) выяснение наличия пород, которые могут быть покровками (перекрытиями) для залежей, их положение в разрезе и распространение по площади;

5) оценка степени перспективности территории и выделение площадей для более детальных работ.

Основными методами работ на первой стадии поисков являются геолого-съёмочные работы (масштабы 1 : 500 000 и 1 : 200 000), региональные геофизические съёмки (гравиметрия, магнитометрия, электрометрия), региональные геохимические исследования, глубокое сейсмическое профилирование и опорное бурение.

Геолого-съёмочные работы, проводимые при поисках нефти и газа, подразделяются не только по степени детальности, но и по методам исследований. В табл. 2 перечислены основные типы геолого-съёмочных работ.

Для обеспечения необходимой полноты и эффективности геологического изучения закрытых территорий предварительно производят геофизические работы (магнитные, гравиметриче-

---

\* См. «Методические указания по проведению геолого-поисковых и разведочных работ на нефть и газ», 1963, стр. 4—5.

Таблица 2

Тип съемки и стадия применения	Масштаб съемки	Цели и задачи съемки	Методы исследований
Мелкомасштабная съемка, предварительные поиски	1 : 1 000 000 1 : 500 000	Региональная съемка. Выявление основных черт геологического строения региона, общая оценка перспектив нефтегазоносности и обоснование последующих работ, включающих геофизические исследования, опорное и параметрическое бурение	Аэрогеологические (визуальные) исследования; маршрутные пересечения территории
Среднемасштабная съемка, предварительные поиски	1 : 200 000	Площадная геологическая съемка. Изучение геологического строения района и выявление локальных структур для постановки на них детальных геологосъемочных работ	Инструментальная геологическая съемка, часто в сочетании со структурной, с применением картировочного бурения
Крупномасштабная съемка, детальные поиски	1 : 500 000 1 : 25 000 1 : 10 000	Подготовка площадей для подготовки структурного бурения, сейсморазведки и других геофизических методов с задачей детального изучения структуры для постановки поискового бурения. В благоприятных условиях по данным картирования в этих масштабах производится поисковое бурение	Детальная инструментальная съемка, обычно в сочетании со структурной и с использованием картировочного (колонкового) бурения

ские и др.). Опыт показывает, что использование материалов геофизических исследований значительно повышает качество геологосъемочных работ, так как эти данные позволяют более рационально размещать буровые скважины и обеспечивают увеличение эффективности всего цикла геологоразведочных работ.

При картировании в масштабе 1:200 000 рекомендуется составление геологических карт четвертичных отложений и геоморфологических карт. При этом следует использовать аэровизуальные наблюдения и дешифрирование аэрофотоматериалов, в том числе материалов цветной и спектрально-анализированной аэрофото-съемок.

Для выяснения основных закономерностей геологического строения исследуемых территорий и перспектив ее нефтеносности, а также для оценки прогнозных запасов на стадии предва-



рительных поисков применяют не только региональные геологические съемочные и геофизические работы, но также и опорное и параметрическое бурение.

Бурение опорных скважин производится на разные глубины, при этом ведутся исследования, предусмотренные специальными инструкциями, и опробование горизонтов по индивидуальным проектам для каждой скважины. Объем опорного и параметрического бурения на стадии предварительных поисков планируется исходя из необходимости уточнения и более достоверного обоснования прогнозных запасов на территориях с установленной нефтегазоносностью. Прогнозные запасы могут быть переведены в запасы категории  $C_2$ .

Основными результатами проводимых работ являются: изучение стратиграфического разреза значительных территорий нефтегазоносных бассейнов, или областей, выявление основных элементов региональной тектоники и наиболее характерных нефтегазопроявлений и оценка прогнозных запасов нефти и газа. К числу основных требований, предъявляемых к региональным работам, относятся:

1) обеспечение значительного опережения региональными исследованиями детальных поисковых и разведочных работ особенно в новых районах;

2) соблюдение комплексности при проведении региональных работ путем сочетания геофизических исследований с параметрическим и опорным бурением;

3) проведение комплексной научной обработки материалов исследований для разработки рекомендаций дальнейшего направления работ и обоснования постановки детальных поисков;

4) оценка перспектив крупных территорий нефтегазоносности, а также наиболее перспективных районов, в пределах которых могут быть выявлены площади и структуры для первоочередной постановки детальных поисков.

Региональные поисковые работы следует прежде всего сосредоточивать в нефтегазоносных бассейнах, где уже установлено наличие нефтяных и газовых месторождений, или там, где предпосылки нефтегазоносности могут быть установлены по общим геологическим данным или аналогии. Напомним, что под нефтегазоносным бассейном принято понимать различные по геотектоническому положению и размерам впадины в земной коре, характеризующиеся унаследованным прогибанием, выполненные относительно мощной толщей осадочных пород, включающие нефтегазоносные свиты. Распространение скоплений контролируется особенностями геологического строения каждого бассейна, историей его развития, а также его гидрогеологическими условиями.

Нефтегазоносные бассейны отличаются друг от друга геотектоническим положением, особенностями геологического

строения и историей геологического развития, а также размерами и морфологией своего обрамления. Исходным основанием к проведению региональных геолого-геофизических и буровых работ в пределах нефтегазоносного бассейна является карта прогноза нефтегазоносности.

Для освоения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна необходимо проведение в короткие сроки больших региональных геолого-геофизических работ в комплексе с бурением опорных и параметрических скважин. Такие работы проектируются по единой генеральной схеме, предусматривающей не только методы исследований, их объемы и целевые задачи, но и территориальное размещение работ с указанием сроков выполнения. Особое внимание в этом проекте дается обработке данных, получаемых при геолого-геофизических работах и при бурении скважин, особенно опорных.

В основу решения проблемы выбора основных направлений поисково-разведочных работ в нашей стране положена количественная оценка нефтегазоносности всей территории Советского Союза (см. гл. IX). На ее основе была составлена схематическая карта прогноза нефтегазоносности, на которой изображена классификация земель по их перспективности с количественной оценкой запасов нефти и газа, а также степень их геологической изученности (рис. 1). На карте принята определенная классификация земель по количественной оценке их суммарных геологических запасов, приходящихся на 1 км<sup>2</sup>. Выделены территории, бесперспективные для поисков нефти и газа, куда входят центральные части складчатых областей, области развития осадочных отложений при отсутствии в них условий для сохранения нефти и газа, и территории с развитием сильно метаморфизованных осадочных и магматических пород. Помимо выделения территорий с различной прогнозной оценкой запасов нефти и газа, на карту нанесены границы нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов и областей. Всего выделено 37 бассейнов и групп бассейнов и 14 областей.

Карта прогноза нефтегазоносности Советского Союза является обоснованием для перспективного планирования геолого-геофизических и разведочных работ и в совокупности с другими данными дает возможность намечать области и районы, где необходимо сосредоточить первоочередные поисковые работы.

Для пояснения методики прогнозирования региональных поисковых работ приведем пример проектирования этих исследований в Оренбургской области\*. Здесь поисково-разведочные работы были начаты в 1935—1937 гг. и резко увеличились

---

\* Воробьев А. А., Можяев Н. С., Овчаренко А. В., Савченко Д. А., Шпильман И. А. План региональных работ в Оренбургской области. «Геология нефти и газа», 1962, № 12.

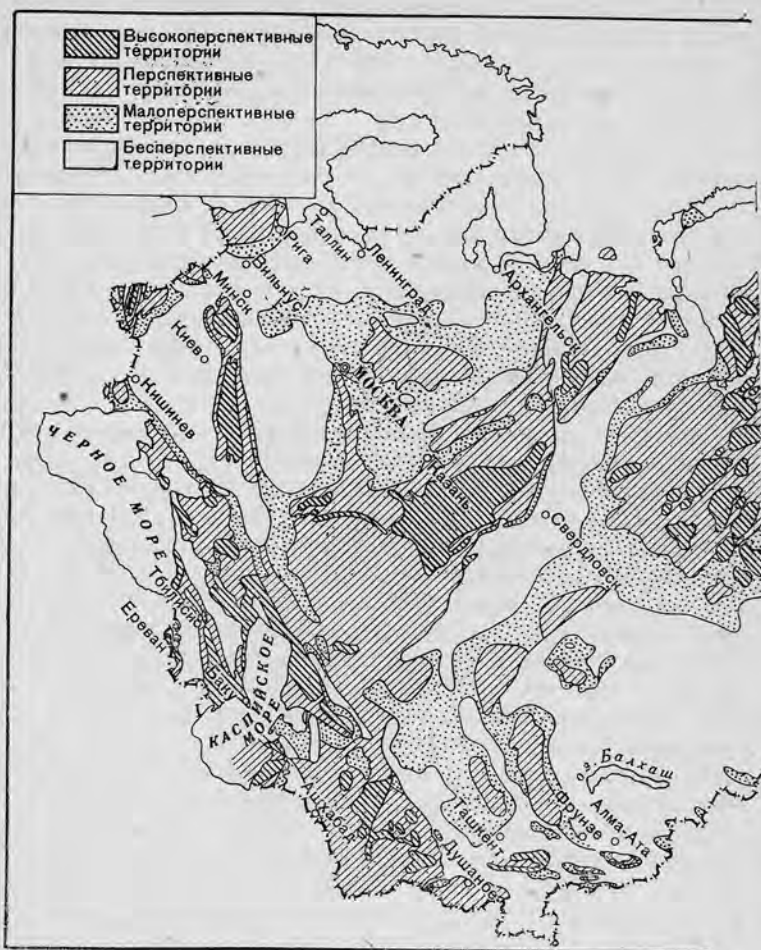


Рис. 1. Схематическая карта прогноза нефтегазоносности СССР. Состав Н. И. Буялов, В. Г. Васильев и др.) под редакцией коллегии в составе С. П. Максимова, С. Н. Сима

с 1958—1959 г., когда в районе Самаркинских дислокаций был открыт ряд нефтяных и газовых месторождений (Могутовское, Покровское и др.).

Рассматриваемая территория находится на юго-восточном склоне Русской платформы и ограничена с юга Прикаспийской солянокупольной областью, а с востока — Приуральским прогибом. Основные черты геологического строения для пермских и каменноугольных отложений выявлены при помощи электро-



лена коллективом авторов (В. А. Авров, И. А. Блиников, И. О. Брод, Н. И. Буялова, В. Г. Васильева, И. П. Зубова, Н. А. Калинина, кова, А. А. Трофимука (1963)

разведки, структурного бурения, единичных разведочных скважин и сейсморазведки, а форма поверхности кристаллического фундамента определена по результатам сейсмометрических профилей (КМПВ) и магнитной съемки. Общая мощность осадочного покрова по данным геофизики, изменяется от 3—3,5 км на сводовых поднятиях до 9 км и более в пределах Соль-Илецкой ступени. Мощность гидрохимических осадков кунгура в южном и юго-восточном направлениях возрастает до 1000—1500 м.



По данным бурения в разрезе выделяют несколько возможно нефтегазоносных толщ: бавлинскую, девонскую (эйфельско-кыновская и фаменская), каменноугольную (турнейско-визейская, башкирско-верейская) и пермскую (нижняя и верхняя). Наиболее перспективными для поисков нефти и газа являются районы (зоны) Самаркинских дислокаций, Бузулукский прогиб и, возможно, Приоренбургский и Соль-Илецкий районы, пока мало изученные. В ближайшие три-четыре года в Оренбургской области намечено провести комплекс региональных геолого-геофизических и буровых работ (предварительные поиски), сосредоточив их в прибортовой зоне Прикаспийской впадины, на восточном склоне Оренбургского свода и в Предуральском краевом прогибе.

План региональных поисковых работ включает геофизические исследования, бурение параметрических и поисковых глубоких скважин. Для определения глубин залегания кристаллического фундамента и подсолевых отложений в осадочной толще в дополнение к ранее проведенным работам намечена опорная сеть сейсмических профилей (методами КМПВ и МОВ). Наряду с ними проектируется ряд дополнительных сейсмических профилей для картирования отдельных тектонических зон выделения площадей и участков для проведения на них детальных поисков. Задачами профилирования являются: освещение глубинного строения Соль-Илецкого и Приоренбургского участков, выяснение характера тектонического сочленения юго-восточного склона платформы с Предуральским прогибом и Прикаспийской соляно-купольной областью, выяснение главных особенностей разреза отложений осадочного чехла и геологической природы геофизических аномалий.

Одновременно с геофизическими исследованиями проектируется бурение параметрических скважин с доведением их до кристаллического фундамента.

Параметрические скважины должны вскрыть разрез палеозойских отложений до фундамента или на технически достижимую глубину для выяснения литолого-фациальных особенностей перми, карбона и девона, коллекторных свойств пород, уточнения перспектив нефтегазоносности и увязки результатов региональных геофизических исследований с геологическими данными.

Для выяснения новых тектонических элементов, а также для более детального изучения уже известных зон поднятий проектируется бурение поисковых скважин, которые размещаются по профилям в районах наиболее вероятного распространения линейных тектонических зон.

Последующие детальные поисковые работы должны проводиться для выявления крупных тектонических элементов — вероятных зон нефтегазоаккумуляции и уточнения методики развее-

дочных работ на локальных поднятиях.

Надо полагать, что в процессе выполнения описанного проекта в него могут быть внесены значительные изменения, так как элементы геологического строения будут уточняться. По-видимому, объем намеченных работ в дальнейшем будет увеличен, так как в ряде районов со сложным геологическим строением потребуются проведение дополнительных геофизических и буровых работ.

В итоге выполнения региональных работ будет сделана оценка перспектив нефтегазоносности данной территории, выбраны первоочередные районы для последующих работ и определены прогнозные запасы нефти и газа.

---

## **ДЕТАЛЬНЫЕ ПОИСКОВЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И БУРОВЫЕ РАБОТЫ, ИХ ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ПРОВЕДЕНИЕ**

Детальные поиски являются второй стадией поисковых работ и включают комплекс детальных геолого-геофизических исследований. Последние проводятся в пределах нефтегазоносных районов с целью выявления и изучения зон возможного нефтегазонакопления и установления пространственного положения месторождений. Для этого производят исследования структур, изучают историю их формирования (на основе палеогеологических и палеотектонических реконструкций), определяют характер изменения коллекторов и сочетание их со структурными условиями, выявляют стратиграфические взаимоотношения свит, а также изучают все нефтегазопроявления, наблюдаемые на поверхности и в скважинах.

В итоге детальных поисковых работ дается оценка возможной нефтегазоносности площади, определяются типы структур и стратиграфический разрез пород, уточняется положение ожидаемых залежей нефти и газа, выбирается система расположения скважин и места заложения разведочных скважин первой очереди. Основным видом работ на этом этапе является геологическая и структурно-геологическая съемка в масштабе 1:50 000 и крупнее (с применением горных работ — шурфов, канав и т. п.), включая аэрогеологические и геоморфологические методы исследований и применение картировочного и структурного бурения, а также геофизическая съемка (сейсмические, электрометрические исследования и др.) в комплексе с геохимическими исследованиями.

Следует напомнить, что при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений применяются различные горные выработки. По назначению, т. е. по задачам, для решения которых эти выработки проектируются, последние подразделяются на:

1) поисковые, применяемые на стадии поисковых работ; задачи этих выработок сводятся к вскрытию коренных пород для определения их литологии, возраста и условий залегания, а также для выявления основных элементов тектонического строения исследуемого района. К той группе выработок относятся каналы, шурфы, дудки, скважины различных категорий и др.;

2) разведочные выработки — для разведки и опробования полезного ископаемого (шурфы, мелкие шахты, скважины и др.);

3) эксплуатационные выработки, используемые для добычи полезного ископаемого (скважины, шахты, карьеры и др.).

В соответствии с существующей классификацией скважин все скважины, бурящиеся для региональных исследований, при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений, подразделяются на пять основных категорий: опорные, параметрические, поисковые, разведочные, эксплуатационные\*.

Опорные скважины бурят для изучения основных черт глубинного строения мало исследованных крупных регионов. По их данным определяют общие закономерности стратиграфии и тектоники, благоприятные для нефтегазонакопления. Эти скважины проходят преимущественно до фундамента. В тех же областях, где кристаллический или складчатый фундамент залегаet слишком глубоко, бурение осуществляется до технически возможных глубин.

В процессе бурения и по окончании его в скважинах проводится комплекс исследований, предусмотренных специальными инструкциями. В результате дается оценка прогнозных запасов нефти и газа.

Параметрические скважины бурятся для изучения глубинного строения и сравнительной оценки перспектив нефтегазонакопления отдельных районов. В отличие от опорных параметрические скважины проходят с сокращенным отбором керна. В эту категорию включаются все скважины, называвшиеся ранее глубокими профильными, структурно-поисковыми, профильно-параметрическими и параметрическими. На параметрические скважины возлагаются задачи выявления возможных зон нефтегазонакопления и подготовки их к детальным геолого-геофизическим исследованиям и поисковому бурению. В результате могут быть уточнены прогнозные запасы и выявлены запасы нефти и газа категории С<sub>2</sub>.

Поисковые скважины закладываются по данным параметрического бурения и геофизических работ на новых площадях для выяснения наличия или отсутствия залежей нефти и газа, а на уже разрабатываемых месторождениях для выявления новых залежей. В исключительных случаях, когда региональными исследованиями на стадии предварительных поисков не могут быть достоверно определены структурные условия, контролирующее положение залежей нефти и газа, на поисковые скважины могут возлагаться задачи уточнения глубинного геологического строения площади. При проходке этих скважин предусматривается полный отбор керна в пределах возможно продуктивных горизонтов и на границах стратиграфических разделов, а также проведение комплекса промыслово-геофизических исследований и опробование возможно продуктивных

---

\* В эту классификацию не входит колонковое бурение, применяемое при картировании, и некоторые другие категории скважин.



горизонтов. В результате бурения поисковых скважин могут быть получены запасы категорий  $C_1$  и  $C_2$  и частично  $B$ .

Разведочные скважины проходят после установления поисковым бурением нефтегазоносности. На стадии предварительной разведки их бурят с целью оценки промышленного значения месторождения или залежи и для составления техноэкономических докладов (ТЭДов) об экономической целесообразности разведки, а на стадии детальной разведки для подготовки запасов промышленных категорий ( $A+B$ ) и получения исходных данных для составления проектов разработки месторождений. При бурении разведочных скважин предусматривается отбор керна в ожидаемых продуктивных горизонтах, проведение комплекса промыслово-геофизических исследований, в том числе отбор керна боковым грунтоносом и опробование вскрытых горизонтов, включая пробную эксплуатацию. Продуктивные разведочные скважины на месторождениях, вводимых в разработку, передаются в фонд эксплуатационных скважин.

Эксплуатационные скважины бурятся в соответствии с проектом разработки нефтяных и газовых месторождений. В эту категорию скважин входят также и нагнетательные, оценочные, наблюдательные и пьезометрические. Эксплуатационные скважины предназначаются для извлечения нефти и газа из разрабатываемой залежи; нагнетательные — для воздействия на продуктивный пласт с помощью закачки воды, газа или воздуха; наблюдательные и пьезометрические — для систематического наблюдения за изменением давления и водонефтяного контакта в процессе эксплуатации залежи.

Детальные поиски состоят из комплекса исследований, включающих геологическую съемку и геофизические работы (сейсмометрических, электрометрических) с бурением параметрических скважин. В итоге этих работ осуществляется подготовка площадей к разведке.

В виде примеров, поясняющих содержание детальных поисков, в комплексе с разведкой новых структур можно привести поисково-разведочные работы в Западной Сибири.

На основе региональных геолого-геофизических и буровых работ, проведенных в Западной Сибири, был выявлен ряд локальных структур. К их числу относится Мегионская брахианклиналь, находящаяся на правом берегу р. Оби, ниже г. Александровска. По данным сейсмических исследований на этой кладке, протяжением с северо-запада на юго-восток около 7 км и шириной до 6 км, с амплитудой поднятия около 60 м, было начато поисковое бурение. Первая скважина была заложена в своде структуры. При опробовании ее из песчаников арской свиты валанжина (нижний мел) с глубины 2175—2178 м был получен фонтан нефти с дебитом более 160 т в сутки (при давлении 12 мм). Таким образом, первая скважина, заложённая

на структуре, выявленной сейсмическими исследованиями, открыла нефтяное месторождение.

Практика показывает, что подготовка структуры к разведке сейсмическими работами без структурного бурения вполне себя оправдывает. Можно для примера указать на Тазовскую структуру, находящуюся в устье р. Енисея, где первой разведочной скважиной, заложенной на структурном поднятии, выявленном сейсморазведкой, в 1962 г. было открыто крупное нефтегазовое месторождение.

---

## **ИЗУЧЕНИЕ И ОБРАБОТКА ДАННЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ ПОИСКОВЫХ РАБОТАХ НА НЕФТЬ И ГАЗ**

Все данные, накапливаемые в процессе поисковых и разведочных работ, должны быть детально изучены, систематизированы и обобщены. Большое внимание следует уделить также оставлению графических материалов, без которых нельзя полноценно охарактеризовать не только результаты этих работ, но и их состояние по каждой отдельной структуре или части ее. К графическим материалам относятся геолого-технические разрезы скважин, профильные разрезы регионов и отдельных структур и месторождений, структурные схемы и карты с изображением на них тектонических особенностей строения рассматриваемых структур, палеогеологические схемы, карты и профили, карты прогноза нефтегазоносности и оценки запасов нефти и газа, карты размещения нефтяных и газовых залежей и другие материалы, освещающие состояние и результаты поисковых и разведочных работ. Важное значение для обработки полученных материалов при оценке результатов работ имеет построение геологических профильных разрезов по горным выработкам.

### **§ 1. ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОФИЛЬНЫХ РАЗРЕЗОВ**

Профильный геологический разрез представляет собой проекцию на вертикальную плоскость линий пересечения с этой плоскостью границ пластов и стратиграфических свит, разрывных нарушений, залежей полезных ископаемых и горных выработок. Для построения профиля необходимо иметь:

- 1) данные о горных выработках и обнажениях горных пород, расположенных у линии профиля; об элементах залегания пластов; о глубинах вскрытия геологических границ и разрывов; о возрасте и литологии пород; данные о полезных ископаемых, известных по обнажениям и горным выработкам или предполагаемые по аналогии с соседними участками;
- 2) расположение обнажений и горных выработок в плане и по плоскости профиля;
- 3) отметки обнажений и устьев горных выработок;
- 4) данные о составе и мощности наносного покрова.

Линию, по которой будет построен профиль на плане, выбирают с учетом трех основных условий: во-первых, она должна быть проведена по возможности вкрест простирания слоев или структур; во-вторых, должно быть использовано максимальное количество геологических данных; в-третьих, должна

быть учтена возможность изображения наиболее сложных или наиболее важных для практических выводов деталей тектоники площади.

При проектировании обнажений на профиль по простиранию линия простирания продолжается до пересечения с линией профиля. Эта точка (с учетом ее отметки) будет проекцией выработки или обнажения на профиле. Угол падения на профиле должен быть исправлен с учетом угла между линией профиля и линией падения.

Точки, лежащие в стороне от линии профиля, можно проектировать по дуге окружности, центр которой находится в пункте пересечения линий профиля и продолжения линии падения. В этом случае точки на профиль проектируются по поверхности конуса, образующая которого совпадает с линией падения. При таком проектировании надо учитывать отметку проектируемой точки ( $h_a$ ) и отметку профиля (рис. 2). Поправка на косое сечение к углу падения в этом случае не делается.

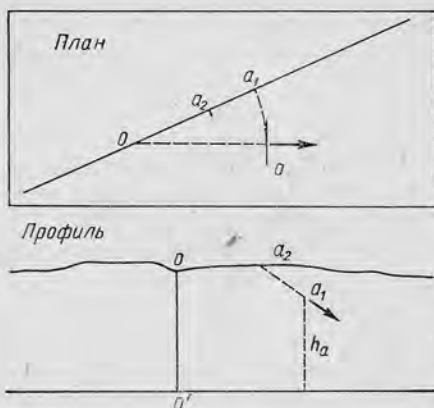


Рис. 2. Проектирование точки наблюдения (обнажения) на профиль:  $OO^1$  — ось вращения конуса;  $a_1$  — проекция точки  $a$  на профиль;  $a_2$  — проекция точки  $a$  с поправкой на отметку рельефа; отрезок  $a_1a_2$  — образующая конуса

Форма поверхности пластов или свит обычно сложная. Следовательно, пересечение этих поверхностей с плоскостью профиля также дает сложную кривую линию. При построении этих кривых на плоскости профиля используют данные о положении геологических границ, углах падения, разрывах, установленных в горных выработках и обнажениях. Для построения сложной кривой или следа границ пластов или свит на плоскости профиля принимают следующие приемы.

1. Метод среднего угла падения, применяемый в тех случаях, когда разница в углах падения в двух смежных точках составляет 2—5°. По этому среднему углу след пласта можно строить либо на участке между вертикалями, проведенными в каждой точке при пологих (до 10—12°) углах, либо между нормальными к направлению падения слоев в двух смежных точках.

2. Метод ближнего угла, также применяемый при небольшой разнице в углах. След пласта в этом случае строится по замеренному углу, который предполагается постоянным для участка,

ограниченного вертикалями, в середине расстояния между точками (для пологих углов) или нормальями к биссектрисам углов, образованных направлением падения в двух смежных точках. Эти нормали проводятся из точки пересечения биссектрис с дневной поверхностью на профиле.

3. Метод концентрических дуг, позволяющий графическим путем плавно переходить от одного значения угла к другому. Сущность этого метода состоит в том, что сложные кривые, представляющие следы пересечения сложных поверхностей пластов с плоскостью профиля, заменяют отрезками дуг между

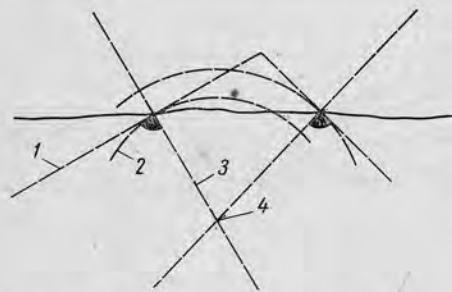


Рис. 3. Определение свода складки (метод концентрических дуг):

1 — касательная (след пласта); 2 — дуга; 3 — радиус; 4 — центр

каждыми двумя смежными точками, где имеются данные об углах наклона слоев. Понятно, что чем больше таких точек на профиле, тем большим числом дуг можно заменить кривую и тем точнее будут построения.

Центры дуг находят с учетом следующих основных положений (рис. 3): а) направление падения пласта в данной точке есть касательная к дуге окружности, заменяющей след пласта;

б) радиус этой дуги должен быть перпендикулярен к направлению падения пласта в данной точке; в) центры дуг между двумя точками должны находиться на пересечении перпендикуляров к направлению падения слоев в двух точках, между которыми требуется заменить сложные кривые концентрическими дугами.

Для построения профилей методом концентрических дуг на профиль наносят все обнажения и выработки и в каждой из них строят направление падения. В каждой точке к направлению падения восстанавливают нормали и продолжают их до пересечения с нормальями в двух смежных точках. Из точки пересечения нормалей, как из центра, описывают дуги между нормальями.

Строить профили концентрическими дугами можно для небольших участков, в пределах которых свиты и пласты незначительно меняют свою мощность. При построении профилей особое внимание необходимо обращать на взаимную увязку пластов на обоих крыльях складки. Проверка правильности построения профиля сводится к установлению расстояния между одноименными пластами по нормалью (радиусу), а увязка состоит в том, что одну дугу между нормальями заменяют двумя



дугами, радиусы которых находятся графически. Найдя величину невязки  $AB'$  (рис. 4), выбирают интервал  $(ab)$ , где возможно изменение углов падения слоев, и делают следующие построения. Точки  $A$  и  $B$  соединяют прямой. В середине отрезка  $AB$  восстанавливают перпендикуляр и продолжают его до пересечения с нормальными в двух смежных точках. Центры  $O_1$  и  $O_2$  будут центрами искомого дуг, позволяющих заменить дугу  $BB'$  и устранить невязку при небольшом ее значении.

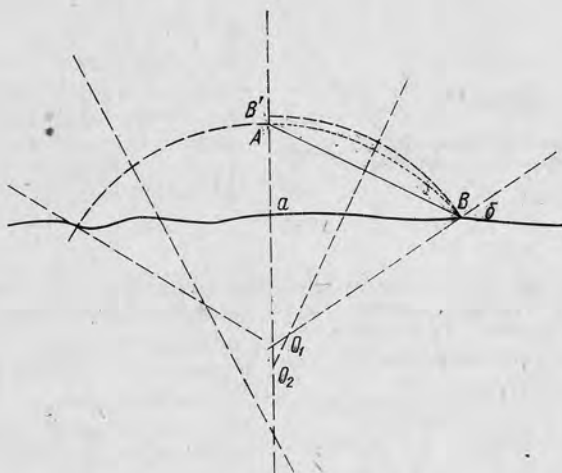


Рис. 4. Увязка профиля по опорному горизонту при наличии невязки в построениях. Точками показана искомая дуга

При решении некоторых вопросов при поисковых и разведочных работах часто приходится строить искаженные профили, в которых отношение вертикального и горизонтального масштабов не равно единице. Такие профили составляются при очень пологом наклоне слоев (до  $2-3^\circ$ ), при необходимости искусственно увеличить углы наклона на профиле, рельефно показать свод складки, при составлении профилей большой протяженности и т. д. Зависимость искаженного угла от истинного выражается формулой

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = n \operatorname{tg} \alpha,$$

где  $\alpha$  — данный (истинный) угол;  
 $\alpha_1$  — искаженный (искомый) угол;  
 $n$  — степень искажения, т. е. отношение вертикального масштаба к горизонтальному.

Задача 1. Геологический профиль задан координатами двух точек: а)  $x=100$  м,  $y=100$  м; б)  $x=1750$  м,  $y=2100$  м. Требуется спроектировать о простиранию на линию профиля точки: № 1— $x=1000$  м,  $y=1375$  м, азимут падения  $75^\circ$ , угол падения  $20^\circ$ ; № 2— $x=530$  м,  $y=645$  м, азимут падения  $35^\circ$ , угол падения  $10^\circ$ ; № 3— $x=450$  м,  $y=870$  м, азимут падения  $80^\circ$ ; угол падения  $12^\circ$ ; № 4— $x=1325$  м,  $y=1880$  м, азимут падения  $22^\circ$ , угол падения  $15^\circ$ . Найти координаты проекции точек, полагая, что поверхность рельефа горизонтальна.

Ответ. Численные значения искомым координат приведены в табл. 3.

Таблица 3

Номер точки	$x, м$	$y, м$
1	1040	1230
2	540	635
3	500	585
4	1510	1805

Задача 2. Профиль задан координатами точек 1, 2, 3, 4, 5 и их отметками (табл. 4). Спроектировать по дуге окружности на плоскость профиля точки 6, 7 и 8 и найти их координаты.

Таблица 4

Номер точки	$x, м$	$y, м$	$z, м$	Азимут падения и угол падения, град
1	350	305	800	—
2	510	855	750	—
3	595	1160	870	—
4	800	1865	900	—
5	870	2095	880	—
6	795	1395	900	40—23
7	950	1950	850	26—22
8	595	540	770	52—25

Ответ. Координаты точек приведены в табл. 5.

Таблица 5

Номер точки	$x, м$	$y, м$
6	580	1105
7	710	1555
8	395	460

**Задача 3.** Построить профиль методом ближнего угла на горизонтальной линии по данным, приведенным в табл. 6 (направление падения пластов совпадает с направлениями профиля).

Таблица 6

Номер точки	Расстояние от точки № 5 к востоку, м	Углы падения, град
5	0	25 на запад
6	230	30 на запад
7	650	34 на запад
8	1020	40 на запад
9	1240	45 на запад

**Задача 4.** Построить профиль методом средних углов на горизонтальной линии по данным, приведенным в табл. 7 (направление падения пластов совпадает с направлением профиля).

Таблица 7

Номер точки	Расстояние от точки № 6 к востоку, м	Углы падения, град
6	0	32 на запад
7	160	26 на запад
8	320	21 на запад
9	400	18 на запад
10	480	15 на запад
11	560	12 на восток
12	640	8 на восток
13	800	12 на восток

**Задача 5.** Построить профиль (с запада на восток) методом концентрических дуг на горизонтальной линии по данным, приведенным в табл. 8 (направление падения пластов совпадает с направлением профиля).

Таблица 8

Номер точки	Расстояние от точки № 1 к востоку, м	Углы падения, град
1	0	45 на запад
2	130	15 на запад
3	280	20 на восток
4	450	10 на запад
5	800	60 на запад
6	1600	10 на запад

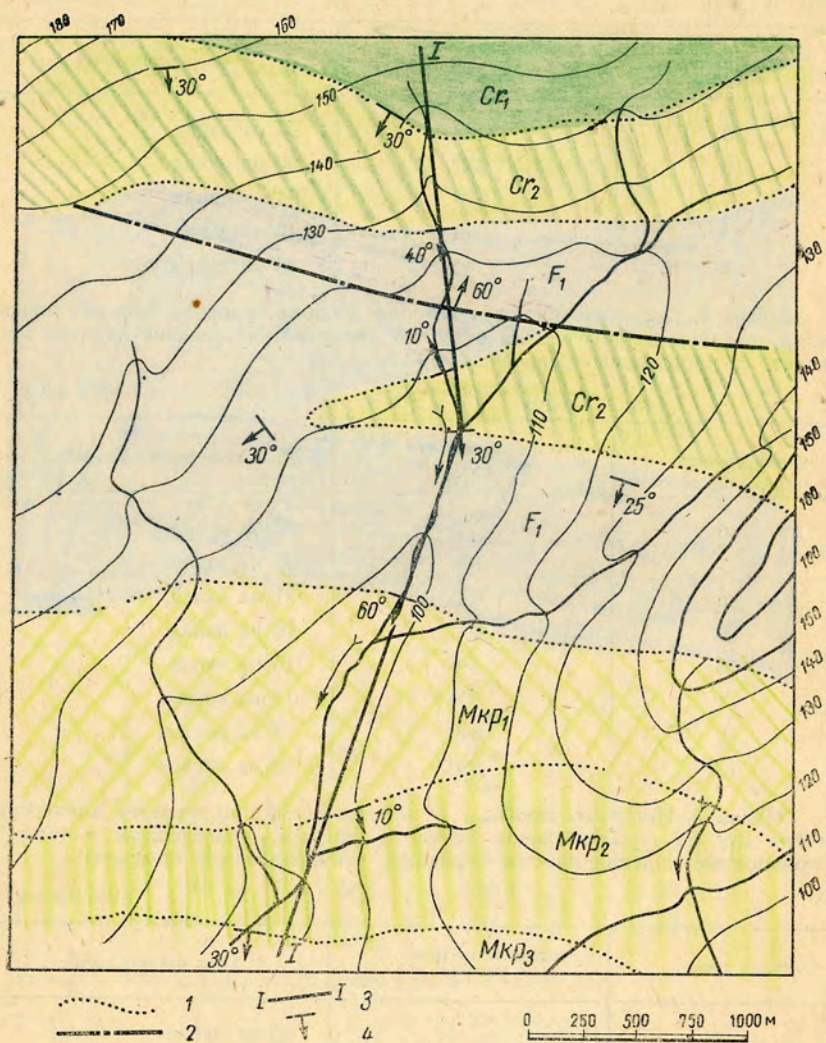


Рис. 5. Геологическая карта в масштабе 1 : 25 000:

1 — геологические границы; 2 — разрывное нарушение; 3 — линия профиля, по которому требуется построить профильный разрез; 4 — элементы залегания слоев

**Задача 6.** Построить профиль на горизонтальной линии по данным, приведенным в табл. 9, и определить наклонную амплитуду разрыва, зная, что в точке № 5 установлен выход разрыва, поверхность которого пересекает плоскость профиля под углом  $80^\circ$  (на запад).

Таблица 9

Номер точки	Расстояние от точки № 1 к западу, м	Углы падения, град
1	0	20 на восток
2	180	60 на восток
3	320	15 на восток
4	480	12 на запад
5	540	80 на запад. Разрыв
6	600	40 на запад
7	720	20 на запад

**Задача 7.** На приведенной геологической карте (рис. 5) изображены основные элементы тектоники участка. Прочитать эту карту и построить геологический профильный разрез по линии I—I в масштабе 1 : 25 000. Определить мощность отложений и составить их стратиграфическую колонку.

## § 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК, НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПОСЛОЙНОГО РАЗРЕЗА И УСТАНОВЛЕНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ КОНТАКТОВ НА ПРОФИЛЕ

Для того чтобы определить число горных выработок для вскрытия послойного разреза, надо ориентировочно знать мощность свит и примерную ширину выхода свиты на поверхность вкрест простираения слоев  $L$  или под углом к нему  $\gamma$ , мощность четвертичного современного покрова  $h$ , задаться средней глубиной выработки  $H$ , знать углы падения и простираение слоев  $\alpha$ , а также наклон рельефа к горизонту  $\beta$ . Имея эти данные, можно определить расстояние между выработками  $l$ , а значит, и их число по формуле

$$N = \frac{L}{l}.$$

Для простейшего случая (рис. 6, а), если линия  $L$  горизонтальная

$$l = (H - h) \operatorname{ctg} \alpha.$$

Для линии  $l$ , наклоненной под углом  $\beta$  к горизонту (до  $5^\circ$  наклон рельефа обычно не учитывается), формула будет иметь следующий вид (рис. 6, б):

$$l = \frac{(H - h) \cos \alpha}{\sin(\alpha \pm \beta)}.$$



Знак «минус» перед  $\beta$  берется в случае, когда падение слоев и поверхность рельефа наклонены в одну сторону, знак «плюс» — когда направление наклона слоев и рельефа противоположны (рис. 6, в).

Число горных выработок (шурфов и картировочных скважин глубиной до 20 м) на разведочной линии для установления контактов свит при геологическом картировании можно определить,

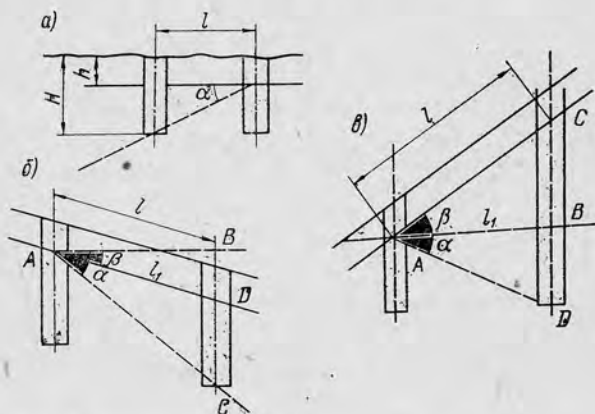


Рис. 6. Определение необходимого числа горных выработок при изучении послойного разреза: а — в условиях горизонтального рельефа дневной поверхности; б — при рельефе наклонном в сторону падения слоев; в — при рельефе наклонном в сторону, противоположную падению слоев

$$\begin{aligned}
 H - h &= DC = BC \pm BD = l_1 \operatorname{tg} \alpha \pm l_1 \operatorname{tg} \beta = \\
 &= l_1 (\operatorname{tg} \alpha \pm \operatorname{tg} \beta) = l_1 \frac{\sin \alpha \cos \beta \pm \sin \beta \cos \alpha}{\cos \alpha \cos \beta} = \\
 &= l_1 \frac{\sin (\alpha \pm \beta)}{\cos \alpha \cos \beta} \quad l_1 = \frac{(H - h) \cos \alpha \cos \beta}{\sin (\alpha \pm \beta)} ; \\
 l &= \frac{l_1}{\cos \beta} = \frac{(H - h) \cos \alpha}{\sin (\alpha \pm \beta)}
 \end{aligned}$$

исходя из данных о точности определения положения контактов свит в плане\*.

Минимальное расстояние между выработками для получения нужной точности равно  $2A$  (где  $A$  — заданная точность), при условии проведения границ на середине расстояния между выработками.

\* Эта точность, согласно Инструкции по проведению геологосъемочных работ, составляет для масштаба 1 : 200 000 — 250 м, 1 : 100 000 — 125 м, 1 : 50 000 — 100 м, 1 : 25 000 — 50 м, 1 : 10 000 — 25 м.

Кроме положения контактов, на каждой линии шурфов следует определить положение границ участков с резкой сменой условий залегания, где могут быть разрывы сплошности пород. Первоначально по линии проектируются основные выработки на расстоянии, равном учетверенной точности определения положения геологических границ (при спокойном залегании можно брать расстояния в 6А, 8А и т. д., что позволит избежать лишних выработок). У предполагаемых контактов или на участках между основными выработками, где ожидается резкая смена условий залегания или разрывы, намечают зависимые выработки для уточнения положения границ, разрывов и т. д. Кроме того, проектируют дополнительные, или резервные, выработки в числе 10—12% от суммы основных и зависимых выработок. При проектировании картировочных скважин предусматриваются дополнительные скважины, закладываемые в вершинах треугольника\* для определения элементов залегания пластов.

Задача по определению числа выработок для установления положения геологических границ решается в следующем порядке:

1) составляется проектный профиль, на котором определяют число независимых (основных) выработок делением профиля на учетверенную точность определения положения геологических границ;

2) по числу контактов, разрывов и участков, где ожидается изменение условий залегания, определяют число зависимых выработок;

3) при проектировании картировочных скважин определяют число дополнительных скважин (по две на каждый пункт) для изучения элементов залегания.

Количество пунктов, где необходимо измерить элементы залегания, определяется из расчета: по два пункта на каждый из участков монокинально залегающих слоев или на каждое крыло складки; по одному пункту на каждый из участков, где ожидаются резкие изменения условий залегания слоев; по два пункта на каждое крыло разрыва. Количество дополнительных скважин для треугольников определяется умножением числа пунктов, где необходимо определить элементы залегания, на 2, так как одна (третья) скважина, расположенная на профиле, будет основной или зависимой.

**Задача 1.** Определить число шурфов для вскрытия послойного разреза свиты, имеющей ширину выхода (вкрест простираия) 240 м и залегающую с углом падения 28°. Линия шурфов заложена на склоне, наклоненном под углом 10° в сторону, обратную падению пластов. Глубина наносного покрова 2,3 м, средняя глубина шурфа 6 м.

\* Определение элементов залегания по треугольнику скважин, вскрывших данный пласт, сводится к определению положения плоскости в пространстве по трем точкам.

Ответ: расстояние между шурфами 5,3 м, число шурфов 46, резервных шурфов 5.

**Задача 2.** Определить число шурфов, необходимых для установления контактов, на профиле при масштабе съемки 1:25 000 (рис. 7).

Ответ: шурфов — 40, резервных шурфов — 4.

**Задача 3.** Определить число картировочных скважин глубиной до 15—20 м, необходимых для установления контактов свит, на профиле при масштабе съемки 1:100 000 (рис. 8).

Ответ: 65—67 скважин, из них основных — 40, зависимых — 8, дополнительных (для определения элементов залегания)  $6 \times 2 = 12$ , резервных — 6.

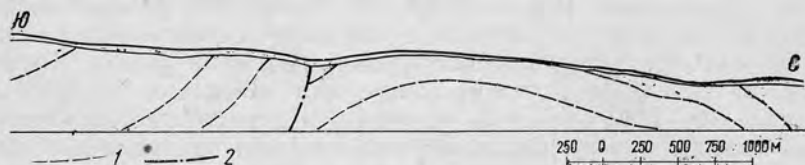


Рис. 7. Предварительный геологический профиль, составленный на основе геологической съемки:

1 — границы свит; 2 — разрывные нарушения

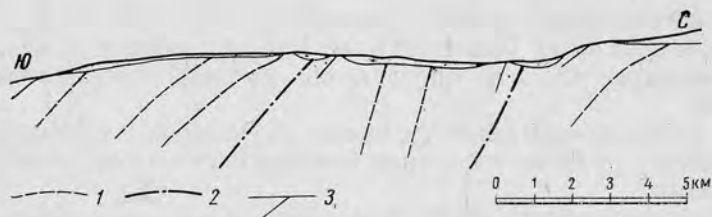


Рис. 8. Предварительный геологический профиль, составленный на основе геологической съемки:

1 — границы отложений; 2 — разрывные нарушения; 3 — обнажения коренных пород

### § 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ СВИТ И ПЛАСТОВ

Определение мощности вскрытых отложений — один из важнейших элементов производства поисковых и разведочных работ. Нормальные мощности свит или пластов  $H$  определяются по следующим формулам (рис. 9):

$$а) H = l \sin \alpha,$$

где  $\alpha$  — угол падения;

$l$  — длина выхода, измеренная вкрест простирания по горизонтальной линии;

$$б) H = l \sin \alpha \cos \gamma,$$

где  $\gamma$  — угол, представляющий разность между азимутами линий простирания и измерения;

в) линия промера лежит в плоскости падения пласта, но наклонена в сторону, противоположную падению слоев

$$H = l \sin (\alpha + \beta),$$

где  $\beta$  — угол наклона линии промера к горизонту;

г) тот же случай, но линия промера наклонена в ту же сторону, что и пласты:

$$H = l \sin (\alpha - \beta);$$

д) при вертикальном промере (в скважине):

$$H = l \cos \alpha.$$

К перечисленным случаям можно отнести и определение мощности слоев в искривленной скважине по углу падения, замеренному в керне, углу искривления, азимуту искривления и азимуту простираения слоя.

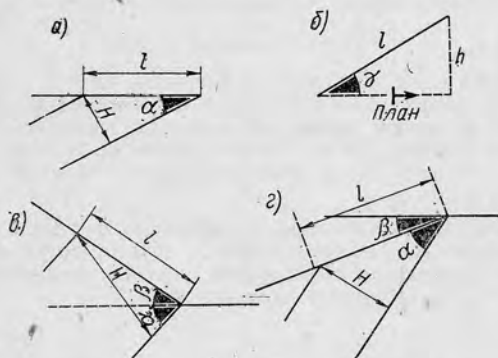


Рис. 9. Определение мощности свит и пластов (слоев) в условиях: а — горизонтального рельефа местности и измерения вкрест простираения; б — то же, но по косому направлению; в — при наклонном рельефе, противоположном падению слоев; г — то же, направленном в сторону падения слоев

В тех случаях, когда есть возможность вычислить разницу отметок кровли и подошвы слоя, можно пользоваться следующей формулой:

$$H = \pm L \sin \alpha \cos \gamma \pm \Delta h \cos \alpha,$$

где  $H$  — мощность;

$L$  — горизонтальное расстояние (длина линии или промер) между точками в кровле и подошве слоя;

$\gamma$  — угол между линией промера и направлением падения;

$\alpha$  — угол падения слоев;

$\Delta h$  — разница отметок в начале и в конце промера.

Знак перед членами формулы выбирается следующим образом (табл. 10).

Таблица 10

Знаки		Соотношение величин углов наклона слоя $\alpha$ и рельефа $\beta$	Направления наклона слоев $\alpha$ и рельефа $\beta$
перед первым членом	перед вторым членом		
+	+	Не имеет значения	Противоположные
+	-	$\alpha > \beta$	Совпадают
-	+	$\alpha < \beta$	Совпадают

**Задача 1.** Найти нормальную мощность пласта с углом падения  $18^\circ$ , вскрытого вкрест простирания горизонтальной канавой в интервале 11,5--28,2 м.

Ответ: 5,2 м.

**Задача 2.** Определить нормальную мощность пласта, кровля и подошва которого вскрыты расчистками в точках  $a$  и  $b$  по следующим данным. Расстояние  $ab$  15,8 м, причем линия  $ab$  лежит на горизонтальной плоскости. В точке  $a$  азимут падения СВ  $16^\circ$ . Угол падения  $56^\circ$ . В точке  $b$  азимут падения СВ  $24^\circ$ , угол падения  $70^\circ$ . Азимут простирания линии  $ab$  СВ  $40^\circ$ .

Ответ: 13,2 м.

**Задача 3.** Определить истинную, не вскрытую шурфами, мощность свиты. Шурфы расположены на расстоянии 26,2 м друг от друга вкрест простирания, на склоне возвышенности. Средний угол падения слоев  $48^\circ$ , наклон рельефа  $10^\circ$  в сторону, обратную падению слоев.

Ответ: 22,2 м.

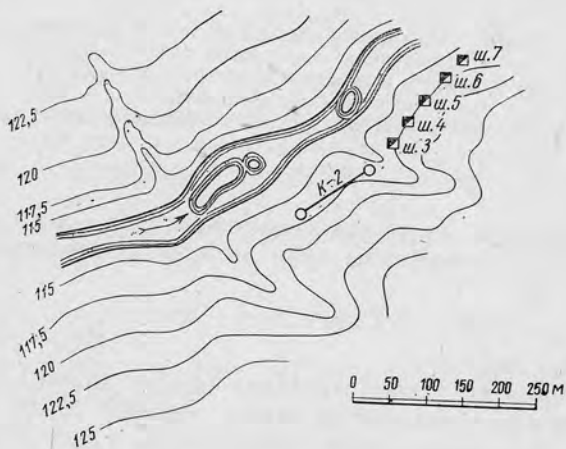


Рис. 10. Топографический план участка с нанесением горных выработок



**Задача 4.** Определить истинную мощность свиты между точками *b* и *c*, не вскрытую канавами *ab* и *cd*, зная, что: 1) отметка точки *b* 156,2 м; 2) отметка точки *c* 132,2 м; 3) расстояние *bc* в плане 25,4 м; 4) азимут простирания линии *bc* ЮВ 100° (280°); 5) азимут падения в точках *b* и *c* ЮЗ 220°, угол падения 45°.

Ответ: 26,0 м.

**Задача 5.** Составить послыйный разрез по горным выработкам, пройденным в районе реки, на основе плана их расположения (рис. 10) и описания (табл. 11). Угол наклона рельефа надо вычислить с учетом мощности наносов, т. е. по поверхности коренных пород.

Расстояния между выработками: ш. 7 — ш. 6 — 35 м; ш. 6 — ш. 5 — 40 м; ш. 5 — ш. 4 — 35 м; ш. 4 — ш. 3 — 35 м; ш. 3 — кан. 2 — 50 м. Длина канавы 2—105 м.

Ответ: (см. табл. 12).

Т а б л и ц а 11

Наименование горных выработок	Описание от заданного края или сверху, м	Элементы залегания пласта	Отметки, м	Мощность наносов, м	Азимут направления канавы
Канавы № 2	0,0—10,0 глина	Азимут падения ЮЗ 200°	129,0 юго-западный край	0,0—2	ЮВ 235°
Канавы № 2	10—60 мергель	Угол падения 14°	117,5 юго-западный край	117,9 северо-восточный край	ЮВ 235°
	60—65 глина				
	65—105 песок				
Шурф № 3	3—5 глина	Азимут падения ЮЗ 220°	116,2	0,0—3,0	ЮЗ 220°
	5—8 песок	Угол падения 12°			
Шурф № 4	2,5—7,5 глина	Азимут падения ЮЗ 220°, угол падения 10°	116,8	0,0—2,5	ЮВ 220°
Шурф № 5	3—4 глина	Азимут падения 210°, угол падения 15°	117,2	0,0—3,0	ЮЗ 220°
	4—10 песок				
Шурф № 6	10—12 глина		166,9	0,0—1,0	ЮЗ 220°
	1—6,5 глина	Азимут падения ЮЗ 210°, угол падения 17°			
Шурф № 7	6,5—7 песчаник		116,2	0,0—0,5	ЮЗ 220°
	0,5—3,0 песчаник	Азимут падения 210°, угол падения 21°			

Таблица 12

Номер слоев сверху	Порода	Мощность слоя, м	Общая мощность, м	Номер выработок
1	Глина	2,84	2,84	Канавка № 2
2	Мергель	14,20	17,04	»
3	Глина	1,42	18,46	»
6	Песок	11,36	29,12	»
7	Пропуск	13,88	33,70	»
8	Глина	1,96	35,66	Шурф № 3
9	Песок	2,93	38,59	»
10	Пропуск	0,70	39,29	»
11	Глина	4,93	44,22	Шурф № 4
12	Пропуск	2,75	46,97	»
13	Глина	0,97	47,94	Шурф № 5
14	Песок	5,80	53,74	»
15	Глина	2,42	56,16	»
16	Пропуск	0,12	56,28	»
17	Глина	5,26	61,54	Шурф № 6
18	Песчаник	0,49	62,03	»
19	Пропуск	6,23	68,26	»
20	Песчаник	2,34	70,60	Шурф № 7

#### § 4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СТРУКТУРНЫХ СКВАЖИН

Структурные скважины имеют своей целью выяснить структурные условия (тектонику) исследуемой площади. По этим скважинам геологические границы и несогласные контакты обычно устанавливаются в плоскости профилей, которые используются для составления структурных карт и оценки структурных условий возможного присутствия нефтяных и газовых залежей.

В связи с тем что структурные скважины бурятся иногда со сплошным отбором керна и достигают значительной глубины (800—2500 м), они могут быть использованы для установления общих закономерностей изменения литологии нефтегазоносных свит, положения линии выклинивания коллекторов, несогласных контактов, детализации положения разрывов на глубине и т. д. — Структурное бурение — один из основных методов детальных поисков и применяется во всех случаях, когда условия зале-

гания нефтяной свиты остаются невыясненными из-за мощных наносов или несогласного перекрытия одних свит другими, а также в случае необходимости выяснить положение смещенного свода структурного поднятия, если геофизические методы не дают результатов. При проектировании структурных скважин определяют:

- 1) систему расположения скважин, число и расположение профилей;
- 2) опорные горизонты, которые скважины должны вскрывать;
- 3) число и место заложения скважин по профилям и задачи каждой скважины;
- 4) методы, степень сгущения и порядок бурения скважин;
- 5) число зависимых и резервных скважин, заложение которых зависит от скважин, бурящихся в первую очередь;
- 6) предполагаемые глубины скважин и их проектные разрезы с данными об условиях бурения, а также полный комплекс исследования по каждой скважине.

Система расположения структурных скважин обычно параллельно-профильная, так как при этом легко оценить структурные условия площади, сопоставив одноименные контакты. Число профилей выбирают с расчетом равномерного изучения площади. Обычно расстояние между ними выбирают 2,5 и 5,0 км, если нет необходимости уточнить условия залегания свит (при непостоянстве этих условий) между этими профилями. Для детального изучения строения платформенных структур часто применяют треугольную сетку с расстоянием между скважинами до 2000—2500 м.

Минимальное число проектируемых профилей скважин — три. Они располагаются вкрест простирания оси структуры так, чтобы дать представление о центральной и краевой ее частях. При значительной протяженности структуры число этих профилей может быть больше трех, а расстояние между ними может колебаться в пределах 5—6 км.

Разбуривание площади начинается с центрального профиля, затем бурятся крайние профили и, если закономерность в изменении условий залегания или состава свиты не будет установлена, закладывают промежуточные. Иногда между профилями для уточнения отдельных элементов структуры закладывают одиночные скважины.

Важным вопросом при проектировании структурных скважин является определение опорного (или опорных) горизонта или контактов, которые предполагается вскрыть скважинами. Эти горизонты или контакты должны залегать на доступной для скважин глубине и быть достаточно четкими. Обычно опорными горизонтами служат границы различных свит, отдельные пласты, свиты (или части их), содержащие характерную фауну или отличные по минералогическому составу, цвету, слоению

и т. д. Иногда опорные горизонты могут быть выделены по особенностям электрокаротажных диаграмм и по другим данным.

Место заложения структурных скважин на профилях определяется таким образом, чтобы данные этих скважин позволили бы установить положение геологических границ, указать положение разрывов в плоскости профиля и выявить структурные условия возможного образования ловушки в коллекторах нефтеносной свиты. Число скважин на профиле выбирается в зависимости от характера структуры (моноклинал, антиклиналь),

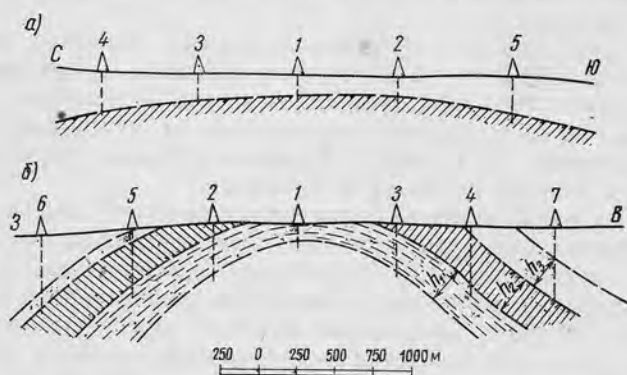


Рис. 11. Схема расположения структурных скважин на антиклинальной складке: а — с пологими и б — с крутыми углами падения, ( $h_1$ ,  $h_2$ ,  $h_3$ ) — истинные мощности отдельных свит

углов падения, ширины разбуриваемого крыла антиклинали, числа и характера разрывов. Большое значение имеет также глубина скважин. Обычно проектируемые скважины разделяют на основные, зависимые и резервные.

При детализации строения линейной антиклинали, не осложненной разрывами и имеющей пологие крылья, число структурных скважин может быть ограничено двумя на каждом крыле при условии, что одна из них будет расположена на своде или вблизи него (рис. 11).

Способы сгущения структурных скважин при проектировании каждого профиля должны быть определены заранее, так как правильно выбранный способ увеличения числа скважин позволит избежать бурения, не дающего нужных результатов. Из известных способов сгущения скважин на профилях применяются: «наращивание профилей» от центра или края (когда скважины закладываются на профиле последовательно, одна за другой) и метод «деления пополам» расстояния между скважинами, заключающийся в том, что сначала на профиле закла-

дываются крайние скважины, а последующие закладываются на середине расстояния между крайними. Если есть данные о характере изменения условий залегания, промежуточная скважина может быть смещена к одной из крайних скважин.

Окончательная степень сгущения скважин, т. е. выбор минимального расстояния между ними, определяется в зависимости от постоянства тех данных, для установления которых закладываются скважины (величины углов падения слоев, положение поверхности разрыва, изменение амплитуды разрыва и т. д.), т. е. степень сгущения должна быть такова, чтобы, пользуясь полученными данными, можно было бы установить общие закономерности изменения углов падения слоев, положение поверхности разрыва и т. д. и иметь возможность определить нужные данные интерполяцией или экстраполяцией в любой точке площади. На практике минимальные расстояния между скважинами определяются в 100—200 м.

Зависимые скважины проектируются с учетом возможного изменения места их заложения в соответствии с данными, полученными по скважинам, пробуренным в первую очередь (основным), а резервные скважины проектируются на тот случай, если условия залегания слоев окажутся более сложными, чем предполагалось по предварительным профилям, и если для уточнения этих условий могут понадобиться дополнительные скважины.

Предполагаемые (проектные) глубины скважин, как и разрез их, определяются по составленным профилям, причем во всех случаях каждая из скважин должна иметь определенные задачи (основные и дополнительные), и проектируются до определенного стратиграфического или опорного горизонта.

Задачи по проектированию структурных скважин удобнее всего задавать по уже составленному профилю или геологической карте.

При детализации условий залегания глубоких горизонтов, учитывая, что свод поднятия (складки) по древним отложениям может быть смещен по отношению к своду в верхних горизонтах, структурные скважины проектируют с учетом известных или предполагаемых закономерностей смещения.

**Задача 1.** Определить задачи структурного бурения и запроектировать на прилагаемом профиле (рис. 12) скважины максимальной глубиной до 750 м, имея следующие данные: границы между свитами *A* и *B*, *B* и *B* четкие, литологические; в центре профиля предполагается разрыв; северное крыло складки может иметь более пологие углы падения; свита *Г* содержит нефтеносные пласты.

**Ответ.** Задача структурного бурения для северного крыла состоит в выяснении положения крыльев складки, разрыва на ее южном крыле и в определении глубины залегания кровли свиты *B* в своде складки. В южном крыле структуры должны быть установлены углы падения, а также возможная нарушенность (поворот слоев, дополнительные нарушения и т. д.) слоев у поверхности разрыва.



Проектные скважины должны располагаться следующим образом: скважина 1 (500 м) в своде складки для установления глубины залегания кровли свода В. Скважина 2 закладывается в 750 м севернее скважины 1 для установления положения северного крыла складки. Проектный горизонт — кровля свиты Б или низы свиты А. Скважина 3 (750 м) бурится 750—800 м южнее скважины 2. Задача скважины — установить положение южного крыла. Проектный горизонт — кровля свиты В или (при крутых углах) низы свиты Б.

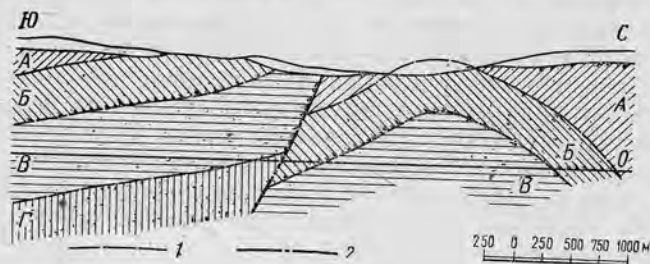


Рис. 12. Геологический профильный разрез, составленный на основе геологической съемки:

1 — геологические границы; 2 — разрывные нарушения

Зависимая скважина 4 (500 м) располагается между скважинами 1 и 2 или севернее скважины 2, с учетом данных ее бурения, так как северное крыло может быть более крутым или более пологим. Скважина 5 (750 м) закладывается между скважиной 3 и выходом свиты Б для установления условий залегания слоев в надвинутом крыле. Проектный горизонт — кровля свиты Г, либо свита Б поднадвига. Зависимая скважина 6 (750 м) закладывается между скважинами 5 и 3 для установления положения разрыва и его амплитуды.

Скважина 7 (750 м) проходится в 2500 м южнее скважины 5 для установления положения южного крыла складки. Проектный горизонт — кровля свиты В; при крутых углах падения — кровля свиты Б. Резервная скважина 8 (750 м) закладывается при наличии крутых углов на южном крыле складки, между выходом свиты Б и скважиной 7.

Общее количество скважин: основных — пять, общим метражом 3500 м, зависимых — две, метражом 1250 м и резервных — одна метражом 750 м. Всего восемь, с общим метражом 5500 м.

**Задача 2.** Запроектировать структурные скважины для детализации строения складки по геологической карте (рис. 13). В северо-восточном углу площади расположено западное периклинальное окончание второй (основной) складки, изучение которой в задачу не входит.

Геологическая карта схематична и составлена по одиночным выходам коренных пород. Есть основание полагать, что северное крыло складки осложнено разрывом типа надвига, поверхность которого круто наклонена к северу. Верхний отдел сарматского яруса ( $Sr_{m3}$ ) представлен свитой конгломератов и лежит с небольшим угловым несогласием на среднем отделе. Средний отдел сарматского яруса ( $Sr_{m2}$ ) представлен глинами, в основании которых лежит пачка мергелей. Мощность отдела 400—600 м. Нижний отдел ( $Sr_{m1}$ ) мощностью 100 м хорошо охарактеризован фауной и залегает на нефтеносной свите согласно. В точках 1, 8 и 10 установлены выходы разрывов. Проектные глубины скважин — до 750 м. Профили желательно располагать вдоль балок и реки, где имеются дороги.

**Ответ.** В итоге работы по кровле нефтеносной свиты составляется структурная карта, по которой можно оценить возможность присутствия

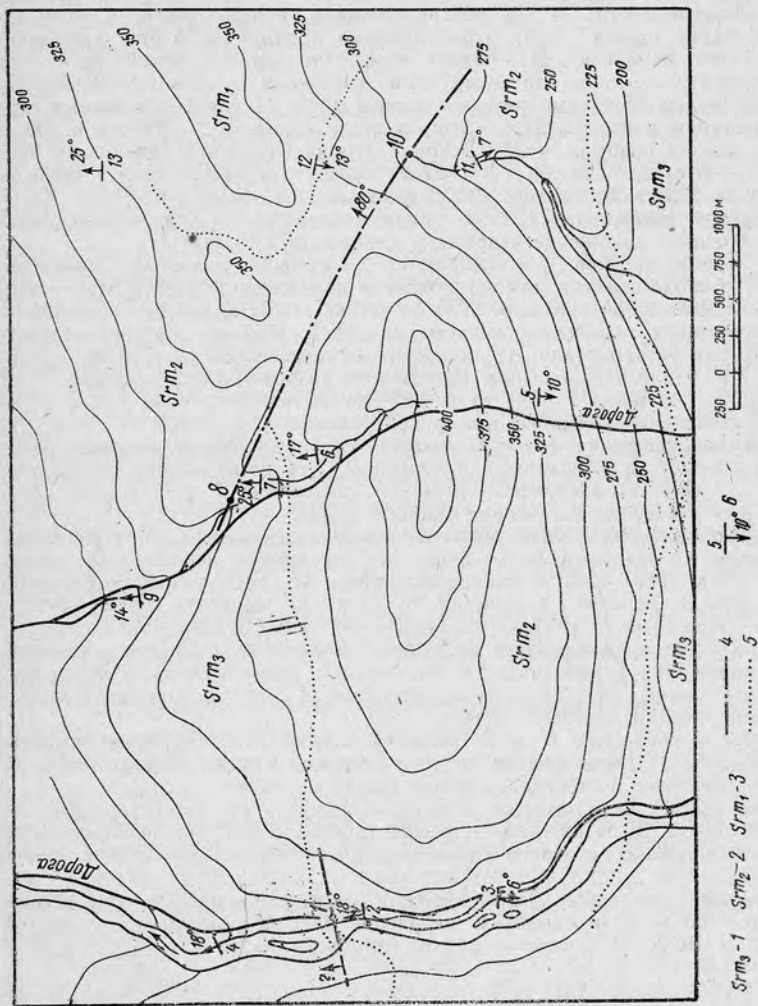


Рис. 13. Геологическая карта с обозначением рельефа дневной поверхности Саратовский ярус:  
 1 — верхний отдел; 2 — средний отдел; 3 — нижний отдел; 4 — разрывные нарушения; 5 — границы отто-  
 жений; 6 — элементы залегания

пластовых залежей в своде складки и экранированных в северном поднадвиге. Осложнение складки разрывами позволяет считать, что лучшая система расположения структурных скважин — параллельно-профильная.

Число профилей: три основных и один короткий — резервный, закладываемый при необходимости уточнить сопряжение основного (косого к простиранию оси складки) и продольного (предполагаемого) разрывов.

Профили удобнее расположить так: I — по восточной балке, на южном склоне возвышенности; II — в центре площади, вдоль дороги, идущей по северной балке (южная часть этого профиля пройдет по склону возвышенности с отметкой 400 м); III — вдоль дороги, по правому берегу реки.

На первом профиле проектируются следующие основные скважины: I (750 м) между выходами разрыва (точка 10) и II для установления глубины залегания контакта  $Sr_{m1}$ — $Sr_{m2}$  в своде складки; 2 (750 м) в 100 м севернее выхода разрыва, чтобы вскрыть его на глубине и установить контакт  $Sr_{m1}$ — $Sr_{m2}$  в поднадвиге; 3 (750 м) южнее скважины I для установления условий залегания южного крыла складки.

Резервная скважина 4 (750 м) закладывается в том случае, если понадобится уточнить положение разрыва у скважины 2.

На втором профиле закладываются следующие основные скважины: 5 (500 м) в своде складки для установления положения контакта  $Sr_{m1}$ — $Sr_{m2}$  и кровли нефтеносной свиты; 6 (750 м) в 1500—1700 м южнее скважины 5 для установления положения южного крыла; 7 (750 м) севернее разрыва (точка 8) для установления его положения и амплитуды; 8 (750 м) между точками 7 и 6 для установления возможного разрыва, протягивающегося от скважины I; скважина 9 (500 м) в 400—450 м севернее точки 9 для установления положения северного крыла переклинали.

Зависимые скважины (10 и 11, каждая глубиной 750 м) закладываются близ скважины 7 и 8 (южнее или севернее) для установления положения разрыва; 12 (750 м) располагается между скважинами 5 и 6, южнее скважины 6 для уточнения положения южного крыла.

На третьем профиле проектируются основные скважины: 13 (750 м) на оси складки до контакта  $Sr_{m1}$ — $Sr_{m2}$  или до кровли нефтеносной свиты; 14 (750 м) в 1000—1200 м южнее скважины 13, для уточнения строения южного крыла складки (скважина бурится до контакта  $Sr_{m1}$ — $Sr_{m2}$ ); зависимая скважина 15 (750 м) закладывается в 100 м южнее или севернее выхода разрыва (в зависимости от данных скважин 8 и 11) для установления его положения и амплитуды, чтобы вскрыть контакт  $Sr_{m1}$ — $Sr_{m2}$  в поднадвиге и скважина 16 (750 м) севернее точки 14 для установления положения северного поднадвигового крыла.

Резервные скважины 17 и 18 (каждая глубиной 750 м) проектируются близ скважины 15, если она не подсечет разрыв, и между скважинами 13 и 14 для уточнения положения южного крыла складки.

Кроме этого, закладывается резервный профиль из трех скважин — 19, 20, 21 (глубиной 750 м каждая) — между точками 6 и I при необходимости уточнить сопряжение основного (косого) разрыва и разрыва, установленного в точке I.

Таким образом, общее число скважин составит: основных — 11, общим метражом 7750 м; зависимых — 4, метражом 3000 м; резервных — 6, метражом 4500 м. Всего 21 скважина общим метражом 15 250 м.

## § 5. СТРУКТУРНЫЕ КАРТЫ И МЕТОДЫ ИХ ПОСТРОЕНИЯ

Структурными картами называют изображение поверхности (подземного рельефа) какого-либо пласта или свиты с помощью изогипс (линий, имеющих одинаковые отметки от уровня моря или от условной поверхности).

Структурные карты, наряду с профилями и геологическими картами, являются важнейшим геологическим документом, пользуясь которым можно оценивать и анализировать структурные условия площади или месторождения, контролировать составленные профили, делать выводы о мощностях, взаимном расположении свит и существовании ловушек, где предполагается залежь нефти или газа, определять контуры залежи и структурное положение проектируемых и пройденных горных выработок.

Для построения структурной карты необходимо иметь отметки поверхности пласта или свиты, по которой строится карта, и данные об элементах залегания, т. е. об азимуте простираания (или направления падения) и углах падения слоев.

Сечение между горизонталями (изогипсами) выбирают с таким расчетом, чтобы они располагались не очень густо и не затемняли карту. С другой стороны, расстояние между горизонталями не должно быть слишком большим, так как в этом случае могут быть не отражены важные элементы тектоники. Перед проведением изогипс следует определить положение опорных точек, т. е. точек, имеющих отметки, соответствующие выбранному расстоянию горизонталей от нулевой поверхности. Определив положение опорных точек, их соединяют плавными линиями с учетом простираания слоев и данных о разрывах сплошности пород. За пределами известных данных, т. е. опорных точек, горизонтали проводят на основании построенных профилей. Отметки поверхности пласта, по которым строится карта, могут быть получены:

1) путем непосредственного вскрытия пласта в горной выработке или определения его отметки в точке выхода на поверхность;

2) определением этой отметки в данной точке по косвенным данным или аналитическим расчетам;

3) определением отметок опорной поверхности в нужных точках с помощью графических построений.

Для проведения отметки поверхности пласта в данной точке аналитическим способом необходимо знать расстояние по нормали от точки (или слоя) до опорной поверхности, условия залегания слоев в данной или смежных с ней точках и положение этих точек в плане.

Опорная поверхность определяется следующим образом. В точке  $A$  вскрыт пласт с отметкой  $H_A$ , расположенный на расстоянии  $h_n$  по нормали от опорной поверхности. Чтобы определить отметку ее в данной точке  $h_x$  при угле наклона пласта  $\alpha$  (рис. 14, а), надо решить следующие уравнения:

$$h_x = H_A - h_g = H_A - \frac{h_n}{\cos \alpha} ; h_g = \frac{h_n}{\cos \alpha} .$$

$$h_x = H_A - h_g$$

Если величина  $h_v - h_n$  не дает большой ошибки (при углах до  $4^\circ$  и при  $h_n$  до 100 м), то  $h_v$  принимают равным  $h_n$ , тогда расчеты значительно упрощаются. Этим способом пользуются при составлении структурной карты «по вертикальной мощности».

Отметка опорной поверхности может быть определена по углам падения слоев в данной и смежной точках, где отметка опорной поверхности известна, и расстоянию в плане между этими точками. Расчеты в этом случае ведутся следующим образом. Пусть в точке А (рис. 14, б) известен выход и отметка  $H_A^a$  опорного пласта а. В точке В выход пласта б. Расстояние между пластами по нормали неизвестно. Необходимо найти отметку  $H_B^a$  пласта а в точке В. Даны углы падения  $\alpha$  и  $\beta$  в точке А и точке В и расстояние в плане между ними  $d$ .

Из рисунка видно, что в треугольнике  $AGB$   $AG = d$ , а  $GB = d \operatorname{tg} \frac{\alpha + \beta^*}{2}$ .

Искомая отметка будет равна

$$H_B^a = OG - GB = H_A^a - d \operatorname{tg} \frac{\alpha + \beta}{2}.$$

Во всех случаях требуется брать углы падения в вертикальной плоскости, проведенной через  $AB$ , т. е. с поправкой на «косое» сечение, по формуле

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \operatorname{tg} \alpha \cos \gamma,$$

где  $\alpha$  — угол данный;

$\alpha_1$  — угол искомый;

$\gamma$  — угол между линиями  $AB$  и направлением падения в точке А.

Поправку на «косое» сечение можно вводить также и к полусумме углов. Формула

$$H_B^a = H_A^a - d \operatorname{tg} \frac{\alpha + \beta}{2}$$

\* Если углы  $\alpha$  и  $\beta$  не равны.



в этом случае будет иметь следующий вид:

$$H_B^a = H_A^a - d \operatorname{tg} \frac{\alpha + \beta}{2} \cos \left( \frac{\omega_1 + \omega_2}{2} - \omega d \right),$$

где  $\omega_1$  и  $\omega_2$  — азимуты падения в точках  $A$  и  $B$ ;

$\omega d$  — азимут линии  $d^*$ .

Для углов падения, не превышающих  $5-8^\circ$  из-за небольшой ошибки, поправка на «косое» сечение не делается.

Изложенный способ называется «определением отметок опорной поверхности по элементам залегания» и весьма удобен при структурной съемке закрытых площадей, где коренные породы вскрываются шурфами или скважинами, а также в том случае, если разрез пород, слагающих площадь, мало изучен или однороден по составу. Формула

$$H_B^a = H_A^a - d \operatorname{tg} \frac{\alpha - \beta}{2}$$

позволяет определить не только отметку опорной поверхности в точке  $B$ , но и положение опорных точек на линии  $AB$ .

Пусть  $x$  и  $y$  опорные точки, находящиеся от уровня моря на расстоянии, равном  $n\Delta h$ ,  $(n-1)\Delta h$  и т. д., где  $\Delta h$  — расстояние между горизонталями, положение которых необходимо определить (рис. 14, в). В этом случае

$$Ab = (H_A^a - n\Delta h) \operatorname{ctg} \frac{\alpha + \beta}{2},$$

$$Av = [H_A^a (n-1) \Delta h] \operatorname{ctg} \frac{\alpha + \beta}{2}$$

и т. д.

Осреднение углов падения и поправки на «косое» сечение требуют контроля за вычислением отметок, который можно произвести в том случае, если известно расстояние по нормали между пластом в какой-либо точке и опорной поверхностью. Тогда отметки в этой точке, вычисленные по формулам

$$H_B^a = H_A^a \frac{h}{\cos \alpha} \text{ и } H_B^a = H_A^a - d \operatorname{tg} \frac{\alpha + \beta}{2}, \text{ должны быть равны.}$$

Отметки опорной поверхности в нужных точках могут быть также определены по построенному профилю. Сущность графического определения отметок опорной поверхности в любой точке.

\* Пределы применения формулы ограничиваются следующими величинами углов  $\alpha$  и  $\beta$ :  $\alpha - \beta$  не должно быть более  $10-11^\circ$ , каждый из них не должен быть больше  $45^\circ$ . При несоблюдении этих условий карту строят по профилям.

называемого методом «составления структурных карт по профилям» (рис. 15), состоит в следующем. По скважинам или другим данным строят ряд профилей и на каждом из них на горизонтальную линию, принятую за нулевую, наносят точки пересечения поверхности маркирующего горизонта кровли или подошвы с линиями высотной сетки. На рис. 15 приведен ряд геологических профилей, на которых выделен основной опорный горизонт. Точки пересечения этого горизонта с соответствующими им абсолютными отметками наносят на карту по линиям профилей, а затем плавными кривыми соединяют точки, имеющие одинаковые отметки. Эти изолинии и изображают структурную карту, построенную по горизонту, принятому за опорный.

Кроме поперечных профилей, в результате составляется дополнительный профиль (VI), по которому определяется положение изолиний на периклинальных окончаниях складки. Для его построения точки пересечения широтных профилей с ним переносят на соответствующие профили, откладывая на них от начала расстояния  $a - a'$ ,  $b - b'$  и т. д. Затем из точек  $a$ ,  $b$ ,  $c$  и т. д. восстанавливают перпендикуляры к нулевой линии до пересечения с границей опорного горизонта и находят их абсолютные отметки. Полученные таким образом отметки этого горизонта последовательно переносят на профиль VI, сохраняя при этом расстояния между точками измерения ( $ab$ ,  $bc$ ,  $cd$ ,  $de$ ). Соединяя полученные точки на профиле VI плавной линией, получают структурную карту складки.

Метод профилей нагляден и позволяет сразу исправлять все неувязки из-за ошибок в измерении мощности свит, их взаимного положения или разрывов сплошности. Метод профилей применим во всех случаях, кроме пологого (менее  $2-3^\circ$ ) падения слоев, и достаточно точен для построения карт в любых масштабах. Применяют и другие методы построения структурных карт. К их числу относится геометрический метод (Буялов, 1957) [3], [4] и др.

При составлении структурных карт необходимо предварительно иметь общее представление о характере изучаемых тектонических форм, что дает возможность более обоснованно интерполировать имеющиеся фактические данные. Нельзя, например, интерполировать точки, лежащие на разных крыльях складок или разделенные резкими выступами и впадинами или разрывами, так как это может совершенно исказить истинную форму поверхности структуры. Преимущество структурных карт заключается в том, что они, дополняя геологическую карту, позволяют определять условия залегания пластов на глубине, а также составить продольные, поперечные и другие профильные разрезы. На этих картах можно показать границы распространения залежей нефти и газа (их контуры), тектонические

Проекция осевой поверхности

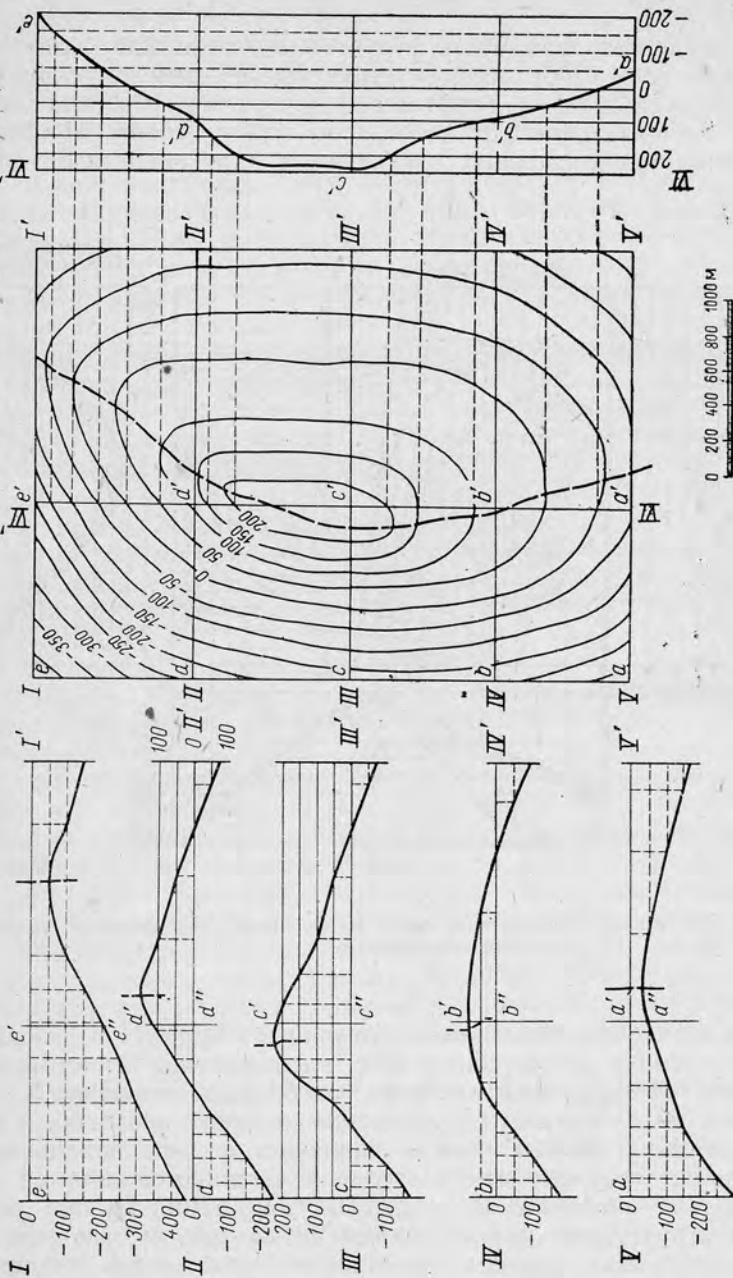


Рис. 15. Построение структурной карты по профилям

нарушения и их влияние на изменение контуров нефте- и газоносности и т. д.

Практическая значимость структурных карт еще более повышается, если изображаются структурные элементы складки, имеющей несколько (два-три) опорных стратиграфических горизонтов, которые залегают несогласно между собой. Принцип построения таких сложных структурных карт аналогичен описанному.

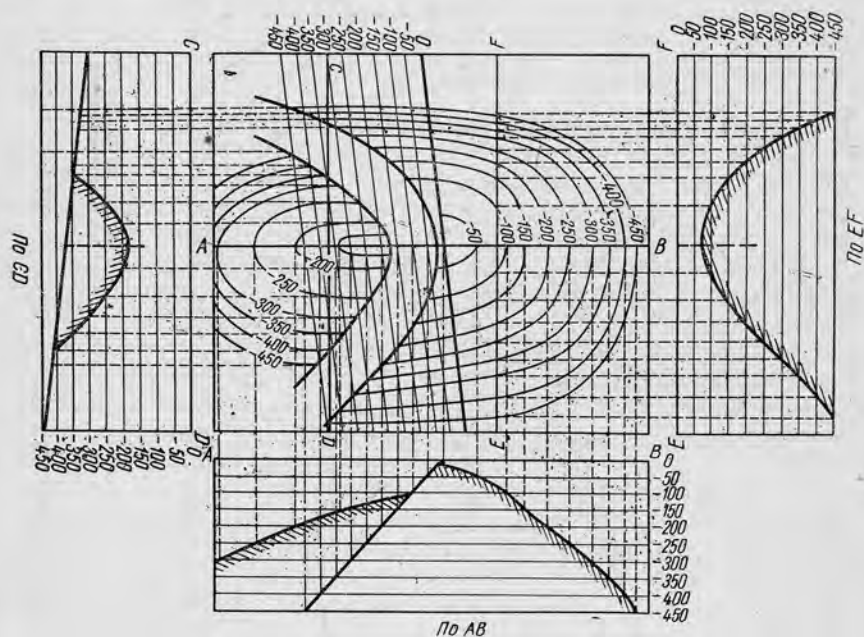


Рис. 16. Построение структурных карт по складкам, осложненным разрывными нарушениями

При изучении разрывных нарушений в нефтяных и газовых месторождениях пространственное расположение сместителей поверхностей нарушений имеет весьма большое значение. К сожалению, этому вопросу не уделяется должного внимания и недооценка этих данных иногда приводит к нерациональному размещению скважин при разведке и разработке залежей.

Методика изображения разрывных нарушений [3] при различных структурных формах пояснена на рис. 16, где приведена структурная карта и профили антиклинальной складки, осложненной сбросом, азимут падения которого ЮЗ 260°, угол

падения  $65^\circ$ . В результате бурения ряда скважин получена возможность составить геологические профильные разрезы по различным направлениям. Выбрав направления (линии  $AB$ ,  $CD$ ,  $EF$ ), наиболее подходящие для построения профилей, изображают на них в соответствующем масштабе изолинии поверхности складки и осложняющие ее нарушения.

В первую очередь изображают положение изолиний поверхности сместителя на плане. Для этого переносят все точки пересечения следа сместителя с горизонталями сечений с профиля  $AB$  на план (на линию  $AB$ ) через каждую полученную точку на поверхности и подписывают их абсолютные отметки. Затем строят изолинии восточной части складки. Точки пересечения следа плоскости опорного горизонта на профиле  $AB$  и профиле  $EF$  последовательно проектируют на линии  $AB$  и  $EF$  плана и по трем точкам вычерчивают каждую изолинию. Продолжают след каждой изолинии к западу до пересечения ее с одноименной горизонталью плоскости сместителя.

Построив таким образом структурную карту восточной части складки, получают ряд точек пересечения поверхности опорного горизонта с плоскостью сместителя. Соединение этих точек дает линию пересечения, которая в нашем примере имеет изогнутую форму и ограничивает восточную часть складки с запада.

Аналогичное построение выполняют и в западной части структуры, используя профили по линиям  $AB$  и  $CD$ . В итоге получают вторую проекцию пересечения плоскости опорного горизонта с плоскостью сместителя.

На профиле по линии  $CD$  видно, что в интервале глубин 300 м и 450 м проходит след поверхности сместителя, который можно отметить на структурной карте. На этом профиле нельзя показывать изолинии западной части складки, т. е. отрезка в пределах глубин 350—450 м слева и 450 м справа, так как они остаются западнее от линии  $CD$ .

Рассматривая полученные результаты, можно установить наличие разрыва типа сброса, амплитуда смещения которого остается относительно постоянной в пределах рассматриваемой площади. Кроме того, четко выделяется зона, где опорный горизонт отсутствует.

**Построение структурной карты на наклонной поверхности.** Для анализа структурных условий в некоторых случаях рекомендуется строить структурные карты не на горизонтальной, а на наклонной и даже на вертикальной поверхностях. Эти карты обычно используются для различных палеогеографических выводов, для изучения соотношения структурных условий площади и контура залежей и т. д.

Построение таких карт сводится к следующему:



1) строят структурную карту опорной поверхности, для которой желают исключить влияние регионального наклона пластов (рис. 17);

2) плавными линиями спрямляют изогнутые линии равных высот, т. е. получают изогипсы наклонной поверхности с выдержанным на значительной площади региональным наклоном свиты;

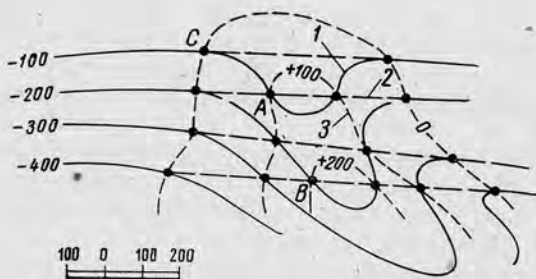


Рис. 17. Построение структурной карты на наклонной поверхности в условиях структурного выступа:

1 — горизонтали опорной поверхности; 2 — спрямленные горизонтали; 3 — горизонтали опорной поверхности по отношению к поверхности регионального наклона

3) точки пересечения изогипс поверхности с региональным наклоном и точки поверхности пласта позволяют определить (по разности) отметки опорной поверхности по отношению к поверхности регионального наклона. В точке *A* эти отметки будут равны +100 м [100 м — (—200 м)], в точке *B* +200 и т. д.;

4) соединив плавными линиями одноименные точки, получают изображение опорной поверхности в изогипсах по отношению к поверхности регионального наклона.

**Построение карт схождения.** Карта схождения представляет собой изображение в изолиниях вертикального расстояния (или по нормали) между поверхностями двух пластов или свит [2], [3]. В основу построения таких карт положен принцип плавности, т. е. предположение о том, что изменение вертикальных расстояний происходит постепенно. Карты схождения обычно используются как вспомогательные для построения структурных карт по нижним горизонтам, если для верхних горизонтов такие карты имеются и, в сущности, являются одним из методов графического определения формы опорной поверхности.

Карта схождения строится по небольшому числу точек, в которых известны вертикальные расстояния между двумя данными поверхностями, путем обычной интерполяции. Обычно такие кар-

ты строятся для структур с пологими крыльями. При крутом и изменчивом падении слоев лучше пользоваться картой с изолиниями истинной мощности свиты, лежащей между данными поверхностями. В нужных точках эти истинные расстояния пересчитываются в вертикальные с учетом угла падения, если последний превышает  $5^\circ$ , а расстояние по нормали больше 100 м.

Отметки поверхности нижнего горизонта, для которой с помощью карты схождения нужно построить структурную карту,

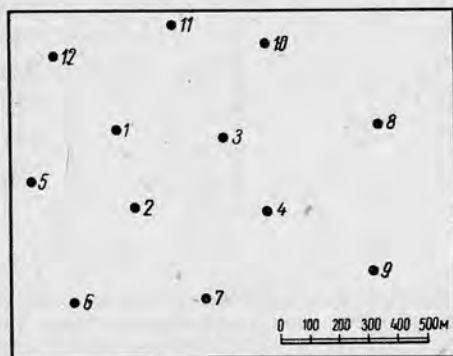


Рис. 18. Схема размещения точек наблюдений (картировочных скважин)

находят путем вычитания из отметки изолинии верхнего горизонта вертикальных расстояний (или расстояний по нормали), между верхней и нижней поверхностью в точках пересечения изолинии.

Построение линии пересечения поверхности пласта с поверхностями разрыва или стратиграфического несогласия имеет существенное значение при определении типа залежи нефти и газа и ее структурного положения, без чего невозможно обоснованное проектирование разведочных скважин. Решение задач такого типа сводится к построению в изолиниях пересекающихся поверхностей или к определению тех точек, где встречаются одноименные изогипсы. Найденные точки соединяются плавной кривой, представляющей искомую кривую пересечения.

**Задача 1.** Построить структурную карту, имея план расположения точек (рис. 18) и отметки опорной поверхности (табл. 13). Сечение горизонталей через 50 м.

Номер точки	Отметки опорной поверхности, м
1	124
2	106
3	26
4	80
5	190
6	174
7	115
8	186
10	120
11	211
12	206

Задача 2. Построить структурную карту методом вертикальных мощностей по кровле свиты А, имея план расположения точек (рис. 19) и следующие данные по ним (табл. 14 и 15). Сечение горизонталей через 2—2,5 м.

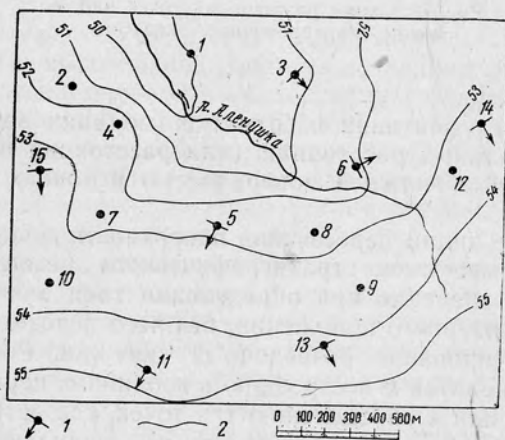


Рис. 19. План размещения точек наблюдений на топографической основе масштаба 1 : 10 000:

1 — точки наблюдений (обнажения и горные выработки) с элементами залегания пластов; 2 — горизонтали рельефа поверхности

Таблица 14

Номер точки	Обозначение пластов в точках	Отметки точки, м
1	$A_k$	50,0
2	$A_k$	51,3
3	$\Pi_k$	50,0
4	$\Pi_{\Pi}$	52,3
5	$I_k$	52,8
6	$I_{\Pi}$	51,9
7	$I_{\Pi}$	52,4
8 мергель	$a$	52,6
9	$B_{\Pi}$	53,4
10	$B_{\Pi}$	53,4
11	$B_k$	54,7
12 мергель	$b$	53,3

Примечание. Индекс «к» обозначает кровлю, «п» — подошву пласта.

Таблица 15

Обозначение пластов (свита)	Расстояние вверх от кровли свиты А, м
Свита А	0,0
$\Pi_{\Pi}$	3,1
$\Pi_k$	3,8
$I_{\Pi}$	6,9
$I_k$	7,3
Мергель $a$	8,9
Мергель $b$	11,3
Свита $B_{\Pi}$	12,6
Свита $B_k$	14,2

**Задача 3.** Построить структурную карту по элементам залегания, имея план расположения точек (рис. 20) и данные, приведенные в табл. 16.

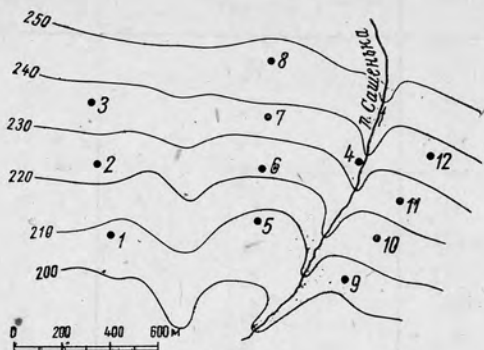


Рис. 20. План расположения точек наблюдения в масштабе 1 : 10 000

Таблица 16

Номер точки	Отметки точки, м	Азимут падения и угол падения, град	Примечание
1	206,2	СЗ 315—20	Опорный пласт
2	—	СЗ 348—12	—
3	—	СЗ 315—8	—
4	—	выход сброса СВ 10—80	—
5	208	СВ 5—9	Опорный пласт
6	—	СВ 8—24	—
7	—	СВ 30—11	Пласт I на 200 м выше опорного пласта
8	—	СВ 52—18	—
9	203,8	СВ 67—15	Опорный пласт
10	—	СВ 60—15	—
11	—	СВ 30—21	—
12	—	СВ 45—31	Пласт II на 340 м выше опорного пласта

Форма ведомости для расчета отметок при построении структурной карты по элементам залегания приводится в табл. 17.



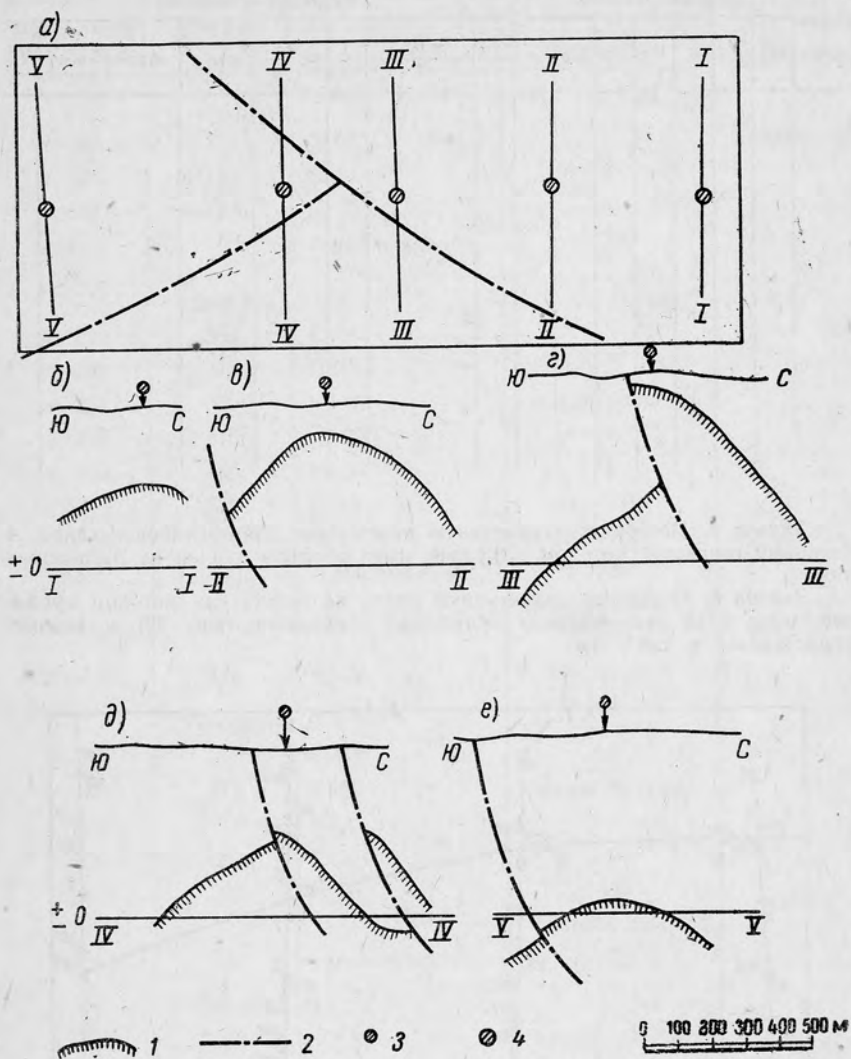


Рис. 21. План размещения профилей (а) и профильные разрезы (б, в, г, д, е) с обозначением на них опорного горизонта:

1 — опорный горизонт; 2 — разрывные нарушения; 3 и 4 — точки, отмеченные на плане и профилях

Номер точки	Данные значения						Вычисленные значения							
	$H_A^a$	$\alpha$	$\beta$	$\omega_A$	$\omega_B$	$\omega d$	$d$	$\frac{\alpha+\beta}{2}$	$\frac{\omega_A+\omega_B}{2}$	$\gamma$	$\operatorname{tg} \frac{\alpha+\beta}{2}$	$\cos \gamma$	$d \operatorname{tg} \frac{\alpha+\beta}{2} \cos \gamma$	$H_B^a$

**Задача 4.** Построить структурную карту (рис. 21) по кровле свиты А (опорный горизонт) методом профилей, имея профили и план их расположения.

**Задача 5.** Построить структурную карту по пласту «а» методом профилей, имея план расположения обнажений и скважин (рис. 22) и данные, приведенные в табл. 18.

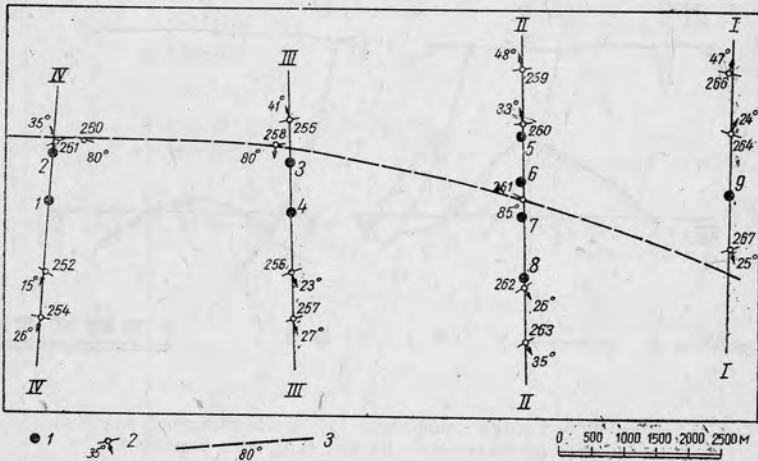


Рис. 22. План расположения обнажений и картировочных скважин:

1 — картировочные скважины; 2 — обнажения с указанием элементов залегания слоев; 3 — разрывные нарушения (выход на поверхность)

Таблица 18

Номер точки и скважин	Отметки точки, м	Направление и угол падения, град	Обозначение пласта и глубина его залегания, м	Расстояние от пласта «а» вверх по нормали, м
<i>Профиль</i>				
т. 266	160	С 47	в	1500
т. 264	110	С 24	б	970
т. 267	120	Ю 25	б	—
скв. 9	100	горизонтальное	а, 700	
<i>Профиль II</i>				
т. 259	360	С 48	в	
т. 260	370	С 33	б	
т. 261	340	Ю 85	выход разрыва	
т. 262	410	Ю 26	б	
т. 263	400	Ю 35	в	
скв. 5	370	С 40	а, 1110	
скв. 6	370	С 7	а, 770	
скв. 7	400	горизонтальное	а, 700	
			разрыв 800	
			а, 850	
скв. 8	420	Ю 30	а, 1110	
<i>Профиль III</i>				
т. 255	310	С 41	б	
т. 258	270	Ю 80	выход разрыва	
т. 256	410	Ю 23	г	720
т. 257	390	Ю 27	б	
скв. 3	300	С 26	а, 490	
			разрыв, 820	
скв. 4	340	горизонтальное	а, 460	
<i>Профиль IV</i>				
т. 250	260	Ю 80	выход разрыва	
т. 251	250	С 35	г	
т. 252	340	Ю 15	г	
т. 254	460	Ю 26	б	
скв. 1	300	горизонтальное	а, 560	
скв. 2	250	С 43	а, 780	
			разрыв, 1060	

Задача 6. По структурной карте, построенной по подошве I горизонта и мощности пачки слоев между I и II горизонтами (табл. 19), составить структурную карту для кровли II горизонта (рис. 23).

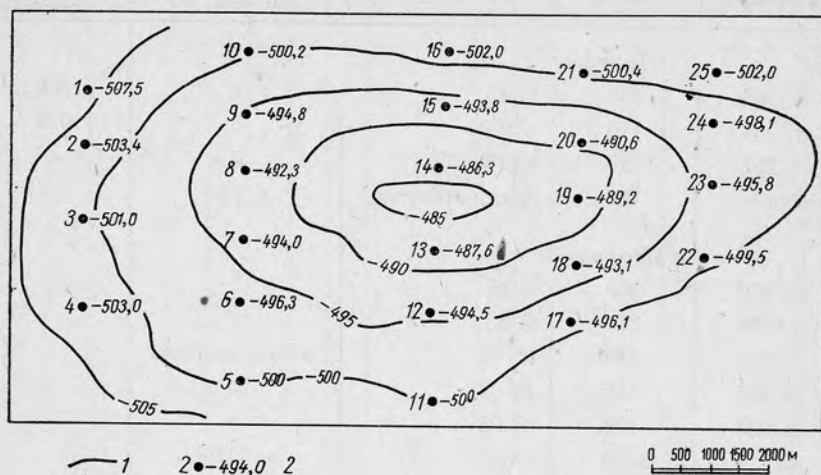


Рис. 23. Структурная карта по подошве первого горизонта (раковинный известняк нижнего триаса):

1. — изолинии по подошве раковинного известняка; 2 — структурные скважины и отметки подошвы раковинного известняка

Таблица 19

Номер скважины	Мощность, м
1	24,9
2	25,8
3	26,4
4	29,1
5	—
6	31,9
7	28,8
8	25,9
9	30,5
10	31,4
11	32,0
12	33,0
13	35,4
14	39,7
15	37,3

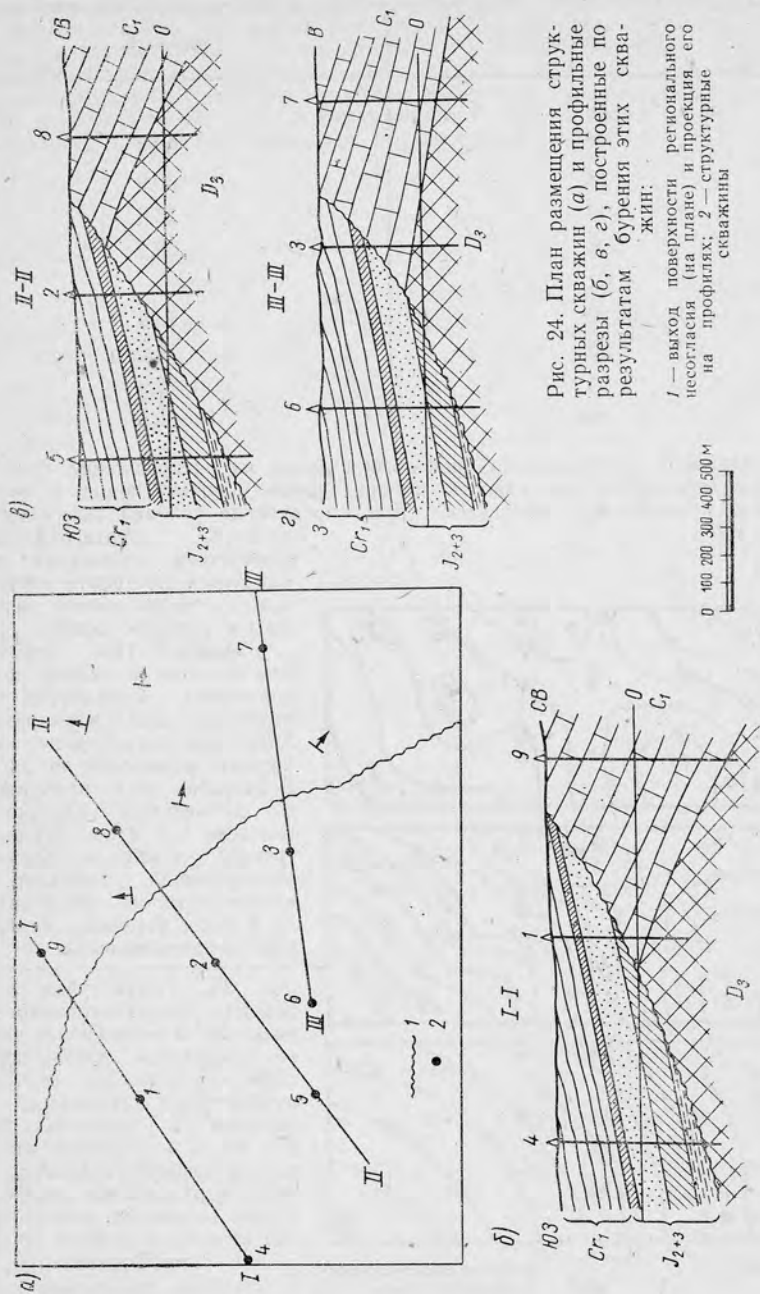


Рис. 24. План размещения структурных скважин (а) и профильные разрезы (б, в, г), построенные по результатам бурения этих скважин.

1 — выход поверхности регионального несогласия (на плане) и проекция его на профили; 2 — структурные скважины



Номер скважины	Мощность, м
16	—
17	32,4
18	30,9
19	35,8
20	38,9
21	—
22	28,6
23	22,6
24	28,9
25	29,5

**Задача 7.** Построить по профилям и плану их расположения (рис. 24) линию пересечения поверхности пласта (кровля верхней юры) с поверхностью регионального несогласия. Для определения условий залегания отдельных стратиграфических комплексов отложений рекомендуется построить структурные карты по кровле верхней юры и верхнего девона.

**Задача 8.** При структурном бурении в районе, подготовленном к разведке, были отмечены два маркирующих горизонта, структурные карты которых приведены на рис. 25. В разрезах трех пробуренных в дальнейшем разведочных скважин 1, 2, 3 был прослежен третий, наиболее глубокий, маркирующий горизонт, в кровле которого по скважине № 1 были отмечены интенсивные нефтепроявления.

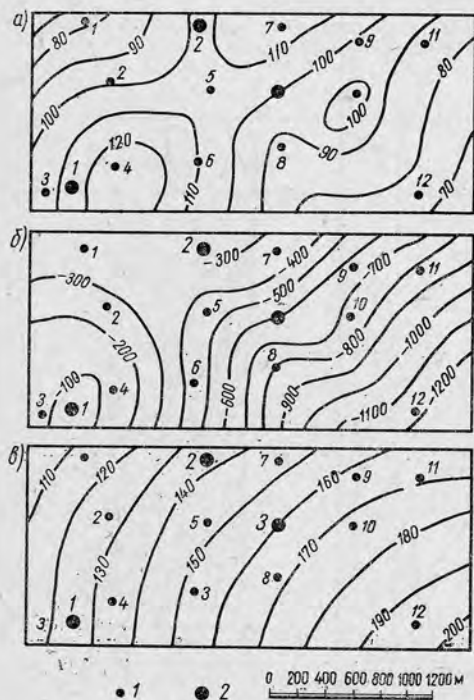


Рис. 25. Структурная карта района, подготавливаемого к разведке: а — по кровле первого (верхнего) маркирующего горизонта (рельеф местности относительно равнинный, с отметками в пределах 250—270 м); б — по кровле второго маркирующего горизонта; в — карта вертикальных мощностей толщи отложений между кровлей второго и кровлей третьего горизонтов:

1 — скважины структурные; 2 — исковые

При использовании данных, полученных по разведочным скважинам, была составлена карта вертикальных мощностей между кровлями второго и третьего опорных горизонтов (рис. 25, в). Предлагается составить структурную карту по кровле третьего опорного горизонта и указать направление дальнейшего размещения разведочных скважин, учитывая, что мощность нефтеносной свиты (третьего опорного горизонта) изменяется следующим образом: скважина № 1—32 м, скважина № 2—12 м и скважина № 3—8 м. В скважинах № 2 и № 3 признаков нефтеносности не отмечено.

---

**МЕТОДИКА ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО АНАЛИЗА  
ПРИ ДЕТАЛЬНЫХ ПОИСКАХ  
И ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
И ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

При подробном изучении отдельных структур и выявлении их глубинного строения большую помощь оказывают методы палеотектонического анализа, получившие в настоящее время большое распространение.

Для изучения геологической истории локальных структур применяется метод анализа мощностей. Сущность этого анализа заключается в том, что на структурную карту, составленную по итогам бурения или геофизических исследований, наносятся данные о мощности стратиграфических комплексов за определенный период времени.

Палеотектоническая трактовка карт мощностей (изохор или изопакит) сводится к тому, что изолинии мощностей рассматриваются как изолинии относительного прогибания земной коры за промежуток времени, соответствующий накоплению данного стратиграфического комплекса. Считают, что подошва комплекса, для которого составляется такая карта, имеет структурные формы, созданные суммой колебательных движений, имевших место от начала до конца накопления этого комплекса.

Объемный метод изучения колебательных движений был разработан в результате развития метода мощностей. Этот метод позволяет определить средние скорости погружений в областях накопления осадков. Сущность этого метода заключается в том, что объемы разнотипных (терригенных, карбонатных и др.) пород, накопившиеся в депрессионных зонах, подсчитываются по картам мощностей с фациальными данными. Наряду с этим определяют средние величины погружения по средним значениям мощностей и средние скорости погружения путем деления средней величины погружения на время, для которого она вычислена (продолжительность седиментации всей толщи соответствующего стратиграфического интервала).

Средняя скорость поднятия областей размыва определяется по объему терригенного материала, который накопился в зонах прогибания, и выражается коэффициентом, равным отношению объема накопившихся терригенных осадков к общему объему пород, слагающих соответствующее стратиграфическое подразделение.

Наряду с составлением палеоструктурных карт используются также профили выравнивания\*, в основу построения которых положено то соображение, что погружение области накопления осадков при постоянстве их фации компенсируется накоплением осадочных толщ. Поверхность, ниже которой идет накопление осадков, называемая батиметрическим уровнем, или уровнем компенсации, при построении профиля выравнивания принимается за горизонтальную линию. За уровень компенсации принимается подошва какого-либо стратиграфического горизонта, к началу формирования которого и производится построение. От верхней поверхности этой толщи (или группы их) вниз «подстраиваются» мощности нижележащих отложений. Благодаря этому к определенному моменту геологической истории воссоздается положение границ ряда свит или горизонтов.

В дополнение к профилям выравнивания целесообразно давать также современный структурный профиль, изображающий конечный этап формирования структуры.

Преимущество метода профилей выравнивания по сравнению с площадными построениями заключается, помимо простоты, в большой наглядности вертикального расчленения и возможности изображения палеотектонической истории структуры. Один из недостатков метода заключается в том, что территория исследуется неравномерно. Если для одной эпохи выбранное направление профиля может быть удачным, то для другой оно может не отражать важных палеотектонических соотношений в данной зоне.

Другим недостатком профилей выравнивания является невозможность строить эти схемы для большого количества горизонтов или свит, так как при этом пришлось бы очень увеличивать вертикальный масштаб каждой из схем. Этот недостаток связан с тем, что в случае большого числа стратиграфических свит они многократно повторяются на целом ряде схем. Имея же в виду, что эти свиты в своих основных особенностях (условиях залегания, изменении мощностей и др.) в течение какого-либо одного этапа как бы копируют друг друга, целесообразно показывать пространственное положение не всех, а какой-то одной свиты или последовательного ряда горизонтов. При этом вертикальный масштаб можно увеличить иногда в десять и более раз.

При изучении метода развития сильно дислоцированных структурных форм, при построении палеогеологических профильных разрезов применяется способ выравнивания стратиграфи-

---

\* Нейман В. Б. Вопросы методики палеотектонического анализа в платформенных условиях. Госгеолтехиздат, 1962.

ческих линий, т. е. приведение их к горизонтальному положению, которое они занимали в период осадконакопления\*.

Для изучения геологической истории и условий развития структурных форм необходимо выделить несколько маркирующих горизонтов (точнее их поверхностей), что иногда довольно

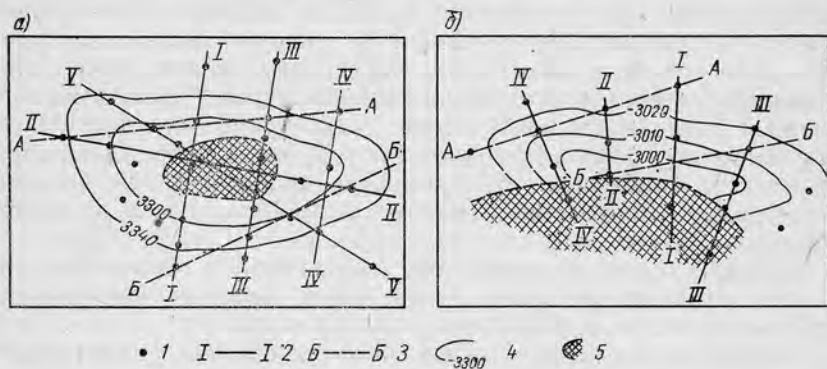


Рис. 26. Размещение профильных разрезов по скважинам для выявления размывов и зон несогласий (по Н. Н. Болтышеву): а — с межпрофильной увязкой по замкнутой сети профилей при размыве сводовой зоны структуры; б — с межпрофильной увязкой по незамкнутой системе сети профилей при размыве периферийных зон:

1 — пробуренные скважины; профили: 2 — основные; 3 — дополнительные (межпрофильные); 4 — изогипсы по крыше частично размывной свиты; 5 — зона размыва свиты

сложно из-за возможного их размыва. В сочетании с литологической изменчивостью свит такие размывы представляют собой серьезные затруднения, особенно при составлении палеоструктурных карт. В качестве примера может служить опыт работы по корреляции разрезов в Прикумской нефтегазоносной обла-



Рис. 27. Схематический поперечный профильный разрез через Озек-Суатское поднятие, иллюстрирующий разную степень размывов (по Н. Н. Болтышеву)

\* Крымов В. П. О методике построения палеогеологических разрезов для сильно дислоцированных районов. «Новости нефтяной и газовой техники», сер. «Геология», 1962, № 8.

сти\* (рис. 26). На схематическом профильном разрезе (рис. 27), построенном по пробуренным скважинам через сводовую часть структуры, легко проследить, что в правой части профиля мощность отложений значительно увеличена за счет юрских, тогда как слева эти юрские свиты сохраняют (как это видно по разрезам скважин 48 и 10) относительно одинаковую мощность.

Для выявления размывов и литологической изменчивости свит, что весьма существенно при палеоструктурных построениях, необходимо проводить корреляцию разрезов скважин и составлять профильные разрезы в пределах отдельных крыльев с межпрофильной увязкой. Эта методика может быть использована также для выявления выклинивания и изменения литологического состава пород отдельных свит на крыльях структур, при изучении сложных условий залегания отложений, слагающих разрез, и при решении таких вопросов, как уточнение смещений сводов структуры по различным стратиграфическим комплексам.

Рассмотренные методы палеотектонического анализа, основанные на построениях, связанных с вертикальными проекциями, имеют свои недостатки, которые обусловлены тем, что такие профили освещают особенности структур лишь по определенным направлениям и не отражают полностью всей схемы развития и формирования структурных элементов исследуемой площади. Для восполнения этого пробела были предложены другие методы, в основу которых положены горизонтальные проекции.

В число основных способов анализа геологической истории изучаемой территории входит составление палеогеологических (или палеотектонических) карт.

Палеогеологическими называются карты, в которых изображается положение геологических границ, соответствующих определенной эпохе, при условии, что все вышележащие горизонты мысленно удалены. Эти карты могут быть построены для любой эпохи. Однако, как показал опыт, их рационально давать для времени перекрытия данных толщ свитами, несогласно на них залегающими, т. е. для зон переывов.

На палеогеологической карте изображается качественная характеристика дифференциальных тектонических подвижек отдельных участков, что в комплексе с изучением стратиграфического разреза данной зоны и характера изменения мощностей дает возможность подойти к количественной оценке величины размыва.

\* Болтышев Н. Н. О методике сопоставления разрезов скважин в пределах поднятий, подвергшихся размывам. «Новости нефтяной техники», сер. «Геология», 1960, № 10.



Сочетание палеогеологических и изопахитных схем рассматривается как палеогеологическая тектоническая карта, которая характеризует завершение определенного цикла развития колебательных движений и одновременно отражает предшествующие условия накопления соответствующих толщ от данной до ниже лежащей поверхности несогласия. На таких схемах можно графически показать целый этап развития тектоники изучаемой территории и изменение амплитуды нисходящих и восходящих движений.

По составленным картам могут быть решены следующие вопросы:

1) выявлены главнейшие структурные элементы региона и его контуров и выделены более мелкие структурные формы на каждой из принятых стратиграфических поверхностей;

2) выявлены размеры структур, их амплитуды и ориентировки;

3) определена степень соответствия или несоответствия основных структурных форм в разных стратиграфических комплексах отложений.

Следует указать, что при проектировании разведки весьма важно знать характеристику и особенности строения структуры на глубине, так как во многих случаях имеются складки с различными условиями их развития и разнообразными взаимоотношениями структурных форм в верхних и нижних частях разреза. Эти особенности отражены в классификации структур, среди которых выделяют:

1) нормальные;

2) нормально развивающиеся структуры с выполаживанием вверх;

3) нормальные структуры с однородной деформацией значительного комплекса отложений;

4) инверсионные структуры;

5) бескорневые структуры;

6) структуры размыва;

7) структуры облекания;

8) структуры уплотнения.

На рис. 28 приведен пример несоответствия структур палеозойских отложений в юго-восточной части Татарии\*. На рис. 28, а видно, что локальные структуры, окаймляемые изогипсой опорного горизонта минус 150, имеют амплитуды в пределах 10—80 м. Расположение структур по артинским отложениям (рис. 28, б) отличается от первых по конфигурации и пространственному размещению. Свиты верхнего карбона в структурном

\* Юсупов Б. Н. О некоторых причинах несоответствия структур палеозойских отложений юго-востока Татарии. Изв. Казанского филиала АН СССР, вып. 4, сер. геологическая, 1957.

отношении резко отличаются от свит верхней перми (рис. 28, в), а поверхность пашийских слоев отличается от вышележащих свит тем, что образует единый очень пологий свод (рис. 28, г). Поверхность кристаллического фундамента (рис. 28, д) несколько напоминает структуру пашийских слоев, но центр свода фундамента значительно смещен к северо-востоку.

Из изложенного следует, что в каждом из перечисленных типов структур залежи нефти и газа могут быть приурочены к различным стратиграфическим комплексам (свитам), но пространственное положение их и форма залежей находятся в прямой зависимости от геолого-тектонических особенностей этих структур.

Для решения вопросов, связанных с оценкой истории развития структур, направления регионального выклинивания свит и других условий формирования залежей используют изобахические схемы, представляющие собой выраженную в изолиниях схему изменения мощностей какого-либо горизонта или комплекса слоев. Эти схемы характеризуют не только распределение мощностей, но и (при постоянстве батиметрического уровня и компенсационном погружении) палеоструктурный рельеф подошвы горизонта (или кровли предыдущего) к моменту окончания отложения осадков. Всякие ритмические колебания, вызвавшие увеличение или уменьшение мощностей отдельных прослоев или всего горизонта, суммируются в окончательные величины мощности, фиксированные в разрезе, т. е. сохранившиеся под подошвой следующего горизонта или яруса.

Для характеристики изменения поверхности, подстилающей исследуемый горизонт в период его накопления, Ю. А. Каравашкиной и Е. Н. Пермяковым был применен метод составления изобахических схем путем последовательного выравнивания суммированных мощностей. Этот метод можно назвать «методом последовательного суммирования снизу».

Наиболее показательным и эффективным методом палеотектонического анализа является дифференцированное изображение истории формирования всех структурных поверхностей на площади исследуемой структуры. Этот способ получения сложных изобахических схем палеоструктурных карт характеризуется последовательным сложением мощностей снизу и сочетанием всей серии палеоструктурных схем. Он называется методом палеоструктурного изобахического треугольника, так как схемы располагаются в виде треугольника (один из катетов расположен горизонтально, второй катет справа вертикально; гипотенуза всегда направлена слева направо и снизу вверх). Треугольник состоит из горизонтальных и вертикальных рядов палеоструктурных карт в одном масштабе, в общем дающих ясное представление о процессе формирования структуры и последовательном изменении структурного рельефа подошвы (или кровли)

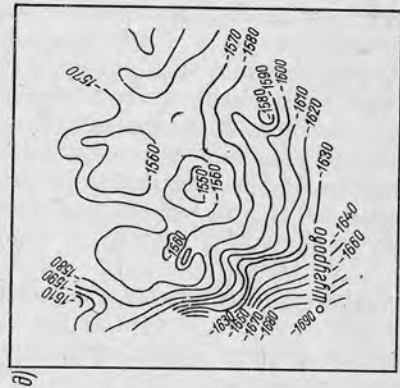
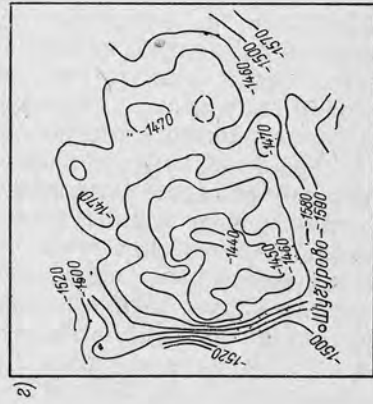
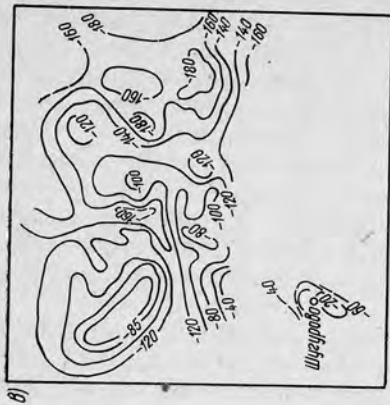
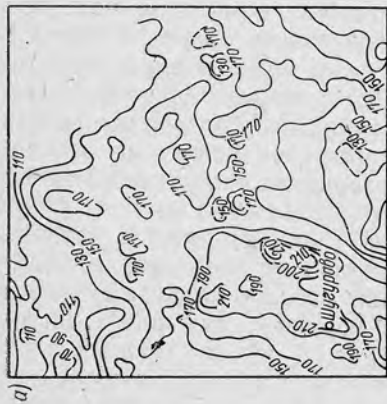


Рис. 28. Серия схематических структурных карт по юго-востоку Татарии (по Б. Н. Юсупову, 1957): а — по кровле нижнеказанского подъяруса; б — по кровле артинского яруса; в — по кровле верхнего карбона; г — по кровле пашинской свиты; д — по поверхности рельефа кристаллического фундамента

каждого стратиграфического подразделения (рис. 29). Одновременно получают последовательные ряды расположенных друг над другом структурных карт для одного и того же отрезка, но в условиях накопления разных стратиграфических свит.

Комплекс таких схем при последовательном изучении их от более древних к молодым дает возможность определить не только условия формирования структуры, но и условия образования в них ловушек, благоприятных для скопления залежей нефти и газа. Выводы об истории формирования структур должны быть основой для решения вопросов о наиболее рациональном размещении первых разведочных скважин и определении их проектных глубин при предварительной разведке.

Примером изучения истории развития локальных структур и формирования в них залежей нефти — основного исходного фактора для постановки разведочного бурения (предварительной разведки) — может служить исследование Газлинского газонефтяного района на территории Узбекской ССР\*.

В геологическом строении этого района участвует комплекс мезозойских и кайнозойских отложений, несогласно залегающих на размытой поверхности палеозойского складчатого основания. Здесь выявлены однотипные по форме локальные структуры, среди которых наиболее изученными являются структуры Газлинского месторождения. Для изучения на разных этапах развития образования ловушек и формирования залежей нефти и газа были построены палеоструктурные карты и палеотектонические профили. Анализ этих данных показывает, что палеозойское складчатое основание Газлинского района к концу юрского времени представляло собой слабо расчлененную поверхность, в пределах которой существовало два крупных выступа (западный и восточный). Эти выступы исчезли в юрское и нижнемеловое время (неоком-апт), и дальнейшее развитие всего района происходило на моноклинали, наклоненной к юго-западу.

Всe последующие этапы геологического времени до верхнего турона характеризовались относительно спокойными геотектоническими подвижками. В развитии локальных структур, по-видимому, существенную роль сыграли выступы в складчатом основании и их вертикальное перемещение по разрывным нарушениям. В итоге на месте современного южного блока Таш-Кудукской складки, над разломом в фундаменте, возник флексуорообразный изгиб, а в вышележащих отложениях появились антиклинальные складки. Тектонические движения альпийской фазы, проявившейся на всей территории Средней Азии, на-

---

\* Лебзина Е. В., Кушнирова И. В. «Особенности развития локальных структур и формирования залежей газа и нефти Газлинского газонефтяного района». «Геология нефти и газа», 1962, № 7 (см. схему в статье).

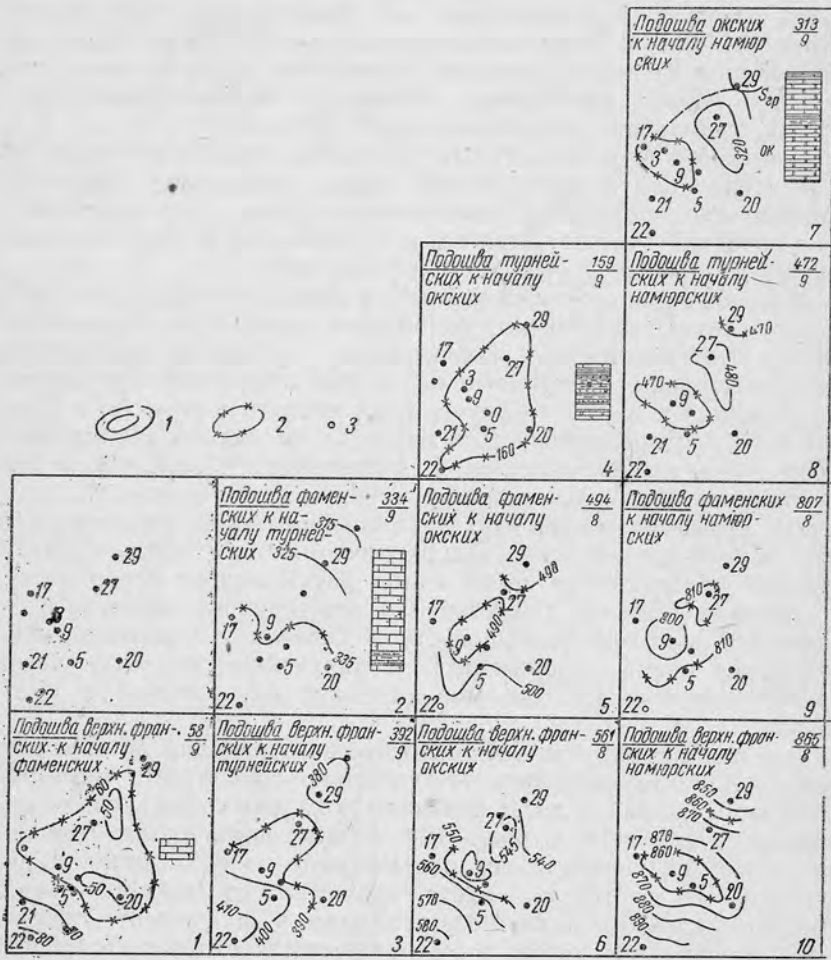


Рис. 29. Палеоструктурный изопактический треугольник, построенный для одной из структур Среднего Поволжья. В правом нижнем углу номер палеосхемы; в правом верхнем — средняя мощность (числитель) и число скважин (знаменатель):

1 — изогипсы; 2 — изопакхиты; 3 — скважины

Современный  
план

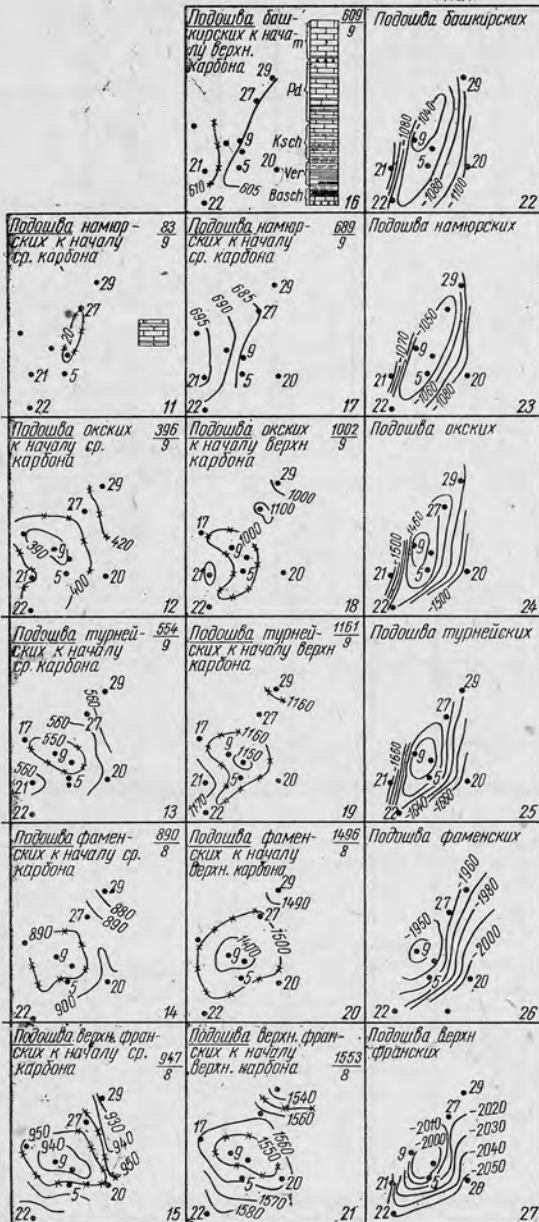


Рис. 29. Продолжение



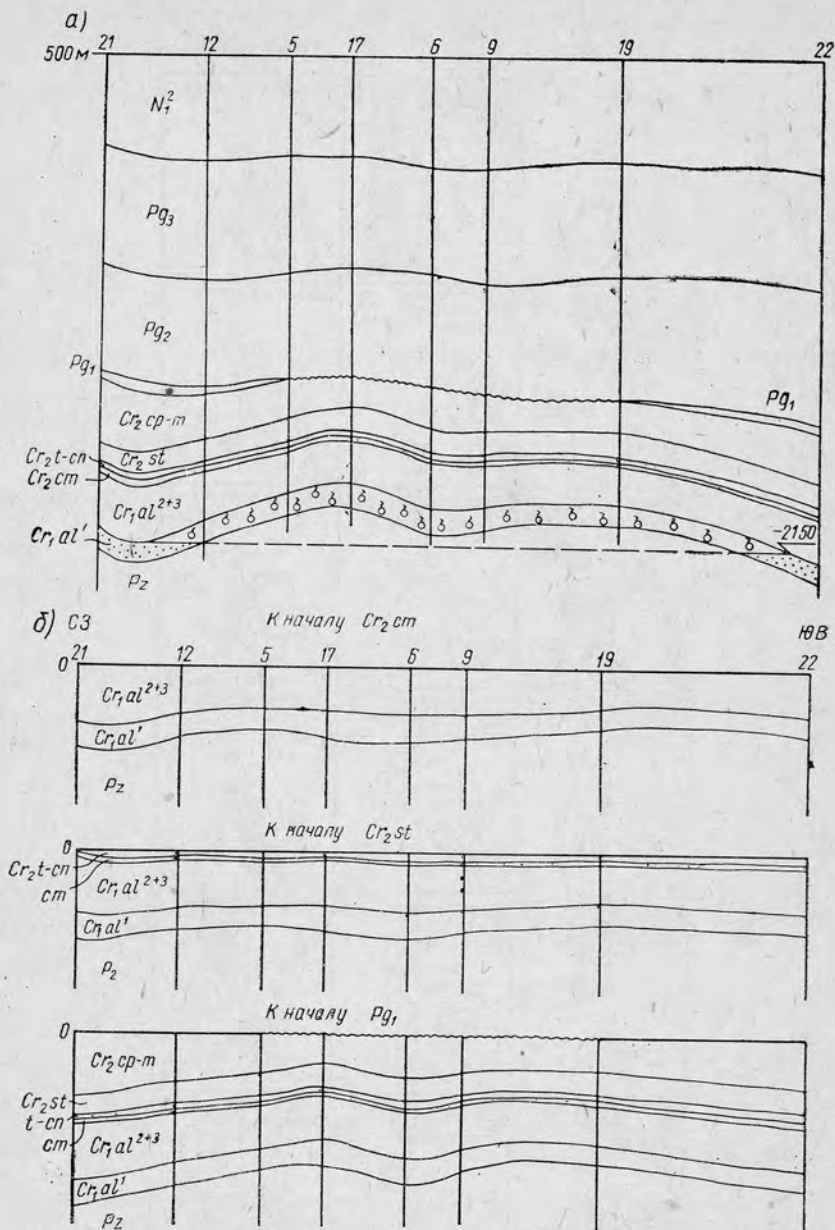


Рис. 30. Палеоструктурные профили по одной из структур в Краснодарской области: а — геологический профиль (современный); б — палеоструктурные профили к началу каждой из приведенных стратиграфических эпох

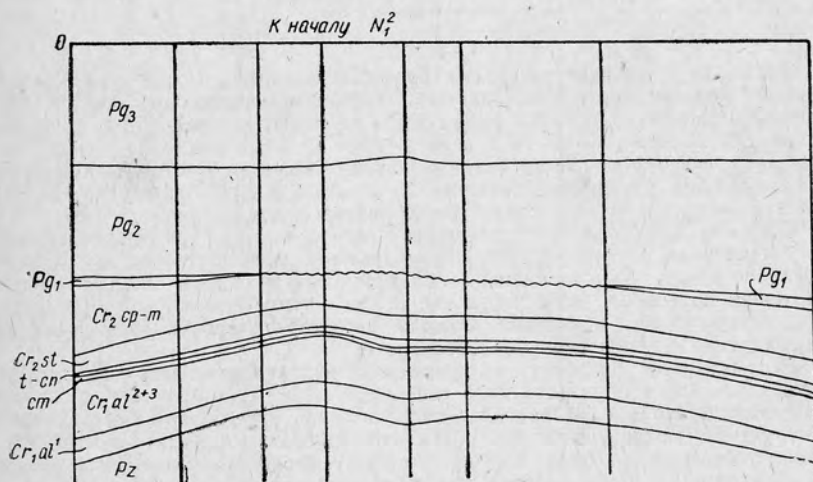
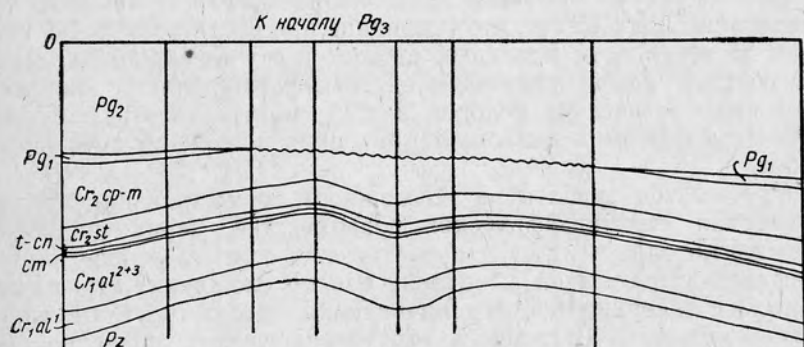
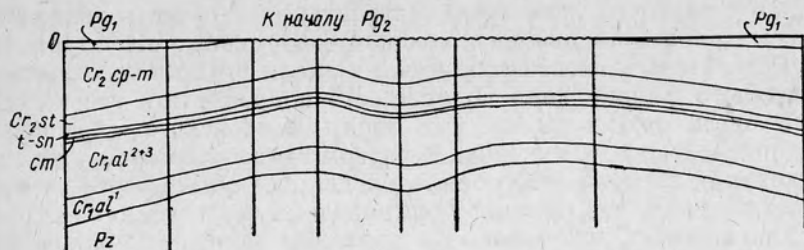


Рис. 30. Продолжение

чина с верхнего палеогена, значительно усложнили тектонику рассматриваемого района и создали современные структуры.

Результаты палеотектонического анализа Газлинского газонефтяного района дали возможность подразделить все известные здесь структуры на два типа: мезозойского (древнего) и кайнозойского заложения. К первому типу относятся Таш-Кудукская и, возможно, Курбан-Алийская; все остальные — ко второму типу. Анализ истории формирования перечисленных структур показывает, что газовые и нефтяные залежи, по-видимому, связаны с неоген-антропогеновой фазой альпийского орогенического цикла, обусловившей современное оформление локальных структур и связанных с ними нарушений.

Рассмотренный пример использования палеотектонических исследований показывает, что последние при соответствующей степени достоверности исходных данных и с учетом рационального состава свит, возможностей переформирования залежей палеогидрологических условий и т. д. могут оказать большую помощь в выборе основного направления поисково-разведочных работ.

Можно еще указать на возможность суммирования изохор схождения стратиграфических поверхностей, ограничивающих суммарные слои этих стратиграфических свит на основе картографических данных и вычитание изохор схождения стратиграфических поверхностей, ограничивающих десуммируемый горизонт, из изохор схождения стратиграфических поверхностей, ограничивающих суммарный комплекс слоев (объединяющий и десуммируемый горизонт), с успехом примененный К. С. Масловым для изучения геологической истории европейской части СССР.

**Задача 1.** На палеоструктурных профилях по одной из структур Краснодарской области приведены данные, характеризующие последовательное развитие основных элементов структуры. Как видно из профиля (рис. 30, а), на участке скважин № 12—№ 5 и № 9—№ 19 по альбским отложениям нижнего мела четко выделяется антиклинальная складка, осложненная небольшим перегибом (в районе скважин № 6—№ 9). Необходимо определить время формирования этой структуры и ловушки для газовой залежи.

**Отв.** Анализ палеоструктурных построений (рис. 30, б) показывает, что ловушка на структуре, по-видимому, начала формироваться еще в нижнемеловое время, но максимальные размеры она приобрела лишь к началу отложений палеоцена. В последующие этапы формирования складки ее размеры остаются без изменений. Отсюда следует, что время формирования ловушки газа — конец верхнемеловой эпохи.

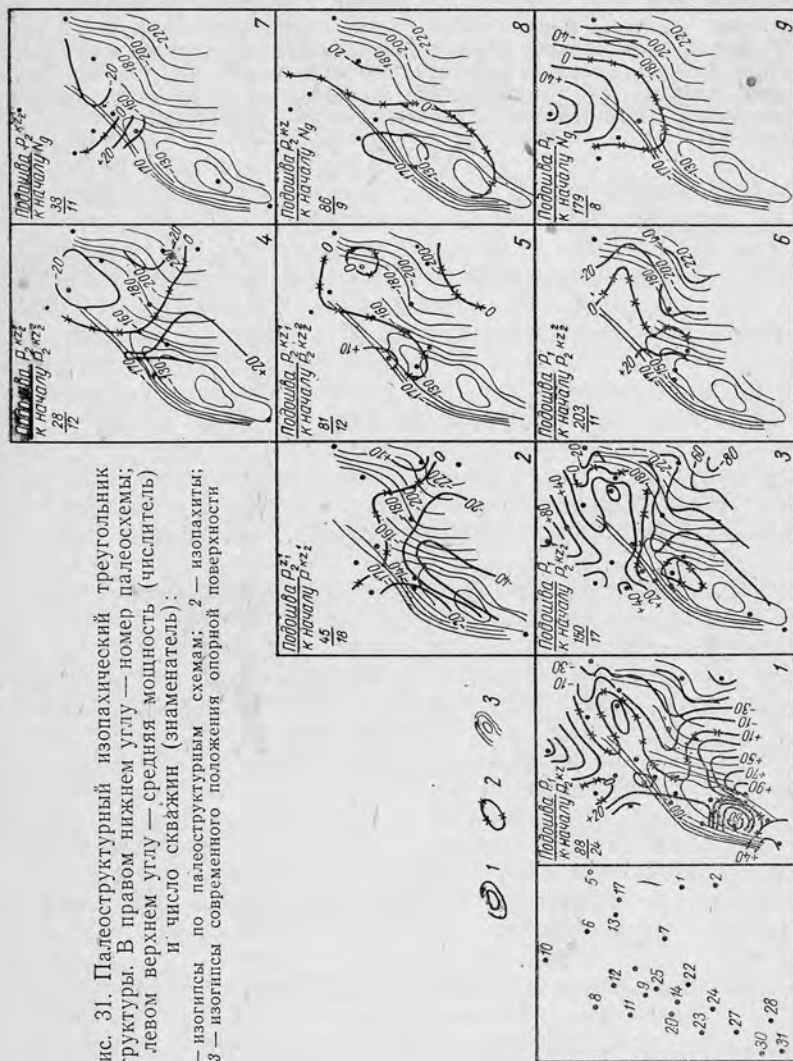
Рекомендуется разобрать предлагаемый вариант решения этой задачи: подтвердить его или указать иное решение.

**Задача 2.** На рис. 31 приведен изопахический треугольник, составленный по структуре (Среднее Поволжье). На основании этих данных составить два палеоструктурных профиля, выбрав для этого соответствующее направление их, и указать на этой основе время формирования структуры.

**Задача 3.** В пределах Ферганской области Узбекской ССР находится газонефтяное месторождение Северный Сох. Используя данные статьи

Рис. 31. Палеоструктурный изоплахический треугольник структуры. В правом нижнем углу — номер палеосхемы, в левом верхнем углу — средняя мощность (числитель) и число скважин (знаменатель):

1 — изогипсы по палеоструктурным схемам; 2 — изопакиты; 3 — изогипсы современного положения опорной поверхности.



Н. Я. Костогрыза «О формировании Северосохской антиклинали» («Новости нефтяной и газовой техники», сер. «Геология», 1962, № 3), рекомендуется подробно разобрать историю геологического развития структуры месторождения и, подвергнув ее критическому анализу, охарактеризовать степень ее достоверности.

**Задача 4.** В северо-восточной части Сахалина, в пределах Эхабинской антиклинальной зоны, открыто и разведано Тунгурское газонефтяное месторождение. Условия формирования этой структуры освещены в статье В. Я. Ратнер «Об условиях формирования Тунгурского месторождения» («Новости нефтяной и газовой техники», сер. «Геология», 1961, № 8). Рекомендуется ознакомиться с результатами исследований и на основе палеоструктурных схем охарактеризовать особенности этой структуры.

---

## ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ РАЗВЕДКА И ЕЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

### § 6. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ РАЗВЕДКА

Первая стадия разведочных работ — предварительная разведка. В ее задачу входит установление нефтегазоносности площади, оценка промышленного значения месторождения (залежи) и получение данных для проектирования работ по подготовке площади к детальной разведке.

Проект бурения скважин на стадии предварительной разведки составляется по материалам геолого-геофизических работ и должен предусматривать бурение минимального количества скважин, которые могут выявить залежи нефти или газа и дать общую оценку возможной мощности месторождения. По данным поисково-разведочных работ производится определение запасов нефти и газа по категориям  $C_1$  и В.

Одним из наиболее важных вопросов предварительной разведки является выбор системы расположения, числа и места заложения поисковых\* и разведочных скважин. Это расположение зависит от тектонических особенностей структур, ожидаемых форм нефтяных залежей, размеров и глубин залегания их, а также предполагаемого литологического состава пород-коллекторов.

Системой расположения скважин называют заранее выбранное взаимное расположение их для решения основных задач, поставленных на данной стадии разведки наименьшим количеством скважин с минимальной затратой времени. Из выработанной практикой систем размещения или расположения разведочных скважин применяют:

1) профильную, при которой скважины располагаются на одной прямой (реже ломаной) линии. Профили могут быть одиночными или составлять систему профилей (параллельных, перекрещивающихся под разными углами, или радиальных);

2) систему сетки, когда скважины расположены в пределах разведываемой площади на равных расстояниях по углам какой-либо геометрической фигуры (треугольника, квадрата и т. д.);

3) кольцевую систему, при которой скважины расположены по кругу или несколькими концентрическими кругами;

4) случай, когда имеется необходимость заложить одну скважину или две-три скважины, не зависящие друг от друга,

---

\* Эти скважины наряду с разведочными также имеют своей задачей выяснение наличия или отсутствия залежей нефти и газа на новых площадях.



принято называть системой одиночных разведочных скважин.

Как видно из изложенного, система одиночных скважин наиболее простая. Более сложной является система сетки или концентрических колец, когда вся разведочная площадь разбуривается большим числом скважин, расположенных на равных друг от друга расстояниях. В ходе разведки одна простая система расположения может перейти в другую, более сложную. Одиночный профиль может быть превращен дополнительными скважинами в систему профилей, а последние в сетку и т. д. Часто этот переход от одной системы к другой, более сложной (т. е. увеличение числа скважин), называют сгущением сети разведочных скважин.

Выбор системы разведочных скважин на стадии предварительной разведки определяется следующими основными условиями:

1) типом разведываемого месторождения, точнее типом структуры, к которому это месторождение приурочено, и типом ожидаемых залежей;

2) степенью разведанности структуры; на недостаточно разведанной площади (при возможном отсутствии нефтеносной свиты и т. д.) на стадии предварительной разведки рационально ограничиваться минимальным числом скважин, т. е. выбирать наиболее простую систему их расположения и т. д.;

3) эффективностью работ, т. е. сравнением ожидаемых результатов разведки (количества запасов промышленных категорий и т. д.) с числом пробуренных скважин или количеством погонных метров, необходимых для прироста тонны запасов;

4) геолого-экономическими и техническими соображениями (глубиной залегания разведываемого объекта, сложность проводки скважины, удаленностью площади от технической базы и т. д.).

Вопрос о числе и местах заложения разведочных скважин тесно связан с системой их расположения и зависит от задач, решение которых возлагается на проектируемые скважины. Кроме основной задачи — найти залежи или доказать их отсутствие, на скважины при предварительной разведке также возлагают решение и второстепенных вопросов. К последним относятся: детализация структурных особенностей площади или нефтеносной свиты, изучение закономерностей изменения мощности и ее фациального состава и т. д.

Система, число и место проектируемых скважин зависит от тектонических особенностей структуры и типа ожидаемых залежей.

Залежи пластовые сводовые, приуроченные к нарушенным куполовидным структурам (рис. 32), рекомендуются разведывать перекрещивающимися профилями. Первая сква-

жина проектируется в сводовой части структуры, а крыльевые — на крыльях в пределах предполагаемого контура залежи. Отметка вскрытия залежи в каждой из скважин может отличаться на некоторую величину. Для платформенных структур эта разница может достигать 3—5 м, для складчатых месторождений — несколько больше. При возможном несоответствии положения сводов по верхним и нижним горизонтам сводовую и все остальные

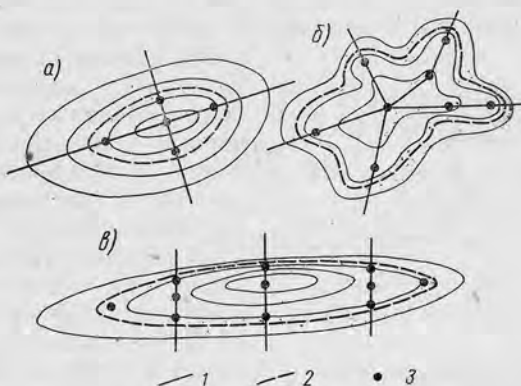


Рис. 32. Принципиальные схемы расположения разведочных скважин на стадии предварительной разведки на локальных поднятиях (а, б) и на линейной складке (в):

1 — изолинии подземного рельефа; 2 — контур нефтеносности; 3 — скважины

скважины располагают с учетом этого смещения, предполагаемого по аналогии с соседними структурами, или другими данными. При неправильной форме структур обычно проектируют радиальные профили из двух-трех скважин каждый.

При разведке пластовых сводовых залежей, приуроченных к брахиантиклиналям или складкам значительной протяженности, целесообразно применять профильную систему расположения скважин (рис. 32, в). Обычно проектируют три профиля для освещения центральной части и периклиналей складки\*, в каждой из которых намечают по две-три скважины. Выбор места заложения скважин в каждом профиле производится также в зависимости от предполагаемой высоты залежи и возможного смещения свода на глубине. Аналогичным образом разведуются массивные залежи, подчиненные структурным выступам.

\* Иногда в дополнение к профилям отдельные скважины закладываются на переклиналях складки.

Залежи, подчиненные складкам, осложненным разрывами, где предполагаются экранированные (тектонические) залежи в разных блоках, разведуются на первом этапе системой профилей. Каждый блок разведывается двумя-тремя скважинами, расположенными так, чтобы скважины позволили построить полный профиль (рис. 33). Во всех случаях место для скважин выбирается в зависимости от предполагаемой высоты залежи и положения ее внешнего контура. При отсутствии точных данных о положении залежи в блоках, ниже поверхности разрыва проектируют дополнительные (зависимые

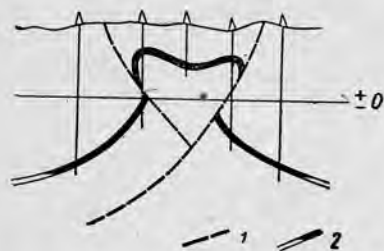


Рис. 33. Схема размещения разведочных скважин на структуре, осложненной разрывами:  
1 — разрывы; 2 — залежи нефти (предполагаемые)

и резервные) скважины, места заложения которых должны быть уточнены после бурения первых скважин. Аналогичная схема размещения применяется и при разведке солянокупольных структур.

Залежи литологически экранированные, имеющие заливообразную, рукавообразную, ленточную или другие формы, могут быть приурочены к моноклиналям или пологим крыльям и переклиналильным окончаниям складок. К их разведке можно приступить

после проведения детальных поисковых работ и бурения структурных или поисковых скважин, т. е. после того, как будет установлено наличие этих залежей (регионального выклинивания свит по восстанию, появления по падению новых пластов песчаников и т. д.). Иногда данные о выклинивании нефтеносных свит можно получить по геофизическим (сейсмическим) работам.

На первой стадии работ разбуривается поперечный профиль из двух-трех скважин, закладываемых на возможно большем расстоянии вниз по падению от выхода с тем, чтобы установить характер изменения литологического состава свиты. При отсутствии данных о разрезе свиты на выходе у места заложения профиля вторую скважину закладывают вблизи выхода свиты на поверхность. Оценивая полученные данные, решают основной вопрос — остается ли разрез свиты постоянным или в нем появляются новые пласты песчаников (рис. 34, а). При отсутствии нефти и наличии воды в этих песчаниках (скв. 3) на этом же профиле закладывают промежуточную скважину на расстоянии 250 м и выше (по отметке) скважины, вскрывшей водоносный пласт. При отсутствии в скважине 4 коллекторов закладывают

два новых профиля в 1000 м по простиранию от первого. На этих профилях первые скважины будут несколько смещены вверх (по отметке) по отношению к скважине 3. Если одна из новых скважин 5 попадает в зону развития коллектора, она возможно будет выше контура вода — нефть или (при наличии воды и отсутствии нефти) понадобится снова сдвигать точки для новых скважин вверх по восставию, но уже на расстояние 250—300 м.

Такая система поисков залежей может быть названа системой частных профилей с последовательно закладываемыми скважинами, сгущение которых для определения нулевой линии ловушки будет произведено уже на этапе детальной разведки. В этих случаях большое значение имеет возможность установления наличия залежи по газонефтепроявлениям в скважинах, расположенных вблизи этой залежи. Практика показывает, что выклинивание песчаных прослоев происходит более или менее плавно. Обычно между пачками глин, включающими эти песчаники за пределами развития последних, имеются тонкие песчаные прослои («швы»), по которым возможна миграция небольших количеств газа или нефти, проявляющих себя на расстоянии 150—200 м от залежи.

С. Т. Коротков и другие [14], обобщая методику разведки заливообразных залежей на Кубани, рекомендуют вести разведку этих залежей системой «клина», предложенной И. М. Губкиным. Сущность метода клина заключается в том, что на площади, где ожидаются залежи литологического типа, закладывается первая

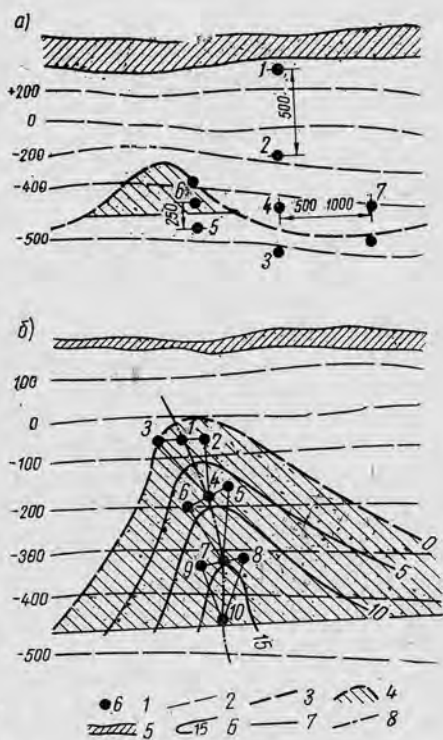


Рис. 34. Принципиальная схема размещения разведочных скважин на стадии предварительной разведки залежей литологического типа: а — метод Г. А. Хельквина (последовательно закладываемые профили); б — метод «клина» (И. М. Губкина): 1 — скважины; 2 — изолинии кровли нефтеносного пласта; 3 — контур залежи; 4 — залежь; 5 — выход нефтеносной свиты на поверхность; 6 — изолахиты нефтеносного пласта; 7 — контур нефтеносности (нижний); 8 — ось залежи

разведочная скважина (1, рис. 34, б). При установлении в ней нефти закладывают две новые скважины (2 и 3) на расстоянии 300 м от нее по простиранию моноклинали, т. е. перпендикулярно ожидаемому положению оси «залива». Новую скважину 4 располагают на 1 км ниже по падению по оси залежи. В зависимости от результатов бурения скважины 4 (с учетом построенных изопахит коллектора) две новых скважины будут заложены вкрест простирания оси через 300 м и т. д. Такая система дает возможность двигаться по оси залежи, нащупывая ее положение.

Сходная методика разведки залежей заливообразной формы предложена Н. И. Марковским и другими\*.

В числе примеров, освещающих методику поисков литологических залежей и результаты применения ее в производственных условиях, можно привести данные по разведке Горько-Овражной, Малиновской и Радаевской площадям\*\*. Здесь по результатам глубокого бурения было установлено значительное уменьшение мощности нижнего карбона в восточном направлении. В разрезе этих отложений выявлен ряд литологических залежей, которые на северо-востоке экранируются литологическим выклиниванием продуктивных пластов и с запада — подпираются водою. Поиски таких залежей в условиях данного района целесообразно производить путем сейсмических работ, позволяющих построить поверхность кровли и подошвы нефтегазонасной свиты. По результатам этих работ можно проследить изменение мощности свиты с точностью до 25 м.

На рис. 35 приведена карта изопахит части Камско-Кинельской впадины, на которой четко прослежено выклинивание терригенных отложений нижнего карбона в восток-северо-восточном направлении. При изучении этой карты в региональном плане отмечается подъем терригенных отложений в северном направлении, чем создаются еще более благоприятные перспективы для поисков и разведки литологически экранированных залежей.

В тех районах, где сейсмические исследования не дают данных, на основе которых можно было бы с достаточной степенью достоверности судить об изменениях мощности отдельных стратиграфических комплексов отложений, целесообразно использовать структурное бурение, применяя профильное размещение скважин, располагая последние вкрест простирания основных структурных элементов района (или площади).

\* Марковский Н. И., Бражников Г. А., Веснина Т. Л. О разведке литологических залежей нефти и газа в Волгоградском Поволжье. «Геология нефти и газа», 1962, № 4.

\*\* Новоселов Б. А. О поисках литологических залежей нефти. «Геология нефти и газа», 1962, № 9.



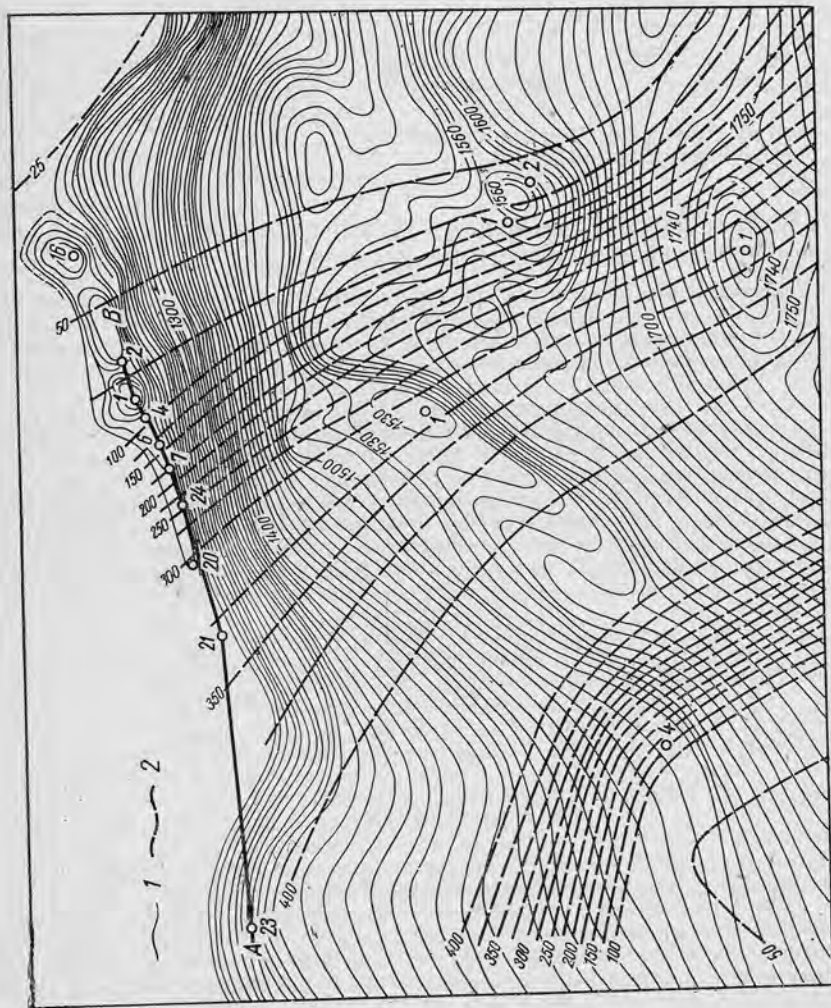


Рис. 35. Карта изохайт  
терригенных отложений  
нижнего карбона части Кам-  
ско-Кинельской нижекамен-  
ноуольной впадины.

1 — изохайсы кровли угленосно-  
го горизонта нижнего карбона;  
2 — изохайты терригенных от-  
ложений нижнего карбона



При разведке стратиграфически экранированных залежей в моноклинально залегающих свитах (или на крыльях антиклиналей и куполов) первый профиль следует закладывать на участке, где нефтеносная свита под несогласно покрывающими отложениями имеет максимальные отметки. Места для скважин на

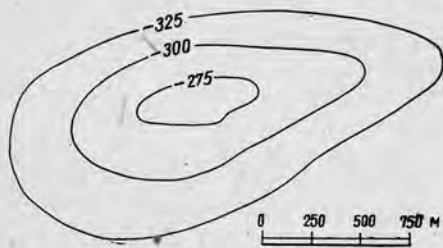


Рис. 36. Структурная карта по кровле продуктивной свиты

последующих профилях определяются после установления характера несогласия, так как сочетания экранирующей поверхности несогласия и изогипс пластов-резервуаров могут быть здесь самые различные. Понятно, что основным при выборе места для первого профиля является положение в плане линии пересечения пластового коллектора

с экранирующей поверхностью, что можно выяснить построением изолиний поверхности пласта и экрана.

**Задача 1.** По результатам структурного бурения составлена структурная карта по верхнему нефтеносному горизонту (рис. 36). Поверхность рельефа почти горизонтальна и имеет отметки в пределах 120 м. Требуется составить проект предварительной разведки и разместить разведочные скважины, исходя из предположения, что ожидаемая высота залежи 50 м.

**Ответ.** Наиболее рациональное размещение скважин — два взаимно перпендикулярных профиля, с размещением на них пяти скважин. На поперечном профиле скважины 2 и 3 задаются, исходя из отметки нижнего контура залежи, на расстоянии 750 м (северная) и 800 м (южная) от скважины 1 — сводовой. На продольном профиле скважины 4 и 5 задаются на расстоянии 1700 м (западная) и 2100 м (восточная) от скважины 1 — сводовой.

**Задача 2.** Спроектировать разведочные скважины первой очереди на структуре, изображенной на карте (рис. 37), полагая, что высота залежи

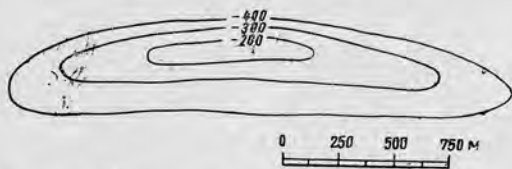


Рис. 37. Структурная карта по кровле нефтяной залежи

150 м, свод складки в нижних горизонтах возможно смещен в сторону полового крыла. Строение на периклинали не уточнено.

**Ответ.** Система расположения — параллельно-профильная, из трех скважин в каждом профиле. Первый профиль закладывается через свод структуры и первая скважина бурится на ее южном крыле. В зависимости от наличия в пласте воды, нефти или отсутствия коллектора выбирают место для второй и третьей скважин. Два дополнительных профиля располагают на

расстоянии 2000—2500 м от основного. Крыльевые скважины закладываются с учетом установленной высоты залежи по первому профилю.

**Задача 3.** Определить число и место заложения разведочных скважин первой очереди на профиле, построенном по структурным скважинам 3—5 для разведки нефтеносной свиты С (рис. 38).

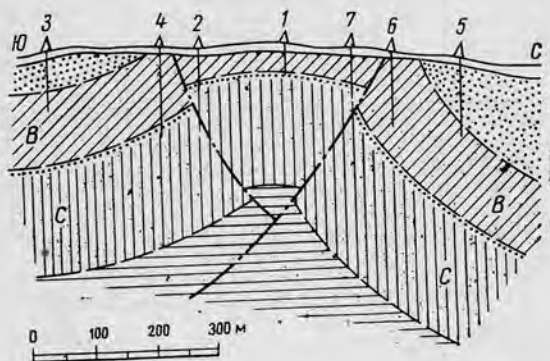


Рис. 38. Геологический профиль (проектный)

Южный (левый) разрыв подсечен структурной скважиной 2. Северный (правый) разрыв установлен только на выходе. Ожидаемая высота залежей в поднадвиге до 250 м. Профиль проведен через наиболее высокую часть свода и поднадвиговых крыльев. Искривление скважин у подошвы свиты С до 20°.

**Ответ.** Скважин первой очереди должно быть пять: три основных (№№ 1, 2, 3) и две зависимых (№№ 4 и 5). Скважина 1 бурится в повышенной части приподнятого блока у структурной скважины 1 с целью разведки сводовой части складки. Скважина 2 закладывается для разведки северного поднадвигового крыла в 200—250 м севернее скважины 1. Скважина 3 располагается в 250—300 м южнее скважины № 1 для разведки южного поднадвигового крыла. Скважины 4 и 5 закладываются для вскрытия поднадвиговых блоков с учетом высоты залежи и положения разрывов по падению. Местоположение этих скважин уточняется после бурения скважин 1, 2 и 3.

**Задача 4.** Спроектировать разведочные скважины первой очереди для разведки пластовых, тектонически экранированных залежей на структуре, изображенной на рис. 39, при следующих условиях: высота залежи в надвинутом и поднадвиговом крыльях до 200 м; возможно смещение свода в сторону южного крыла; наклон разрыва, осложняющего складку, может быть менее крутым; максимальная отметка поднадвигового крыла не определена; углы искривления на глубинах до 1500—1700 м до 10° в надвинутом и до 15° в поднадвиговом крыльях; тектоника площади детализирована тремя профилями структурных скважин (отметка рельефа 150 м).

**Ответ.** Система расположения скважин — параллельно-профильная, причем скважины располагаются вблизи профилей структурных скважин. Центральный профиль закладывается в наиболее повышенной части надвинутого крыла и состоит из четырех скважин.

Скважина 1 располагается на южном крыле складки так, чтобы попасть на смещенный свод. Скважина 2 — в 750 м к северу от скважины 1. Скважины 3 и 4 закладываются с учетом искривления для разведки поднадвигового крыла с задачей вскрыть ловушку в верхнем крыле (3) и на нижнем

контуре залежи (4). Скважина 4 бурится при положительных данных скважины 3.

В западном и восточном профилях закладываются скважины 5 и 6 на оси взброшенной складки для уточнения положения залежи. Остальные скважины на каждом профиле (7, 8, 9, 10) бурятся для разведки поднадвига с учетом положения контура залежи по данным скважин центрального профиля.

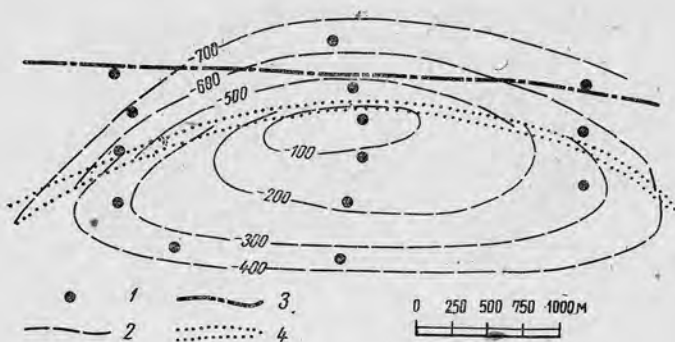


Рис. 39. Структурная карта по кровле свиты:

1 — структурные скважины (пробуренные); 2 — изогипсы кровли опорной свиты; 3 — разрывное нарушение, прослеженное при геологическом картировании; 4 — проекция пересечения кровли опорной свиты с поверхностью нарушения

**Задача 5.** Запроектировать разведочные скважины (глубиной до 1000 м) первой очереди для разведки нефтеносной свиты залегающей моноκлинално. Структурные условия площади известны по структурным скважинам, заложенным на профилях, по данным которых составлена структурная карта (рис. 40).

Предполагаемый тип залежей, по аналогии с соседними районами, пластовый, литологически экранированный. В скважине № 1 при вскрытии свиты были отмечены газопроявления.

Ответ. Для установления литологически экранированной залежи нефти в свите С следует заложить профиль через структурный выступ, выявленный профилем структурных скважин. Первой бурится скважина на погружении, глубиной 1000 м, для выявления песчаников в свите С (сравнением с разрезом, известным на выходе). При отсутствии песчаников решается вопрос о продолжении разведки этого участка более глубокими скважинами. При выявлении водоносных песчаников в скважине 1 скважины 2 и 3 закладываются через 500 м по восстанию от 1, для установления верхнего контура залежи, а затем бурятся еще две скважины по простиранию через 1000—1500 м на отметках выше (при наличии воды) или ниже, чем скважины 2 и 3. В зависимости от результатов бурения могут быть заложены новые скважины для установления нижнего и верхнего контуров нефтеносности.

## § 7. СОСТАВЛЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ РАЗРЕЗОВ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Для составления проектного разреза разведочной скважины необходимо, определив глубину вскрытия пласта в наиболее приподнятой части его или вблизи предполагаемого контура

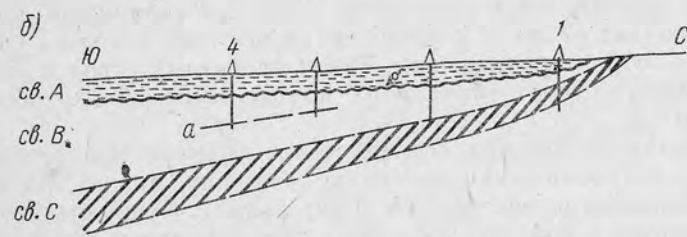
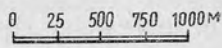
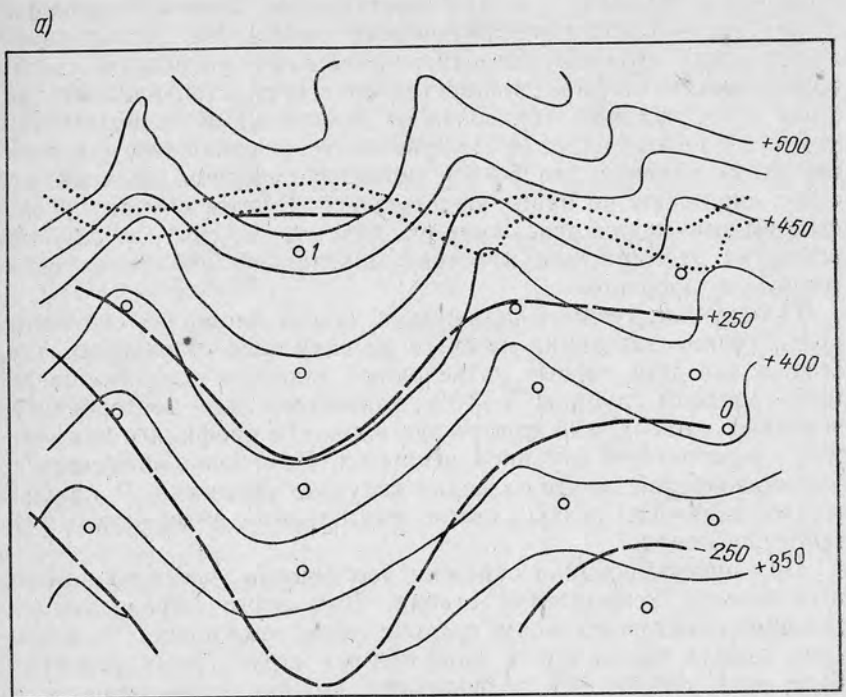


Рис. 40. План размещения скважин (а) и профильный разрез (б) площади, намеченной для разведки:

1 — структурные скважины (пробуренные); 2 — горизонталы рельефа местности; 3 — изолинии кровли свиты С; 4 — выход свиты С на поверхность. На профиле: а — маркирующий горизонт; б — граница несогласия; свита С — нефтеносная

нефтеносности и пользуясь данными структурной или геологической карты, построить через точку, где намечена скважина, поперечный профиль с учетом фактических данных, полученных в результате геолого-геофизических работ. На составленный профиль по сводному стратиграфическому разрезу с учетом возможных изменений мощностей свит и пластов наносят границы свит, опорные горизонты и положение всех возможных нефтегазоносных пластов. Положение устья скважины при пологих углах падения (до  $5-6^\circ$ ) можно определить, полагая, что ствол скважины не будет искривляться. В этом случае проектные данные (положение границ пластов и свит и глубины вскрытия нефтеносных пластов) определяют по стволу скважины на профиле.

Проектная глубина скважины на новых площадях соответствует глубине залегания нижнего из возможно газоносных пластов, а для двух первых разведочных скважин глубину определяют с запасом глубины  $5-10\%$ , в зависимости от достоверности исходных данных, или строят два варианта профиля с наименьшей и наибольшей глубиной вскрытия. При большой мощности нефтегазоносной свиты разведку ведут по «этажам». В каждый «этаж» включают свиту пластов, разделенных интервалами нефтеносных пород.

При проектировании скважин необходимо учесть возможное естественное искривление ствола. Для этого определяют по соседним месторождениям средние углы отклонения от вертикали ствола скважины в аналогичных структурных условиях. Если этих данных нет, то полагают, что при углах падения до  $35-40^\circ$  отклонение ствола скважины по вертикали происходит по восстанию. При крутых углах падения (свыше  $45-50^\circ$ ) ствол скважины может искривляться по падению и по простиранию.

Определив в точке вскрытия угол встречи ствола скважины с пластом, устанавливают характер «набора» скважиной кривизны и доводят ее до  $0^\circ$  у устья скважины, где какой-то участок ствола будет вертикальным. Такой проектный ствол в масштабе профиля строят сначала на кальке, а затем переносят на профиль\*.

В условиях постоянных пологих углов падения, при необходимости проектировать направленную скважину, можно пользоваться упрощенным способом (А. Григорьянц). Сущность этого способа состоит в том, что скважину проектируют и проводят, выделяя три участка (рис. 41): вертикальный участок *a*; участок равномерного набора кривизны *b*, который бурится с применением отклонителя, и участок с постоянным углом искривления *c*, который бурится с периодическим применением отклони-

\* Такой же профиль можно построить по сейсмической и другой картам, если опорный горизонт привязан к стратиграфическому разрезу.

теля и со специальными устройствами, стабилизирующими кривизну.

Исходными данными для построения профиля проектной скважины являются: глубина залегания точки встречи пласта с стволом скважины  $H$  и горизонтальное расстояние между проекциями устья скважины и точкой вскрытия пласта  $A$ . Дополнительными данными служат глубины начала и окончания набора кривизны, т. е.  $a$  и  $h'$  (равное  $0,25-0,3 H$ ), что определяется величиной угла ствола скважины с пластом. Величина конечной кривизны будет найдена из формулы

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{A}{h'' + \frac{h'}{2}} = \frac{A}{h - \frac{h'}{2}},$$

где  $h = H - a$ .

Найдя этот угол, можем построить участок  $b$  и найти величину горизонтального отклонения ствола скважины на этом участке

$$A' = h' \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}.$$

Длина интервала  $b$  определяется как дуга окружности, радиус которой равен

$$R = \frac{h'}{2 \sin \frac{\alpha}{2}},$$

откуда

$$b = \pi R \frac{\alpha^\circ}{180^\circ}.$$

Вся длина скважины равна

$$L = a + b + c = a + \pi R \frac{\alpha}{180^\circ} + \frac{A''}{\sin \alpha},$$

где  $A'$  — проекция участка  $C$  на горизонтальную плоскость.

Расчет участков ствола направленной скважины можно производить и следующим образом (рис. 42). На профиль наносят в заданном расстоянии от забоя устья скважины  $A$  и участок

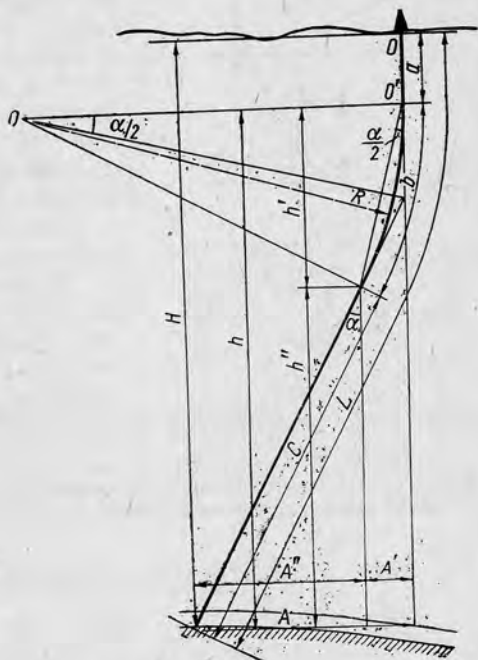


Рис. 41. Способы проектирования ствола направленной скважины (по методу А. Григорьянца)



(100—200 м) вертикального ствола  $AB$ . Из проектной точки вскрытия пласта  $B$  вычерчивают ось скважины под заданным углом  $\alpha$  до встречи ствола с пластом или под заданным постоянным углом искривления оси этого ствола до встречи с продолжением вертикального отрезка  $a$ .

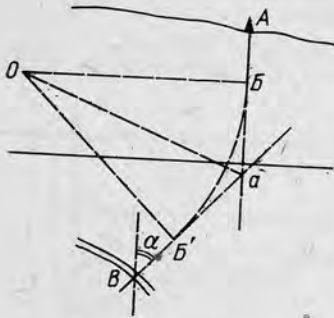


Рис. 42. Упрощенный способ проектирования искривленной скважины по данному углу ( $\alpha$ ) встречи с пластом

Центр дуги  $O$ , совпадающий с осью ствола на участке набора кривизны, будет находиться на пересечении перпендикуляра, восстановленного в конце участка прямого ствола  $B$  и биссектрисы  $Oa$  угла, составленного вертикальным и наклонным участками ствола. Искривление на каждые 100 м (набор кривизны) получают делением конечного угла искривления на число сотен метров в дуге, по которой происходит набор кривизны.

Другие способы проектирования искривленных скважин, как и скважин спирально-искривленных, здесь не рассматриваются, так как при предварительной и детальной раз-

ведках они применяются сравнительно редко.

**Задача 1.** Спроектировать (по методу Григорьянц) ствол плоско-искривленной скважины, чтобы вскрыть пласт в точке  $A$  (на профиле), зная, что расстояние между проекцией забоя и устьем должно быть не менее 400 м

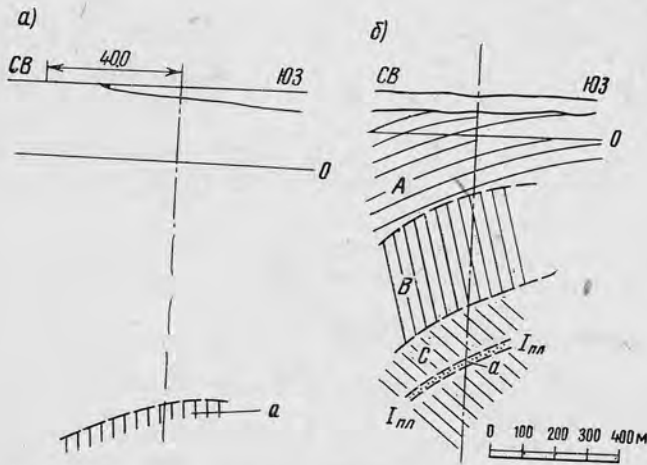


Рис. 43. Геологические профили с проекцией точек вскрытия пласта на дневную поверхность

(рис. 43). Глубина вскрытия пласта по вертикали  $H$  960 м. Глубина начала и окончания забоя кривизны (по вертикали) 100 м и 500 м.

О т в е т. Угол встречи скважиной пласта —  $31^\circ$ , длина наклонного ствола — 450 м, участок набора кривизны — 390 м.

**Задача 2.** Составить проектный разрез скважины по данному профилю (рис. 44, б) для вскрытия пласта в точке  $a$ , зная, что конечный угол искривления в аналогичных структурных условиях при глубине скважины 800 м —  $12^\circ$ .

О т в е т. Отклонение устья скважины от проектного забоя на профиле 135 м. Разрез скважины: свита А 0,0—340 м, свита В — 340—640 м, свита С — 640—800 (840) м, пласт I — 800 (840) м.

**Задача 3.** Составить проектный разрез скважины, имея структурную карту, нормальный разрез нефтеносной свиты, точку вскрытия первого пласта  $a$  и проектный угол встречи ствола скважины с пластом  $72^\circ$  (рис. 44).

Отметка рельефа в среднем 120 м. Средний набор кривизны

$$n^\circ = \frac{N^\circ}{z},$$

где  $N^\circ$  — искривление на забое;  
 $z$  — число сотен метров длины скважины.

Искривление ствола скважины происходит по восстанию.

О т в е т. Набор кривизны  $2^\circ$  на 100 м. Конечный угол искривления  $25^\circ$ . Глубина встречи свит и пластов: кровли свиты В 1000—1050 м, кровли свиты В 1100—1150 м, I пласт 1200—1250 м, II пласт 1300—1350 м, подошва нефтеносной свиты (забой) — 1500 м.

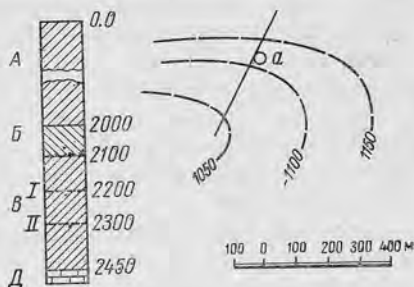


Рис. 44. Структурная карта по кровле свиты В и нормальный разрез отложений разведваемой площади (цифры указывают суммарную истинную мощность)

## § 8. СОСТАВЛЕНИЕ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН ПО КЕРНАМ

При проектировании предварительной разведки одним из важных вопросов является составление проекта каждой скважины, в котором подробно определяется назначение скважины, ее проектный геологический разрез, указываются возможные интервалы опробования, технические условия бурения, намечаются сроки бурения и т. д. [4].

В этом разделе освещаются только вопросы, связанные с составлением проектного разреза скважин и профильных разрезов по результатам бурения скважин при предварительной разведке.

При бурении разведочных скважин и скважин других категорий керн, извлекаемый в процессе бурения, после соответствующего изучения дает возможность решать почти все основные вопросы, связанные с геологической характеристикой и нефтеносностью разреза рассматриваемой структуры. Интервалы отбора керна определяются при составлении проектного литолого-стратиграфического разреза скважины с таким расчетом,

чтобы охарактеризовать разбуриваемые свиты и отдельные пласты и получить максимально возможные данные для оценки разреза и условий нефтеносности площади.

Описание керна производится по нижеприведенной схеме: тип породы (песчаники, глины и т. д.); структура (зернистость), текстура (слоистость, характер наложения); цемент; карбонатность; цвет; включения; органические остатки; битуминозность (экстракцией, растворителем или с помощью люминесцентной лампы); мощность (по керну); соотношение со смежными слоями (характер перехода); углы падения и перемятость.

По этим данным, с учетом характера буримости пород, геофизических и других данных, составляется литологическая характеристика каждого пройденного интервала разреза скважины и определяются глубины залегания этого слоя.

При эпизодическом отборе керна правила, определяющие интервалы этого отбора, могут быть сформулированы следующим образом: керн следует отбирать:

1) для установления геологических границ, которые могут уточнить стратиграфический разрез отложений и положение забоя бурящейся скважины, а также с целью изучения элементов тектоники;

2) во всех интервалах, где ожидается наличие пластов или свит, насыщенных нефтью, газом или водой;

3) на забое скважины (при окончании бурения ее).

Для новых площадей, находящихся в районах, где наличие промышленных залежей еще не установлено, должно быть пройдено по нефтеносной свите не менее двух скважин с полным отбором керна. В однородных ненефтеносных свитах на новых площадях керн отбирают через 25 м. Общее количество интервалов отбора керна в первых двух-трех скважинах в нефтеносных районах должно быть не менее 10%, а на новых площадях — 20% общей глубины скважины. Определение интервалов отбора керна удобно делать по профилям, на которых нанесен ствол проектной скважины.

Следует отметить, что большие интервалы отбора керна во многих случаях сильно задерживают окончание бурения скважин, т. е. снижают темп разведки. В связи с этим при необходимости форсировать бурение и за короткий срок получить данные о наличии или отсутствии залежи нефти рекомендуется первые одну-две скважины бурить с минимальным отбором керна в трех-пяти интервалах только для предварительного изучения стратиграфического разреза отложений и выявления нефтеносных горизонтов. Полный отбор керна в нефтеносной свите проектируется в последующих скважинах; после получения предварительных данных о нефтеносности или газоносности площади по электрокаротажу и другим косвенным данным. Это мотивируется тем, что при неизвестных мощностях свит во всех

случаях невозможно точно определить глубину отбора керна, а отбор кернов через короткие интервалы резко снижает скорость проходки.

При неполном выходе керна, отсутствии данных электрокаротажа или при необходимости составить предварительный разрез скважины, глубины залегания контактов различных пород могут быть определены следующим образом:

1. Путем деления неосвещенного интервала на части, пропорциональные длине керна каждого типа пород, при условном предположении, что эти породы в колонковой скважине разрушаются одинаково. Каждая из частей неосвещенного интервала прибавляется к длине керна каждого слоя породы, что позволяет определить глубины залегания слоев. Например, в интервале 255,0—261,0 м поднято керна (сверху): глины бурой — 2,2 м; глины серой — 0,6 м. Величину неосвещенного интервала (3,2 м) в этом случае следует делить на части, пропорциональные 2,2 и 0,6. Поделив 3,2 м на 2,8 м, получим 1,14. Не освещенная керном часть интервала, таким образом, распределится между глиной бурой и глиной серой следующим образом: глина бурая —  $1,14 \times 2,2 = 2,51$  м, глина серая —  $1,14 \times 0,6 = 0,69$  м. Таким образом, глины бурой пройдено  $2,20 + 2,51 = 4,71$  м, а глины серой  $0,6 + 0,69 = 1,29$  м, что будет соответствовать глубинам залегания: глины бурой — 255,0—259,71 ( $255,0 + 4,71$ ) м; глины серой — 259,71—261,0 ( $259,71 + 1,29$ ) м.

2. Для типов пород, процент выноса керна которых практически определен (определена и относительная степень разрушения керна), неосвещенный интервал делят пропорционально величинам относительного разрушения керна. Обычно пользуются следующими нормами выхода керна: для глины — 70%, для песков и неплотных песчаников — 30%; для песчаников и плотных мергелей — 50%. Имея эти данные, можно ориентировочно определить длину размытого керна.

Рассмотрим следующий пример: в интервале 1164—1167 м поднято (сверху): глины 1,2 м и песка 0,3 м. Надо определить (по норме) размытую часть керна. Для глин размытая часть составит:  $(1,2 \cdot 0,3) : 0,7 = 0,51$  м; для песка:  $(0,3 \cdot 0,7) : 0,3 = 0,7$  м. Всего размыто керна по норме 1,21 м, но неосвещенный интервал составляет  $3,0 - (1,2 + 0,3) = 1,5$  м, т. е. керна оказалось размыто на  $1,50 - 1,21 = 0,29$  м больше нормы. Этот излишек размытого керна надо разделить пропорционально величине размытой глины (0,51 м) и песка (0,7 м) и части эти добавить к уже найденным величинам:  $0,29 : (0,7 + 0,5) = 0,24$  м. Искомые величины будут равны: для глины —  $0,24 \cdot 0,51 = 0,12$  м; для песка  $0,24 \cdot 0,7 = 0,17$  м, т. е. глины размыто  $0,5 + 0,12 = 0,63$  м, а всего пройдено  $1,2 + 0,63 = 1,83$  м; песка размыто  $0,7 + 0,17 = 0,87$  м, всего пройдено  $0,87 + 0,3 = 1,17$  м. Следовательно, глины пересечены в интервале 1164,0—1165,83 м, а песок в интервале 1166,83—1167,0 м.

3. При определении глубин учитывается также изменение крепости пород, отмеченное при бурении (глубину которого необходимо указать в описании), на этикетке или при появлении (исчезновении) песка в растворе и т. д.

Разберем для примера проектирование интервалов отбора кернов для скважины, заложенной для установления нефтегазоносности свиты *a* в надвинутом и поднадвиговом крыле структуры (рис. 45). Разрез нефтеносной свиты известен.

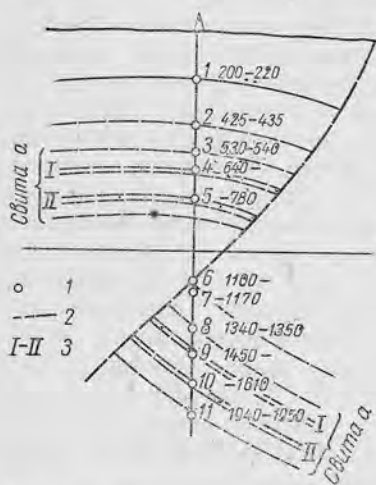


Рис. 45. Размещение интервалов отбора кернов в разведочной скважине:

1 — интервалы отбора керна; 2 — геологические (стратиграфические) границы; 3 — нефтегазоносные горизонты

ния забоя и углов наклона слоев, что поможет уточнить глубину залегания кровли свиты *a*. Керна отбирается в том случае, если фаунистические или другие исследования позволяют установить возраст пород. 2 — интервал 425—435 м, отбор керна с теми же задачами. 3 — интервал 530—540 м, керна отбирается для установления кровли нефтеносной свиты. 4 и 5 — интервалы 640—655 и 760—780 м, сплошной отбор керна для получения данных о нефтегазоносности и коллекторских свойствах I и II горизонтов. 6 и 7 — интервалы 1100—1110 м и 1160—1170 м, керны отбираются для характеристики условий залегания слоев у зоны разрыва и уточнения положения кровли

\* Длина интервала, проходимого колонковым долотом, определяется в этих случаях длиной колонковой трубы, т. е. обычно 2,5—5,0 м. При применении колонкового долота со съёмной грунтоносной величиной долбления может быть увеличена до 15—20 м и практически ограничивается срабатываемостью долота.



нефтеносной свиты в поднадвиге (интервал 7). 8 — интервал 1340—1350 м, отбор керна с теми же задачами, что и в интервале 3—9 и 10 — интервалы 1450—1460 и 1590—1610 м, керны отбирают для характеристики I и II горизонтов в поднадвиге.

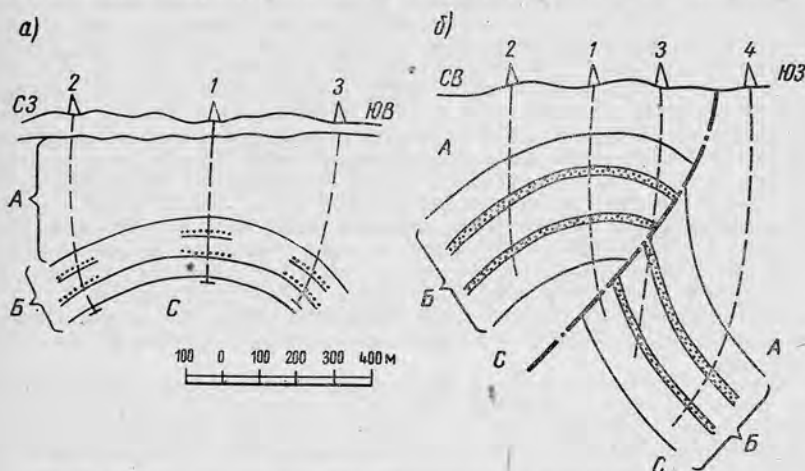


Рис. 46. Геологические профили (проектные) с указанием основных свит и возможных нефтяных горизонтов

11 — интервал 1840—1850 м, керн отбирается для характеристики возраста пород и условий их залегания на забое скважины по достижении ею проектной глубины. Кроме этого, рекомендуется проектировать несколько (три-четыре) резервных интервалов отбора керна для решения вопросов, которые могут возникнуть в процессе бурения скважин.

**Задача 1.** В интервале 1156,1—1162,2 м поднят и описан следующий керн (сверху вниз): 1) глина темно-бурая, слоистая — 1,6 м; 2) глина светло-бурая с неясно выраженной слоистостью — 2,1 м. Найти глубину контакта слоев.

Ответ: 1158,74 м.

**Задача 2.** В интервале 848,6—853,6 м поднят и описан следующий керн (сверху вниз): 1) глина серая, слоистая — 1,8 м; 2) песчаник неплотный, нефтяной — 0,3 м. Определить глубину контакта.

Ответ: 851,92 м.

**Задача 3.** В интервале 951,8—957,2 м поднят керн (сверху): 0,9 м — глина; 1,4 м — песчаник; 1,3 м — глина. Найти глубину залегания слоя песчаника (излишек длины размытого керна в 0,55 м следует разделить на части, пропорциональные длине размытой части каждой породы, и полученные результаты отнять от этой длины, так как теоретически найденная часть размытого керна в сумме с поднятым даст величину на 0,5 м больше интервала проходки).

Ответ. Глина залегает в интервале 951,8—953,0 м; песчаник — 953,0—955,38 м; глина — 955,38—957,2 м.

**Задача 4.** В интервале 393,02—398,21 м поднят и описан следующий керн (сверху вниз): 1) песок неплотный — 0,2 м; 2) песчаник крепкий — 0,1 м; 3) глина плотная серая — 1,8 мм; 4) мергель светло-серый, плотный 0,3 м.



По данным проходки в буровом журнале имеется отметка, что в интервале 395,65—395,75 м твердый прослой, а с глубины 397,8 м — крепкая порода. Требуется определить глубину залегания слоев.

Ответ. Интервалы 393,02—395,65 м — песок; 395,65—395,75 м — песчаник; 395,75—397,80 м — глина; 387,80—398,21 м — мергель.

**Задача 5.** Определить интервалы отбора керн в скважинах 1, 2 и 3, зная, что свита А однородна по составу и не нефтегазонасна, граница свит А и Б четко выражена фаунистически и литологически, свита Б возможно нефтеносна (рис. 46, а); интервалы проходки колонковым долотом 5 м.

Ответ. По скважине 1 отбор керн в однородной свите производится в интервале глубин 50—250 м через 25 м; в нефтеносной свите Б с глубины 250 до 425 м — сплошной отбор керн. По скважине 2 в свите А керн отбирается для установления углов падения пород через 150—200 м в двух-трех пунктах, в свите Б в интервале 370—480 м — сплошной отбор керн. По скважине 3 по свите А производится отбор керн через 150—200 м для установления углов падения слоев; в нефтеносной свите Б отбор керн производится в кровле свиты (380—390 м), затем в интервале 420—430 м, в пределах I и II нефтегазонасных пластов, и на забое скважины (495—500 м).

**Задача 6.** Определить интервалы отбора керн в скважинах 1, 2, 3 и 4, запроектированных на профиле (рис. 46, б), при детальной разведке месторождения. Разрезы свит А и Б достаточно подробно изучены и уточнений не требуют.

Ответ. По скважине 1 — в свите А для установления условий залегания отбирается керн в интервале 70—75 м; по свите Б керн отбирается в кровле свиты (120—130 м); в I и II пластах — для определения нефтенасыщенности (230—250 и 350—370 м) и затем в подошве свиты (490—500 м). В свитах Б и С отбор керн производится для прослеживания разрывного нарушения (570—590 и 600—610 м). На забое (645—650 м) — для определения его стратиграфического положения.

По скважине 2 керн берется в свите А для установления углов падения (50—55 м и 150—155 м); по свите Б — с теми же задачами, что и по скважине 1, в интервалах 190—200, 310—320, 430—450 м и на забое (535—540 м). По скважине 3 в свите А керн отбирается на глубинах 60—65 и 120—125 м, в свите Б так же, как и по скважине 1 (интервалы 140—145—150 м, 260—270 и 380—390 м); для прослеживания разрыва — 390—400, 430—440 м; для определения углов падения слоев в поднадвиге — 600—610 м и для выявления нефтеносности II пласта — 690—710 м; на забое — 745—750 м).

По скважине 4 отбор керн производится в свите А с теми же задачами, что и по предыдущим скважинам (в интервалах 200—205, 400—405, 550—555, 650—655 м; в свите Б — для определения положения кровли свиты (670—690 м); нефтеносности I и II пластов (780—810 и 900—930 м) и на забое (945—950 м).

## § 9. ПОСТРОЕНИЕ ПРОФИЛЬНЫХ РАЗРЕЗОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

При решении задач, связанных с обобщением результатов разведочных работ, наиболее важным и сложным является построение профильных разрезов по разведочным скважинам. Трудности построений заключаются в том, что положение геологических границ и опорных горизонтов в разрезах скважин определяется не по непосредственному изучению горных пород (кернов), а обычно по геофизическим исследованиям, что не всегда позволяет точно определить границы между свитами или отдельными пластами, вскрытыми скважиной. Кроме этого, не-

полно освещаются и структурные условия вскрытых пластов (углы падения слоев, азимуты падения, зоны нарушения). Сложную и трудоемкую задачу представляет собой проектирование ствола скважины на плоскость профиля, определение на этой проекции глубин геологических границ, нефтегазоносных пластов и опорных горизонтов.

При составлении профилей по разведочным (и другим) скважинам необходимо иметь:

1) план с нанесенными точками скважин и других выработок или обнажений, расположенных на составленном профиле или в непосредственной близости от него;

2) отметки устьев скважин;

3) данные инклинометрических исследований для проектирования искривленных стволов скважин на профиль;

4) разрезы скважин с глубинами залегания стратиграфических границ и опорных горизонтов;

5) углы падения по стволу скважин и данные о перемятых зонах;

6) данные о газоводонефтепроявлениях.

По характеру и полноте использованных данных различают предварительные или рабочие профили, составляемые в процессе бурения скважин, и, окончательные, где учтены данные всех исследований и, в частности, инклинометрические работы, положение в разрезе опорных горизонтов и стратиграфических границ.

Отметив на профиле устье скважины и построив ее ствол, наносят на последнем глубины залегания опорных горизонтов и стратиграфических границ, а затем соединяют одноименные горизонты или границы плавными линиями. При этом учитывают углы падения слоев, которые наносят на ствол скважины в характерных точках, и направление падения, известное по данным на поверхности. В некоторых случаях неопределенность данных о направлении падения заставляет брать ориентированные керны или определять направление падения по положению границ в нескольких смежных скважинах. Наличие разрывов при построении профилей определяют по перематым зонам, по резкому изменению углов падения, по повторению или выпадению из их разреза характерных слоев, по изменению мощности части свиты или, наконец, по водо-, газо- или нефтепроявлениям в той части разреза, для которой эти проявления обычно не свойственны.

К числу наиболее часто возникающих вопросов при построении профилей, относится определение истинной мощности пласта (или свиты) по данным разведочной (или структурной) скважины при значительном искривлении ее ствола. Истинную мощность пласта можно определить, имея проекции двух точек с числовыми отметками, одна из которых расположена в кровле

пласта, а другая — в подошве, а также, зная угол и азимут падения слоев. Решение этой задачи можно свести к определению длины перпендикуляра, опущенного из точки на плоскость, что легко осуществить при помощи перехода от проекции с числовыми отметками к ортогональным проекциям на две взаимно перпендикулярные плоскости.

На рис. 47, а представлена инклинограмма искривленной (направленной) скважины, проекция которой обозначена кривой *tabn*. В точках *a* и *b* ствол скважины вскрыл кровлю и подошву данного пласта. Точка *m* — устье скважины, точка *n* — забой. Числовые отметки *a* и *b* предполагаются известными. Кроме того, известны: азимут направления падения и угол падения  $\alpha$  слоя. Для решения задачи ортогонально проектируем точки *a* и *b* на две взаимно перпендикулярные плоскости, одну из которых *H* проводим горизонтально через точку *b*, вскрывая подошвы пласта, а другую *V* — перпендикулярно к направлению простиранья пласта на произвольно взятом расстоянии  $bb_x$  от точки *b*.

Согласно выбранному расположению плоскостей проекций, строим эпюр точек *a* и *b*, предполагая плоскость *V* совмещенной на эюре с плоскостью *H*. Для этого через точку *b* проводим прямую  $bb_x$  по направлению простиранья пласта, затем через произвольно выбранную на прямой  $bb_x$  точку  $b_x$  (отрезок  $bb_x$  равен расстоянию плоскости проекции *V*). От точки *b* проводим перпендикулярно к прямой  $bb_x$  прямую *OX*, являющуюся в данном случае осью проекций. Таким образом, точки *a* и *b* являются проекциями на плоскость *H* точек пересечения скважиной кровли и подошвы пласта, точка  $b_x$  является проекцией на плоскость *V* точки пересечения скважиной подошвы пласта, т. е. сама точка принадлежит плоскости проекции *H*. Далее, из точки *a* опускаем перпендикуляр  $aa_x$  на ось *OX* и откладываем на нем отрезок  $aa_x$ , равный разности отметок точек *a* и *b*, получая, таким образом, проекцию *V* точки пересечения скважиной кровли пласта.

Анализируя полученный эпюр двух точек заключаем что прямая  $bb_x$  является следом *Ph* плоскости *P*, определяющей положение в пространстве подошвы пласта, а точка  $b_x$  — точка схода  $P_x$  следов плоскости *P* на оси плоскости *OX*.

Плоскость *P*, согласно выбранному расположению плоскостей проекций *V* и *H*, является проектирующей на плоскость *V*. Поэтому след ее *P* на плоскости *V* проводим через точку  $P_x$  под углом  $\delta$  (углом падения) к оси *OX*. Истинная мощность данного пласта определится длиной перпендикуляра  $a'k'$ , опущенного из точки *a'* на след  $P_v$  как кратчайшее расстояние от точки, принадлежащей кровле пласта, до его подошвы. В рассмотренном примере ствол скважины искривлен в противоположную направлению падения пласта сторону, т. е. по «восстанию» его.

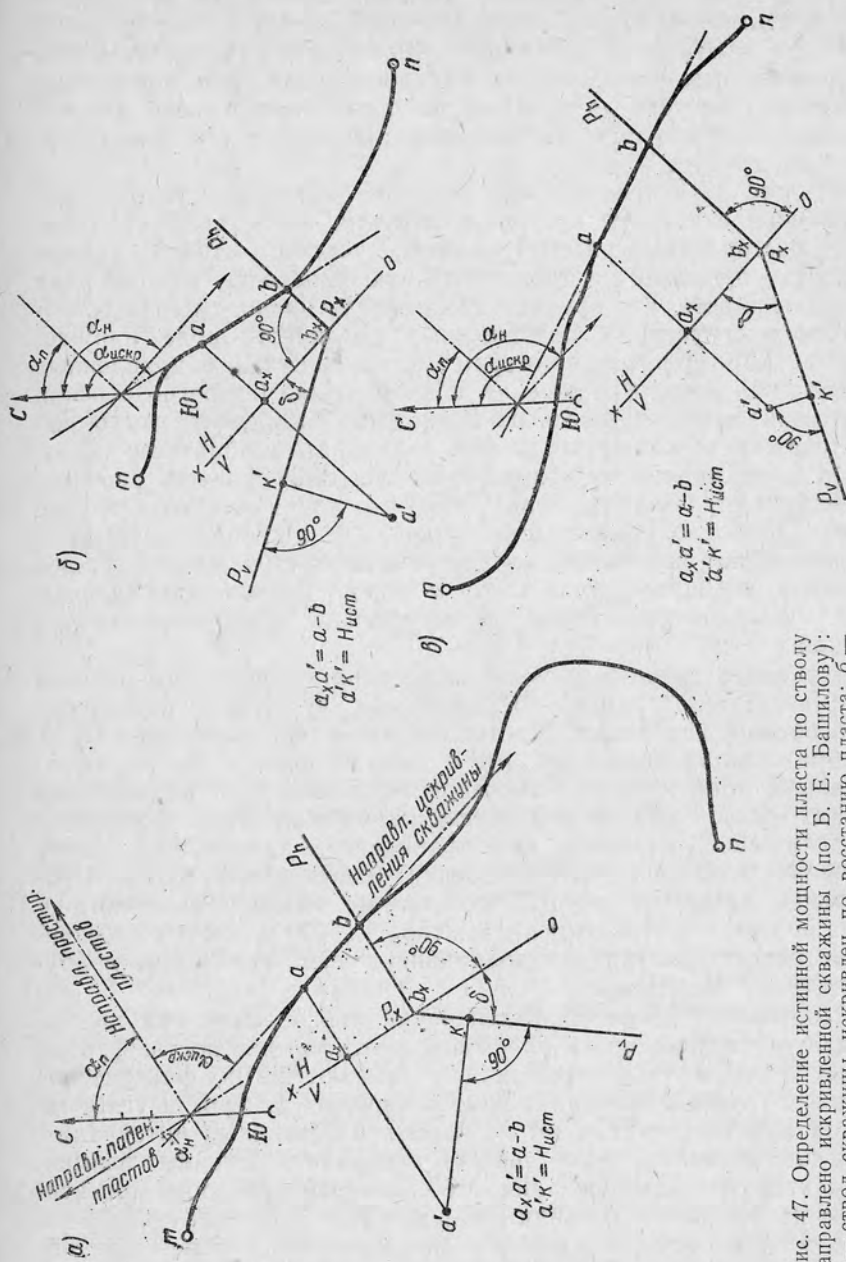


Рис. 47. Определение истинной мощности пласта по стволу направлено искривленной скважины (по Б. Е. Башилу): *a* — ствол скважины искривлен по восстанию пласта; *b* — то же, по падению пласта; *в* — ствол скважины искривлен по падению пласта при наличии разрывных нарушений

На рис. 47, б дано решение подобной задачи для случая, когда искривление ствола скважины направлено в сторону падения, что характерно для направленных скважин, проведенных с применением отклоняющих приспособлений. Все построения в этой задаче приводятся в той же последовательности, что и в предыдущей, поэтому никаких дополнительных пояснений чертеж не требует.

На рис. 47, в представлено решение задачи при условии искривления скважины в сторону падения, но в данном случае угол, составленный рассматриваемым участком ствола скважины и его проекций на горизонтальную плоскость, меньше угла падения пласта, что присуще скважинам, проводимым в геологических структурах, осложненных различного рода нарушениями. Характерным примером могут служить направленные скважины, закладываемые на южном крыле Старогрозненской антиклинали и бурящиеся на поднадвиг. То обстоятельство, что эти скважины вскрывают пласты поднадвига в обратном порядке, т. е. со стороны их подошвы, по существу процесса решения не изменяют. Разница лишь в том, что точка *a* в этом случае принадлежит подошве пласта, точка *b* — его кровле и плоскость *P* определяет положение в пространстве кровли пласта. Таким образом, в общем случае точку *a* можно считать принадлежащей поверхности пласта, первоначально встречаемого скважиной.

Наиболее трудные случаи построения профильного разреза при изучении структур, осложненных крупными разрывами и, особенно, надвигами. На рис. 48 приведена блок-диаграмма, изображающая поднадвиг, где в виде отдельных блоков представлены продуктивные отложения, осложненные и разделенные между собой системой разрывных нарушений. Из-за сложности геологического строения для поднадвигов невозможно делать обычные геологические построения (структурные карты, профильные разрезы и пр.). В этом случае поперечные геологические профили составляют в масштабе 1 : 5000 и обычно проектируют вкрест простирания поднадвига, через скважины, пробуренные на поднадвиг.

Построение таких профилей начинается с нанесения на выбранную вертикальную плоскость рельефа местности, уровня моря, устьев и стволов скважин; указывают на них фактические данные: глубины залегания свит и опорных реперов и углы падения пластов по замерам на кернах в различных интервалах. Для построений, которые должны изобразить основные элементы тектоники месторождения, ствол каждой скважины проектируют на плоскость профиля. Если профиль занимает по отношению к некоторым скважинам промежуточное положение, то устья этих скважин проектируют на профиль по простиранию или на основе имеющейся структурной карты.



Для построения геологического профиля необходимо нанести на плоскость профиля проекцию ствола каждой скважины с учетом его искривления. На инклинограмме через устье скважины

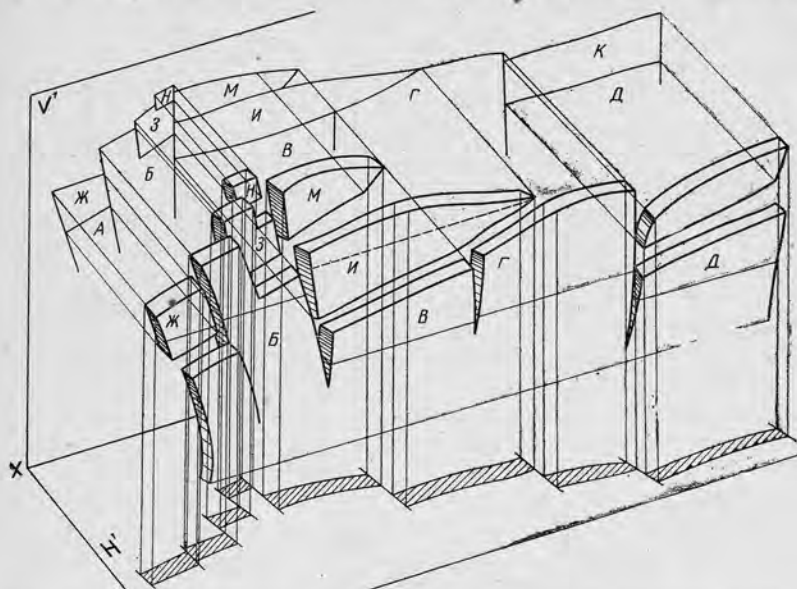


Рис. 48. Блок-диаграмма, изображающая поднадвиг. Буквами показаны отдельные блоки поднадвига

проводят прямую, идущую параллельно направлению линии профиля, а на горизонтальной проекции искривленного ствола скважины отмечают точки, отвечающие границам стратиграфических свит или маркирующих горизонтов (рис. 49), которые необходимо нанести на плоскость профиля. Пользуясь структурными картами, по соответствующим этим точкам стратиграфическим свитам, через все обозначенные точки проводят линии, параллельные простираанию пород на глубине. Измеряют все расстояния от устья скважины до проекции точек, переносимых на линию профиля. Длину интервалов, выраженную в метрах (на рис. 49, б эти точки обозначены  $b_1$ ,  $b_2$  и т. д.), подписывают против соответствующих точек на линии профиля.

Перенесение изображения вертикальной проекции ствола скважины на линию профиля производится либо способом засечек, либо с помощью координат. Последний способ более точный и заключается в том, что на основной вертикали, проходящей через устье скважины (рис. 49, б), откладывают вертикальные расстояния от устья до всех переносимых точек ( $b_1-b_2$ ;  $b_1-b_3$ ), полученных в результате подсчета кривизны скважины.



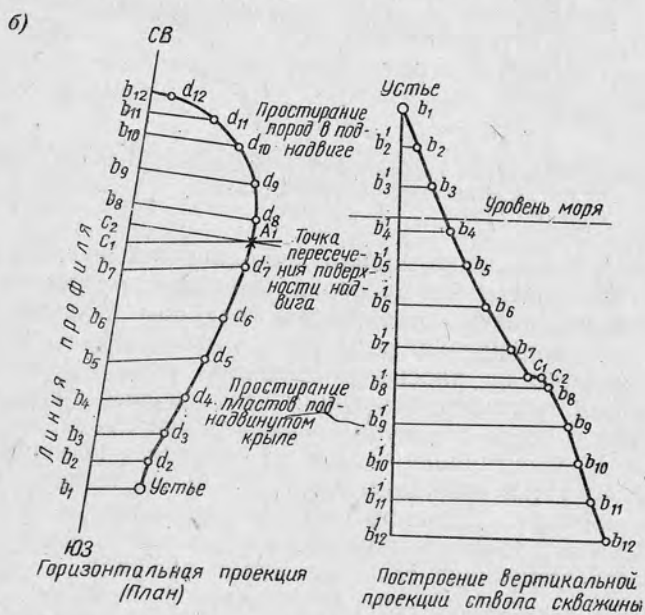
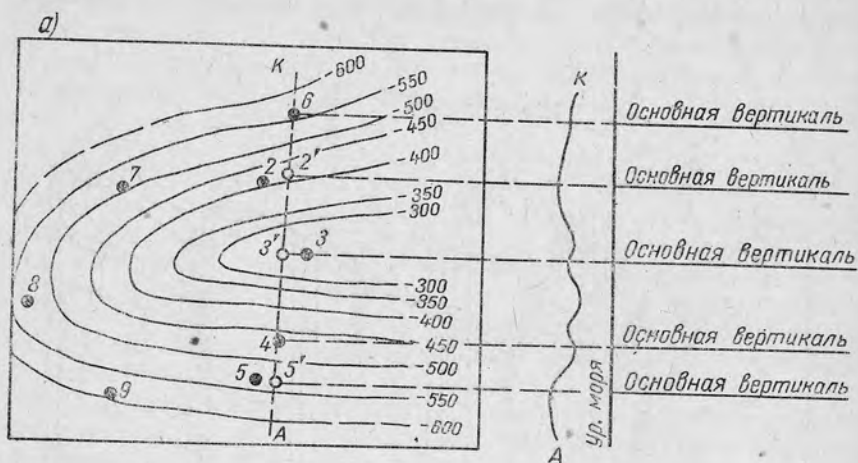


Рис. 49. Разведка структуры, осложненной поднадвигом (по Н. Н. Поваркову): а — структурная карта с нанесением разведочных скважин (справа проведен профиль по линии скважин АК); б — построение проекции ствола разведочной скважины с учетом его искривления

Через эти точки ( $b_2, b_3, b_4, b_5$  и т. д.) проводят отрезки горизонтальных прямых линий, на которых от основной вертикали откладывают от смещения соответствующих точек в плоскости профиля, измеренные на проекции ствола скважины на линии профиля (отрезки  $b'_2 - b_2; b'_3 - b_3$  и т. д.). Соединив концы этих горизонтальных отрезков непрерывной линией, получаем искомую проекцию ствола скважины в плоскости данного профиля. Затем переносим на нее глубины залегания свит, поверхности нарушений и углы падения пород, замеренные по извлеченным кернам. Соединяя границы стратиграфических свит и маркирующих горизонтов между скважинами, получаем поперечный профиль месторождения.

Для изображения крутопадающих пластов поднадвига имеют практическое значение карты простираения, которые, в сущности, представляются как пластовые карты (изображенные в виде горизонтальных проекций на блок-диаграмме, рис. 48). Методика построения их сводится к тому, что на всех поперечных профилях проводится плоскость на 100 м (или 200 м) и более ниже основной поверхности надвига и отмечаются точки пересечения в ней поверхности кровли и подошвы пластов. На карту наносится пространственное положение профилей, а затем в виде линий показываются горизонтальные проекции основных поднадвиговых пластов. На эту карту наносятся также горизонтальные проекции скважин с указанием положения устья, а также наличие поперечных нарушений, пересекающих поднадвиговое крыло на отдельные тектонические блоки.

Кроме перечисленных построений, при разведке крутопадающих пластов используют карты проекций этих пластов на вертикальную плоскость и поверхности надвига. Исходными данными для этих карт являются поперечные профили и план расположения скважин с горизонтальными проекциями стволов.

Методика составления карт проекций плоскости на вертикальную плоскость заключается в следующем. На плане с горизонтальными проекциями скважин (т. е. на карте простираения) проводят линию параллельного простираения поднадвигового крыла — это линия вертикальной проекции. На нее по перпендикулярам переносят отметки глубин вскрытия крутопадающего пласта и забой всех скважин, вскрывших пласт, а также точки пересечения плоскостями профилей линии выхода головы пласта на поверхность надвига.

Приступая к построению вертикальной проекции на листе бумаги (рис. 50), надо провести горизонтальную линию, приняв ее за уровень моря. На плане с горизонтальными проекциями, параллельно направлению выбранной для построения плоскости проекции, измеряют расстояние по простираению между глубинами пересечения пласта скважинами и точками пересечения

профилей линии выхода головы крутопадающего пласта на поверхность надвига. Эти расстояния переносят на вертикальную проекцию и откладывают их по линии уровня моря от начальной точки А. Затем (на перпендикулярах от уровня моря вниз) отмечают гипсометрические отметки глубин залегания пласта и нарушений и увязывают их по заданному направлению.

Основным недостатком этих карт является то, что они не увязывают отдельные профили в горизонтальной плоскости и не



Рис. 50. Проекция поверхности поддвига

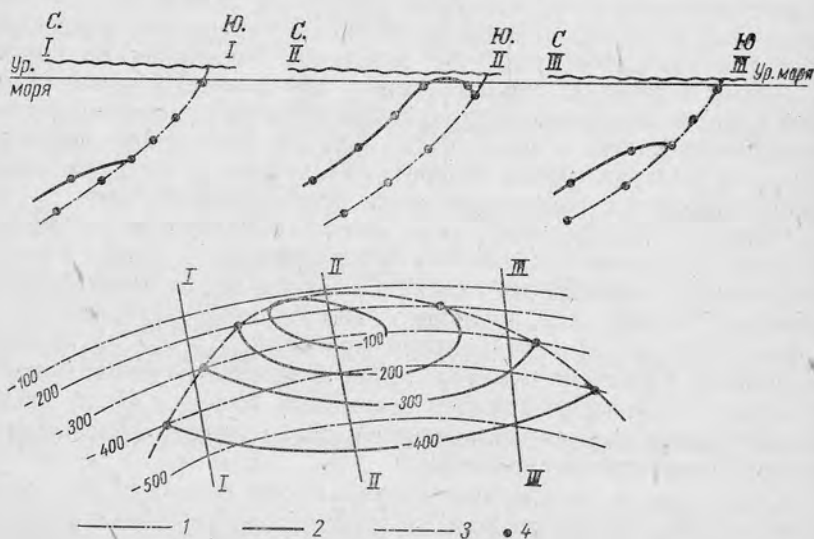


Рис. 51. Построение структурной карты и поверхности надвига в изолиниях:

1 — изолинии поверхности надвига; 2 — изолинии поверхности пласта; 3 — след пересечения поверхности пласта и надвига; 4 — опорные точки

показывают положение поперечных нарушений в поднадвиговом крыле. Ответы на эти вопросы дают карты простираения пород поднадвигового крыла. Такие карты строятся так же, как карты среза через определенные интервалы (на 140, 300 м и т. д.), ниже поверхности надвига.

На рис. 51 приведена схема построения карты поверхности надвига с помощью изолиний. На профилях показана последовательность выделения отдельных точек для этого построения на карте.

Приведенными примерами не ограничиваются вопросы, которые приходится решать при обработке данных, полученных в результате бурения скважин, но они показывают, что от правильного определения пространственного положения ствола скважины в значительной степени зависит конечная оценка итогов разведки.

Ниже приведены задачи, решение которых на основе изложенной методики рекомендуется выполнить.

**Задача 1.** Построить профиль через скважины 1, 2, 3, 4, расположенные на расстоянии 285 м (2), 725 м (3) и 1050 м (4) к востоку от скважины 1. Азимут профиля 90°, азимуты простираения слоев в надвинутой и в поднадвиговой частях соответственно равны: 345° (165°) и 20° (200°). Желательный масштаб 1 : 10 000 или 1 : 5 000. Данные о скважинах приведены в табл. 20.

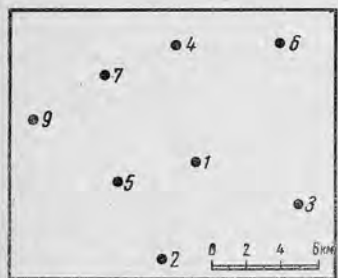


Рис. 52. Карта размещения скважин

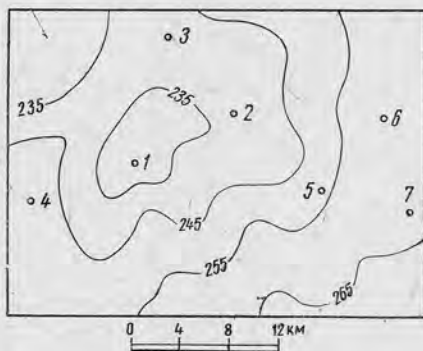


Рис. 53. Структурная карта с указанием местоположения скважин

**Задача 2.** В результате разведочного бурения, проведенного в одном из районов, были получены данные (табл. 21), характеризующие его геологическое строение.

Схема размещения разведочных скважин приведена на рис. 52. Для детальной характеристики геологического строения необходимо построить структурные карты по кровле бавлинской свиты, пашийских, кыновских и саргаевских слоев в масштабе 1 : 500 000 и профильные разрезы по линиям скважин 9, 7, 4; 7, 1, 3 и 6, 1, 2. На основе этих построений сделать выводы, объясняющие получение притока нефти из скважины 7 из кыновских слоев, а также выбрать места бурения для дальнейшей разведки площади.

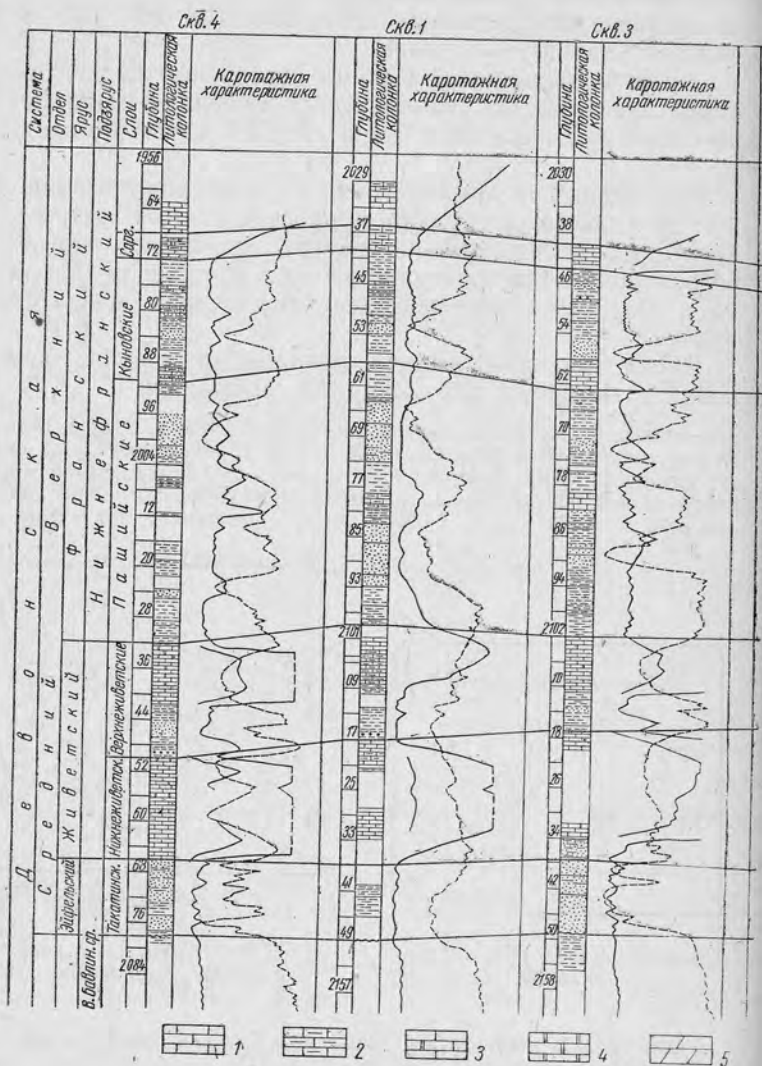
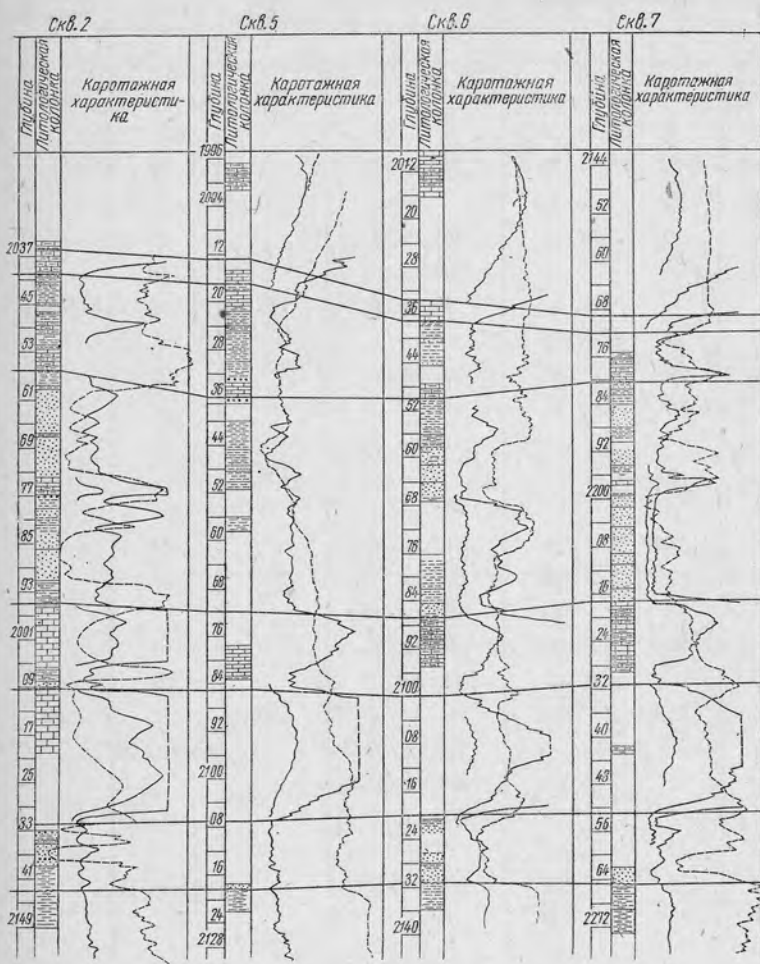


Рис. 54. Схема сопоставления разведочных скважин по 1 — известняки; 2 — известняки глинистые; 3 — известняки песчанистые и глины; 7 — глинистые сланцы; 8 — алевролиты;



девонским отложениям, пробуренных в пределах района:  
 доломитизированные (внизу); 4 — доломиты; 5 — мергели; 6 — аргиллиты  
 9 — песчаники; 10 — песчаники глинистые



Таблица 20

Номер за- мера	Глубина, м	Угол искривле- ния $\alpha$ , град	Азимут искривле- ния $\beta$ , град	Глубина залегания кровли свит, м	Отметка устья скважины, м	Углы падения, град	Глубина скважин, м
1	0,0	0	—	—	230	—	950
2	200	2	70	—	—	—	—
3	400	5	70	245 св. В	—	37	—
4	600	19	75	—	—	—	—
5	800	35	—	645 св. С	—	40	—
6	950	—	—	856 св. Д	—	48	—
1	—	—	—	40 св. В	182	16	690
2	200	5	100	—	—	—	—
3	400	20	95	420 св. С	—	27	—
4	600	30	95	—	—	—	—
5	690	—	—	618 св. Д	—	32	—
1	0	0	—	—	130	—	1120
2	200	0	—	—	—	—	—
3	400	5°30'	270	310 св. С	—	14	—
4	600	12	275	512 св. Д	—	15	—
5	800	13	270	800 разрыв	—	—	—
6	1000	16	95	892 св. С	—	7	—
7	1120	—	—	1090 св. Д	—	25	—
1	0	3°30'	270	—	180	180	1090
2	—	—	—	110 св. В	—	восток 20	—
2	200	7	285	355 разрыв	—	—	—
3	400	3	290	600 св. В	—	восток 16	—
5	600	9	295	—	—	—	—
5	800	19	300	950 св. С	—	восток 18	—
6	1000	20	300	—	—	—	—
7	1090	—	—	—	—	—	—

Задача 3. На разведочной площади пробурены скважины, местоположение которых показано на рис. 53. Стратиграфическая разбивка пермских и каменноугольных отложений по скважинам приведена в табл. 22 (отметки глубин указаны по отношению к дневной поверхности).

Разрезы девонских отложений по скважинам приведены по схеме сопоставления (рис. 54), составленной на основании изучения ядра и электрокаротажных диаграмм. По этим данным предполагается:

1) составление профильных геологических разрезов по линиям скважин 4, 1, 5, 7 и 3, 2, 5 с указанием границ всех перечисленных стратиграфических свит палеозоя (условно считая скважины вертикальными);

Номер скважины	Абсолютные отметки глубин залегания кровли и горизонтов свит девона и вертикальная мощность их в метрах								
	бавлинская свита	верхне-живетский ярус	мощность, м	пашийские слои	мощность, м	кыновские слои	мощность, м	саргаевские слои	мощность, м
1	-1817	-1811	6	-1719	32	-1767	12	-1762	5
2	-1832	-1824	8	-1795	30	-1780	15	-1777	3
3	-1846	-1842	5	-1811	30	-1801	10	-1796	5
4	-1786	-1780	6	-1750	30	-1735	15	-1732	3
5	-1897	-1792	5	-1762	30	-1746	16	-1742	4
6	-1817	-1812	5	-1785	27	-1767	18	-1764	3
7	-1793	-1788	8	-1758	30	-1745	13	-1742	3
9	-1774	-1767	7	-1739	28	-1722	17	-1720	2

2) построение (с сечением через 10 м) структурных карт по кровле верхнего, среднего и нижнего карбона, пашийских и бавлинских слоев девона с характеристикой истории геологического развития этого района в палеозойское время;

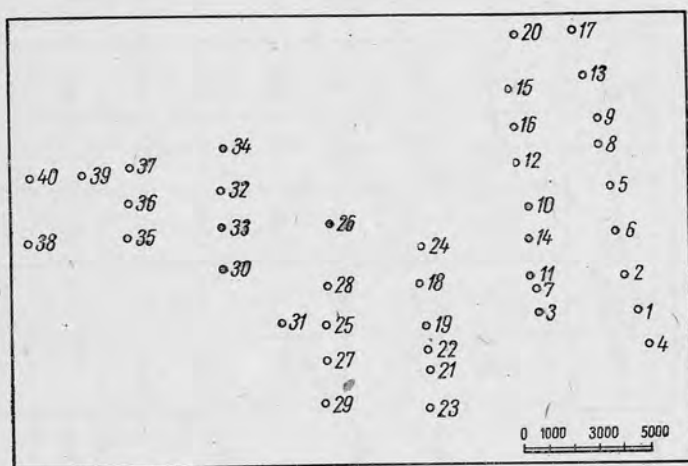


Рис. 55. Схема размещения структурных скважин

3) построить карту изохор с сечением через 2 м по кыновским слоям и указать на ней зоны уменьшения мощностей;

4) детально изучить разрезы разведочных скважин по девонским отложениям, приведенные на схеме сопоставления, указать объекты, заслуживающие опробования на нефть и предложить геолого-технические проекты практического проведения этих работ (включая технический разрез скважин, спо-



Номер скважин	Альтитуды устья, м	Глубина вскрытия стратиграфических свит, м										Забой
		караган + чокрак + тархан	нижний майкоп	фораминиферовые слои					свита горячего ключа	меловые		
				белоглин- ская свита	кумская свита	халыжен- ская свита	кадуж- ская + ба- зинская свита	верхний		нижний		
1	640	—	—	—	— 12	— 53	— 185	— 273	310—383	—	383	
2	600	—	—	—	— 61	— 97	— 248	— 306	373—417	—	417	
3	590	—	—	—	—	—	— 150	— 203	267—497	—	297	
4	700	—	—	—	—	—	— 129	— 226	272—320	—	320	
5	635	—	240—310	—	— 410	— 456	— 540	—	—	—	540	
6	630	—	89—153	—	— 240	— 272	— 436	— 51	—	—	513	
7	620	—	—	—	— 68	— 92	— 248	— 315	371—416	—	416	
8	630	—	336—404	—	— 489	—	—	—	—	—	489	
9	580	—	360—430	—	— 485	—	—	—	—	—	485	
10	630	—	250—321	—	— 395	— 450	— 419	—	—	—	450	
11	640	—	9—72	—	— 130	— 200	— 168	— 413	460—463	—	463	
12	735	—	454—500	—	—	—	— 304	—	—	—	500	
13	660	—	—	—	—	—	—	—	—	—	552	
14	670	—	190—256	—	— 308	— 389	— 466	—	—	—	466	
15	640	—	511—580	—	—	—	—	—	—	—	580	
16	750	—	503—543	—	—	—	—	—	—	—	543	
17	775	168	—	—	—	—	—	—	—	—	555	
18	640	—	99—174	—	— 247	— 269	— 407	— 456	—	—	456	

Продолжение

Номер скважин	Альtitуды устья, м	Глубина вскрытия стратиграфических свит, м										Забой	
		караган + чокрак + тархан	нижний майкоп	фораминиферовые слои				свита горячего ключа	меловых				
				белоглинская свита	кумская свита	халаженская свита	калужская + обазинская свита		верхний	нижний			
19	600	—	—	—	—	—	—32	—59	—150	—225	265—307	—	307
20	820	176	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	560
21	650	—	—	—	—	—	—	—	—	—110	146—355	355—526	526
22	660	—	—	—	—	—	—19	—54	—152	—226	261—315	—	315
23	615	—	—	—	—	—	—	—	—	—	17—216	216—510	510
24	670	—	187—267	—	—329	—371	—	—434	—536	—	—	—	536
25	640	—	15—58	—	—98	—121	—	—156	—278	—334	363—444	—	444
26	690	—	273—349	—	—393	—427	—	—460	—537	—	—	—	537
27	630	—	—	—	—	—	—	—	—90	—144	201—276	—	276
28	670	—	35—109	—	—152	—181	—	—205	—320	—393	428—464	—	464
29	650	—	—	—	—	—	—	—	—66	—150	186—373	373—406	406
30	606	—	—	—	—104	—136	—	—156	—282	—330	371—430	—	430
31	650	—	—70	—	—38	—67	—	—85	—201	—272	272—308	308—390	390
32	620	—	278—372	—	—427	—461	—	—483	—585	—600	—	—	600
33	630	—	156—239	—	—282	—307	—	—344	—443	—	—	—	443
34	680	—	481—577	—	—604	—	—	—	—	—	—	—	604
35	685	—	105—190	—	—232	—258	—	—274	—378	—386	—	—	386
36	680	—	188—261	—	—306	—346	—	—369	—462	—	—	—	462
37	690	—	346—427	—	—477	—512	—	—514	—	—	—	—	514
38	690	—	136—216	—	—256	—283	—	—312	—418	—422	—	—	422
39	700	—	291—362	—	—428	—	—	—	—	—	—	—	428
40	720	—	288—366	—	—419	—420	—	—	—	—	—	—	420

соб опробования и др.), учитывая местоположение каждой скважины по отношению к возможной залежи.

**Задача 4.** Для подготовки района к разведочным работам на нефть была проведена геологическая съемка в масштабе 1 : 50 000 и структурное бурение. Результаты этих исследований приведены в таблице фактических данных по пробуренным скважинам (табл. 23).

Схема размещения скважин представлена на рис. 55. На основе приведенных данных предлагается составить несколько профильных разрезов и структурные карты по кровлям нижнего майкопа, фораминиферовых слоев (хадыженской свите), свите горячего ключа и верхнемеловых отложений. Определить геолого-структурные особенности строения данного района и предложить проект размещения разведочных скважин первой очереди, указав стратиграфические объекты разведки.



**ДЕТАЛЬНАЯ РАЗВЕДКА И ЕЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

Детальная разведка может быть начата на месторождениях, в пределах которых закончено бурение скважин, давших промышленную характеристику месторождения [15], и установлены запасы категории  $C_1$  и частично  $B$ .

Детальная разведка (часто ее называют промышленной) имеет целью установление параметров залежей нефти и газа, необходимых для подсчета запасов по категориям  $A$ ,  $B$ ,  $C_1$  и для составления проекта разработки залежи. Кроме подробной характеристики продуктивных горизонтов, оконтуривания залежи и установления свойств пластовых флюидов, на стадии детальной разведки устанавливаются режим нефтяных и газовых залежей, а также получают данные о динамике пластовых вод, что позволяет составить проект разработки одной или нескольких залежей месторождения. Кроме этого, при детальной разведке окончательно выясняется геолого-литологическая характеристика отложений для различных участков месторождения, устанавливаются данные для построения структурных карт по различным пластам и стратиграфическим горизонтам, что позволяет изучить палеотектонические условия развития структуры и выяснить взаимоотношения залегания этих свит.

Задачи детальной разведки решаются бурением разведочных скважин по принятой системе размещения их (профильной, треугольной и др.). Детальная разведка осуществляется увеличением числа скважин, обычно называемым сгущением разведочной сети. Такое сгущение не может быть, однако, беспредельным и ограничивается минимальными расстояниями между скважинами, принятыми по системе разработки залежи.

Передавая залежь в разработку, необходимо иметь о ней данные, позволяющие в нужной точке определять параметры, характеризующие условия залегания, количество полезного ископаемого и его качество. Это возможно лишь в том случае, если в итоге проведенных работ будут установлены общие закономерности изменения залежи, и эти данные можно будет определить в любой точке интерполяцией или экстраполяцией.

Определяя детальную разведку как подготовку залежи к разработке, следует подчеркнуть, что эта задача не может быть решена сразу и данные об общих закономерностях изменения параметров залежи можно получить только последовательно в различных пунктах залежи. Таким образом, общая задача детальной разведки может быть разделена, по меньшей мере, на две частные. Первая из них заключается в изучении параметров залежи вдоль контура (обычно нижнего), т. е. в определении

границ, а значит и объема полезного ископаемого и называется сгущением скважин по контуру залежи или ее оконтуриванием.

При больших размерах залежи сгущение скважин по контуру может не дать необходимых сведений для оценки общих закономерностей изменения основных параметров залежи. В этом случае разведочные скважины потребуется заложить и внутри контура, т. е. произвести так называемое внутриконтурное сгущение (вторая частная задача).

Сгущая выработки, т. е. увеличивая их число по определенному заранее выработанному плану, с целью решить поставленные задачи наименьшим числом выработок при их наименьшей глубине, следует установить предел сгущения. На стадии детальной разведки увеличение числа выработок не преследует цель генерального сгущения, т. е. уплотнение их для получения эксплуатационной сетки. Степень уплотнения при детальной разведке может быть определена тем, что уменьшение расстояний между выработками должно производиться до тех пор, пока не будут выявлены общие закономерности изменения параметров залежи, т. е. пока данные о качестве, количестве и условиях залегания полезного ископаемого в любой точке залежи могут быть получены интерполяцией или экстраполяцией.

Переходя к характеристике основных принципов проектирования детальной разведки, следует напомнить, что во многих случаях до окончания детальной разведки на каком-либо участке залежи из скважин, давших нефть, ведется попутная добыча, т. е. начинается разработка. В некоторых случаях залежь подготавливают к разработке по участкам, стремясь располагать разведочные скважины вблизи скважин, давших нефть (двигаясь, как говорят, от «известного к неизвестному»), последовательно расширяя разведочную площадь, т. е. границы оконтуренных запасов. Это общее положение позволяет сформулировать первый принцип детальной разведки скважин следующим образом: на стадии детальной разведки скважины должны закладываться так, чтобы каждая из них не только уточняла бы данные об основных параметрах залежи, но и увеличивала бы площадь разведанных запасов.

Следствием этого положения является то, что расстояние между скважинами не должно превышать по возможности расстояний, позволяющих относить площадь запасов к категории В или А. В зависимости от типа месторождения и постоянства параметров залежи расстояния могут колебаться в пределах от 500 до 5000 м.

Размещая скважины на стадии детальной разведки, следует учитывать систему будущей разработки залежи. Вполне понятно, что скважины не должны оказываться за сеткой будущей разработки залежи.

Как известно, система рациональной разработки залежи может быть установлена на основе гидродинамических и экономических расчетов, данными для которых служат режим залежи, начальные и забойные давления, дебиты первых скважин, возможности поддержания пластового давления, изменение дебитов во времени, стоимость бурения и эксплуатации и т. д. Конечно, по первым скважинам, вскрывшим залежь, исчерпывающих данных для гидродинамических расчетов получить невозможно и систему будущей разработки залежи в большинстве случаев приходится определять по аналогии с уже разрабатываемыми залежами.

Высказанное предположение о возможности ориентировочно, с учетом полученных предварительных данных по первым скважинам и аналогии с эксплуатируемыми месторождениями, определить систему разработки найденной залежи оправдывается тем, что система разработки и, в частности, оптимальные расстояния между скважинами, могут быть в дальнейшем уточнены\*. Вряд ли можно согласиться с тем, что раз выбранное расстояние между скважинами останется постоянным на весь период разработки, так как режим залежи в процессе разработки может в некоторых случаях меняться. При возможности получить в разведочной скважине важные данные о залежи эту скважину следует смещать по отношению к желаемому положению на сетке будущей разработки.

Резюмируя изложенное, можно считать, что на стадии детальной разведки основными принципами при выборе мест заложения скважин и их числа должно являться:

1) последовательное увеличение числа скважин таким образом, чтобы каждая из них давала прирост площади промышленных запасов, т. е. чтобы эти скважины были бы расположены на расстояниях, позволяющих отнести освещенную ими площадь к категории А или В;

2) место заложения каждой скважины должно быть определено с учетом определенной системы будущей разработки залежи таким образом, чтобы эти скважины по возможности не оказались бы вне узлов сетки, по которой будут размещены эксплуатационные скважины.

**Задача 1.** Газовая залежь вскрыта скважинами 1 и 3 (рис. 56). Скважина 2 оказалась за контуром, возможно, благодаря наличию невыявленного разрыва (отметка пласта в скважине 2 выше той же отметки в скважине 3). Скважина 5 установила отсутствие пласта в результате его выкливания. Скважина 4 вскрыла поднадвиговое крыло и залежь не установила. Определить число, место заложения и задачи скважин, которые необходимо пробурить для подготовки залежи к разработке. Принятое (по аналогии) расстояние по треугольной сетке разработки между скважинами — 750 м.

\* Согласно методическим указаниям [15], предварительные соображения и система разработки должны быть высказаны в ТЭДе, составляемом по итогам предварительной разведки.

Ответ. Основными задачами детальной разведки будут являться:

- 1) уточнение экранирования залежи разрывом между скважинами 1 и 4, простирание которого на выходе установлено;
- 2) определение контура выклинивания пласта между скважинами 5 и 1;
- 3) установление контакта газ — вода;
- 4) установление положения контура нефтеносности или разрыва между скважинами 2 и 3; 1 и 2.

Для решения поставленных задач необходимо пробурить новые разведочные скважины с двумя основными условиями: во-первых, чтобы каждая скважина давала бы прирост промышленной площади, и, во-вторых, находилась бы, по возможности, в углах треугольной сетки разработки с расстояниями между скважинами 750 м или кратными ему. Наложив на карту сетку равно-

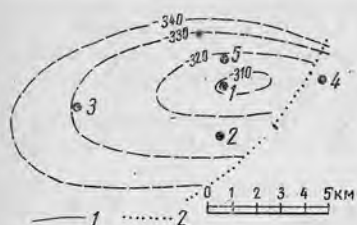


Рис. 56. Структурная карта по кровле газоносной залежи:

1 — изогипсы по кровле горизонта; 2 — проекция пересечения плоскости разрывного нарушения с кровлей горизонта

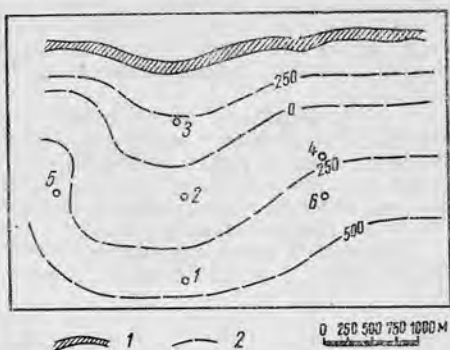


Рис. 57. Структурная карта по кровле маркирующего горизонта, ниже которого на 350 м по нормали вскрыта залежь нефти:

1 — выход маркирующего горизонта на поверхность; 2 — изогипсы кровли маркирующего горизонта

сторонних треугольников со сторонами 750 м так, чтобы скважины 1 и 5 расположились бы вблизи углов этих треугольников, надо выбрать места для разведочных скважин в соответствии с поставленными задачами. Для уточнения закладывают скважины 6 и 7, результаты бурения которых позволяют установить положение разрыва и северную границу распространения пласта. Скважина 6 закладывается в 3000 м северо-восточнее скважины 1, скважина 7 в 1250 м юго-восточнее скважины 1.

Северный контур выклинивания пласта устанавливается скважиной 6, а также скважинами 8 и 9, закладываемыми в 1500 м северо-западнее и северо-восточнее скважины 1 (может быть, здесь понадобятся дополнительные скважины 17 и 18). Контакт газ — вода на западной периклинали устанавливается скважинами 10 и 11, которые располагаются ниже скважины 3, в вершинах углов у основания треугольника со сторонами  $2 \times 750$  м (вершина треугольника — скважина 3). Зависимая скважина 12 закладывается у контакта газ — вода в 2250—3000 м к северо-востоку от скважины 3.

Наличие экранирующей поверхности между скважинами 3 и 2 устанавливается скважиной 13, а также 14 и 15, закладываемыми вдоль линии нарушения, в зависимости от данных скважины 13. Скважины 14 и 15 бурятся в 1500 м к юго-западу и северо-востоку от скважины 13 с учетом расположения их по сетке разработки. Кроме этого, между скважинами 2 и 1 закладывается скважина 16 для изучения северо-западной части залежи.

**Задача 2.** Литологически экранированная пластовая залежь вскрыта разведочными скважинами 2, 4, 6 (рис. 57). Скважины 3 и 5 показали выклинивание пласта. В скважине 1 отмечена контурная вода. Определить основную задачу детальной разведки и наметить скважины для подготовки участка зале-

жи к разработке. Предполагаемая система разработки — ряды, ползущие вверх по восставанию, с расстояниями между рядами 300 м, между скважинами в рядах 200 м.

Данные о мощности пласта: скважина 1 — 3,4 м; скважина 2 — 1,2 м; скважина 4 — 0,2 м; скважина 6 — 0,8 м.

Ответ. Основная задача детальной разведки состоит в установлении верхней границы залежи и водонефтяного раздела.

Для установления водонефтяного раздела проектируются скважины 7 и 8, закладываемые на средней отметке между скважинами 2 и 1. Расстояние между скважинами 7 и 8 — 900 м. Место заложения — углы у основания равнобедренного треугольника, вершина которого расположена у скважины 2. В зависимости от данных скважин 7 и 8 на расстоянии 800—1000 м к западу и востоку от них вдоль контура закладываются скважины 9 и 10\*. Во всех случаях скважины закладываются, в точках, отметки которых отличаются на 5—10 м.

Для установления верхнего контура залежи сначала строят его путем интерполяции данных о мощности или по среднему углу выклинивания [4]. В первую очередь бурят скважины 11 и 12 (на 300 м и 600 м выше скважин 2 и 4). Во вторую очередь на тех же профилях закладываются зависимые скважины 13 и 14. Скважина 15 располагается в зависимости от положения линии выклинивания у скважины 5 в 300—600 м.

Задача 3. В итоге предварительной разведки наличие пластовой сводовой залежи нефти с газовой шапкой установлено в двух блоках (рис. 58). Сква-

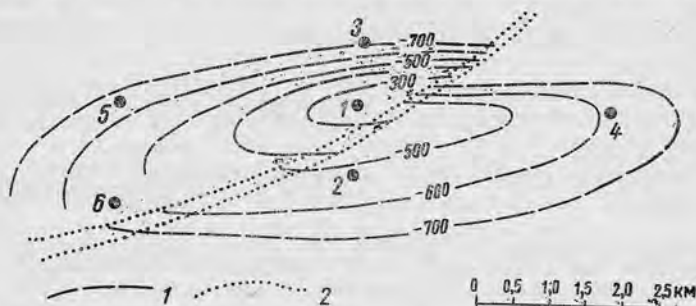


Рис. 58. Структурная карта по нефтеносному горизонту:  
1 — изогипсы по кровле горизонта; 2 — проекции пересечения нефтеносного горизонта плоскостью нарушения

жины 2 и 5 дали промышленные притоки нефти. В скважине 1 получен газовый фонтан. Надвиговое нарушение установлено скважинами 2 и 6. В скважинах 3 и 4 получена контурная вода. Коллекторские свойства и мощность газонефтеносного пласта выдерживаются.

Определить задачи детальной разведки, число и место заложения скважин, необходимых для подготовки месторождения к разработке. По аналогии с соседними месторождениями залежь предполагается разрабатывать треугольной сеткой, ползущей вверх по восставанию, с расстоянием между скважинами 150 м.

Ответ. Основными задачами детальной разведки являются: для северо-западного блока — установление контура газовой шапки и внешнего (нижнего) контакта нефть — вода) и установление линии экранирования залежи разрывом; для юго-восточного блока — определение наличия (или отсутствие) газовой шапки и газонефтяного контакта и установление положения нижнего (внешнего) контура залежи.

\* Бурение этих скважин при небольших размерах залежи может и не понадобиться.



На северо-западом блоке проектируются следующие скважины\*: 1) для установления газонефтяного контакта закладываются скважина 7 в 300 м севернее скважины 1; 8 в 900 м к юго-западу (по оси) от скважины 1 (место скважины 8 уточняется данными скважины 7). Скважина 9 располагается на расстоянии 600 м от скважины 1 к югу, скважина 10 — в 1500 м к юго-западу от скважины 1. Места их уточняются по данным скважин 7 и 8. Кроме контура газ — нефть, скважины уточняют положение поверхности навдига, экранирующей залежь с юго-востока;

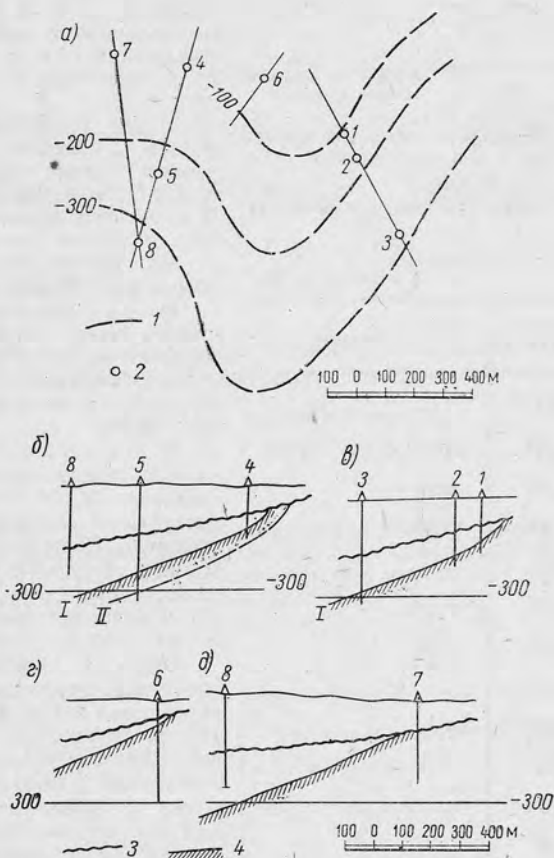


Рис. 59. Структурная карта по кровле нефтеносной свиты (а) и профильные разрезы по пробуренным скважинам (б, в, г, д):

1 — изогипсы по кровле нефтеносной свиты; 2 — разведочные скважины; 3 — зона несогласия; 4 — первый пласт

\* До выбора мест скважин необходимо нанести на чертеж сетку, по которой будут заложены эксплуатационные скважины.



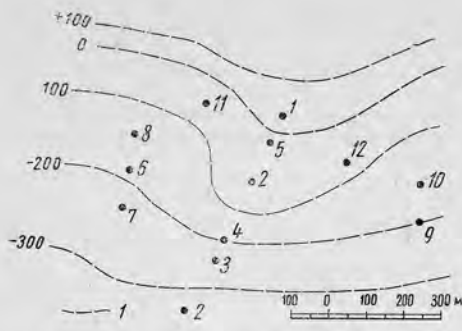


Рис. 60. Структурная карта по кровле литологической (экранированной) залежи:

1 — изогипсы кровли залежи; 2 — скважины

Т а б л и ц а 24

Номер скважины	Мощность пласта, м	Примечание
1	0,0	—
2	0,65	контакт газ—нефть
3	1,60	вода
4	1,40	нефть
5	0,0	—
6	0,40	нефть
7	1,20	вода
8	0,0	—
9	0,40	нефть
10	0,0	—
11	0,25	контакт газ—нефть
12	0,0	—

тур литологически экранированной залежи (нулевую линию пласта) по данным пробуренных скважин (табл. 24), имея план расположения их на структурной карте (рис. 60).

**Задача 6.** В процессе разведки южного крыла антиклинальной складки была выявлена нефтяная тектонически экранированная залежь, ограниченная на севере сбросом (рис. 61). Показать на структурной карте границы нефтяной залежи, если раздел нефть—вода по каротажной диаграмме и результатам опробования прослежен на отметке минус 140 м.

2) для определения нижнего контура залежи закладываются скважины 11 и 12 у основания равнобедренного треугольника, вершиной которого является скважина 3. Расстояние между скважинами 11 и 12 — 4 · 150 м. Таким же образом закладываются скважины 13 и 14 у скважины 5, с расстояниями 4 · 150 м. Зависимые скважины 15 и 16 бурятся вдоль предполагаемого контура между скважинами 11 и 13 и к юго-западу от скважины 5 на оси структуры;

3) для установления контура залежи у поверхности предполагаемого разрыва между скважинами 2 и 6 закладываются скважины 17 и 18. Эти скважины размещаются с учетом сетки разработки.

На юго-восточном блоке — следующие скважины:

1) для определения наличия газовой шапки потребуются скважины 19 на оси блока северо-восточнее скважины 2 и зависимые скважины 20, 21 и 22 по контуру газ — нефть;

2) для установления нижнего контура залежи следует заложить скважины 23, 24, 25 и 26 по отметке выше скважины 4 и ниже скважины 2, располагая их у основания треугольников, вершины которых находятся у скважин 4 и 2. Расстояние между скважинами 600—750 м.

**Задача 4.** Определить контур пластовых, стратиграфически экранированных залежей в I и II пластах по структурной карте поверхности нефтеносной свиты (I пласт расположен у ее кровли, II в 50 м ниже) и профилям по разведочным скважинам (рис. 59). Ожидаемая высота залежей — 110 м.

**Задача 5.** Определить методом

среднего угла выклинивания кон-

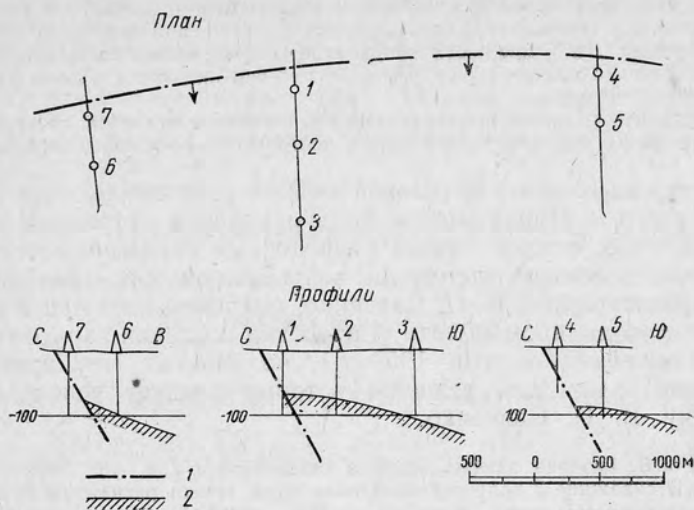


Рис. 61. Схема размещения разведочных скважин (в плане) и геологические профили по пробуренным скважинам: 1 — нарушения; 2 — кровли нефтеносной свиты; (вертикальный и горизонтальный масштабы одинаковы)

Задача 7. По материалам разведки, приведенным в задаче 2 гл. VI (см. рис. 52), было установлено наличие нефтяной залежи в угленосной свите нижнего карбона. По разрезам отдельных скважин кровля этой свиты установлена на следующих глубинах (табл. 25):

Таблица 25

Номер скважины	Абсолютная отметка глубины залегания кровли, м	Мощность (вертикальная) свиты, м	Мощность (вертикальная) продуктивных нефтенасыщенных песчанников, м
1	-1447	18	7
2	-1446	20	7
3	-1465	23	—
4	-1437	14	4
5	-1435	16,5	6
6	-1458	18	—
7	-1429	14	3
9	-1428	12	2

В 5 м от кровли угленосной свиты вскрыт нефтенасыщенный песчаник, прослеженный в скважинах, расположенных в северо-западной части площади. По скважинам 1 и 2 мощность продуктивных песчаников достигает 7 м, но нефтенасыщенной является лишь только самая верхняя часть, а ниже расположена водонасыщенная зона.

Определить размеры нефтяной залежи в плане и показать границы распространения ее на структурной карте, построенной по кровле этой залежи.

Контур нефтяной или газовой залежи (точнее высотное положение этого контура) может быть определен расчетным путем в том случае, если в первых разведочных скважинах имеются данные о пластовом давлении воды, нефти или газа. Метод этот, предложенный В. П. Савченко, подробно изложен в книге «Новые методы промышленной разведки и оценки запасов газовых залежей» (Госинти, 1959 г.), не излагая его, приведем несколько задач, для решения которых следует использовать методику В. П. Савченко.

**Задача 8.** Газовая залежь вскрыта скважиной 1 (см. рис. 56) в своде складки. В скважине 3 получена пластовая вода. Найти расчетным путем отметку контура газ—вода, имея следующие данные\*:  $p_B$  в скважине 3— $470 \cdot 10^4$  н/м<sup>2</sup>,  $p_T$  в скважине 1— $460 \cdot 10^4$  н/м<sup>2</sup>,  $\gamma_B=1,01$ ;  $\gamma_T=0,02$ . По аналогии ожидается, что поверхность контакта газ—вода горизонтальна.

Ответ: По карте (см. рис. 56) находим

$$h_B - h_T = 329,5 - 309 = 20,5 \text{ м};$$

$$h_T = \frac{1,01 \cdot 20,5 - 10(47 - 46)}{1,01 - 0,02} = \frac{20,7 - 10}{0,99} = \frac{10,7}{0,99} = 10,8 \text{ м}.$$

Отметка контакта газ—вода  $309,0 + 10,8 = 319,8$  м.

**Задача 9.** В скважине 1 (см. рис. 58) получен газовый фонтан. Скважина 3 дала пластовую воду. Требуется определить отметку, на которой должны быть заложены скважины для установления нефтяной оторочки газовой залежи. Предполагается, что режим пластовых вод имеет застойный характер. Данные о давлении и удельном весе воды и газа следующие: скважина 1—

$$p_T = 440 \cdot 10^4 \text{ н/м}^2; \quad \gamma_T = 0,03; \text{ скважина 3—}$$

$$p_B = 820 \cdot 10^4 \text{ н/м}^2; \quad \gamma_B = 1,02.$$

Ответ. Предполагаем, что залежь газовая, и находим отметку контакта газ—вода. По карте (см. рис. 58):

$$h_{TB} = 700 - 280 = 420 \text{ м}, \quad h_T = 48,9 \text{ м}.$$

\* Условные обозначения, принятые здесь и далее (см. рис. 63):

$p_B, p_T, p_H$  — пластовые давления воды, газа и нефти в скважинах (в точках замеров);

$h_B, h_T, h_H$  — удельный вес воды, газа и нефти в пластовых условиях;  
 $h_T$  и  $h_H$  — разность отметок точек замеров пластовых давлений газа (нефти) и газонефтяного (нефтеводяного) контакта;

$h_{TB}$  и  $h_{HB}$  — разница отметок точек замера пластовых давлений газа (нефти) и воды;

$\Delta h_T$  и  $\Delta h_H$  — разница отметок положения газовой (нефтеводяной) залежи на протяжении данного участка залежи;

$\gamma_B$  и  $\gamma_T$  — удельный вес воды и газа.

Отметка газовой воды контакта, где можно ожидать нефтяную оторочку, равна:  $280 + 48,9 = 328,9$  м.

**Задача 10.** В литологически экранированной ловушке в скважине 8 (см. рис. 60) получен газ, в скважине 6 — нефть и в скважине 7 — контурная вода. Определить высотное положение контакта газ — нефть, нефть — вода в профиле этих скважин по следующим данным:  $p_v$  в скважине 7 —  $329 \cdot 10^4$  н/м<sup>2</sup>;  $p_r$  в скважине 8 —  $250 \cdot 10^4$  н/м<sup>2</sup>;  $p_n$  в скважине 6 —  $290 \cdot 10^4$  н/м<sup>2</sup>;  $\gamma_{в} = 1,02$ ;  $\gamma_{г} = 0,02$ ;  $\gamma_{н} = 0,96$ ;

Ответ. По карте интерполяцией определяем  $h_{гн}$  и  $h_{нв}$ :

$$h_{гн} = -143 - (-186) = 43 \text{ м}; \quad h_{нв} = -186 - (-225) = 39 \text{ м}.$$

Подставляем найденные значения в формулу и находим  $h_{г}$  и  $h_{н}$ :

$$h_{г} = \frac{0,96 \cdot 43 - 10(29 - 25)}{0,96 - 0,02} = \frac{41,3 - 40}{0,94} = \frac{1,3}{0,94} = 1,4 \text{ м}.$$

Отметка газонефтяного контакта  $-143 + (-1,41) = -144,41$  м.

$$h_{н} = \frac{1,02 \cdot 39 - 10(+32,9 - 29)}{1,02 - 0,96} = \frac{39,8 - 39}{0,06} = \frac{0,8}{0,06} = 13 \text{ м}.$$

Отметка контакта нефть — вода равна  $-186 + (-13) = -199$  м.

**Задача 11.** Пластовая газонефтяная залежь приурочена к своду брахиантиклинали (рис. 62). В скважине 1 установлено наличие пластовой воды на

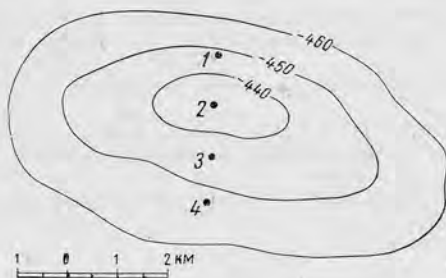


Рис. 62. Структурная карта антиклинальной складки с нанесением разведочных скважин

отметке  $-448$  м с пластовым давлением  $540 \cdot 10^4$  н/м<sup>2</sup>, удельный вес воды 1,02. В скважине 2 получен газовый фонтан. Газоносный пласт вскрыт на отметке  $-434$  м (кровля) с пластовым давлением  $530 \cdot 10^4$  н/м<sup>2</sup>; удельный вес газа 0,03. Скважина 3 при испытании пласта на отметке  $-445$  м дала нефть удельного веса 0,8. Пластовое давление  $545 \cdot 10^4$  н/м<sup>2</sup>. Скважина 4 на отметке  $-452,5$  м дала пластовую воду; пластовое давление  $553,9$  н/м<sup>2</sup>.

Полагая, что нефтяная залежь смещена на южное крыло, определить отметку контакта газ — нефть и нефть — вода на южном крыле складки.

Ответ. Определяем отметку предполагаемого газовой воды контакта в скважине 1 ( $h_{г} = 4,22$  м), которая составит  $-434,0 + (-4,22) = -438,22$  м.

Пластовое давление в скважинах 2 и 3, приведенное к отметке  $-438,22$  м, будет соответственно равно:

$$p_{2в} = 543,4 \cdot 10^4 \text{ н/м}^2; \quad p_{3в} = 538,1 \cdot 10^4 \text{ н/м}^2.$$

Находим

$$\Delta h_{г} = 3,84 \text{ м}.$$

По данным карты строим профиль и определяем положение нижнего контура газовой залежи. Отметка этого контура на южном крыле будет равна:  $-438,22 + (-3,84) = -442,06$  м. Пластовое давление в скважинах 3 и 4, приведенное к отметке  $-442,06$  м, будет равно:  $P_{з.в.} = 542 \cdot 10^4$  н/м<sup>2</sup>,  $P_{4.в.} = 543,2 \cdot 10^4$  н/м<sup>2</sup>.

Отметка контакта нефть — вода на южном крыле складки  $-442,06 - 7,5 = -449,6$  м.

Задача 12. Пластовая, сводовая, газовая залежь вскрыта скважиной 1 на отметке  $-102$  м с пластовым давлением  $100 \cdot 10^4$  н/м<sup>2</sup> (рис. 63). Удельный

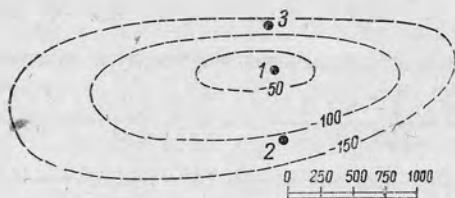


Рис. 63. Размещение разведочных скважин на антиклинальной складке

вес газа 0,02. В скважине 2 на отметке  $-130$  м встречается пластовая вода с пластовым давлением  $121 \cdot 10^4$  н/м<sup>2</sup>, удельный вес воды 1,02. В скважине 3 на отметке  $-126$  м получена пластовая вода с тем же пластовым давлением, что и в скважине 2.

Определить отметку газоводяного контакта на крыльях складки, предполагая по общим геологическим данным, что залежь смещена на южное крыло складки.

Ответ. Определим отметку «ложного» газоводяного контакта в скважине 3:  $h_r = 3,48$  м.

Отметка ложного контакта равна:  $-102 - 3,48 = -105,48$  м. Находим давление в скважинах 1 и 2, приведенное к отметке  $-105,48$  м.  $P_1 = 103,5 \cdot 10^4$  н/м<sup>2</sup>.  $P_2 = 100,1 \cdot 10^4$  н/м<sup>2</sup>.  $\Delta h_r = 3,4$  м.

Отметка газоводяного контакта на южном крыле складки будет равна:  $-105 + (-3,4) = -108,4$  м.

## АНАЛИЗ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ НА ПРИМЕРАХ НЕКОТОРЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В практике проведения поисков и разведки на нефть и газ на территории СССР имеется много примеров работ, анализ которых дает возможность не только ознакомиться с основными методами и комплексом применяемых исследований, но и с особенностями геологического строения, присущими каждой залежи в отдельности и месторождению в целом.

Ниже приведены задачи по анализу проведенных работ, на основе которого надо запроектировать разведочные скважины.

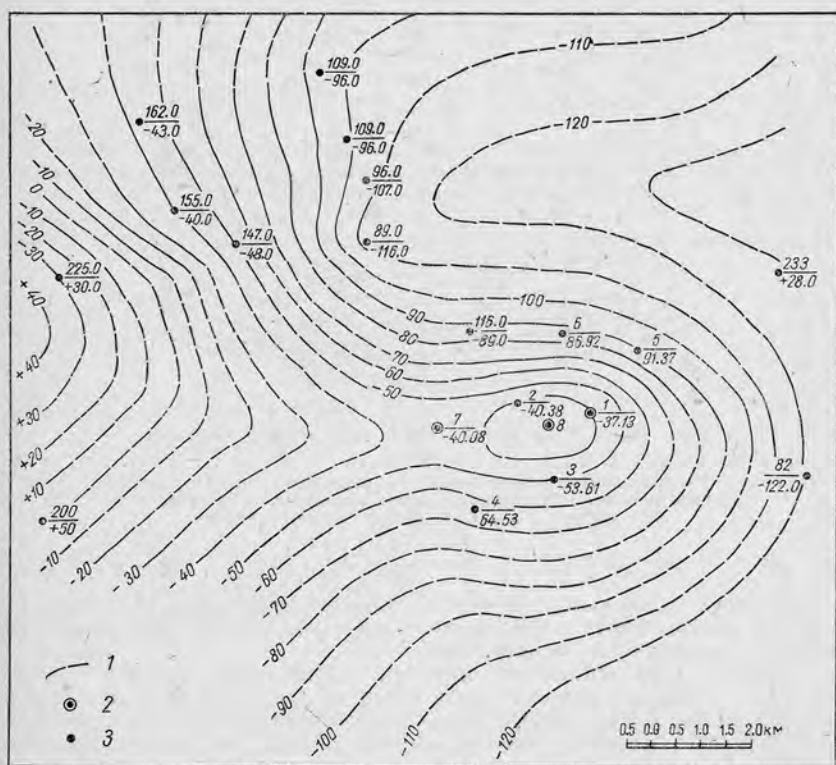


Рис. 64. Структурная карта площади, рекомендуемой к разведке:

1 — стратизогипсы кровли казанского яруса верхней перми; 2 — поисковые скважины, в числителе номер скважины, в знаменателе — отметка репера; 3 — структурные скважины, в числителе — отметка кровли татарского яруса, в знаменателе — абсолютная отметка репера (кровли гипсов казанского яруса)



**Задача 1.** Вблизи разрабатываемого нефтяного месторождения, расположенного в Урало-Волжской нефтегазоносной области, структурным бурением было обнаружено небольшое локальное поднятие (рис. 64). Предполагая возможную нефтегазоносность каменноугольных и девонских отложений, это поднятие было рекомендовано для разведки. Необходимо наметить схему размещения первоочередных разведочных скважин, показать их местоположение на плане и, используя нормальный стратиграфический разрез отложений (применительно к условиям территории Среднего Поволжья), составить проектные разрезы этих скважин.

**Задача 2.** В условиях, аналогичных предыдущему заданию, структурно-геологической съемкой была выявлена, а затем и детализована картировочным бурением (по казанским отложениям перми) крупная брахиантиклинальная складка широтного простирания с относительно пологим северным и более крутым южным крыльями. Размеры складки 10×5 км (рис. 65).

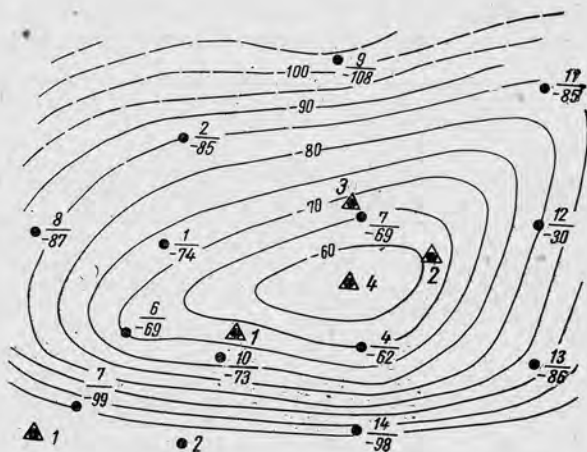


Рис. 65. Структурная карта по кровле верхнего карбона:

1 — разведочные скважины; 2 — скважины структурные, пробуренные; в числителе — номер скважины, в знаменателе — глубина залегания кровли верхнего карбона

На структурной карте намечены четыре первоочередные скважины для разведки залежи нефти в среднедевонских отложениях. Бурение всех этих скважин проектируется одновременно.

Требуется проанализировать состояние геологической изученности, чтобы установить степень подготовленности структур для разведки и предложить работы и исследования, которые целесообразно провести до начала разведочного бурения. Используя данные по вертикальным мощностям вскрытых пермских отложений, приведенных в табл. 26, требуется построить структурную карту по подошве перми.

Пользуясь нормальным стратиграфическим разрезом отложений для данной территории (по литературным данным), построить геологический профильный разрез по линии разведочных скважин 1—4—3, продолжив его до структурных скважин 9 и 14, показать подошву живетского яруса среднего девона.

Номер скважины	Вскрытая вертикальная мощность, м
1	213
2	245
6	216
7	200
8	208
9	207
10	207
11	230
12	247
13	214
14	205

**Задача 3.** В пределах одного из районов Среднего Поволжья, по данным структурной геологической съемки и картировочного бурения, была выявлена асимметричная брахиантиклинальная складка северо-восточного простираения размером  $14 \times 4,5$  км с амплитудой поднятия до 100 м. На структурной карте (рис. 66), составленной по кровле швагеринового горизонта, залегающего в

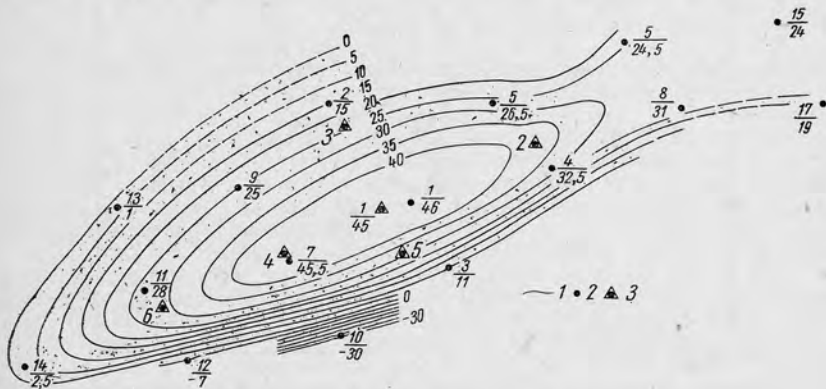


Рис. 66. Структурная карта разведочной площади:

1 — изогипсы кровли верхнего карбона; 2 — скважины структурные, в числителе — номер скважины, в знаменателе — глубина кровли; 3 — скважины разведочные

подоше нижней перми, приведено размещение картировочных скважин. Масштаб 1 : 25 000.

Для разведки запроектировано пробурить шесть первых скважин (1—6), размещение которых показано на карте. Все скважины рассматриваются зависимыми от результатов бурения скважины 1. Объектами разведки

являются нижний карбон (визейский и турнейский ярусы) и средний девон.

Необходимо проанализировать состояние геологической изученности данной структуры. Если оно недостаточное, то указать, приведя соответствующие обоснования, какие работы требуется провести. Исходя из предположения, что свод структуры по более древним отложениям смещен к юго-востоку по отношению к вышележащим (молодым) породам, построить профильные разрезы (вкрест простирания и по простиранию структуры). Определить проектные разрезы для каждой разведочной скважины и предложить соответствующую конструкцию скважин, учитывая необходимость проведения опробования возможных газонефтяных объектов в карбоне и девоне. Исходные данные для составления разрезов взять из стратиграфической схемы Среднего Поволжья.

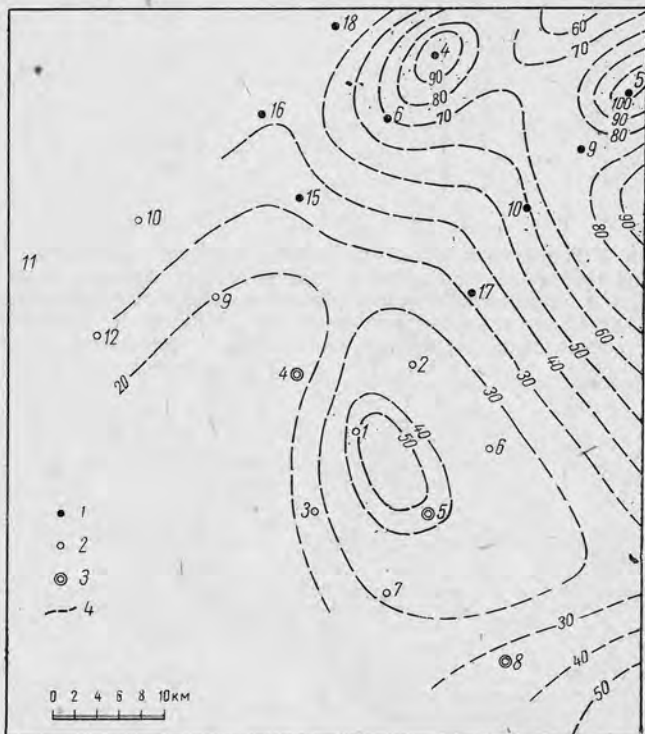


Рис. 67. Схема размещения скважин профильного бурения на структурной карте:

1 — скважины пробуренные; 2 — скважины проектные; 3 — скважины проектные гидрогеологические; 4 — изогипсы кровли батского яруса (средняя юра)

**Задача 4.** В одном из районов Куйбышевской области в результате геологической съемки была составлена структурная карта по кровле батского яруса. На общем фоне выделяется небольшое поднятие с амплитудой 20 м (рис. 67). Последующими гравиметрическими исследованиями здесь подтверждено наличие гравитационного максимума северо-западного простирания.

Профильное бурение, проведенное в северо-восточной части района, также подтвердило наличие самостоятельного поднятия.

По данным геологической съемки и структурного профильного бурения установлено, что в геологическом строении района участвуют отложения: четвертичные (мощностью 20 м), неогеновые (85 м), юрские (нижневолжский ярус до 50 м, келловейский до 50 м, батский до 20 м), татарские (малоки-нелская свита до 40 м, аманакская — до 50 м, большекинелская — 60 м, сокская — до 50 м) и казанские (переходная толща — до 20 м и сосновская свита — более 20 м).

Для выяснения тектоники района и поисков возможных новых поднятий, с целью подготовки объектов для разведки, намечены дополнительные структурные скважины. На рис. 67 показан проект размещения двенадцати скважин с общим метражом 4000 м. Все скважины размещаются по профилям северо-восточного направления, ориентированных вкрест простирания предполагаемой структурной зоны, на расстоянии 6—8 км один от другого. Проектным опорным горизонтом является кровля сосновской свиты казанского яруса и в связи с этим средняя проектная глубина скважин определяется в 340—380 м.

Скважины 1, 2, 3, 5, 6, 7 должны выявить соотношение структурных элементов поднятий по казанским и мезозойским отложениям, по которым в процессе геологического картирования было установлено наличие данной структуры. Скважины 4 и 8 намечены для уточнения северо-западной и юго-восточной периклиналей предполагаемого поднятия. Скважины 9, 10, 11, 12 должны уточнить связь поднятия с восточным крылом соседней структурной зоны. Помимо этого, на скважины 4, 5 и 8, кроме структурных задач, возлагается также решение гидрогеологических вопросов — изучение водоносных горизонтов во вскрытом разрезе отложений.

Используя приведенные проектные данные, требуется составить план выполнения этого проекта, предварительно подвергнув его критическому анализу как в отношении общей направленности, так и конкретного размещения отдельных скважин. Необходимо также подсчитать продолжительность периода проведения работ и определить ориентировочную стоимость их, исходя из условно принятой продолжительности строительства одной скважины 1,5 месяца, при стоимости 1 м 11 руб. 04 коп.

Задача 5. На территории одного из районов восточных областей Европейской части СССР в результате сейсмических работ было выявлено несколько поднятий (условно обозначенных I, II, III и т. д.), схема размещения которых приведена на рис. 68. Часть поднятий была детализована структурным бурением, установивших здесь наличие отдельных структур. По аналогии с соседними районами здесь в башкирском ярусе, угленосной свиты карбона и в девоне (в благоприятных структурных условиях) можно ожидать промышленные залежи нефти и газа.

Однако недостаточная геологическая изученность центральной части этого района не дает возможности проведения разведки и для уточнения геологического строения потребуются дополнительные работы. Для решения этой задачи проектируется бурение структурных скважин. Намечается пробурить одиннадцать скважин, разместив их по двум профилям (первый — скважины 1—6 и второй — скважины 7—11). Расстояние между профилями 10 км, между скважинами 6 км. Опорным горизонтом для большинства скважин намечается кровля касимовского яруса ( $C_{1/2}$ ). В табл. 27 приведены данные по каждой проектной скважине.

Требуется:

1) разобрать приведенную структурную схему и выделить основные и первоочередные объекты для разведки, указав по каждому из них объекты возможной нефтегазоносности и глубины их залегания;

2) составить несколько профильных разрезов, показав на них кровлю среднего и нижнего карбона (исходя из средних мощностей отложений, прослеживаемых в этих районах);

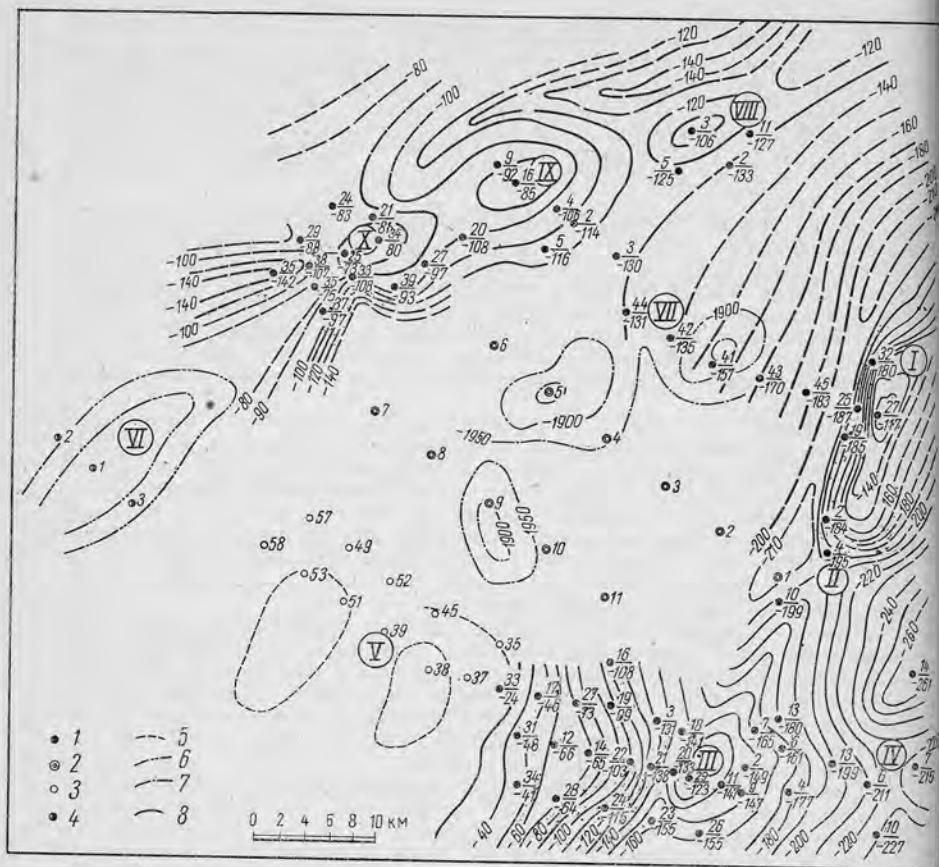


Рис. 68. Структурная схема района:

1 — скважины структурные, в числителе — номер скважины, в знаменателе — абсолютная отметка кровли швагеринового горизонта; 2 — скважины профильного бурения, проектные; 3 — скважины структурные, проектные, намеченные в пределах V площади; 4 — то же, в пределах VI площади; 5 — контуры антиклинальных поднятий по результатам сейсмических исследований в пределах V площади; 6 — то же, в пределах VI площади; 7 — то же, в пределах района профилирования; 8 — изогипсы кровли швагеринового горизонта по данным бурения

3) определить продолжительность этих работ при наличии трех станков\* и указать очередность бурения скважин;

4) составить проектный разрез для разведочных скважин первой очереди, условно размещаемых по равносоставленному треугольнику в районе скважин 5 и 9 и к востоку от них, принимая указанные на карте изогипсы по данным сейсмических исследований как кровлю кристаллического фундамента.

**Задача 6.** Гравиметрическими исследованиями в пределах района N было выявлено несколько гравитационных максимумов интенсивностью 2—3 мгал. Последующей структурно-геологической съемкой здесь намечены два под-

\* Средний срок строительства скважин 10 мес.

Номер скважины	Ориентировочные отметки устья в скважинах, м	Проектный горизонт	Ориентировочная отметка кровли, м	Глубина скважины, м
1	120	Псевдофузулиновый—С <sub>3</sub>	-220	360
2	90	То же	-200	310
3	120	С <sub>3</sub> <sup>1</sup> касимовский	-325	470
4	90	То же	-295	410
5	120	»	-280	425
6	70	»	-315	410
7	95	»	-320	440
8	120	»	-300	445
9	135	»	-240	400
10	145	»	-250	420
11	90	»	-295	410

нятия, простирающиеся в широтном направлении (рис. 69). Западное поднятие было детализовано структурным бурением и по каротажному реперу RA, залегающему в толще верхнего карбона, составлена структурная карта. Для детализации восточного намечается бурение двадцати структурных скважин. Проектные скважины располагаются по шести профилям, ориентированным вкрест простираения поднятия. Расстояние между профилями 4 км, между скважинами — 2,5 км.

Основным является профиль скважин 4—2—1—5. Остальные профили бурятся после получения данных по первому профилю. В случае необходимости детализации поднятия предусматривается бурение резервных скважин. Средняя проектная глубина скважин 400 м.

Определить основные сроки бурения скважин и их последовательность, исходя из работы двух буровых станков, приняв условно срок строительства скважины в 1,2 мес.

**Задача 7.** В одном из районов Куйбышевской области на основе геологической съемки и структурного бурения было выявлено брахантиклинальное поднятие широтного простираения, конфигурация которого по условному реперу B, приуроченному к аманаской свите татарского яруса, представлена на структурной карте (рис. 70).

В геологическом строении этой площади принимают участие четвертичные слои мощностью до 30 м и отложения верхней перми (до 300 м). На основе изучения данных структурного бурения (местоположение скважин указано на карте), вскрывшего породы до сокской свиты включительно, а также по аналогии с соседними площадями, можно составить следующий разрез: нижнесокская свита — 60 м, сосновская свита (доломиты с мергелями) — до 60 м, галогенная свита (ангидриты) — 10—15 м и калиновская свита казанского яруса (доломиты с известняками) свыше 90 м. Ниже залегают отложения кунгурского (более 150 м) и артинского (более 30—50 м) ярусов.



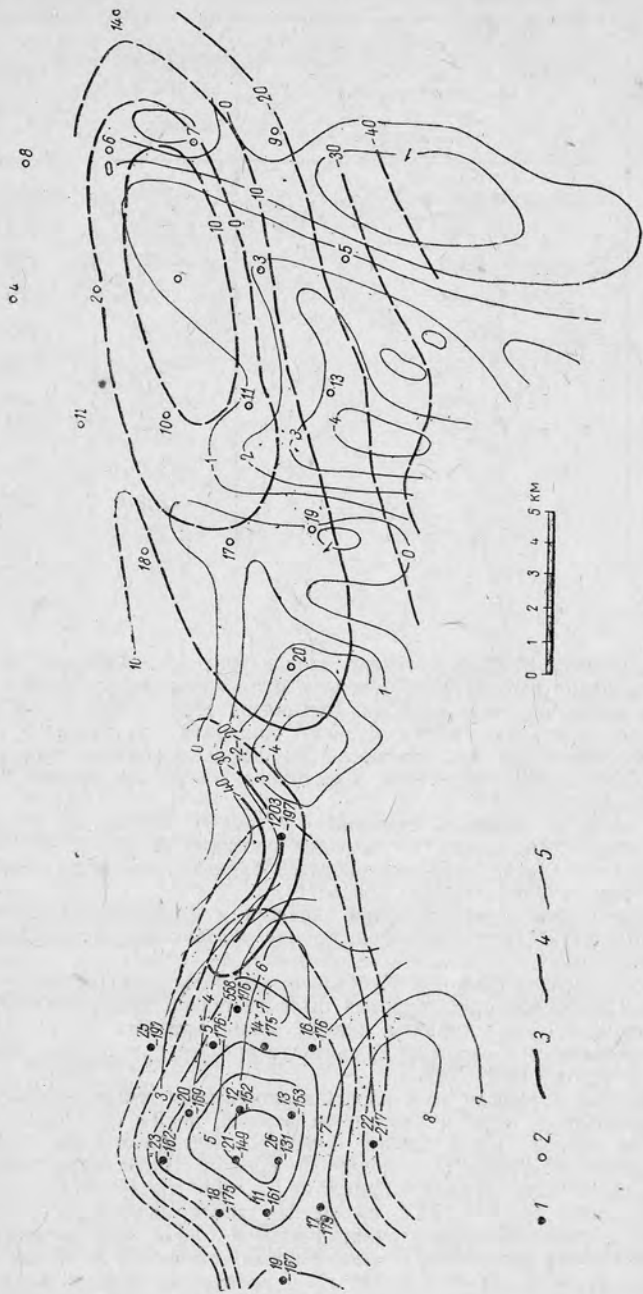


Рис. 69. Структурная карта двух смежных поднятий с размещенной структурных скважин:

1 — скважины пробуренные; 2 — скважины проектируемые; 3 — изогипсы по каротажному реперу RA; 4 — стратонизогипсы по кровле швагерного горизонта; 5 — изогипсы силы тяжести, *мгс*

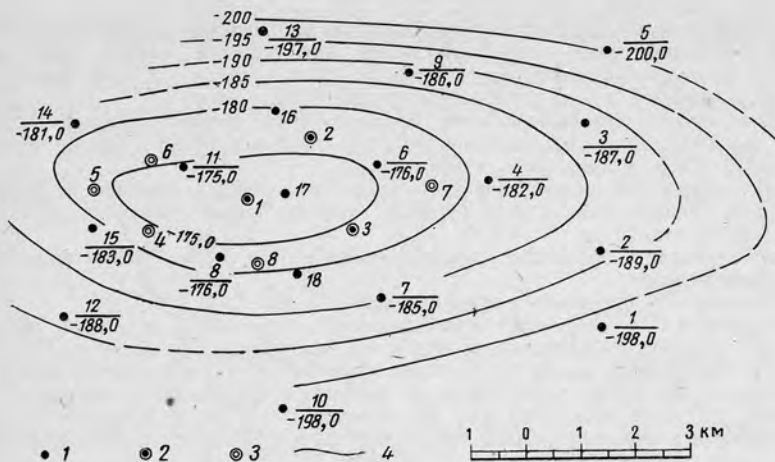


Рис. 70. Структурная карта брахиантиклинального поднятия по реперу В аманакской свиты:

1 — скважины структурные, пробуренные; 2 — скважины разведочные, поисковые (проектные); 3 — скважины окаймляющие (проектные); 4 — изогипсы по реперу В

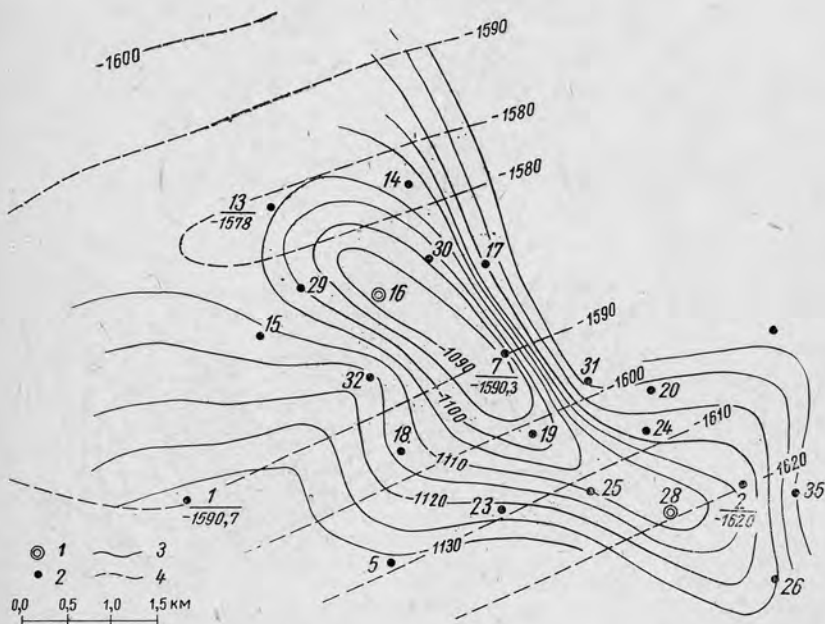


Рис. 71. Структурная карта по нефтяному месторождению в Куйбышевском Заволжье (схема сопоставления структурных элементов по кровле пашийской свиты и турнейскому ярусу):

1 — скважины разведочные, давшие нефть при опробовании; 2 — скважины разведочные; 3 — изогипсы по кровле турнейского яруса; 4 — изогипсы по кровле пашийской свиты

Нефтегазовые горизонты ожидаются в калиновской свите казанского яруса и верхней толще кунгурского яруса. Для разведки залежей предложен проект размещения разведочных скважин, из которых 1, 2 и 3 являются первоочередными, а остальные оконтуривающими.

Необходимо проанализировать предложенный проект разведки, учитывая, что ожидаемый тип залежи пластовый сводовый, высота залежи в пределах 20—25 м. Кроме этого, требуется:

1) указать последовательность бурения разведочных скважин и, исходя из одновременной работы двух буровых станков, принять условную производительность станка;

2) определить проектные глубины скважин (при условии вскрытия артезианских отложений);

3) наметить основные интервалы опробования.

**Задача 8.** На территории Куйбышевского Заволжья в результате разведочного бурения было выявлено нефтяное месторождение. На рис. 71 приведена структурная карта по кровле турнейского яруса нижнего карбона и пайшийской свиты, залегающей в основании франского яруса верхнего девона (по А. В. Копытову и Т. И. Тинякову). На карте показано резкое изменение структурных планов, что значительно усложняет подготовку месторождения к разработке.

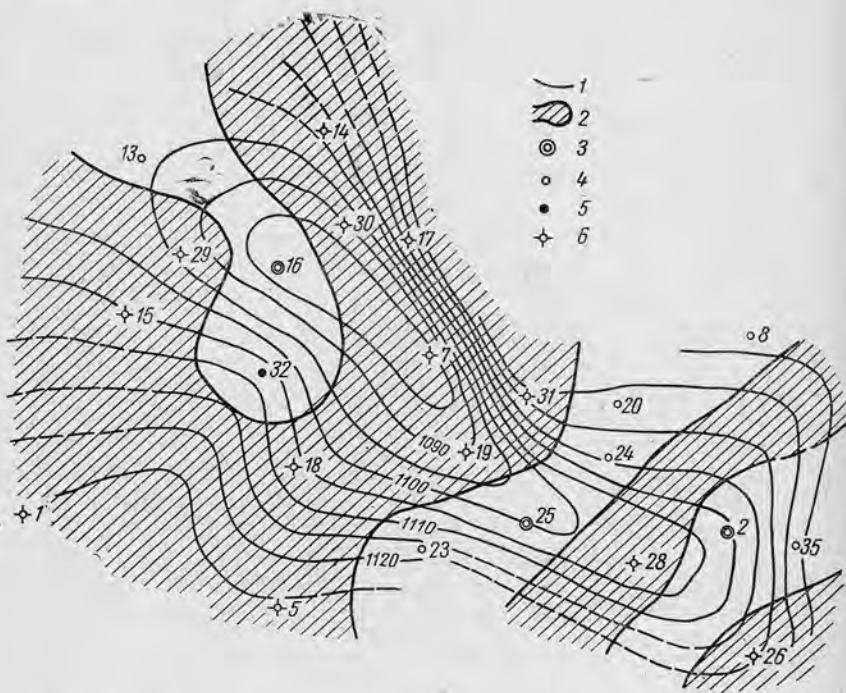


Рис. 72. Структурная карта по кровле верхнего продуктивного горизонта угленосной свиты нижнего карбона:

1 — изогипсы горизонта; 2 — площади, где песчаники замещены алевролитами; 3 — разведочные скважины, давшие нефть; 4 — разведочные скважины, давшие воду (законтурные); 5 — разведочные скважины, в которых отмечены нефтепроявления по керну и электрокаротажу; 6 — разведочные скважины, в разрезах которых песчаники замещены алевролитами и глинами

В итоге разведки в угленосной свите нижнего карбона были выявлены два продуктивных нефтяных горизонта (верхний и нижний), контуры нефтеносности которых приведены на структурных картах (рис. 72 и 73). Для разведки и оконтуривания залежей в этих горизонтах было заложено около 20 скважин, указанных на этих картах. Результаты бурения приведены в условных обозначениях.

По материалам бурения первых разведочных скважин было установлено наличие пластовых залежей, с границами контуров нефть — вода по верхнему горизонту на отметке минус 1098—1110 м и по нижнему — минус

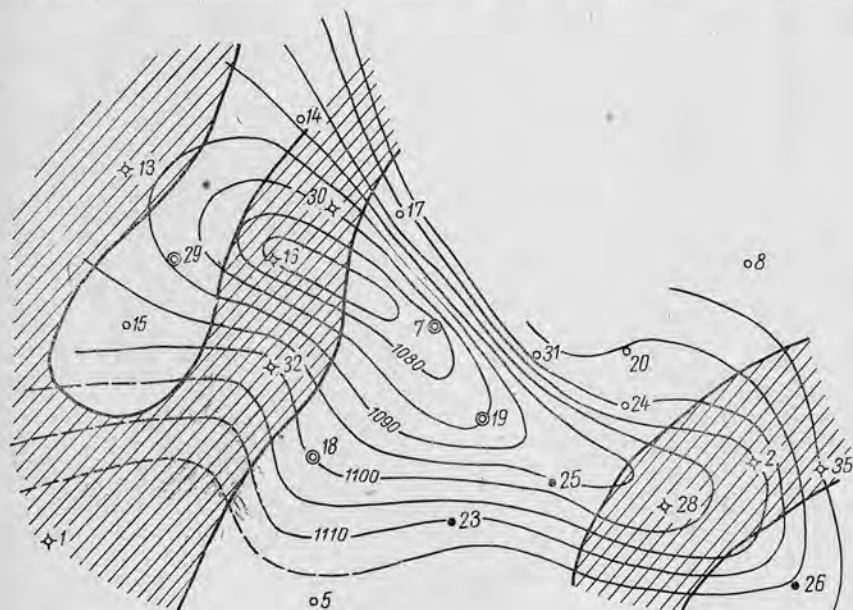


Рис. 73. Структурная карта по кровле нижнего продуктивного горизонта. Условные обозначения те же, что и на рис. 72

1095—1117 м (границы контуров в настоящем примере условные). В результате оконтуривания выяснилось, что верхний и нижний горизонты характеризуются резкой изменчивостью литологического состава в границах месторождения. Были выделены площади, в пределах которых песчаники замещены алевролитами, коллекторные свойства которых оказались неблагоприятными для промышленной разработки.

На основе анализа данных разведки необходимо:

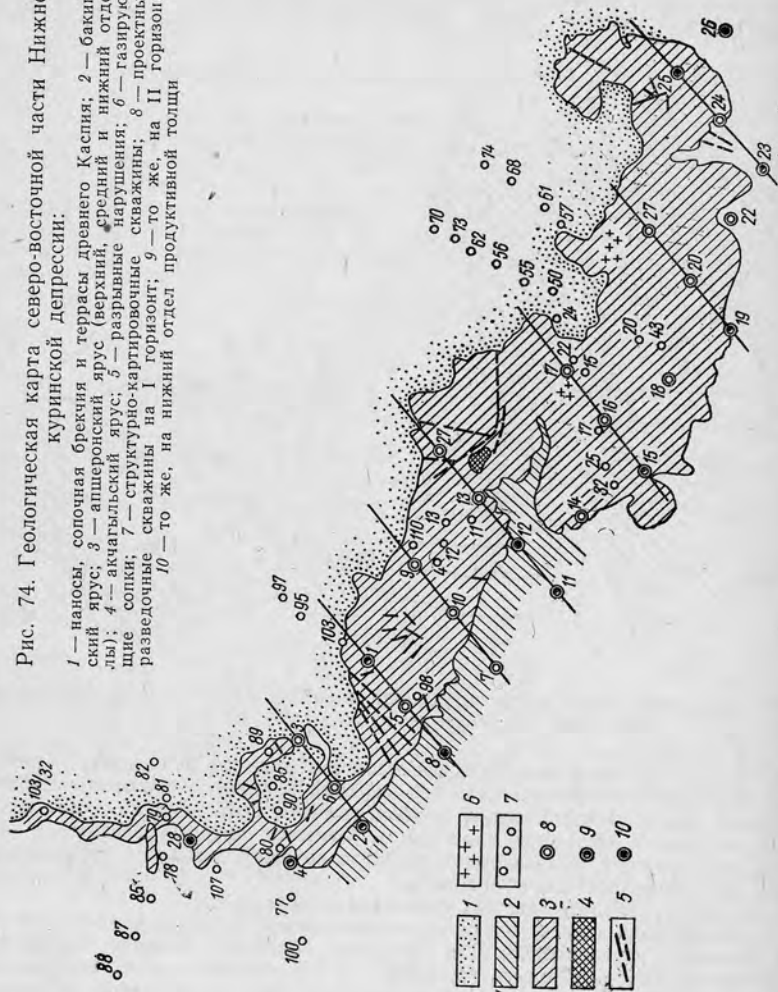
1) подсчитать запасы нефти с подразделением их на категории при данной степени изученности. Для подсчета запасов принять следующее: истинную мощность верхнего горизонта—4 м; нижнего—3 м; коэффициент пористости для песчаников обоих горизонтов—0,2; коэффициент нефтенасыщения—0,85; удельный вес нефти—0,905; коэффициент нефтеотдачи—0,50; режим залежей—водонапорный;

2) предложить схему дальнейшей разведки девонских отложений, приняв за исходную основу структурную схему по кровле пашийской свиты (см. рис. 71).

Практическое решение задачи должно включать выбор системы расположения и мест для разведочных скважин, определение их проектных глубин

Рис. 74. Геологическая карта северо-восточной части Нижне-куринской депрессии.

1 — наносы, сопочная брекчия и террасы древнего Каспия; 2 — бакпильский ярус; 3 — апшеронский ярус (верхний, средний и нижний отделы); 4 — ачгагыльский ярус; 5 — разрывные нарушения; 6 — газыроупище сопки; 7 — структурно-картировочные скважины; 8 — газыроупище скважины на I горизонт; 9 — то же, на II горизонт; 10 — то же, на нижний отдел продуктивной толщи



и последовательность бурения во времени при продолжительности цикла строительства восемь станков-месяцев. По второму пункту задания также требуется дополнительно определить метраж бурения, учитывая необходимость вскрытия всего разреза девонских отложений, число станков и очередность бурения скважин.

**Задача 10.** В строении площади, расположенной в северо-восточной части Нижнекуринской депрессии (рис. 74), принимают участие отложения от современных до нижнеапшеронских. На небольшом участке центрального поднятия на поверхности обнаружены породы акчагыла и продуктивной толщи.

Отложения продуктивной толщи выходят на поверхность в ядре центрального поднятия на площади  $100 \times 150$  м.

Под покровом акчагыла, имеющего углы падения  $75^\circ$ , залегают поставленные на голову и опрокинутые к юго-западу пласты песков и глин продуктивной толщи. Тектонически площадь представляет собой антиклинальное поднятие широтного направления, строение которого осложнено грязевыми вулканами (рис. 75).

Как показалось проводившееся на этой площади структурное бурение, вся складка разбита многочисленными поперечными нарушениями, имеющими небольшую амплитуду. Основным продольным нарушением считают нарушение, проходящее вдоль всей складки, и по нему северное крыло оказалось приподнято относительно южного. Сводовая часть складки, заключенная между двумя продольными нарушениями и включающая зону грязевых вулканов, опущена по сравнению с обоими крыльями. Оба нарушения, отсекающие сводовую часть складки от крыльев, падают под углом  $70-80^\circ$ .

При разведке бурением, проводившейся в Прикуринской низменности, выявлены черты тектоники, свойственные почти всем антиклинальным поднятиям этой области. Здесь установлено, что складчатость апшеронских отложений и продуктивной толщи является дисгармоничной, т. е. тектоническое построение антиклинальных складок по апшеронскому ярусу не соответствует тектонике по продуктивной толще.

Поверхностные выходы нефти немногочисленны. В сводовой части центрального поднятия пески продуктивной толщи, обнажающиеся на небольшом участке, пропитаны нефтью. Однако, вследствие сильной перемятости пород, не удалось выяснить, является ли нефтенасыщение связанным с породами продуктивной толщи или нефть просачивалась из недр по тектоническим трещинам. К юго-востоку от ядра складки у линии продольного нарушения выходит песчаный пласт среднего апшерона также пропитанный нефтью. На всей территории зарегистрировано множество грифонов, изливающих грязь, соленую воду и газирующих с разной интенсивностью.

В структурных скважинах, пробуренных на центральном поднятии, имели место проявления в виде пленок нефти на глинистом растворе и газирование, доходящее до выбросов (скважина 11). Нефтенасыщенные грунты обычно представлены брекчией грязевых вулканов и, по-видимому, связаны с более глубокими горизонтами.

Газопроявления были отмечены в песчаниках нижнего апшерона. Скважина 103, заложённая в присводовой части северного крыла, с глубины 897 м дала газовый фонтан.

Как видно из вышесказанного, все отмеченные нефтегазопроявления, вероятно, имеют источник, находящийся на значительной глубине. Так, предполагается (по аналогии), что нефтяные залежи могут быть приурочены к песчаникам продуктивной толщи. Возможные нефтяные залежи в апшеронских слоях, по-видимому, будут вторичными.

Принимая во внимание совокупность данных, характеризующих перспективы газоносности рассматриваемой площади, проектируются разведочные скважины, имеющие следующие цели:

1) выявление нефтегазовых залежей в продуктивной толще вплоть до подстилающих ее отложений;



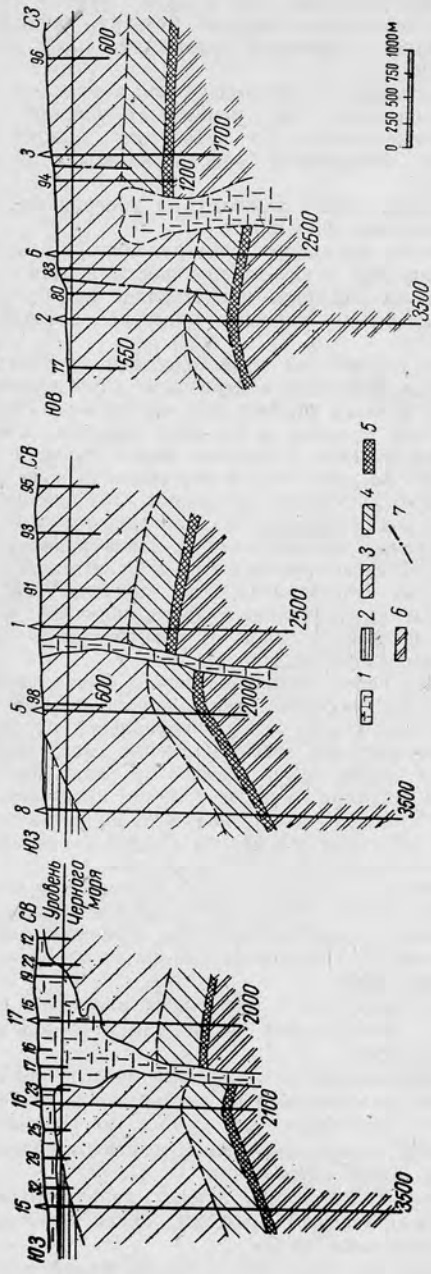


Рис. 75. Профили к геотектонической карте (см. рис. 74):

1 — тектоническая зона перемятых пород; 2 — бакинский ярус; 3 — ашеронский ярус, верхний и средний отделы; 4 — то же, нижний отдел; 5 — ачкагельский ярус; 6 — продуктивная толща; 7 — разрывные нарушения

- 2) попутное освещение нефтеносности среднего и нижнего апшерона;
- 3) изучение тектоники и литологии отложений апшеронского яруса и продуктивной толщи.

Все запроектированные скважины делятся на три группы соответственно с возлагающимися на них задачами. Первая группа, куда входят скважины 3, 5, 6, 9, 10, 13, 14, 16, 17, 18, 20, 21, 22, 24, 25 и 28 (см. рис. 74), должна вскрыть первый горизонт продуктивной толщи, проследить его литологию и нефтеносность и оконтурить обнаруженную залежь нефти и газа. Вторая группа скважин (1, 2, 4, 11, 15, 19 и 23) закладывается для вскрытия VIII горизонта продуктивной толщи и выяснения его литологии, тектоники и нефтеносности. Третья группа (скважины 8, 12, 26, 27, 28) должна осветить полный разрез продуктивной толщи до подстилающих отложений, изучить литологию, мощность, тектонику и характер контакта с подстилающими породами. Помимо этого, должна быть, по возможности, прослежена нефтеносность нижней части продуктивной толщи.

Предлагается тщательно изучить рекомендуемый проект разведочных работ, дать заключение по целевому назначению разведки месторождения, а затем охарактеризовать целесообразность заложения и бурения каждой отдельной скважины. На основе этого анализа необходимо составить проект последовательности (или одновременности) бурения всех намеченных скважин, т. е. составить ковер бурения при продолжительности срока строительства скважины в десять месяцев, и наметить порядок опробования основных объектов нефтегазосности в каждой скважине.

## ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПО КОЛИЧЕСТВЕННЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

Одним из важнейших вопросов при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений является качественная и количественная оценка результатов этих работ. Такая оценка на стадии региональных поисков дается в виде количества прогнозных запасов. При детальных поисках эти запасы относятся к категории  $S_2$  и частично —  $S_1$  [15].

Как отмечалось выше, на этапе разведки как предварительной, так и детальной, подсчитанные запасы относятся соответственно к категориям  $A+B$ ,  $B$  и  $S_1$ .

В настоящем руководстве нет необходимости подробно разбирать методику подсчета запасов нефти и газа, так как она изложена в литературе [4]. Учитывая, что эти вопросы имеют большое практическое значение, остановимся лишь на рассмотрении некоторых из них.

### § 10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВНЕШНЕГО КОНТУРА НЕФТЯНОЙ (ГАЗОВОЙ) ЗАЛЕЖИ

При оценке запасов в стадиях разведочных работ весьма существенное значение имеет определение положения внешнего контура нефтеносности (нефтеводяного контакта).

При предварительном определении нижнего контура залежи обычно полагают, что он следует изолиниям пласта, т. е. является горизонтальным\* и что высота залежи может быть определена по аналогии с соседними, известными в данной провинции. Во всех случаях используются данные пробуренных скважин, позволяющие уточнить предполагаемую высоту залежи и характер положения нижнего контура по отношению к изолиниям.

Верхний газонефтяной контур определяется в зависимости от типа ловушки и положения экранирующей поверхности. Определение этого контура производится по составленной структурной карте и профилям. В некоторых случаях (при неполноте данных о положении разрыва и т. д.) необходимо строить несколько вариантов положения контура залежи:

1. Залежи пластовые, сводные и массивные. Контур может быть определен по предполагаемым данным о высоте залежи аналогичного типа на соседних площадях. Эта высота условно определяется для залежей платформенных место-

\* Иногда по общим геологическим данным удается установить возможное смещение залежи в сторону движения пластовых вод.

рождений в пределах до 50 м, для складчатых — 150—250 м. Уточнить эти величины можно по результатам опробования пробуренных скважин или по данным, полученным на соседних площадях.

2. Пластовые, тектонические и стратиграфические экранированные залежи. Водонефтяной контакт определяется по изогипсе, как и в первом случае, с учетом предполагаемой высоты залежи. Верхний контур представляет собой проекцию на план пересечения поверхности пласта и экранирующей поверхности. Эту проекцию можно найти по составленным профильным разрезам и по карте изогипс пласта экранирующей поверхности.

3. Литологически экранированные залежи. Нижний контур такой залежи также может быть параллелен изогипсе и определяется с учетом вероятной высоты залежи или результатов бурения. Для определения верхнего контура понадобятся данные скважин, по которым можно построить контур выклинивания коллектора (нулевую линию), совпадающий с верхним контуром залежи. Контур выклинивания строят по опорным точкам, найденным с учетом данных, полученных по скважинам, вскрывшим пласт, содержащий залежь или показавший его отсутствие.

Положение опорных точек (в данном случае точек, где мощность пласта равна нулю) производится путем деления пополам расстояния между скважинами, вскрывшими пласт или показавшими его отсутствие, а также путем так называемого «среднего угла выклинивания» или «ограниченной» экстраполяцией данных. Средний угол выклинивания  $\alpha$  находят по формуле

$$\operatorname{tg} \frac{\alpha}{2} = \frac{\sum h}{\sum l},$$

где  $\sum h$  — сумма всех мощностей по контуру пласта (рис. 76), т. е.  $h_1 + h_2 + h_3 + \dots$  и т. д.;

$\sum l$  — сумма всех расстояний между смежными скважинами, вскрывшими пласт мощностью  $h$ , т. е.  $l_1 + l_2 + l_3 + \dots$ .

Расстояние от точки, где пласт вскрыт с мощностью  $h_1$  по направлению  $l_1$  до опорной точки, где мощность пласта равна нулю, определяется по формуле

$$x = \frac{h_1}{2} \operatorname{ctg} \frac{\alpha}{2}.$$

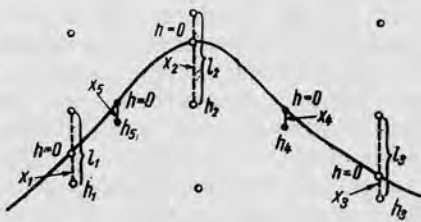


Рис. 76. Схема определения границы (нулевой линии) пласта по среднему углу выклинивания

В пунктах  $h_4$  и  $h_5$  (см. рис. 76) расстояние до точки с мощностью равной нулю (по направлению, параллельному профилю), может быть найдено из приведенной выше формулы, так как мощность в этих точках известна. В некоторых случаях положение точки с нулевой мощностью пласта можно определить путем неограниченной экстраполяции аналитическим или графическим путем.

## § 11. ОЦЕНКА И ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

В итоге осуществления поисково-разведочных работ производится подсчет запасов нефти и газа. Каждой стадии поисков и разведки соответствует определенная оценка этих запасов. Региональные геолого-геофизические исследования (первая стадия поисков) дают возможность оценить перспективы изучаемой территории и подсчитать прогнозные запасы с разбивкой их на подгруппы, обуславливаемые состоянием степени изученности их. В результате детальных поисков (вторая стадия) оцениваются запасы нефти и газа отдельных структур по категории  $C_2$ . В процессе разведки этих структур подсчитываются промышленные запасы по категориям  $C_1$  и  $A+B$ . Подсчет этих запасов производится в основном объемным методом на основе полученных фактических данных по всем подсчетным параметрам (площадь залежей, мощность продуктивных пластов или горизонтов, пористость, проницаемость, нефтегазонасыщенность, физико-химическая характеристика нефти и газа, коэффициент извлечения на данной стадии). Для подсчета промышленных запасов (категории  $A+B+C_1$ ) используются и другие методы, в частности метод материального баланса, метод по падению давления для газа и пр.

При проведении поисковых работ, особенно на первой стадии их и при выборе первоочередных районов, важно оценить перспективы нефтегазонасыщенности для того, чтобы сосредоточить основные исследования на наиболее перспективных площадях и структурах. В связи с этим возникает необходимость в подсчете прогнозных запасов нефти и газа с соответствующей степенью достоверности их. Эта задача наиболее сложна для новых районов, перспективы нефтегазонасыщенности которых еще не установлены, но по общим геологическим предпосылкам они заслуживают изучения. На этих территориях, уже в первый период осуществления региональных работ, производится оценка перспектив путем подсчета потенциальных ресурсов нефти и газа, используя аналогию с другими регионами, где наличие нефти и газа уже установлено.

Прогнозные запасы нефти и газа, в отличие от запасов категорий  $A$ ,  $B$ ,  $C_1$  и  $C_2$ , приуроченных к определенным площадям,

представляют собой запасы бассейнов осадочных пород, оценка которых производится по сумме геолого-геофизических материалов, опорного и параметрического бурения, а также тематических исследований. В современных условиях социалистического планирования оценка прогнозных запасов нефти и газа приобретает особое значение, так как эти запасы являются частью тех данных, на основе которых планируется темп развития и географическое размещение нефтегазодобывающей промышленности на длительные сроки.

Прогнозные запасы — это геологическая оценка перспектив нефтегазоносности, выраженная количественно. В зависимости от степени изученности они подразделяются на две подгруппы —  $D_1$  и  $D_2$ .

К запасам подгруппы  $D_1$  относятся запасы нефти и газа бассейнов осадочных пород в пределах перспективных территорий как с доказанной (нефтегазоносные районы), так и с предполагаемой (перспективные районы) нефтеносностью. Эти территории должны быть освещены региональными исследованиями\* по горизонтам с доказанной и предполагаемой нефтегазоносностью, по установленным, но недостаточно изученным ловушкам.

К запасам подгруппы  $D_2$  относятся запасы нефти и газа бассейнов осадочных пород в пределах геологически слабо изученных территорий, освещенных лишь мелкомасштабными исследованиями (геокартированием, магнитометрией, гравиметрией и другими аналогичными методами, а также отдельными сейсмопрофилями и скважинами), не позволяющими составить достаточно полного представления о глубинном геологическом строении и перспективах нефтегазоносности. Сюда же относятся бассейны осадочных пород с доказанной и предполагаемой нефтегазоносностью по продуктивным и предполагаемым горизонтам и ловушкам (литологическим, стратиграфическим и др.), число которых прогнозировать на момент подсчета не представляется возможным, но наличие которых по условиям геологического строения вероятно. В эту же категорию включены возможные продуктивные горизонты, наличие которых можно предполагать, но которые не выявлены глубоким бурением к моменту подсчета запасов.

---

\* Под региональными исследованиями понимается комплекс геолого-геофизических, геохимических и буровых работ, позволяющий с необходимой полнотой судить о распределении и геологическом разрезе коллекторов и водоупоров, о распространении свит, благоприятных для образования и накопления нефти и газа, о геохимической обстановке, а также об основных элементах тектоники, о зонах региональных стратиграфических несогласий и выклинивании продуктивных толщ. В подсчеты запасов нефти и газа всех категорий и групп включаются коллекторские горизонты.



Способы подсчета	Необходимые параметры
<p>1. Метод сравнительного геологического анализа</p> <p>По средней плотности запасов нефти и газа, приходящихся на 1 км<sup>2</sup> площади осадочных отложений</p>	<p>1. Площадь перспективных земель всех категорий</p> <p>2. Средняя плотность запасов нефти и газа на 1 км<sup>2</sup> площади, определенная, например, объемным методом в изученных и разведанных территориях и принимаемая для оцениваемой площади с аналогичным геологическим строением</p>
<p>По средней плотности запасов нефти и газа, приходящихся на 1 км<sup>2</sup> площади стратиграфического комплекса</p>	<p>1. Площадь перспективных земель каждого стратиграфического комплекса</p> <p>2. То же, что и пункт 2 способа 1</p>
<p>По средней плотности запасов нефти и газа, приходящихся на 1 км<sup>3</sup> объема осадочных отложений</p>	<p>1. Площадь перспективных земель</p> <p>2. Средняя мощность осадочных пород</p> <p>3. Среднее содержание нефти и газа в 1 км<sup>3</sup> осадочных пород, определяемое в зависимости от литологического состава пород разреза и характера структуры (например, по коэффициентам Н. Б. Вассоевича, М. Ф. Двали и В. А. Успенского и др.)</p>
<p>По объему запасов нефти и газа, приходящихся на крупные структурные элементы I порядка и надпорядковые</p>	<p>1. Площадь перспективных земель</p> <p>2. Объем запасов нефти и газа крупного структурного элемента, определенный любым методом</p>
<p>По емкости коллекторов разреза осадочных отложений</p>	<p>1. Эффективная мощность коллекторов нефти и газа</p> <p>2. Эффективная или открытая пористость коллекторов нефти и газа</p>
<p>По фактической плотности запасов нефти и газа</p>	<p>1. Запасы категорий А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>+ забалансовые</p> <p>2. Добыча с начала эксплуатации промыслов</p> <p>3. Площадь земель с выявленной нефтегазоспособностью</p>

Способы подсчета	Необходимые параметры
II. Объемный метод с коэффициентом промышленных открытий («коэффициентом удачи»)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общее число разведанных структур на данной площади</li> <li>2. Число открытых нефтегазоносных месторождений</li> <li>3. Основные параметры объемного метода: площадь, мощность, коэффициенты пористости, нефтенасыщенности и нефтеотдачи, удельный вес нефти (объемный коэффициент можно игнорировать)</li> </ol>
III. Объемно-генетический метод	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Площадь перспективных земель всех категорий</li> <li>2. Средняя эффективная мощность нефтегазоносных (нефтематеринских) горизонтов</li> <li>3. Общее содержание сингенетичного породам органического вещества (органического углерода)</li> <li>4. Средняя плотность <math>1 \text{ м}^3</math> породы</li> <li>5. Коэффициент превращения органического вещества в нефть и газ</li> <li>6. Коэффициент улавливания (концентрации) нефти и газа ловушками</li> </ol>

В настоящее время для количественной оценки прогнозных запасов нефти и газа крупных территориальных подразделений СССР применяются методы подсчета, приведенные в табл. 28.

В практике оценки прогнозных запасов отдельных районов вместо определения запасов нефти или газа каждой структуры (ловушки) часто пользуются средней величиной запаса одной структуры, типичной для нефтегазоносного района. Подсчет прогнозных запасов по методу оценки запасов на осредненную структуру (ловушку) сводится к определению количества выявленных и предполагаемых структур и средних запасов, приходящихся на каждую из них. По малоизученным районам число структур определяется как частное от деления размеров общей площади на размер площади, приходящейся на одну структуру в смежных хорошо изученных районах, геологическое строение которых сходно. Средний запас нефти или газа, приходящийся на одну структуру, определяется по уже разведанным месторождениям также с учетом конкретных геологических условий. Произведение принятого среднего запаса одной

структуры, общего числа структур и коэффициента промышленных открытий — определяет прогнозные запасы всего района.

К числу основных недостатков этого метода относится неизбежность больших погрешностей при выборе подсчетных параметров (площадь нефтегазоносности отдельных структур, мощности продуктивных свит и др.). Кроме того, метод определения прогнозных запасов нефти и газа по осредненным значениям запасов, приходящихся на одну структуру, не дает возможности оценивать запасы нефти и газа, сосредоточенные в ловушках стратиграфического и литологического типов, поскольку методы выявления их еще недостаточно разработаны.

Для оценки наиболее достоверной части прогнозных запасов нефти (подгруппа  $D_1$ ) может быть применена модификация объемного метода, предложенная Н. И. Буяловым и Е. В. Захаровым в 1954 г., основанная на следующей зависимости

$$Q_{D_1} = V_{e_1} \frac{\gamma_{пл.н}}{1 + \delta},$$

где  $V_{e_1}$  — предполагаемый объем эффективных пор, заполненных нефтью, в оцениваемом терригенном пласте;

$\gamma_{пл.н}$  — средний удельный вес пластовой нефти;

$\delta$  — весовой газовый фактор.

Раскрывая приведенную выше формулу (в общем виде), рекомендуется определять прогнозные запасы нефти (подгруппы  $D_1$ ) по формуле

$$Q_{D_1} = Sh_{ср.эф} \frac{100V_{\partial}}{V_{пор}} \left(1 - \frac{\sigma}{\sigma_1}\right) \frac{\gamma_{пл.н}}{1 + \delta},$$

где  $S$  — предполагаемая (перспективная) площадь распространения нефтеносности в оцениваемом пласте;

$h_{ср.эф}$  — средняя эффективная мощность нефтенасыщенной части оцениваемого пласта;

$\frac{100V_{\partial}}{V_{пор}} \left(1 - \frac{\sigma}{\sigma_1}\right)$  — коэффициент эффективной пористости;

$V_{\partial}$  — суммарный объем свободных, связанных между собою пор породы;

$V_{пор}$  — суммарный объем всех пор в породе;

$\sigma$  — средний кажущийся удельный вес породы (вместе с порами);

$\sigma_1$  — средний действительный удельный вес скелета породы.

Оценка прогнозных запасов нефти и газа генетическим методом базируется на положении о региональном характере процессов нефтеобразования, протекавших в обширных субаквальных бассейнах, в условиях стабильного и компенсированного погружения. Предполагается, что запасы нефти и газа находятся

в прямой зависимости от объема тех нефтематеринских свит, где происходило образование углеводородов. Считают, что расчлененные углеводороды, входящие в состав битуминозных веществ и составляющие весьма небольшую долю по отношению к породе, являются сингенетичными вмещающим породам и рассматриваются как диффузионная форма нахождения нефти.

В свете современных данных считают, что все осадочные породы содержат то или иное количество органического вещества, в котором неизбежно присутствуют жидкие углеводороды. При подсчетах прогнозных запасов углеводородов генетическим методом необходимо учитывать, что для образования промышленных залежей нефти и газа только незначительная часть углеводородов покидает нефтематеринские породы.

Практически использование генетического метода заключается в том, что запасы подсчитываются на единицу объема продуктивной толщи и прогнозные запасы определяются как произведение объема нефтегазоносных свит на удельный запас, вычисленный по тем же отложениям в соседнем (или аналогичном) достаточно изученном районе. В качестве единицы измерения удельного запаса принимается величина, выраженная в тысячах тонн на  $1 \text{ км}^3$  осадочного чехла отложений.

Чтобы применить генетический метод, необходимо иметь данные о суммарной мощности осадочных отложений и продуктивных свит, заключенных в них. При подсчете этим методом считают, что величины прогнозных запасов и потенциальных ресурсов находятся в прямой зависимости от объема нефтематеринских пород и от общего вероятного количества углеводородов, эмигрировавших из нефтематеринских пород (в килограммах на  $1 \text{ км}^3$ ). В общем виде формулу для их подсчета можно выразить следующим образом:

$$Q_{d_1+d_2} = Vq_{\text{ост}}K_1 \text{ или } Q_{d_1+d_2} = \frac{K_2q_{\text{ост}}}{1-K_2},$$

где  $V$  — объем нефтематеринских пород какого-либо возраста,  $\text{км}^3$ ;

$q_{\text{ост}}$  — количество остаточных углеводородов, ныне содержащееся в нефтематеринских породах,  $\text{кг/км}^3$ ;

$K_1$  — коэффициент аккумуляции, учитывающий отношение количества углеводородов, пошедших на формирование залежей к количеству углеводородов, фактически содержащемуся в породах, выделяемых в качестве нефтематеринских;

$K_2$  — коэффициент аккумуляции, учитывающий, какая доля от исходного количества углеводородов материнских пород, аккумуляировавшихся в залежах.

Форма записи расчетных параметров к подсчету прогнозных запасов нефти и газа объемно-генетическим методом приведена в табл. 29.

Таблица 29

Регионы (седиментационные бассейны)	Мощность осадочных пород, м		Перспективная площадь тыс. км <sup>2</sup>		Объем осадочных пород, тыс. км <sup>3</sup> на глубину		Предполагаемые нефтематеринские толщи (НМТ)			Баланс органического вещества в весовых процентах к НМТ			Принятый коэффициент аккумуляции	Удельные плотности (нефть + газ), тыс. т		Запасы углеводородов, млн. т	
	до 5 км	более 5 км	мощность, км	площадь, км <sup>2</sup>	объем НМТ по глубинам, тыс. км <sup>3</sup>		органический углерод	битум	углеводороды	на 1 км <sup>2</sup>	на 1 км <sup>3</sup> пород НМТ						
					до 5 км	более 5 км											

Определение объема нефтематеринских пород (произведение их общей мощности на площадь распространения в пределах оцениваемого участка) не вызывает особых трудностей. Количество остаточных углеводородов, ныне содержащееся в нефтематеринских породах, тоже можно определить с достаточной степенью достоверности по данным химико-битуминологических исследований, а также по комплексу люминесцентно-битуминологических и химико-битуминологических данных.

Изложенные методы подсчета и оценки прогнозных запасов нефти и газа в недрах, естественно, имеют существенные недостатки, поэтому в ряде случаев используются эмпирические приемы.

Рекомендуемые методы прогнозных оценок, несомненно, будут совершенствоваться по мере накопления новых данных по геологическому изучению недр и запасов нефти и газа нашей и других стран, а также по мере дальнейшего прогрессивного развития научных исследований в области происхождения нефти и газа и формирования их залежей.

## § 12. СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

### РАЗМЕЩЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

### И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Для каждого месторождения, в зависимости от геологических условий, степени изученности и других данных, могут быть предложены многочисленные варианты разведки, отличающиеся числом скважин и их расположением. В связи с этим остано-

вмесь на некоторых критериях, которые необходимо учитывать при выборе наиболее рациональных вариантов разведки. Рациональным вариантом разведки будет тот, при котором основная задача работ будет решена наименьшим числом скважин при наибольшей эффективности их и наименьших затратах средств и времени.

К числу критериев, позволяющих решить поставленный вопрос, следует отнести, во-первых, эффективность, т. е. ожидаемые результаты по запроектированным скважинам. Чаще всего под понятием «эффективность разведочных работ» понимают количество выявленных запасов промышленных категорий на 1 м проходки метража разведочного бурения. Например, система расположения скважин, бурением которых будут выявлены запасы категорий А+В, будет более эффективной (при прочих равных условиях), чем вариант разведки, в итоге осуществления которого эти запасы не будут установлены или их количество будет меньшим. При этом учитывается полнота полученных данных о залежи, т. е. возможность с той или иной степенью достоверности установить закономерности, по которым изменяются ее основные параметры.

Эффективность работ может, наряду с этим, иметь и другое (геологическое) значение. Представим себе, что в итоге бурения опорной или нескольких разведочных скважин будет установлено наличие нефти в свите, не считавшейся ранее нефтеносной, новые типы залежей или условия экранирования, неизвестные в этой провинции, и т. д. Этими скважинами промышленные запасы могут быть не выявлены, но результаты работ в смысле перспектив установления новых месторождений могут иметь огромное значение. Примером этому являются результаты первых разведочных скважин, установивших нефтеносность девонских отложений в Туймазах, нефтеносность верхнемеловых слоев на Северо-Восточном Кавказе и др.

Эффективность работ иногда также оценивается с точки зрения полноты и достоверности данных о закономерностях изменения основных параметров залежи, полученных в итоге пробуренных разведочных скважин. Например, пробуренная скважина может подтвердить разрыв, экранирующий залежь нефти или газа, наличие которого по имеющимся данным только предполагалось; скважинами могут быть установлены закономерности изменения параметров коллектора, вмещающего залежь и т. д.

Критерием для оценки рационального варианта расположения скважин является их число, точнее объем (стоимость) работ. Понятно, что при всех прочих равных условиях более рациональным будет тот проект, в котором число скважин будет



меньшим. Однако при этом следует учитывать и эффективность работ по размерам запасов каждой категории.

Представим себе, что на какой-то площади десять разведочных скважин выявили большие промышленные запасы, чем пять скважин. В этом случае надо сравнить количество промышленных запасов на 1 м бурения или вычислить стоимость 1 т запасов, что без труда позволит установить наиболее рациональный вариант. При этом также следует учитывать и расстояния между скважинами, позволяющие отнести различные участки залежи к категории В или А.

Фактором, влияющим на сравнительную оценку разных вариантов разведки, является степень изученности площади одновременно с технико-экономическими условиями. Степень изученности площади на определенном этапе работ может быть такова, что проектировать и проводить большое число скважин окажется необоснованным и неоправданным.

Для сравнения различных вариантов расположения и числа скважин следует:

1) располагать проектные скважины с учетом расстояний, позволяющих отнести оконтуренные скважинами блоки залежи к той или иной категории;

2) знать правила отнесения блоков залежи к различным категориям;

3) иметь данные для подсчета запасов нефти и газа.

Поскольку оценка эффективности вариантов расположения и числа разведочных скважин производится по ожидаемым результатам, предполагают, что все данные о литологической характеристике коллектора, подчиняющего залежь, качество нефти (или газа), данные о начальных и текущих дебитах и другие сведения, будут получены по каждой из запроектированных скважин. При таком допущении для отнесения блоков залежи к той или иной категории следует учитывать только положение скважин по отношению к контуру блока и расстояния между ними.

Сравним для примера различные варианты расположения и числа скважин на платформенном поднятии (рис. 77), в пределах которого залежь нефти ожидается в пласте песчаника, коллекторские свойства которого постоянны. Средняя глубина скважины 2000 м. Данные для подсчета запасов следующие: мощность пласта — 5 м, пористость — 18%, удельный вес нефти — 0,880, коэффициент насыщения — 0,80, коэффициент отдачи — 0,5\*.

\* При решении задачи необходимо определить промышленное значение месторождения (величину запасов), что позволит определить расстояние между разведочными скважинами и сравнить предлагаемые варианты их размещения с учетом эффективности разведочных работ.

Вариант размещения поисковых скважин по двум взаимно перпендикулярным профилям из пяти скважин, крайние из которых закладываются у водонефтяного контакта залежи, при значительных расстояниях между скважинами может дать в пределах контура запасы категории В.

При варианте, когда скважины на профиле вдоль длинной оси смещены к центру поднятия, часть запасов может быть отнесена к категории А. К категории В в этом случае могут быть отнесены запасы до наиболее низкой отметки по скважинам поперечного профиля.

Третий вариант — система из трех поперечных профилей по три скважины в каждом — может несколько увеличить запасы категории А и В, но при этом увеличивается на 80% и число скважин.

Четвертый вариант, представляющий комбинацию из трех поперечных и одного продольного профиля, увеличит также запасы категорий А, но количество скважин при этом возрастает в 2,2 раза, по сравнению с первым вариантом.

Сравнение эффективности различных вариантов по количеству тысяч тонн выявленных запасов на 1 м бурения для структуры, изображенной на рис. 77, сделано в табл. 30\*.

На основании данных табл. 30 следует выбрать II вариант как наиболее эффективный. При этом варианте количество запасов категории А и В на 1 м бурения будет наибольшим.

Задача 1. Сравнить различные варианты расположения и числа разведочных скважин, проектируемых на структуре платформенного типа, для которой построена структурная карта (рис. 78). Предполагается, что пласт, подчиняющийся залежь, постоянный по коллекторским свойствам и мощности. Средняя глубина скважин 2000 м. Данные для подсчета запасов:\*\*  $h=4$  м,

\* Нижняя граница на рис. 77 не показана, для блока запасов категории В принимается по отметке трех верхних скважин.

\*\* Здесь и далее:  $h$  — мощность,  $h_a$  — эффективная пористость,  $d$  — удельный вес,  $a$  — коэффициент насыщения,  $K$  — коэффициент отдачи.

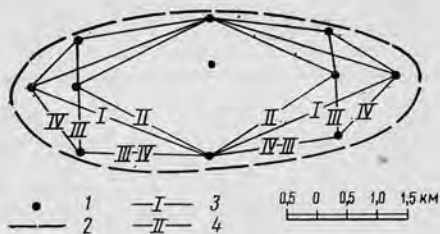


Рис. 77. Различные варианты размещения разведочных скважин и их значение при подсчете площади нефтеносности: 1 — скважины; 2 — внешний контур нефтяной залежи; 3 и 4 — границы площади блоков (при первом и втором вариантах)

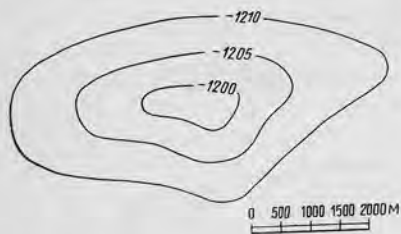


Рис. 78. Схематическая структурная карта

Вариант	Число скважин	Суммарный метраж, м	Категории						Всего	
			А		В		С			
			запасы, тыс. т	количество тонн на 1 м	запасы, тыс. т	количество тонн на 1 м	запасы, тыс. т	количество тонн на 1 м	запасы, тыс. т	количество тонн на 1 м
I	5	10000	—	—	3600	360	800	80	4400	440
II	5	10000	1600	160	2000	200	800	80	4400	440
III	9	18000	2700	150	900	50	800	44	4400	244
IV	11	22000	3300	150	300	14	800	36	4400	200

$h_3=18\%$ ,  $d=0,900$ ,  $a=0,8$ ,  $K=0,5$ . Отметка водонефтяного контакта — 1200 м.

**Задача 2.** Сравнить по количеству промышленных запасов, ожидаемых в итоге работ, и выбрать наиболее эффективный вариант расположения и числа разведочных скважин по структуре, где ожидается залежь нефти на средней глубине 1800 м (рис. 79, а).

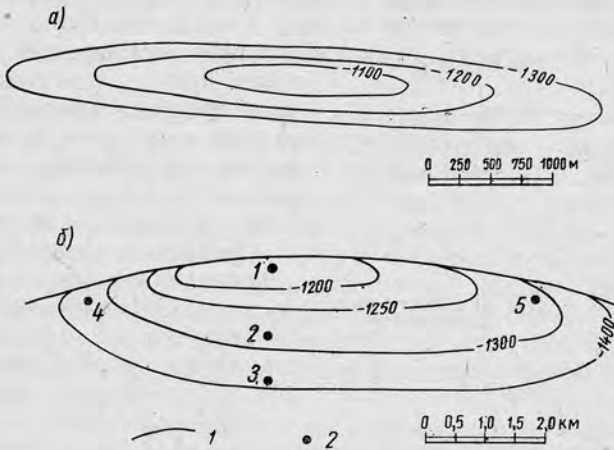


Рис. 79. Схематическая структурная карта:  
1 — изолинии подземного рельефа; 2 — скважины

Осредненные данные для подсчета запасов:  $h=0,6$  м,  $h_3=12\%$ ,  $d=0,890$ ,  $a=0,9$ ,  $K=0,4$ . Предполагаемая высота залежи — 250 м. Структурные условия площади сложные. Предполагается смещение свода в нефтеносной свите по отношению к своду на составленной структурной карте. В связи с этим в основную задачу разведки включается и детализация структурных условий залежи.

Ответ. Учитывая необходимость детализации структурных условий залежи и большие размеры складки, наиболее рациональным вариантом

расположения скважин на данной стадии изученности площади будет система трех профилей, расположенных на расстоянии 2000 м (это даст запасы категории В). В каждом профиле закладываются три скважины. Система из пяти профилей либо из трех профилей, с двумя дополнительными скважинами на переклиналях из-за большого числа скважин не приемлема, так как структурные условия месторождения не выявлены. Запасы переклинальных блоков могут быть отнесены только к категории С<sub>1</sub>.

**Задача 3.** Нефтяная залежь в надвинутом блоке складки установлена тремя скважинами (рис. 79, б). Скважины 3 и 4 попали за контур залежи. Выбрать наиболее рациональный вариант расположения скважин для подготовки месторождения к разработке. Запасы на 1 га — 4500 т. Предполагаемая система разработки месторождения — система рядов, ползущих от нижнего контура, расположенных через 350 м. Расстояние между скважинами в рядах 250 м. Надвиг наклонен к югу под углом до 80°. Пласт, подчиняющийся залежь, постоянен по мощности и коллекторским свойствам. Средняя глубина скважин — 2200 м. Порядок бурения скважин не предусматривается.

**Ответ.** Основная задача детальной разведки состоит в установлении контура залежи (нижнего и у поверхности разрыва). Кроме этого, потребуется несколько скважин и для внутриконтурного сгущения.

Минимальное число скважин, необходимое для подготовки залежи к разработке — 21, семнадцать из которых расположены по контуру через 1000 м, четыре располагаются внутри контура по крылу в средней части залежи на расстоянии до 1000 м от контура залежи.

Определение эффективности поисковых и разведочных работ имеет большое практическое значение и оценивается по целому ряду показателей. Перечень их приведен в приложении книги Н. И. Буялова и П. П. Забаринского «Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений», Гостоптехиздат, 1961. Конкретные примеры, характеризующие состояние эффективности поисковых и разведочных работ как в целом по СССР, так и отдельным районам, достаточно полно освещены в литературе [8], [10], [12].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнение грандиозных задач по резкому подъему добычи нефти и газа в период создания материально-технической базы коммунизма выдвигает Советский Союз на первое место среди нефтегазодобывающих стран мира.

Анализ распределения суммарных ресурсов нефти и газа, находящихся в недрах нашей страны, основанный на оценке

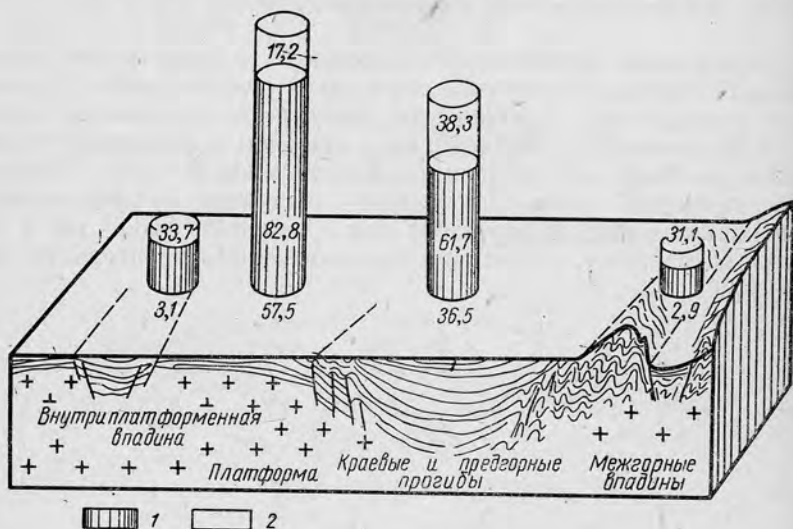


Рис. 80. Схема распределения ресурсов нефти и газа по их геотектонической приуроченности:

1 — нефть; 2 — газ

всех запасов нефти и газа (как категории  $A+B+C_1+C_2$ , так и прогнозных, со включением добытых количеств нефти и газа), показал, что большая часть этих ресурсов (57,5%) связана с месторождениями платформы (рис. 80). На втором месте по величине ресурсов находятся месторождения краевых проги-

бов (36,5%). Наименьшее значение имеют месторождения межгорных впадин, к которым относятся Ферганский нефтегазоносный бассейн, группа возможно нефтегазоносных бассейнов межгорных впадин Западной Сибири, Восточного Казахстана и Киргизии, группа Байкальских бассейнов и др. На долю этих бассейнов приходится минимальная величина ресурсов (2,9%). Внутриплатформенные впадины (например, Белорусско-Украинский бассейн) характеризуются наличием в них суммарных геологических запасов 3,1%.

Анализируя размещение ресурсов нефти и газа, по крупным геотектоническим элементам можно отметить, что соотношение между ресурсами нефти и газа в различных геологических условиях неодинаково. Так, в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов на долю нефти приходится 82,8% и газа 17,2%, а в краевых и предгорных прогибах роль газа увеличивается до 38,3%, а количество нефти снижается до 61,7%.

Средние данные распределения запасов нефти и газа подтверждаются и на отдельных примерах. Территория Татарской АССР, расположенная в пределах платформенной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, наряду с наличием крупных нефтяных месторождений, характеризуется сравнительно небольшими по запасам газовыми месторождениями. В районах же Ставропольского и Краснодарского краев, в пределах Средне-Каспийского нефтегазоносного бассейна и Азово-Кубанской нефтегазоносной области имеются крупные газоносные и газонефтяные месторождения.

Существенно отметить, что основные ресурсы нефти и газа, подсчитанные в настоящее время, приурочены к отложениям, залегающим до глубины 5 км.

В предстоящем двадцатилетии большое внимание должно быть уделено поискам месторождений, связанных с ловушками как структурного, так и с ловушками стратиграфического и литологического типов. Все это предъявляет большие требования к дальнейшему совершенствованию техники и методики поисково-разведочных работ и прежде всего техники и методики геофизических исследований.

Важнейшими задачами, поставленными XXIII съездом Коммунистической партии Советского Союза перед нефтяной и газовой промышленностью, являются:

1) усиление геолого-поисковых и геофизических работ, в первую очередь региональных, на неисследованных и на перспективных территориях нашей страны на основе единого, генерального плана развития поисково-разведочных работ. Первоочередными районами должны быть те, в недрах которых сосредоточены крупные прогнозные запасы нефти и газа. К ним относятся районы Западной и Восточной Сибири, Мангышлака,



Средней Азии, западный борт Прикаспийской впадины, а также акватория Каспийского моря;

2) значительное расширение разведочных работ в пределах перспективных районов с обеспечением в них высококачественной и своевременной подготовки объектов для разведки. В связи с этим необходимо всемерно форсировать все виды исследований, направленные на решение такой актуальной проблемы, как создание прямых геофизических и геохимических методов разведки;

3) продолжение работ по совершенствованию и созданию новых методов изучения разрезов пород, вскрываемых скважинами, с целью получения максимально полных данных о литолого-физических свойствах пройденных пород, включая такие определения, как пористость, проницаемость, нефте-, газо-, водонасыщенность пород, минералого-петрографический состав, а также определение водонефтяного и газонефтяного или газодляного контактов.

Не менее важными вопросами, которые ждут своего решения, являются те, которые связаны с техникой бурения структурных, поисковых (разведочных) и оконтуривающих скважин. Необходимо разработать и внедрить в практику работ буровые станки облегченного типа для скважин малого диаметра, обеспечив их высококачественным буровым инструментом и соответствующим оборудованием.

Освоение новых районов нашей страны, с целью поисков новых нефтегазоносных месторождений и районов, немислимо без серьезного внимания вопросам транспорта. Надо привлекать вертолеты, вездеходы, самоходные понтоны с буровыми установками на них, специально оборудованные самолеты для проведения геологических, геоморфологических и других исследований, применяемых при поисковых работах на нефть и газ.

Настало время, когда к решению геологических задач надо всемерно привлекать математические методы, использовать счетно-решающие устройства для обработки геологических материалов, составления обобщений и геологических информаций. В частности, эти методы могут оказать существенную помощь при обработке палеонтологических, палинологических и петрографических исследований, в изучении тектоники, классификации залежей по характеристике коллекторов, качественному составу нефтей и газов, оценке запасов, эффективности поисково-разведочных работ, а также по определению ряда других геолого-экономических показателей.

Для полноценной оценки результата разведки большое внимание должно быть уделено опробованию скважин. Необходимо применять наиболее совершенные конструкции пластоиспытателей (опробователей) и соответственные конструкции крепления стенок и призабойной зоны скважин.

Важнейшие задачи стоят и перед научно-исследовательскими организациями нашей страны. К ним относятся в первую очередь те, которые связаны с выяснением закономерностей пространственного размещения нефтяных и газовых месторождений на территории СССР. В настоящее время научные исследования в области геологии являются неотъемлемой частью самого процесса производства в нефтегазодобывающей отрасли промышленности, начиная от региональных поисков месторождений и разведки залежей нефти и газа и кончая их разработкой. Все эти исследования являются решающими в развитии производства и должны базироваться на самых последних теоретических достижениях не только геологической, но и смежных отраслей науки.

---

**ВРЕМЕННЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**

**О ПОРЯДКЕ СОСТАВЛЕНИЯ, РАССМОТРЕНИЯ  
И УТВЕРЖДЕНИЯ ПРОЕКТОВ ГЕОЛОГО-ПОИСКОВЫХ  
И РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ ПО РЕГИОНАМ, РАЙОНАМ,  
ПЛОЩАДЯМ, МЕСТОРОЖДЕНИЯМ И ЗАЛЕЖАМ**

В числе объектов, по которым утверждаются проекты геологоразведочных работ, включаются: регионы; крупные перспективные районы или отдельные площади, вводимые в разведку; месторождения и залежи, на которых проведение геолого-поисковых и разведочных работ имеет важное народнохозяйственное значение.

**СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТА ПОИСКОВЫХ  
И ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ**

В проект геолого-поисковых и разведочных работ по районам должны входить все виды геолого-геофизических и буровых работ, предусматриваемых для определения перспектив нефтегазоносности, поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений и подготовки запасов. Проект может быть представлен на весь комплекс геологоразведочных работ или отдельно на региональные геолого-геофизические и буровые работы; детальные геолого-геофизические работы для выявления структур и подготовки их к глубокому бурению; поисковое бурение с целью выявления и оценки месторождений и залежей нефти и газа; детальную разведку для подготовки к разработке месторождений и залежей нефти и газа. Проект должен содержать следующие основные разделы: геологическое обоснование работ; техническое обоснование работ; обработка материалов, сметно-финансовые расчеты, графические материалы.

1. В разделе «Геологическое обоснование работ» освещаются следующие вопросы:

а) общие сведения о районе, географическое положение его; условия проведения геологоразведочных работ, краткая история и важнейшие результаты предшествующих исследований, степень геологической изученности, затраты на проведенные работы, технико-экономическая характеристика проведенных работ;

б) геологическое строение — кратко освещается стратиграфия и тектоника, по возможности, палеогеография, гидрохимия и гидрогеология;

в) перспективы нефтегазоносности — дается оценка перспектив нефтегазоносности района и объектов разведки (прогнозные запасы нефти и газа с распределением их по зонам, глубинам и стратиграфическим комплексам),

выделяются зоны перспективные и неперспективные. На основании оценки перспектив нефтегазоносности обосновывается направление и очередность геологоразведочных работ:

г) задачи и направление дальнейших геологоразведочных работ — приводятся конкретные задачи по изучению запасов и дается обоснование направления геолого-поисковых и разведочных работ;

д) виды и объемы работ, обоснование их применения — приводятся необходимые для обеспечения выполнения указанных в предыдущем разделе задач объемы геолого-поисковых и разведочных работ, распределение их по отдельным районам, площадям и месторождениям, с выделением региональных геолого-геофизических исследований, детальных геолого-геофизических работ, поискового глубинного бурения (предварительной разведки) и детальной разведки;

е) методика проведения работ — указывается отдельно для геологических и геофизических исследований методика проведения региональных и детальных геолого-поисковых работ, глубокого поискового бурения, предварительной и детальной разведки для различных районов.

2. В разделе «Техническое обоснование работ» освещаются следующие вопросы:

а) общая технико-экономическая характеристика района;  
б) подготовительные работы, связанные с организацией разведочных работ (жилищное строительство, водоснабжение, подъездные пути и пр.);  
в) основные технические условия проведения геофизических и буровых работ;  
г) выбор и обоснование необходимого оборудования для проведения этих работ;

д) основные технико-экономические показатели коммерческие и цикловые скорости бурения, стоимости одного метра проходки (опорных, параметрических, поисковых и разведочных скважин) и другие показатели, характеризующие степень эффективности проектных данных по сравнению со средними показателями по отрасли, региону и району;

е) методика и порядок исследования разреза, вскрытия и опробования горизонтов — освещаются методы и объемы отбора kernового материала, промысловых геолого-геофизических и геохимических исследований, меры по улучшению методов вскрытия и опробования горизонтов (имеется в виду применение специальных промысловых жидкостей, боковых сверлящих грунтоносов, испытателей пластов в необсаженных стволах скважин и других мер по улучшению техники и организации работ по опробованию скважин).

3. В разделе «Обработка материалов» освещаются вопросы камеральной обработки материалов геолого-геофизических и буровых работ, методика их проведения, сроки исполнения лабораторных исследований керна, шлама, газа, нефти, воды, отбираемых в процессе геолого-съемочных работ, бурение скважин и испытания пластов, а также других исследований; геофизических исследований по методам и комплексной обработке; обобщения всех геолого-геофизических региональных поисковых и разведочных работ и анализ результатов их с целью выделения перспективных районов для поисков нефти и газа, оценки прогнозных запасов, определения и уточнения запасов по категориям  $C_2$ ,  $C_1$  и  $A+B$ ; представления рекомендаций о направлении, объемах и выделении конкретных объектов для геологоразведочных работ.

4. Сметно-финансовые расчеты (подробная характеристика этого раздела опущена).

5. Графические приложения — в их число входят: обзорная карта области (республики) с указанием районов, по которым составлен проект геологоразведочных работ; план геологоразведочных работ на геолого-тектонической основе, масштаб которой зависит от размера региона и характера тектоники, с нанесением всех перспективных площадей, структур, подготовленных к глубокому бурению, а также опорных и параметрических скважин; сводный нормальный разрез отложений с указанием возраста, мощности отложений, литологической колонки, фаунистической, каротажной характери-

стики, нефтегазоносности разреза; геологические профили по данным геолого-геофизических работ и бурения скважин; структурные карты по опорным горизонтам; палеогеографические, палеотектонические и палеогеогеологические карты.

## **СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТА ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ И ДЕТАЛЬНОЙ РАЗВЕДКИ ПО ПЛОЩАДЯМ, МЕСТОРОЖДЕНИЯМ И ЗАЛЕЖАМ**

В проектах глубокого поискового и разведочного бурения предусматриваются работы, необходимые для выявления месторождений и залежей нефти и газа; оценки промышленного значения выявленных месторождений залежей и подготовки месторождений и залежей к разработке. Проект должен содержать следующие разделы:

1. Геологическая часть — введение и общие сведения о районе, орография, история и результаты предшествующих исследований; стратиграфия; тектоника; нефтегазоносность и газоносность; водоносность; задачи и обоснование постановки геологоразведочных работ на нефть и газ на данном объекте; план геологоразведочных работ, положение, обоснование и назначение профилей и скважин, глубины и очередность бурения скважин; исследовательские работы в скважинах (отбор керна — до скважинам и интервалам, шлама, проб газа, нефти и воды, наблюдения за глинистым раствором, комплекс промыслово-геофизических и геохимических исследований и другие виды работ); порядок вскрытия и опробования продуктивных горизонтов.

2. Техническая часть включает следующее: обоснование конструкции скважин, выбор бурового оборудования и вышки, технические условия бурения, технико-экономические показатели бурения (скорость, стоимость метра проходки и др.), экономические условия разведки.

3. Смета — составляется на весь комплекс работ, предусмотренных в геологической и технической части проекта. Смета рассчитывается на основе действующих нормативов и справочников по стоимости работ. Отдельно указывается расчет эффективности геологоразведочных работ, стоимость подготовки единицы запасов нефти и газа с приведением соответствующих подсчетов.

4. Графические материалы — обзорная карта с указанием площади или месторождений (залежи), по которым составлен проект; план разведочных работ, совмещенный со структурной картой по основным опорным горизонтам, с нанесением всех бурившихся, пробуренных и проектных скважин; сводный нормальный разрез отложений; геологические проектные профили, составленные по данным геолого-геофизических работ.

## НОМОГРАММЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЛУБИНЫ ЗАЛЕГАНИЯ МОЩНОСТИ И УГЛОВ ПАДЕНИЯ ПЛАСТОВ

Каждая из приведенных на рис. 81 номограмм состоит из трех линий. Искомые величины находят, прикладывая линейку к соответствующим делениям двух линий. По третьей линии находят нужное значение.

В номограмме *A* линии  $A_1$ ,  $A_2$  и  $A_3$  служат для определения глубины залегания пласта по углу падения  $\alpha$  и горизонтальному расстоянию до выхода пласта на поверхность  $H$ . Глубина залегания пласта с поправкой на разность высот  $E$  определяется по формуле

$$D = H \operatorname{tg} \alpha \pm E.$$

В номограмме *B* линии  $B_1$ ,  $B_2$  и  $B_3$  служат для определения мощности пласта  $T$  по углу его падения  $\alpha$ , горизонтальному расстоянию между выходами кровли и почвы пласта  $H$ , измеренному вкострости, и по разности отметок выходов кровли и почвы  $E$ .

В зависимости от соотношения между рельефом и направлением падения здесь возможны три случая:

- 1) при горизонтальной поверхности земли

$$T = H \sin \alpha;$$

- 2) при наклоне поверхности ( $a$ ) в сторону, противоположную наклону пласта,

$$T = H \sin \alpha + E \sin (90^\circ - a);$$

- 3) при наклоне поверхности, совпадающем с направлением падения пласта:

- а) когда пласт наклонен более круто, чем поверхность,

$$T = H \sin \alpha - E \sin (90^\circ - a);$$

- б) когда поверхность наклонена более круто, чем пласт,

$$T = E \sin (90^\circ - a) - E \sin \alpha.$$

В номограмме *B* линии  $B_1$ ,  $B_2$ ,  $B_3$  предназначены для определения кажущегося угла падения (проектированного угла) при вычерчивании профилей под углом к падению пород. Если обозначить истинный угол падения  $\alpha$ , угол проекции (образуемый направлением профиля с простиранием пласта)  $\beta$  и проектированный угол (результативный)  $C$ ,

$$\operatorname{tg} C = \operatorname{tg} \alpha \cos \beta.$$

При пользовании номограммами ошибка составляет менее 1%.



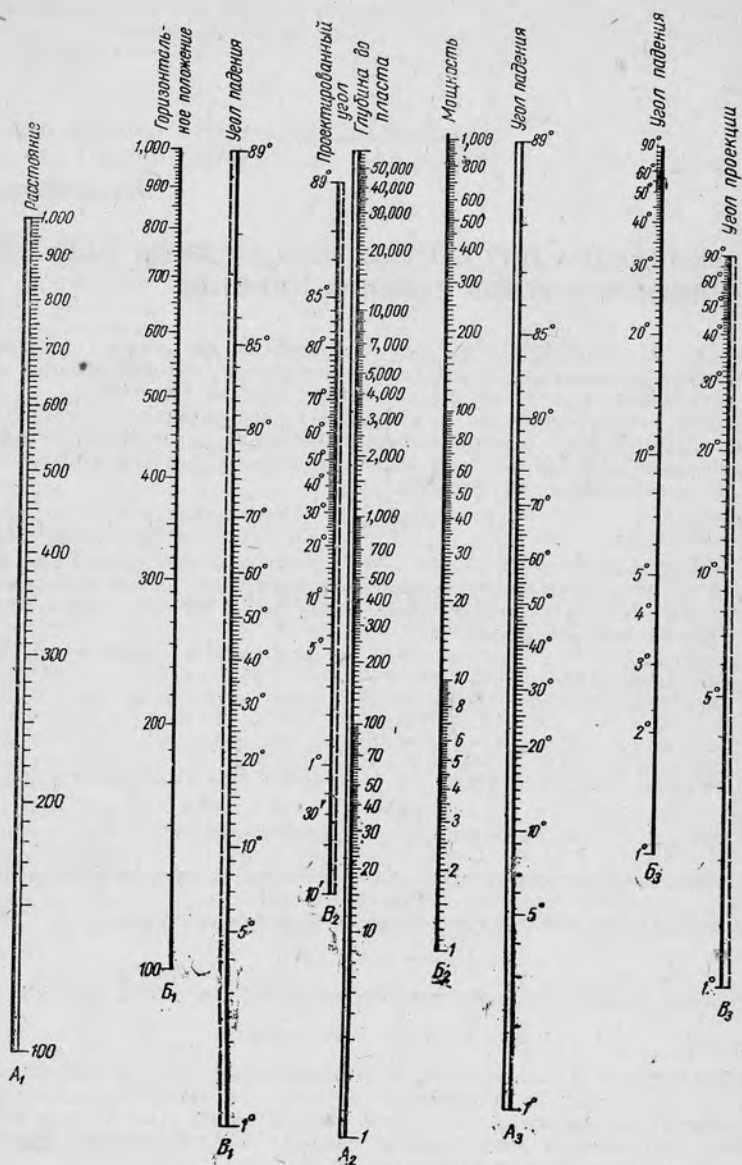


Рис. 81. Номограммы для определения глубины залегания, мощности и углов падения пластов

## ЛИТЕРАТУРА

1. Авров В. Я., Брод И. О., Буялов Н. И., Васильев В. Г. и [др.]. Прогноз нефтеносности СССР. Гостоптехиздат, 1963.
2. Буялов Н. И. Практическое руководство по структурной геологии и геологическому картированию. Гостоптехиздат, 1955.
3. Буялов Н. И. Структурная геология. Гостоптехиздат, 1957.
4. Буялов Н. И., Забаринский П. П. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1961.
5. Буялов Н. И., Васильев В. Г., Ерофеев Н. С. и [др.]. Методика подсчета прогнозных запасов нефти и газа. Гостоптехиздат, 1962.
6. Буялов Н. И., Захаров Е. В. Основные черты рельефа современной поверхности фундамента территории СССР в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности. «Советская геология», № 4, 1964.
7. Буялов Н. И. Критерии нефтегазоносности — научная основа оценки прогнозных запасов нефти и газа. «Нефтегазовая геология и геофизика», № 12, 1964.
8. Горин В. А. О некоторых особенностях строения антиклинальных складок, осложненных грязевым вулканизмом. ДАН Азербайдж. ССР, № 2, 1953.
9. Забаринский П. П. К вопросу об эффективности геологоразведочных работ. «Нефть и газ», № 2, 1958.
10. Завьялов В. М. Об эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Днепровско-Донецкой впадине. «Новости нефтяной и газовой техники», сер. «Геология», № 10, 1962.
11. Инструкция по проводке опорных скважин и камеральной обработке материалов опорного бурения. Гостоптехиздат, 1962.
12. Экономическая эффективность геологоразведочных работ, вып. 1. Тр. ВНИИГНИ, 1963.
13. Калинин М. К. О методике поисков нефти и газа в новых провинциях. Сб. «Геология и геохимия», тр. ВНИИГНИ, Гостоптехиздат, 1958.
14. Методика поисково-разведочных работ на нефть и газ. «Недра», 1964.
15. Методические указания по проведению геолого-поисковых и разведочных работ на нефть и газ. Гостоптехиздат, 1963.
16. Розанов Л. Н. Новый метод изучения палеотектоники. «Новости нефтяной техники», сер. Нефтепромысловое дело, № 2, 1953.
17. Суббота М. И. К методике исследования газонефтеносности керна. «Разведка недр», № 5, 1959.
18. Трофимук А. А. Некоторые вопросы подготовки запасов нефти и газа на первое десятилетие создания материально-технической базы коммунизма. «Геология нефти и газа», № 2, 1962.
19. Форш Н. Н. К методике структурного анализа платформенных тектонических структур. Тр. ВНИГРИ, Гостоптехиздат, 1953.

20. Фролов Н. Ф. и Фролов Е. Ф. Геологические наблюдения и построения при бурении искривленных скважин. Гостоптехиздат, 1957.

21. Хаин В. Е. Геотектонические основы поисков нефти. Азгостоптехиздат, Баку, 1954.

22. Шварц Л. Я. Карта равных мощностей — как средство уточнения тектоники. Известия АН Туркменской ССР, № 1, 1955.

23. Геологические основы поисков и разведки газа и нефти. Коллектив авторов. Гостоптехиздат, 1964.

---

## ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение . . . . .	3
Глава I. Основные задачи поисков месторождений и разведки залежей нефти и газа и методы их решения . . . . .	7
Глава II. Региональные геолого-геофизические и буровые работы (предварительные поиски) и их проектирование . . . . .	10
Глава III. Детальные поисковые геолого-геофизические и буровые работы, их проектирование и проведение . . . . .	18
Глава IV. Изучение и обработка данных, полученных при поисковых работах на нефть и газ . . . . .	22
§ 1. Построение геологических профильных разрезов . . . . .	22
§ 2. Определение числа горных выработок, необходимого для изучения послойного разреза и установления положения контактов на профиле : . . . . .	29
§ 3. Определение мощности свит и пластов . . . . .	32
§ 4. Проектирование структурных скважин . . . . .	36
§ 5. Структурные карты и методы их построения . . . . .	42
Глава V. Методика палеотектонического анализа при детальных поисках и предварительной разведке месторождений и залежей нефти и газа . . . . .	62
Глава VI. Предварительная разведка и ее проектирование . . . . .	77
§ 6. Предварительная разведка . . . . .	77
§ 7. Составление проектных разрезов разведочных скважин . . . . .	86
§ 8. Составление разрезов скважин по кернам . . . . .	91
§ 9. Построение профильных разрезов по результатам исследования разведочных скважин . . . . .	96
Глава VII. Детальная разведка и ее проектирование . . . . .	114
Глава VIII. Анализ и проектирование поисково-разведочных работ на нефть и газ на примерах некоторых месторождений . . . . .	125
Глава IX. Оценка результатов поисково-разведочных работ по количественным показателям . . . . .	140
§ 10. Определение внешнего контура нефтяной (газовой) залежи . . . . .	140
§ 11. Оценка и подсчет запасов нефти и газа . . . . .	142
§ 12. Сравнение вариантов размещения проектных разведочных скважин и определение эффективности разведочных работ . . . . .	148
Заключение . . . . .	154
Приложения . . . . .	158
Литература . . . . .	163

*Внимание преподавателей и студентов  
вузов, работников исследовательских  
учреждений и лабораторий, а также  
работников общественных организаций!*

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ НА ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ЖУРНАЛ

**«ВЕСТНИК ВЫСШЕЙ ШКОЛЫ»**

Единственный в Советском Союзе ежемесячный журнал, освещающий актуальные вопросы учебной, научной и воспитательной деятельности вузов — «Вестник высшей школы» — издается 25-й год. Журнал помещает на своих страницах интересные и разнообразные материалы — статьи, репортажи, обзоры, письма и т. п., в которых обсуждаются, нередко в дискуссионной форме, проблемы улучшения подготовки молодых специалистов, перспективы развития высшего образования и вузовской науки.

В журнале существуют постоянные разделы: «Учебный процесс», «На темы дня», «Наука в высшей школе», «Воспитывать активных строителей коммунизма», «Из практики работы кафедр общественных наук», «Опыт и предложения», «За рубежом», «Критика и библиография» и др.

В разделе «Наука в высшей школе» широко освещается опыт и ставятся вопросы методики научных исследований, подготовки научной смены, повышения квалификации специалистов; публикуются сообщения о новейших открытиях, сделанных учеными вузов (для этого журнал имеет специальный раздел «На передовых рубежах науки»), даются информации о межвузовских научных и научно-методических конференциях.

В разделе «Воспитывать активных строителей коммунизма» ставятся общие проблемы воспитания молодежи.

Подробные сведения о новых книгах для вузов имеются в разделе «Критика и библиография». Юридическая консультация журнала ответит на вопросы читателей.

В разделе «За рубежом» читатели знакомятся с опытом педагогической и научной работы вузов социалистических, развивающихся и капиталистических стран.

В «Вестнике высшей школы» принимают постоянное участие видные ученые. Все это делает журнал интересным и полезным не только для работников, аспирантов и студентов высших учебных заведений, но и для сотрудников исследовательских учреждений, научных отделов и лабораторий, для самых различных общественных организаций — для всех, кто занимается научной и воспитательной деятельностью.

Журнал выходит 12 раз в год.

Подписная цена на год — 6 руб.

В каталоге «Союзпечати» журнал значится под № 70117.

Подписка принимается без ограничения с начала любого месяца в пунктах подписки «Союзпечати», отделениях и узлах связи, почтамтах, а также общественными распространителями печати на предприятиях, в учебных заведениях и организациях. В розничную продажу журнал не поступает.



*Буялов Николай Иванович и Заборинский Павел Петрович*

ПРАКТИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ПОИСКАМ И РАЗ-  
ВЕДКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Редактор *Е. В. Белякова*

Художник *В. Э. Казакевич*

Художественный редактор *Н. К. Гуроров*

Технический редактор *А. С. Кочетова*

Корректор *С. С. Лановенко*

---

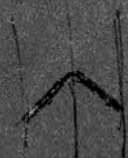
T-06822. Сдано в набор 12/X-66 г. Подп. к печати 6/V-67. Бумага 60×90<sup>1/16</sup>.  
Печ. л. 10,5. Уч.-изд. л. 10,14. Изд. № Стел-20. Тираж 7000. Зак. 4464.  
Цена 35 коп.

Тематический план издательства «Высшая школа» (вузы и техникумы)  
на 1967 г. Позиция № 91  
Москва, К-51, Неглинская ул., д. 29/14,  
Издательство «Высшая школа»

---

Типография им. Анохина  
Управления по печати при Совете Министров  
г. Петрозаводск, ул. «Правды», 4

35 ноп.



ВЫСШАЯ ШКОЛА • 1967

