

*А. Я. Кремс*

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА  
ЗАЛЕЖЕЙ  
НЕФТИ И ГАЗА

*гостотехиздат · 1959*

А. Я. КРЕМС

*Доктор геолого-минералогических наук*

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА  
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА  
(ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ПРАКТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ)

*Под редакцией чл.-корр. АН СССР М. Ф. МИРЧИНКА*



ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО  
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

*Москва 1959*

## АННОТАЦИЯ

В книге приведены краткие сведения по истории нефти, описаны основные закономерности в распределении залежей нефти и природного газа в земной коре, накопление органического материала и образование нефтяных и газовых залежей.

На базе прогрессивных представлений советских геологов разработаны принципиальные положения о выборе районов и основных направлений для поисков залежей нефти и газа.

Рекомендуется необходимый комплекс геологопоисковых и геофизических работ в зависимости от характера и особенностей геологического строения района с целью установления структур, благоприятных для промышленных скоплений нефти и газа.

Книга рассчитана на геологов и может быть использована студентами нефтяных вузов.

## ОТ АВТОРА

В настоящей работе автор, базируясь на установленных им в первой работе [65] закономерностях в области нефтегазообразования, формирования залежей нефти и газа и пространственного их распространения (распределения) на земном шаре, поставил следующие задачи:

1) всесторонне осветить научно-теоретические предпосылки организации и проведения геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ;

2) изложить основные положения выбора направления этих работ и методику проведения их в пределах определенной площади, района или области.

Научно-теоретические предпосылки и основные положения выбора того или иного рационального комплекса поисковых и разведочных работ излагаются на основе:

а) региональных представлений о геологическом строении исследуемой площади, района или области;

б) палеогеографических и палеотектонических условий;

в) предварительных данных о литологофациальных особенностях предполагаемых продуктивных свит и горизонтов;

г) ориентировочных суждений о типах и формах залежей нефти и газа, которые предполагаются быть открытыми в результате выполнения намечаемого комплекса и объема геологопоисковых и разведочных работ.

После изложения предпосылок, обосновывающих необходимость проведения геологопоисковых и разведочных работ в пределах определенной площади, района или области, освещается практическая часть поисков и разведки этих залежей.

Вначале описываются естественные нефтегазопроявления на земной поверхности. Затем рассматриваются применительно к конкретным условиям и особенностям геологического строения исследуемой территории геологические и геофизические методы как поисков структур, в которых возможны залежи нефти и газа, так и подготовки их к глубокому разведочному бурению с применением геохимических исследований.

В заключительной части данной книги рассматриваются способы и системы разведок глубоким бурением подготовленных для этого площадей применительно к типу и формам залежей

нефти и газа, которые могут быть открыты в пределах исследуемой структуры или площади. Описание этой разведки производится вплоть до подготовки открытого месторождения нефти или газа к промышленной разработке и эксплуатации.

В течение последних лет в Советском Союзе были открыты десятки новых крупных стратиграфических и литологических залежей нефти в Азербайджане, Дагестане, Северной Осетии, Чечено-Ингушетии и в Краснодарском крае.

Подобные залежи нефти были открыты также и в Средней Азии (Эмба и Ферганская долина), на Сахалине и в других нефтеносных районах СССР, приуроченных к геосинклинальным и солянокупольным областям.

Они были выявлены в отложениях палеозоя и в пределах крупных нефтеносных районов на Русской платформе — в Башкирии, Татарии, на территории Среднего Поволжья, на Южном Тимане и в других местах.

Таким образом, залежи нефти стратиграфического и литологического типов получили широкое развитие и поэтому поискам и разведке их в пятой главе уделяется большое внимание.

Следует отметить, что по предложенной автором классификации [65] стратиграфические залежи относятся к классу структурных, в частности, к типу выклинивающихся, несогласных и к типу залежей, связанных с погребенными антиклинальными и иными структурами и выступами древнего рельефа. Стратиграфические залежи автором в самостоятельный класс не выделены.

В 1955 г. была опубликована статья<sup>1</sup> М. Ф. Мирчинка, в которой в основу классификации положен генетический принцип, а именно — причинность и условия формирования залежи, в определенных участках пластов-коллекторов.

К этим условиям он относит:

1) локальные структуры (антиклинали, брахиантиклинали, купола и т. п.);

2) структурные ограничения различного характера (сбросы, взбросы, чешуи, надвиги и проч.), обычно связанные с локальными складчатыми структурными формами;

3) литологическое непостоянство по простиранию, изменчивость вмещающих нефть и газ пластов-коллекторов (линзы, изменения в структуре порового пространства и проницаемости);

4) стратиграфическое несогласие (срезы и перекрытия в результате размыва нефтесодержащих пластов, выклинивание последних).

Первые два условия М. Ф. Мирчинк характеризует общим термином «структурный» фактор, третье и четвертое —

<sup>1</sup> М. Ф. Мирчинк. О принципах классификации залежей нефти и газа. НХ 5, 1955.

соответственно «литологическим» и «стратиграфическим» факторами.

Отсюда по преобладающему значению в формировании залежей нефти и газа одного из этих трех факторов — тектонического, стратиграфического или литологического — он и считает, что наиболее правильно подразделить все существующие залежи на три главных типа: 1) структурные, 2) стратиграфические и 3) литологические.

Следовательно, если будем рассматривать генетическую сторону формирования залежей нефти и газа с точки зрения причинности и условий их формирования, т. е. анализировать образование конкретных залежей как скопления нефти или газа в пористых пластах-коллекторах в зависимости от условий, ограничивающих движение (миграцию) жидкостей и газа в этих пластах, мы безусловно придем к выводу, что действительной причиной образования стратиграфических залежей (по классификации М. Ф. Мирчинка), соответствующих типу несогласных залежей (по классификации автора), являются в основном нарушения нормальных стратиграфических соотношений, а не структурные особенности нефтегазосодержащих пластов-коллекторов.

Поэтому классификация М. Ф. Мирчинка представляется нам наиболее приемлемой из всех предложенных до настоящего времени классификаций. Однако было бы более правильным рассматривать выклинивающиеся залежи с точки зрения конкретных условий, обуславливающих границу выклинивания. В том случае, когда такая граница обуславливается выклиниванием в контакте с соляным штоком, диапировым ядром или магматическим штоком, т. е. вызвана в основном структурными явлениями, то связанные с этим залежи нефти и газа следует относить к классу структурных залежей; когда же граница выклинивания обуславливается условиями осадконакопления трансгрессирующего (или регрессирующего) моря в обстановке подводного роста формирующихся поднятий, т. е. когда эта граница связывается в определенной мере со стратиграфическими взаимоотношениями, но в пределах определенной одновозрастной серии отложений, то образующиеся при этом в связи с выклиниванием пластов-коллекторов залежи нефти и газа следует относить уже к классу стратиграфических залежей.

В этом отношении отмечается некоторая невыдержанность в классификации М. Ф. Мирчинка, который относит подобные залежи нефти и газа, приуроченные к границе выклинивания нефтегазосодержащего пласта, к типу литологических, а не стратиграфических. Последнее несколько нарушает стройность и принципиальность его практически весьма ценной классификации.

Таким образом, исходя из причинности и условий, которые конкретно приводят к ограничению движения (миграции) нефти

и газа в определенных участках пластов-коллекторов и обуславливают благодаря этому образование здесь их скоплений, следует внести в предложенную ранее классификацию [65] значительные коррективы. В частности, необходимо установить три класса залежей нефти и газа: структурные залежи, стратиграфические и литологические, подразделив их на типы следующим образом.

I. Структурные залежи:

- 1) антиклинальные (брахиантиклинальные, куполовидные);
- 2) моноклиналильные (нормальные и осложненные);
- 3) синклиналильные;
- 4) экранированные (ограниченные) дизъюнктивными нарушениями;
- 5) ограниченные контактами с соляными штоками, магматическими штоками и диапировыми ядрами.

II. Стратиграфические залежи:

- 1) выклинивающиеся, приуроченные к границе выклинивания пласта-коллектора, при наличии особых условий осадконакопления;
- 2) несогласные, приуроченные к погребенным эродированным структурам антиклинального и моноклиналильного строения;
- 3) приуроченные к погребенным эрозионным выступам древнего рельефа.

III. Литологические залежи:

- 1) рукавообразные;
- 2) лентообразные (шнуроподобные);
- 3) гнездообразные.

В этой классификации приводятся только основные, типичные формы залежей нефти и газа, среди которых дополнительно могут быть выделены группы разновидностей. По каждому из трех установленных классов залежей нефти и газа в практической части настоящей работы рассматриваются все методы, способы и системы геологопоисковых и разведочных работ, имеющие целью открыть и подготовить к промышленной разработке новые залежи (месторождения) нефти и газа.

Эта часть работы является наиболее серьезной и ответственной, так как разработка, выбор и применение наиболее рациональной методики поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений — при правильно выбранном направлении этих поисков — обеспечивает получение наиболее благоприятных результатов. Поэтому разработка, выбор и применение на практике подобной методики, в зависимости от конкретных геологических условий, является одной из наиболее важных задач геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ, успешному решению которой должно быть уделено исключительное внимание.

Автор будет весьма признателен читателям за все критические замечания и поправки.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Нефтяная промышленность Союза ССР в послевоенный период стала широко развиваться; значительно усилились темпы геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ. В соответствии с этим во много раз возросло глубокое разведочное бурение, в несколько раз увеличился объем геологопоисковых работ, включая все методы геофизической разведки, и значительно усилились работы на новых площадях.

Однако в свете решений XXI съезда КПСС достигнутые темпы, качество и эффективность геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ являются недостаточными.

Особенно остро с этой точки зрения стоит вопрос о повышении качества и эффективности геофизических методов разведки, так как, несмотря на имеющиеся достижения в этой области, эффективность геофизических исследований остается еще недостаточной.

До настоящего времени геофизика еще не разрешила полностью ряда важнейших задач, связанных в основном с поисками и подготовкой структур к глубокому разведочному бурению при помощи сейсморазведки. В основном — это задачи, связанные с выявлением литологически-экранированных (выклинивающих) залежей нефти и газа.

Также имеются очень серьезные недостатки в теории и практике применения геохимических работ.

Основными мероприятиями для наиболее успешного решения задач повышения эффективности геологопоисковых, разведочных и геофизических работ на нефть и газ являются:

1) наиболее детальные исследования по рациональному выбору основных направлений геологопоисковых и разведочных работ в пределах определенной площади, района или области;

2) разработка более рационального комплекса и методики геологопоисковых и разведочных работ в применении к конкретным условиям и особенностям геологического строения определенной площади, района или области, с обязательным учетом форм и характера залежей нефти и газа, которые ожидаются здесь быть открытыми;

3) организация опытных работ по поискам и разведке при помощи геофизических методов разведки, главным образом сейсморазведка литологических и стратиграфических залежей нефти и газа;

4) улучшение качества сейсморазведочных работ для получения наиболее четких отражений от глубоко залегающих горизонтов, среди толщи продуктивных отложений;

5) сокращение объемов структурно-колонкового бурения за счет применения геофизических методов разведки, с целью удешевления и ускорения работ по подготовке структуры к глубокому разведочному бурению.

Осуществление этих основных мероприятий на практике при поисках и разведке промышленных залежей нефти и газа должно базироваться на учете выявленных к настоящему времени закономерностей нефтегазообразования и формирования залежей нефти и газа, которые были ранее автором детально разобраны и описаны [65].

## ГЛАВА ПЕРВАЯ

### **НАУЧНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ОРГАНИЗАЦИИ И ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ НА НОВЫХ ПЛОЩАДЯХ И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА НАИБОЛЕЕ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРАВЛЕНИЯ ЭТИХ РАБОТ**

#### **ГЛАВНЫЕ ФАКТОРЫ (КРИТЕРИИ) ВОЗМОЖНОГО ОБНАРУЖЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Таких факторов выделяется четыре:

1) благоприятные палеотектонические и палеогеографические условия, способствовавшие в прошлые геологические эпохи накоплению органического нефтематеринского вещества и превращению его в нефть (и газ), а также наличие на земной поверхности естественных нефтегазопроявлений;

2) пласты-коллекторы, благоприятные по физическим свойствам и литолого-фациальным особенностям для нефтегазонакопления;

3) наличие: а) структурных (тектонических) форм, б) нарушений нормальных стратиграфических соотношений, в) литологических особенностей пластов-коллекторов, благоприятных для скопления нефти и газа;

4) покрывка (толща отложений) из практически непроницаемых пород, достаточная по мощности для обеспечения сохранности образовавшихся в земной коре (в пределах какой-либо площади, района или области) залежей нефти и газа.

Следует отметить, что степень значимости указанных факторов в той последовательности, в которой они приведены выше, является характерной особенно для новых площадей, в пределах тех областей, где еще не установлены промышленные залежи нефти и газа.

Таким образом, прежде чем начать глубокое разведочное бурение при поисках промышленных залежей нефти или газа

в пределах новой площади, необходимо предварительно установить в результате проведения научно-исследовательских и геологопоисковых работ наличие благоприятных условий для нефтегазообразования, для отложения песчаных или иного вида пластов-коллекторов и для скопления нефти и газа в виде различного характера залежей.

Следует, однако, отметить, что в пределах тех районов, где установлены промышленные залежи нефти и газа и выявлены благоприятные фации осадочных отложений, на первое место по степени значимости при проведении геологопоисковых и разведочных работ может быть поставлен фактор наличия структурных (тектонических) форм, благоприятных для скопления нефти и газа.

Однако не исключается возможность, что на территории, где отсутствуют благоприятные условия для нефтегазообразования, нефть и газ мигрируют из соседних сопряженных площадей (вследствие горизонтальной миграции нефти иногда на весьма значительные расстояния) и скопляются в виде различных структурных, стратиграфических и литологических залежей.

Наглядным в этом отношении примером (в пределах северо-восточной части Русской платформы) может служить Ярегское месторождение.

В пределах этого месторождения, расположенного на северо-восточном склоне Южного Тимана в Коми АССР и приуроченном к крупной Ухтинской брахиантиклинальной складке, базальный пласт живетской трансгрессии (пласт III) залегает непосредственно на метаморфических породах серии М, предположительно докембрийского возраста. Этот пласт содержит продуктивную залежь тяжелой нефти, хотя палеогеографические условия в период его отложения не характеризовались благоприятной обстановкой для нефтегазообразования.

Пласт III, относящийся к нижнеживетскому подъярису среднего девона и выраженный сравнительно мощной толщей преимущественно среднезернистых песчаников с редкими пропластками аргиллитов и включениями мелкогалечникового материала, отлагался в условиях наступающего на сушу моря, в пределах береговой зоны, неблагоприятной для накопления и сохранения нефтематеринского органического вещества.

Непосредственно на пласт III налегает небольшой мощности пачка плотных аргиллитов, лишенная всяких признаков первичной битуминозности, а выше ее располагается сравнительно мощная пачка туфогенных пород с диабазами эффузивного (подводного) происхождения.

Подстилают пласт III сильно метаморфизованные породы фундамента платформы предположительно докембрийского возраста. Как эти породы, так и породы, прикрывающие пласт III, не могли быть нефтематеринскими. Следовательно, надо пола-

гать, что нефть мигрировала в пределы Ярегского месторождения из соседних площадей, главным образом из Печорской депрессии, прилегающей к северо-восточному склону Южного Тимана, и скопилась в пласте III в виде мощной залежи брахиантиклинального типа.

Необходимо также, учитывая классический пример нефтяных месторождений Апшеронского п-ова в Азербайджанской ССР, отметить, что в отдельных случаях может наблюдаться и такое явление, когда, несмотря на то, что верхняя часть разреза осадочной толщи отложений того или иного района, характеризуясь наличием неблагоприятных условий для нефтегазообразования, может содержать промышленные залежи нефти и газа, которые мигрировали из нижней, стратиграфически более глубокой части разреза.

Так признается, что продуктивная толща плиоцена Апшеронского п-ова и, в частности, верхний и средний ее отделы, характеризуются неблагоприятными условиями для нефтегазообразования, тем не менее эта толща содержит богатейшие залежи нефти. Нефть и сопутствующий ей газ мигрировали из нижележащей серии отложений миоцен-олигоценного и эоценового возраста, характеризовавшихся в прошлом весьма благоприятными условиями для нефтегазообразования.

Таким образом, используя палеогеографические и палеотектонические соображения при рассмотрении перспектив нефтеносности или газоносности того или иного района, входящего в состав крупной области, в пределах которой уже установлены промышленные залежи нефти и газа, а также и широкое развитие пластов-коллекторов, следует учитывать, что при неблагоприятных палеогеографических данных возможна миграция нефти и газа в пределы данного района из соседних прилегающих площадей и образование здесь в результате такой миграции промышленных залежей нефти и газа.

Итак, как правило, поискам и изучению структурных (тектонических) форм, благоприятных для формирования промышленных залежей нефти и газа, должно обязательно предшествовать установление палеогеографических и палеотектонических условий, благоприятных как для образования нефти и газа, так и фаций осадочных пород (пластов-коллекторов), пригодных для нефтегазонакопления.

В заключение следует остановиться на четвертом из основных факторов возможного обнаружения в недрах залежей нефти и газа — о мощности непроницаемой крыши.

Как известно, в Бакинском районе на Апшеронском п-ове в 1870—1880 гг. с глубин 50—100 м били мощные открытые фонтаны нефти, суточные дебиты которых доходили до 1—3 и в редких случаях даже до 10 тыс. т.

Следовательно, даже столь незначительная по мощности крышка (до 100 м) в состоянии в отдельных случаях при бога-

том скоплении нефти обеспечить сохранность залежи. В этом отношении большое значение имеет благоприятный характер коллекторских свойств нефтеносных пластов, а также хорошая насыщенность нефтью и ее свойства.

Таким образом, фации осадочных пород (пласты-коллекторы) и структурные (тектонические) формы или нарушения нормальных стратиграфических соотношений и литологических особенностей пластов-коллекторов, благоприятные для формирования залежей нефти и газа, рассматриваются в качестве главных факторов, определяющих скопления нефти и газа в земной коре в промышленных количествах, в то время как два других из описанных факторов<sup>1</sup> в отдельных случаях являются до некоторой степени условными при суждении о перспективах того или иного района.

На это обстоятельство в последнее время обращает внимание целый ряд наших советских геологов-нефтяников. Так, А. В. Ульянов [135] отмечает, что в настоящее время не приходится сомневаться в том, что основным фактором, определяющим скопление в недрах промышленных количеств нефти и газа, являются фациальные (литологические и прочие) особенности осадков и благоприятные тектонические (структурные) условия.

Надо сказать, что это полностью отвечает и смыслу учения И. М. Губкина, который указывал, что литологические свойства пород, принимающих участие в строении нефтяных месторождений, играют наряду с тектоникой огромную роль при формировании залежи нефти. Он отмечал, что тектоника создает формы, пригодные для скопления нефти в виде залежей, а также пути и направления для миграции нефти, а литология — резервуары, собирающие и хранящие в себе нефть, образуя ее залежи [27, стр. 356].

Совершенно понятно, что установление главных факторов как при предварительном обобщении и анализе всего геологического материала по данной площади, району или области, так и в дальнейшем — при проведении геологопоисковых и разведочных работ — обеспечивает успешное открытие новых залежей нефти и газа.

Таким образом, обоснование рассмотренных факторов обнаружения промышленных залежей нефти и газа в недрах определенной площади, района или области составляет главное содержание научно-теоретических предпосылок в части установления перспективности и необходимости организации в связи с этим геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ.

<sup>1</sup> Благоприятные палеогеографические условия для нефтегазообразования и мощность непроницаемой покрывки.

## ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ГЕОЛОГОПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ И МЕТОДЫ ИХ РЕШЕНИЯ

### Геологопоисковые работы<sup>1</sup>

1. Всестороннее изучение, анализ и обобщение имеющихся материалов по геологическому строению, палеогеографии, палеотектонике и нефтегазопроявлениям на поверхности (если они были установлены ранее) в пределах намечаемой к исследованию территории и соседним с ней площадям и районам, с целью выявления перспективности данной территории с точки зрения допускаемого наличия благоприятных условий для нефтегазообразования, формирования, а также сохранности залежей нефти и газа и является основой для составления проекта геологопоисковых работ.

2. Установление в пределах исследуемой территории, при помощи рекогносцировочных и детально-геологических и геофизических исследований, условий, способствующих нефтегазообразованию, а также фаций осадочных образований (пластов-коллекторов) и структур, благоприятных для нефтегазонакопления.

3. Подтверждение наличия и перспективности указанных структур и подготовка их к глубокому разведочному бурению, чтобы установить промышленные залежи нефти и газа в недрах.

### Разведочные работы (глубокое разведочное бурение)

1. Обобщение (в виде геологической записки) всего материала по выявлению и подтверждению благоприятных условий для нефтегазообразования, а также подготовке исследованной структуры (площади), оказавшейся благоприятной для промышленного скопления нефти и газа, к глубокому разведочному бурению. Собранный материал является основой для составления проекта разведки глубоким бурением данной структуры (площади) с подробным обоснованием выбора местоположения первых глубоких разведочных скважин, для установления в недрах промышленных залежей или отсутствия их.

2. Действительное установление (или отсутствие) залежей нефти и газа, а также благоприятных фациально-литологических и тектонических условий для оценки их промышленного значения.

3. Оконтуривание установленных (открытых) залежей нефти и газа, оценка их промышленного значения и подготовка месторождения к промышленной разработке и эксплуатации.

4. Подсчет и утверждение в ГКЗ (Государственной Комиссии по запасам) запасов нефти и газа по каждой из разведанных залежей и обобщение всего материала по проведенной раз-

<sup>1</sup> Включая геофизические и геохимические исследования.

ведке для составления проекта разработки нового месторождения, а также генеральной схемы его эксплуатации и обустройства.

Рассмотренные выше цели и задачи геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ обычно решаются методами комплексного применения этих работ. Так, например, региональное изучение геологического строения определенной территории, признанной на основании научно-теоретических предположений перспективной для организации и проведения в ее пределах геологопоисковых и разведочных работ, и предварительное установление наличия благоприятных условий для нефтегазообразования, пластов-коллекторов и тектонических форм (структур) решается путем проведения рекогносцировочных полевых геологических исследований и рекогносцировочной гравиметровой съемки, дополняющейся в некоторых случаях магнитометрическими работами, а также отдельными пересечениями исследуемой площади методами электроразведки, а иногда и сейсморазведки.

На основании проведения рекогносцировочных геолого-геофизических исследований должна быть получена общая характеристика геологического строения изучаемой территории и установлена ее перспективность.

В результате этих работ можно уточнить сделанный предварительный выбор наиболее рационального направления геологопоисковых и разведочных работ и точнее установить наиболее перспективные площади, требующие первоочередной организации и проведения более детальных геофизических и геологопоисковых работ.

Целью детальных исследований должно быть дальнейшее изучение геологического строения палеогеографии и палеотектоники исследуемой территории; одновременно эти исследования должны быть направлены на дальнейшие поиски и изучение структур, благоприятных для промышленных скоплений нефти и газа. Обычно при детальном исследовании применяется следующий комплекс:

- 1) геолого-съемочные работы (с применением картировочного бурения) определенного масштаба<sup>1</sup>;
- 2) электроразведка (с применением вертикальных электрических зондирований ВЭЗ)<sup>2</sup>;
- 3) структурное (колонковое) бурение;
- 4) сейсморазведка (методами отраженных и преломленных волн).

<sup>1</sup> На основании рекогносцировочных геологических исследований и площадных геологосъемочных работ составляется геологическая карта, которая может в дальнейшем подвергнуться определенной корректировке и дополнениям при проведении структурного (колонкового) бурения.

<sup>2</sup> Иногда на этой стадии проведения геологопоисковых работ применяются детальная гравиметрия и метод теллурических токов (ТТ).

Структурное бурение и сейсморазведка на рассматриваемом этапе проведения геологопоисковых работ применяются, как правило, только для подтверждения действительного наличия какой-либо структуры, установленной предварительно по данным геологических или геофизических исследований.

Наиболее ответственная стадия геологопоисковых работ — это подготовка выявленных и подтвержденных структур непосредственно к глубокому разведочному бурению. Эта подготовка производится, как правило, при помощи либо структурного (колонкового) бурения, либо сейсмических исследований обычно методом отраженных волн, дающим (особенно в геосинклинальных и солянокупольных областях) наиболее точные результаты.

Указанные сейсмические исследования проводятся в комплексе с определенным (часто сравнительно небольшим) объемом структурного (колонкового) бурения или без этого бурения, в зависимости от сейсмогеологических условий исследуемой территории.

#### ЭТАПЫ И СТАДИИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Поиски промышленных залежей нефти и газа производятся в два этапа. В течение первого этапа — проведения геологопоисковых работ — устанавливаются благоприятные условия для нефтегазообразования и формирования, а также сохранности залежей нефти и газа, завершающееся изучением и подготовкой к глубокому разведочному бурению структур, благоприятных для промышленного скопления нефти и газа.

Это обстоятельство и составляет отличие поисков залежей нефти и газа от поисков других полезных ископаемых. При поисках иных полезных ископаемых (кроме нефти и газа) при проведении первого этапа и производятся поиски полезного ископаемого.

Непосредственное же установление наличия или отсутствия промышленных залежей полезных ископаемых (нефти и газа) в недрах изученной при помощи геологопоисковых работ структуры (площади) устанавливается только при проведении второго этапа, а именно — при проведении первой (поисковой) стадии этапа глубокого разведочного бурения.

При этом в случае, когда установлены промышленные залежи нефти и газа в пределах определенной структуры (площади) в процессе проведения поисковой стадии глубокого разведочного бурения, с этого момента начинается вторая стадия второго этапа разведочных работ на нефть и газ, а именно — оконтуривание при помощи глубокого разведочного бурения выявленных залежей нефти и газа и подготовка их к промышленной разработке.

Если же промышленные залежи нефти и газа в пределах определенной структуры (площади) не были установлены, то глубокое разведочное бурение здесь прекращается и данная структура выбывает из состава структур, перспективных для поисков нефти и газа.

Следовательно, можно установить следующие стадии отмеченных этапов проведения геологопоисковых и разведочных работ.

**Первый этап — проведение геологопоисковых работ:**

- 1) первая стадия — проведение рекогносцировочных, маршрутных работ;
- 2) вторая стадия — проведение детальных площадных работ;
- 3) третья стадия — подготовка выявленных площадей к вводу в разведку глубоким бурением.

Выделение двух последних стадий является иногда условным, так как в ряде случаев они сливаются в одну стадию, начальным периодом которой является проведение детальных работ.

**Второй этап — проведение глубокого разведочного бурения:**

- 1) первая поисковая стадия — выявление промышленных залежей нефти и газа в пределах площади, подготовленной к глубокому разведочному бурению;
- 2) разведочная стадия — оконтуривание выявленных залежей нефти и газа и подготовка их к промышленной разработке.

Следует отметить, что рассмотренные стадии и этапы геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ полностью отвечают поискам только структурных (антиклинальных и подобных им) залежей нефти и газа. При поисках же выклинивающихся, несогласных, моноклинальных и литологических залежей [65] некоторые стадии первого этапа геологопоисковых и разведочных работ могут исключаться, так как в определенной мере отпадает необходимость поисков структур антиклинальной и куполовидной формы. Зато в этом случае значительно возрастают требования и повышается ответственность первой поисковой стадии второго этапа геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ.

Следует отметить, что в последнее время как бы в помощь опорному бурению стали применять метод бурения глубоких поисково-структурных, так называемых оценочных скважин, закладываемых на больших расстояниях (50—200 км), для оценки характера нефтегазоносности, особенно в коллекторских свойствах продуктивных пластов, глубины залегания фундамента и проч. В результате бурения поисково-оценочных скважин можно приблизительно оценить перспективы нефтегазоносности отдельных площадей в пределах крупных районов и установить новые зоны нефтегазоаккумуляции.

Поисково-оценочные скважины закладываются на более или менее уверенно выявленных структурных поднятиях, хотя в от-

дельных случаях в зависимости от ряда условий бывают исключения.

Как видно, необходимость предварительного выявления новых зон нефтегазоаккумуляции в какой-то мере учитывали И. О. Брод и Е. Ф. Фролов [17], когда разбивали проведение всего комплекса геологопоисковых и разведочных работ также на два основных этапа, из которых первый включает геологопоисковые работы, а второй — разведочные работы<sup>1</sup>. При этом в геологопоисковых работах они прежде всего выделяют стадию рекогносцировочно-поисковых работ, решающих задачу сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий. При положительной оценке перспектив нефтегазоносности действительно намечаются предполагаемые очертания нефтегазоносных провинций и выделяются зоны возможного нефтегазоаккумуляции.

Вторая стадия геологопоисковых работ, по мнению этих же авторов, заключается в проведении площадной геологической или геофизической съемки на площади распространения зоны возможного нефтегазоаккумуляции. Целью этой съемки они считают выделение отдельных площадей, перспективных для разведки, с установлением при этом среди них первоочередных объектов.

Разведочный этап у них начинается стадией предварительной разведки. В процессе предварительной разведки производится детальное изучение геологического строения площади, чтобы выбрать место для заложения поисковых скважин, бурением которых завершается стадия предварительной разведки. Поисковые скважины дают ответ о наличии или отсутствии залежей нефти и газа в недрах разведываемой площади.

Следующая стадия разведочного этапа — стадия промышленной разведки, называемая иногда детальной, заключается в опробовании и оконтуривании залежей нефти и газа, обнаруженных поисковым бурением.

И. О. Брод и Е. Ф. Фролов считают необязательным окончание в пределах определенной территории всего комплекса работ первых стадий для начала работ последующих стадий. Так, в процессе рекогносцировочно-поисковых работ может быть, по их мнению, выделен один или несколько настолько благоприятных объектов, что можно и необходимо будет приступить для этих объектов сразу же к поисковому глубокому бурению, разрабатывая одновременно с этим площадную геологическую съемку всей области (территории) и детальные исследования на отдельных более сложных участках.

После получения благоприятных результатов при поисковом бурении, отметившем наличие одного или нескольких достаточно

<sup>1</sup> И. О. Брод и Е. Ф. Фролов считают, что выделение указанных этапов в едином процессе поисково-разведочных работ носит условный характер.

мощных пластов, насыщенных нефтью или газом, они рекомендуют, не ожидая окончания бурения поисковой скважины, немедленно закладывать опробовательные, оконтуривающие скважины. Благодаря этому, по их мнению, в наиболее короткий срок — на основании данных поисковых глубоких скважин — можно дать ориентировочное заключение о перспективах месторождения и передать одновременно ряд оконтуренных залежей в разработку.

Таким образом, каждый из этапов проведения геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ ими подразделяется на две стадии, причем стадию подготовки структур к глубокому разведочному бурению (в нашем понимании), которая отвечает их детальному изучению геологического строения площади с целью выбора мест для заложения поисковых скважин, они включают в разведочный этап. В соответствии с этим они и выделяют стадию предварительной разведки, которая начинается детальным изучением геологического строения площади, т. е. подготовкой площади (структуры) к глубокому разведочному бурению, и завершается бурением поисковых скважин на этой площади, т. е. установлением действительного наличия или отсутствия здесь промышленных залежей нефти и газа.

Так как изучение геологического строения площади производится в настоящее время, как правило, при помощи структурного (колонкового) бурения и геофизики (главным образом — сейсморазведки), то выходит, что И. О. Брод и Е. Ф. Фролов включают в одну стадию разведочного этапа и геологопоисковые работы и глубокое разведочное бурение. Этим, по нашему мнению, они затушевывают четкость подразделения этапов и стадий геологопоисковых и разведочных работ в том смысле, что этап проведения геологопоисковых работ не является у них законченным этапом, направленным в определенной части на поиски, изучение и подготовку площадей к глубокому разведочному бурению. При этом нарушается полнота и второго этапа, имеющего целью установить при помощи глубокого разведочного бурения в пределах данной площади промышленные залежи нефти и газа, провести оконтуривание, а также подготовку их к промышленной разработке и эксплуатации.

В этом отношении более правильным является подразделение на этапы (и стадии) всего комплекса геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ, предлагаемое М. В. Абрамовичем.

М. В. Абрамович [2] различает следующие последовательные этапы проведения геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ.

1. Геологические исследования для выделения площадей, в недрах которых можно предполагать наличие залежей нефти или газа. Этот этап он называет предварительными поисками залежей, оговариваясь, однако, что поиски направлены здесь не

непосредственно на залежь (подобно поискам других полезных ископаемых), а лишь на условия, благоприятные для наличия залежи.

2. Детальное изучение строения предполагаемых газонефтеносных площадей. Этот этап М. В. Абрамович называет детальными поисками, вновь оговариваясь, что и здесь поиски направлены не непосредственно на залежь нефти или газа, а лишь на выяснение различных факторов, влияющих на вероятность наличия такой залежи и на ее характер.

3. Бурение скважин, подтверждающее в результате поисков правильность предположений о наличии в недрах исследуемой площади промышленных нефтеносных или газоносных пластов. Этот этап он называет поисковым бурением и считает, что им завершаются поиски, так как в случае успеха поискового бурения возникает четвертый этап — бурение для оценки промышленного значения обнаруженной залежи и подготовки планомерной разработки ее. Этот четвертый этап М. В. Абрамович называет детальной разведкой, которая должна сопутствовать разработке.

Одновременно М. В. Абрамович разъясняет, что после обнаружения залежи в известном пункте разведываемой площади немедленно возникает вопрос о распространении этой залежи в пределах известного контура. В этом случае он советует закладывать специальные оконтуривающие скважины немедленно вслед за поисковыми скважинами. Эта часть разведки (при оконтуривании), являющаяся, по его представлению, началом уже промышленной разведки, связывает поисковое бурение с последней, составляющей четвертый этап.

Таким образом, М. В. Абрамович выделяет два поисковых этапа и два разведочных этапа. Первые два (поисковых) этапа можно объединить в один этап с двумя стадиями проведения геологопоисковых работ — предварительной и детальной, а два последних этапа (разведочных) — в один этап с двумя стадиями проведения разведочных работ — поисковой и промышленной.

Эти этапы, в отличие от этапов И. О. Брода и Е. Ф. Фролова, являются, как мы видим, законченными этапами, характеризующимися: первый — проведением только геологопоисковых работ; второй — только глубоким разведочным бурением.

## **СУЩЕСТВУЮЩИЙ ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ НА НОВЫХ ПЛОЩАДЯХ**

Разведочное бурение на новых площадях на нефть и газ проводится на основе специального проекта, главной составной частью которого является геологическое и технико-экономическое обоснование организации и проведения глубокого разведочного бурения, а также выбора точек заложения первых глубоких разведочных скважин. Этот проект составляется организацией.

ведущей на данной площади геологопоисковые работы, и утверждается нефтяным управлением Совнархоза.

В том случае, когда проведенный в пределах определенной площади комплекс геологопоисковых работ не позволяет получить исчерпывающих данных для составления геологического обоснования и, следовательно, проекта бурения глубоких разведочных скважин, допускается предварительное бурение глубоких, так называемых поисково-структурных скважин, с целью уточнения тектоники разведваемой площади, получения определенного представления о характере геологического разреза, характере пластов-коллекторов и степени их нефтегазоносности.

Как было отмечено выше, площадь считается полностью подготовленной к вводу в разведку глубоким бурением только в том случае, если в процессе проведения геологопоисковых работ было установлено наличие благоприятных условий для нефтегазообразования и если было доказано наличие условий, благоприятных для формирования залежей нефти и газа, а также для их сохранности.

В последние годы при проведении как рекогносцировочных, так и детальных геологопоисковых работ значительную роль стали играть геофизические методы исследования. В соответствии с этим в настоящее время всю совокупность геологопоисковых работ на нефть и газ составляют две основные группы методов этих работ.

1. Геологические методы (рекогносцировочные исследования, площадные геолого-съёмочные работы и структурное бурение).

2. Геофизические методы (магниторазведка, гравиразведка, электроразведка и сейсморазведка).

Многие геологи и геохимики [119, 17 и др.] в системе геологопоисковых работ на нефть и газ выделяли еще и третью группу: геохимические методы (газовая, газо-керновая и водно-газовая, гидрохимическая, люминесцентно-битумная съёмки и методы окислительно-восстановительного потенциала, микробиологический и др.).

Однако эти методы нуждаются еще в серьезном теоретическом обосновании; ограничено в конкретных геологических условиях для поисковых целей могут быть рекомендованы гидрохимическая поверхностная и водно-газовая поверхностная съёмки, методы окислительно-восстановительного потенциала для получения разрезом скважин и водно-биохимическая съёмка.

Газосъёмочные работы полезно проводить с рекогносцировочной целью в новых районах с интенсивно-развитой дизъюнктивной тектоникой.

Таким образом, в настоящее время можно говорить только о двух основных производственных группах методов геологопоисковых работ — о геологических и геофизических методах, которые при проведении геологопоисковых работ применяются в определенном сочетании, в зависимости от конкретных условий

геологического строения и характера особенностей тектоники исследуемой площади.

При этом эффективность и быстрота открытия новых структур, благоприятных для промышленного скопления нефти и газа, и успешная подготовка их к глубокому разведочному бурению полностью обеспечиваются умелым сочетанием отдельных групп геологических и геофизических методов геологопоисковых работ в едином рациональном комплексе этих работ.

#### **НАУЧНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ОРГАНИЗАЦИИ И ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ НА НОВЫХ ПЛОЩАДЯХ**

При изложении научно-теоретических предпосылок организации геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ в пределах определенной территории и обоснования, затем выбора наиболее рационального направления этих работ необходимо прежде всего руководствоваться основными положениями теории происхождения (образования) нефти и газа и формирования в земной коре залежей этих полезных ископаемых.

В работе [65] было показано, что в настоящее время такой единственно правильной теорией, научно объясняющей возможность образования нефти (и газа) в крупных масштабах при весьма широкой региональности распространения ее залежей, является сапропелевая теория, или теория смешанного растительно-животного происхождения нефти, развитая И. М. Губкиным. Было показано также, что формирование залежей нефти и газа в земной коре протекает при преобладающем влиянии либо тектонического фактора, либо литологического. При этом было доказано, что в большинстве случаев отмечается преобладающее влияние тектонического фактора, и с этой точки зрения правильной теорией формирования залежей нефти и газа в земной коре автор признает структурную (структурно-гравитационную) теорию, хотя она не является универсальной.

И. М. Губкин указывал, что формирование залежей нефти и газа может протекать в определенном пласте-коллекторе не только под преобладающим влиянием тектонического фактора, но в более редких случаях под влиянием и литологического фактора, т. е. под преобладающим влиянием литологических особенностей и свойств самого пласта-коллектора, возникших из условий его отложения и последующего диагенетического изменения.

Помимо этого, необходимо строго руководствоваться выявленной закономерностью распределения залежей нефти и газа на земном шаре; она выявляется в приуроченности залежей к крайним зонам основных складчатых сооружений и к определенным участкам платформенных областей, примыкающим к зонам предгорных впадин горных систем и простирающихся

в глубь платформы до пределов распространения трансгрессий древних морей, обусловивших наличие благоприятных условий для процессов нефтегазообразования и формирования залежей нефти и газа.

В последнее время вопрос о связи нефтяных и газовых месторождений с крупными структурными элементами земной коры и, в частности, с предгорными прогибами, межгорными и платформенными впадинами получил широкое освещение в работе И. В. Высоцкого<sup>1</sup>. В этой работе на основе анализа и обобщения накопившегося материала по поискам, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений Советского Союза, Румынии, Венгрии, Австрии, Чехословакии и США И. В. Высоцкий, констатируя, что предгорные прогибы альпийской и герцинской складчатости содержат крупные газовые, газо-нефтяные и нефтяные месторождения, устанавливает, что платформенные склоны прогибов являются областями преимущественно чисто газовых месторождений, а геосинклинальные склоны — областями нефтяных, реже газо-нефтяных месторождений. Склоны поднятий, разделяющих предгорные прогибы на отдельные впадины, также представляют собой практический интерес, являясь областями, благоприятными для формирования чисто газовых залежей (например, Ставропольское плато на Северном Кавказе).

Не менее значительный практический интерес в отношении наличия промышленных залежей нефти и газа представляют межгорные и особенно платформенные впадины.

Среди платформенных различают краевые и внутренние впадины. К числу первых впадин, например, относятся: на Русской платформе — Северо-Каспийская, а на Американской — впадина Голфкост и Пермская впадина; к числу вторых относятся на Русской платформе — Среднерусская впадина (Московская синеклиза) и другие, а на Американской — Западная каменноугольная, Восточная каменноугольная и др.

В пределах краевых платформенных впадин основные зоны газоносности приурочиваются к платформенным склонам и к внутренним крупным поднятиям, а на территории внутренних платформенных впадин установить четкую в этом отношении закономерность пока не представилось возможным. Однако, по предварительным данным, и здесь намечается общая тенденция, заключающаяся в том, что зоны газоносности располагаются в пределах краевых частей поднятий и впадин, приурочиваясь к зонам выклинивания продуктивных толщ.

Следует отметить, что определенное подтверждение подобной тенденции наблюдается и в пределах северо-восточной части Русской платформы, на территории Печорской депрессии, представляющей собой внутреннюю платформенную впадину, заклю-

ченную между Тиманом (на юго-западе) и Печорской тектонической грядой (на северо-востоке). Именно здесь установленная зона газоносности располагается в пределах северо-восточного склона Южного Тимана и непосредственно примыкающего к нему западного (юго-западного) борта Печорской депрессии, действительно приурочиваясь к полосе выклинивания продуктивной толщи отложений.

Все отмеченные выше закономерности пространственного распространения нефтяных и газовых месторождений в пределах платформенных и геосинклинальных областей, а также в пределах предгорных прогибов, межгорных и платформенных впадин находятся в генетической связи с общими условиями нефтегазообразования и формирования залежей нефти и газа. Эти условия, с нашей точки зрения, находят исчерпывающее объяснение в основных положениях как сапропелевой теории происхождения нефти, разработанной И. М. Губкиным, так и сформулированной им структурной теории образования залежей нефти и газа [27, 28, 29, 30 и др.].

Таким образом, положив в основу поисков залежей нефти и газа сапропелевую теорию нефтегазообразования, наличие благоприятных литолого-фациальных особенностей толщи предполагаемых продуктивных горизонтов (пластов), структурную теорию формирования залежей в земной коре и установленные закономерности пространственного распространения на земном шаре, применительно к особенностям намечаемой для исследований территории, можно в настоящее время успешно обосновать перспективность поисков залежей нефти и газа, выбор наиболее рационального направления геологопоисковых и разведочных работ и проведение их в необходимых размерах.

Рассмотрим теперь хотя бы в самых схематических чертах конкретный пример выбора определенной территории (в пределах северо-восточной части Русской платформы) для организации и проведения геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ.

В пределах северо-восточной части Русской платформы, весьма крупной, охватившей большие пространства, является трансгрессия нижеживетского (Эйфельского?) моря во второй половине среднего девона. Эта трансгрессия создала определенные палеогеографические условия, благоприятные для нефтегазообразования и отложения мощной базальной пачки песчано-глинистых отложений, послуживших хорошими коллекторами (вместителями) для нефти и газа.

Нижеживетское море сравнительно скоро регрессировало, но через относительно небольшой период — в начале верхнеживетского времени — вновь начало наступать на платформу, причем на этот раз палеогеографическая обстановка и палеотектонические условия оказались на много более благоприятными для

<sup>1</sup> И. В. Высоцкий. Основы геологии природного газа. Госоптехиздат, 1954 г.

нефтегазообразования в сравнении с предыдущей трансгрессией. Наиболее благоприятными они были во время отложения пашийской песчано-глинистой свиты. Местами отложения этой свиты характеризуются отличными коллекторскими свойствами. Вторая трансгрессия была весьма продолжительной, так как следы начала отступления моря относятся только к нижнефаменскому времени.

Следующая по счету и последняя в палеозойскую эру мощная трансгрессия моря из Уральской геосинклинали в пределы северо-восточной части платформы была в нижнекаменноугольное время. Она также сопровождалась благоприятными для нефтегазообразования и отложения мощной песчано-глинистой терригенной пачки осадков палеогеографическими и палеотектоническими условиями. Таким образом, детальный анализ палеогеографических и палеотектонических условий, существовавших на протяжении верхнепалеозойского времени в пределах северо-восточной части Русской платформы, уверенно приводит нас к констатации существования здесь в указанное время процессов нефтегазообразования, завершившихся возникновением природной нефти и природного газа, и отложением песчаных осадков, благоприятных с точки зрения коллекторских свойств для нефтегазонакопления.

После отложения пермских осадков пфальцский цикл герцинского тектогенеза окончательно сформировал здесь палеозойские отложения в различного вида структурные (тектонические) формы, преимущественно брахиантиклинального строения, которые явились благоприятными «ловушками» для скопления в их пределах образовавшихся нефти и газа.

Мощная покрывка из пермских и верхне-среднекаменноугольных отложений для залежей нефти и газа в карбоне, плюс покрывка из фаменских и верхне-среднефранских отложений для залежей нефти и газа в девоне, несомненно, способствовали их сохранности в недрах, в результате чего сказался и последний из основных факторов возможного обнаружения промышленных залежей нефти и газа в пределах северо-восточной части Русской платформы.

Таким образом, в соответствии с изложенными выше представлениями можно прийти к окончательному выводу, что в пределах северо-восточной части Русской платформы имеются необходимые предпосылки для организации и проведения дальнейших геологопоисковых и разведочных работ с целью открытия новых месторождений.

После рассмотрения конкретного примера выбора определенной территории для организации и проведения в ее пределах геологопоисковых и разведочных работ с целью поисков и разведки промышленных залежей нефти и газа необходимо обосновать выбор наиболее рационального направления геологопоисковых и разведочных работ.

## ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА НАИБОЛЕЕ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГОПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Как уже отмечено выше, под выбором наиболее рационального направления геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ в пределах определенной территории понимается установление определенной и четкой очередности проведения этих работ на отдельных участках этой территории в зависимости от степени перспективности их.

При таком понимании выбора рационального направления геологопоисковых и разведочных работ осуществление его на практике, во-первых, гарантирует получение эффективных результатов, при этом в самые короткие сроки с достижением одновременно и наибольшей экономической целесообразности.

Во-вторых, при осуществлении выбора такого направления достигается возможность обеспечить в пределах исследуемой территории наиболее высокое развитие добычи нефти и газа, также в наиболее короткие сроки.

Чем же, собственно, должно определяться или обосновываться при выборе наиболее рационального направления геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ установление наиболее перспективных участков в пределах исследуемой территории, характеризующейся возможным наличием наиболее богатых залежей нефти и газа? Какие конкретные геологические признаки или критерии должны быть положены в основу такого прогноза?

В этом отношении необходимо прежде всего руководствоваться уже полученными результатами на ранее изученных территориях, аналогичных по геологическому строению и общности условий осадконакопления, нефтегазообразования и формирования залежей нефти и газа. В этом случае необходима наиболее совершенная интерпретация этих данных для успешного обоснования выбора наиболее перспективных участков.

Основными, наиболее важными признаками, которые могут быть положены в основу суждения при таком выборе, являются следующие.

1. Расположение участка в пределах изучаемой территории по отношению к крайней границе распространения древней береговой линии моря в момент отложения осадков свиты возможно продуктивных горизонтов определенного стратиграфического комплекса.

2. Допускаемое наличие наиболее благоприятных по коллекторским свойствам и литологическим особенностям фаций продуктивных горизонтов с точки зрения возможного нефтегазонакопления.

3. Тектоническая взаимосвязь с крупными геотектоническими элементами земной коры.

4. Особенности и благоприятные формы главным образом в отношении формирования залежей (месторождений) нефти и газа и сохранности их от разрушения, истощения и дегазации.

5. Предварительная оценка промышленного значения типов и форм залежей нефти и газа, ожидаемых в границах определенного участка, выделяемого для первоочередного проведения геологопоисковых и разведочных работ.

6. Гипсометрическая (абсолютная) глубина залегания промышленных скоплений нефти и газа.

Рассмотрим теперь на конкретных примерах роль и значение указанных признаков. Начнем с первого признака — с установления значения расположения определенного участка в пределах изучаемой территории по отношению к крайней границе распространения древней береговой линии во время трансгрессии. Значение этого признака важно в том смысле, что наличие или отсутствие его дает определенный ответ на вопрос о том, являлся ли данный участок наиболее благоприятным в прошлом (с палеогеографической точки зрения) для накопления нефтематеринского органического вещества, его сохранности и превращения в нефть (и газ).

Как известно, И. М. Губкин [29] устанавливал пределы зоны морского бассейна, внутри которой создавались наиболее благоприятные условия для основной стадии процессов образования нефтяных и газовых залежей — для стадии накопления органического вещества, исходного для образования нефти и газа. Эту зону морского бассейна он относил к области континентального шельфа (континентальной ступени), характеризующейся глубинами моря до 200—400 м.

Отмечая, что майкопской свите в Грозненском районе Чечено-Ингушской АССР подчинен особый тип нефтяных залежей, приуроченных к моноклиналию залеганию пластов этой свиты, которое протягивается на большом протяжении вдоль всего северного склона Черных гор, И. М. Губкин указывал, что искать эти залежи здесь следует в области континентального шельфа вдоль древней береговой линии.

Таким образом, представляя себе положение крайней границы древней береговой линии в момент отложения определенной серии нефтематеринских пород и зная расположение по отношению к этой границе определенного участка, перспективность которого в данном случае изучается, мы можем предварительно оценить его промышленное значение, исходя при этом из учета соответствия расположения участка к определенной зоне древнего морского бассейна, характеризовавшейся в прошлом благоприятными или неблагоприятными условиями для накопления органического нефтематеринского вещества и превращения его в нефть.

Детальное изучение палеогеографической обстановки, с точки зрения возможного наличия в прошлом в пределах определен-

ного участка (площади) изучаемой территории благоприятных условий для нефтегазообразования, должно одновременно сопровождаться также изучением и условий осадконакопления, имея при этом в виду установление пород, наиболее благоприятных по литологическим особенностям и коллекторским свойствам для нефтегазонакопления.

Совершенно понятно, что при всех прочих равных условиях чем больше будет суммарная мощность пластов-коллекторов и чем выше эффективная пористость и проницаемость, тем перспективней в промышленном отношении будет данный участок.

Нельзя, однако, не отметить при этом и того важного обстоятельства, что из двух указанных выше признаков — расположения исследуемого участка или площади по отношению к древней береговой линии и наличия благоприятных пластов-коллекторов — определенное предпочтение в отдельных конкретных случаях следует отдавать второму признаку.

Так как в противном случае при отсутствии таких пластов-коллекторов, если и существуют благоприятные для нефтегазообразования палеогеографические условия, практически скопления нефти и газа в виде залежей не в состоянии будут образоваться.

С другой стороны, на практике встречаются и такие случаи, когда в пределах определенной площади, характеризующейся наличием благоприятных для нефтегазонакопления пластов-коллекторов, но отсутствием благоприятных для нефтегазообразования палеогеографических условий, могут быть скопления нефти и газа в виде различных залежей.

Это объясняется миграцией нефти и газа по восстанию пластов-коллекторов из погруженных зон в соседние приподнятые зоны и скоплением их благодаря этому в пределах таких площадей, где совсем отсутствовали благоприятные для нефтегазообразования палеогеографические условия, а были условия, благоприятные только для отложения пластов-коллекторов и скопления в них нефти и газа в виде залежей.

Возможны и такие случаи (примером может служить продуктивная толща Апшеронского п-ва), когда верхний осадочный комплекс отложений, являясь весьма перспективным по наличию пластов-коллекторов, не характеризуется благоприятными для нефтегазообразования палеогеографическими условиями, какими характеризуется нижний (подстилающий) комплекс отложений, не заключающий практически в себе никаких пластов-коллекторов. В подобных случаях залежи нефти и газа в верхнем комплексе осадочных отложений могут образовываться, как правило, в благоприятных структурных (тектонических) и иных формах за счет миграции снизу из нефтематеринских пород нижнего осадочного комплекса, что, как признается, и наблюдалось на Апшеронском п-ве.

Таким образом, учитывая способность нефти и газа к миграции, мы видим, что в отдельных случаях решающим признаком возможного обнаружения в недрах определенной площади промышленных залежей этих полезных ископаемых является наличие пластов-коллекторов, а также тектонических форм (структур) и иных условий, благоприятных для скопления нефти и газа. При этом, если говорить только о структурах, то особенности и строение их должны характеризоваться, во-первых, условиями, благоприятными для формирования высокодебитных залежей нефти и газа и, во-вторых, сохранности их от разрушения, истощения и дегазации.

В этом отношении для формирования высокодебитных залежей нефти и газа огромное значение в отдельных случаях имеет погруженность структур или гипсометрическая (абсолютная) глубина залегания возможно продуктивных горизонтов и свит.

С этой точки зрения представляют интерес исследования М. И. Максимова [86]. Интересным, с нашей точки зрения, в его работе является установление в пределах восточной части Русской платформы определенной связи газонефтеносности с особенностями тектонического строения отдельных блоков платформ<sup>1</sup>.

При этом оказалось, что большое значение имеет наклон этих блоков, т. е. гипсометрическая глубина залегания отдельных частей каждого из таких блоков и, следовательно, гипсометрическое положение (погруженность) встречающихся здесь структур.

Рассматривая случай такого наклона отдельного блока в пределах восточной части Русской платформы, при котором положение сводов структур по продуктивному горизонту закономерно изменяется, погружаясь от структуры к структуре в одном и том же направлении, М. И. Максимов на примере Самаролукской флексуры показал, что газонефтеносность в этом случае значительно улучшается от менее погруженных структур к более погруженным.

Эта закономерность особенно наглядно проявляется здесь в отношении глубокозалегających девонских отложений, промышленные залежи нефти в которых отсутствуют в более повышенных структурах.

В пределах Самаролукской флексуры своды структур по кровле угленосной свиты нижнего карбона и по маркирующим горизонтам девонских отложений закономерно понижаются с за-

<sup>1</sup> По мнению автора, М. И. Максимов не только упрощенно, но и не совсем правильно представляет себе восточную часть Русской платформы, как разбитую на ряд отдельных блоков, переживших, по его мнению, довольно сложную историю в течение продолжительного времени после их образования. Это обстоятельство, однако, не умаляет значения его выводов в части установления связи усиления нефтеносности с погруженностью структур в пределах определенного геологического региона.

пада на восток. В соответствии с этим и оказалось, что в западных — более повышенных структурах — промышленные залежи нефти и газа отсутствуют, а в восточных — более пониженных структурах — открыты высокопродуктивные залежи нефти.

Различие в нефтенасыщенности погруженных на различную глубину структур М. И. Максимов отмечает и в отношении территории Камского вала, располагающегося в пределах северной зоны восточной части Русской платформы. Здесь на более повышенной структуре, очень большой по площади, промышленная нефтеносность отложений угленосной свиты нижнего карбона была установлена только на небольшом участке, в то время как на более погруженной структуре были обнаружены уже промышленные залежи нефти.

В залежах нефти, приуроченных к отложениям среднего карбона, нефтенасыщенность улучшается от более погруженной структуры к менее погруженной.

Следует отметить, что данные по залежам нефти в карбоне (в среднем и нижнем отделах) для суждения о связи хорошего нефтенасыщения с гипсометрическим положением структур являются (в сравнении с данными о залежах нефти в отложениях девона) весьма ограниченными, использовать которые полностью еще не представляется возможным. Другое дело — установление такой связи с погруженностью структур в продуктивных горизонтах девонских отложений. В этой части М. И. Максимов приводит более исчерпывающие данные, которые автор может в определенной мере подтвердить результатами геологоразведочных работ и в пределах северо-восточной части Русской платформы. Здесь, как и в пределах Самарской Луки, при поисках промышленных залежей нефти, приуроченных к продуктивным горизонтам девонских отложений, были получены наглядные доказательства усиления нефтеносности в направлении наибольшей гипсометрической глубины залегания, т. е. в направлении погруженности выявленных на этой территории структур, соответственно региональному погружению в этом направлении и кристаллического фундамента платформы.

В пределах северо-восточной части Русской платформы на территории Ижма-Омринского района действительно оказалось, что каждая из выявленных здесь структур, располагаясь гипсометрически глубже (ниже) по региональному погружению фундамента, указывает на наибольшую нефтеносность продуктивных горизонтов девона по сравнению с наименее погруженными структурами. При этом, по мере усиления нефтеносности, в определенной степени понижается газоносность соответствующих стратиграфических пластов и горизонтов девонских отложений.

Явление усиления в определенном направлении нефтеносности (и уменьшения газоносности) продуктивных пластов и горизонтов девона по мере погруженности структур можно объяснить при равенстве прочих геологических данных условиями ми-

грации нефти и газа, а также особенностями формирования залежей этих полезных ископаемых.

По мнению автора, рассматриваемое явление может наблюдаться главным образом в тех случаях, когда основная масса нефти и газа мигрирует из пределов зон нефтегазообразования, расположенных на сравнительно далеком расстоянии по региональному погружению фундамента платформы от района (места) формирования залежей этих полезных ископаемых.

При такой миграции газ, при избытке его в свободном состоянии, возможно, опережал нефть и стремился занять наиболее

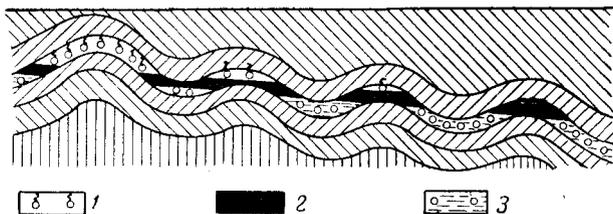


Рис. 1. Схема соотношения нефтеносности и газоносности для одного горизонта или свиты (в условиях свободной миграции нефти и газа при формировании их залежей).

1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода.

повышенные структуры. В пределах таких структур газ и занимал сводовую часть, а на крыльях располагалась нефть в виде узкой, иногда разорванной на отдельные поля своеобразной каймы — оторочки.

Ниже по региональному погружению фундамента платформы, т. е. с увеличением гипсометрической глубины залегания структур, газ занимал все меньшие и меньшие размеры в пределах их сводов, а нефтяная оторочка соответственно увеличивалась.

В пределах наиболее погруженных структур еще ниже по региональному погружению кристаллического фундамента платформы газ в свободном состоянии практически отсутствует, будучи полностью растворен в нефти; нефть в таких условиях занимает сводовую часть структур.

На это обстоятельство автор указывал [66] еще в 1950 г. Он отмечал, что вследствие опережающего продвижения газа в процессе миграции при формировании залежей нефти и газа в определенной, отдельно взятой стратиграфической свите или определенном, отдельно взятом стратиграфическом горизонте, антиклинальным структурам, характеризующимся наиболее высоким гипсометрическим расположением, отвечает и наивысшая газоносность (наличие крупных газовых шапок), а структурам, характеризующимся наибольшей относительной погруженностью, отвечает наибольшая нефтеносность и отсутствие газовых шапок (рис. 1).

Как видно на рис. 1, наименее погруженное поднятие характеризуется наибольшими размерами газовой шапки, более погруженные поднятия — меньшими газовыми шапками, а наиболее относительно погруженное поднятие — совсем не имеет газовой шапки и весь свод занят нефтью (с растворенным в ней газом).

В случае, если при миграции нефти и газа из пределов нефтегазообразования, расположенных на сравнительно далеком расстоянии по региональному погружению фундамента платформы или по региональному погружению пластов в геосинклинальных областях от места формирования залежей этих полезных ископаемых, не наблюдается достаточный избыток газа в свободном состоянии, то в пределах гипсометрически наиболее высоко залегающих структур формироваться залежи газа не могут. В этом случае по всей вероятности может быть только слабая нефтенасыщенность пород пластов-коллекторов главным образом за счет частично мигрировавшей сюда нефти из зон основного источника ее образования, расположенного на определенном более или менее значительном расстоянии в направлении регионального погружения кристаллического фундамента на платформе или регионального погружения свит и пластов определенной нефтеносной толщи отложений в геосинклинальной области.

Рассмотренное выше допущение о влиянии степени относительной погруженности ловушек-структур на мощность скопления нефти является одним из наиболее интересных, заслуживающих самого серьезного внимания при выборе наиболее рационального направления геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах определенной территории, где допускается формирование залежей нефти и газа в процессе горизонтальной или боковой миграции.

С этой точки зрения установление в каждом отдельном случае оптимальной погруженности структур в пределах определенного района и соответственно оптимальных гипсометрических глубин залегания продуктивных пластов может способствовать получению успешных результатов по поискам высокодебитных и крупных залежей нефти.

При этом следует обязательно учитывать также влияние на формирование залежей нефти и газа разновозрастности формирования структур по различным стратиграфическим горизонтам. Этот вопрос наиболее подробно в последнее время был освещен А. Л. Козловым<sup>1</sup>. Например, для оценки влияния разновозрастности формирования структур на образование залежей нефти и газа он приводит Елшанскую структуру. Как известно, эта структура, являющаяся одним из

<sup>1</sup> А. Л. Козлов, Геосинклинали и нефтегазоносность краевых частей платформы. НХ, 3 и 4, 1955.

наиболее крупных и четко выраженных поднятий зоны Саратовских дислокаций, характеризующаяся наличием промышленных залежей нефти и газа в отложениях карбона, не содержит их в девоне. В то же время соседние структуры, имеющие меньшие размеры и меньшую амплитуду поднятия, именно в отложениях девона содержат крупные залежи нефти.

Это явление вначале было объяснено В. Н. Тихим<sup>1</sup>, а затем С. П. Козленко и И. Е. Эйдеманом тем, что Елшанская площадь в девонское время не представляла еще самостоятельной структуры, могущей аккумулировать нефть, а располагалась на склоне крупного поднятия. Поэтому мигрировавшая нефть и газ не могли скопиться на Елшанке в виде залежей и переместились выше по региональному подъему пластов в уже сформировавшиеся в девонское время локальные поднятия, образовав здесь промышленные залежи.

Только в карбоновое время, когда Елшанская структура сформировалась как локальное поднятие, здесь создались благоприятные условия для аккумуляции нефти, в результате которых образовались ее залежи<sup>2</sup>.

На это исключительно важное для практики поисков промышленных залежей нефти и газа положение — связь образования этих залежей с возрастом формирования структур — обратил серьезное внимание и Л. Н. Розанов<sup>3</sup>. На основании всестороннего анализа богатого материала по результатам поисков и разведки промышленных залежей нефти и газа в пределах обширной Волго-Уральской области он пришел к выводу, что все разбуренные и изученные в настоящее время структуры, выполаживающиеся в девонских отложениях, т. е. представляющие собой в девонское время и, возможно, в турнейское время прогибы, не содержат залежей нефти и газа в девонских отложениях, а в угленосном горизонте визейского яруса содержат обычно тяжелую нефть.

Л. Н. Розанов в этом отношении указывает только на одну площадь в Куйбышевской области, на которой в порядке исключения обнаружена в пашийских песчаниках небольшая залежь тяжелой нефти. Это можно объяснить тем, что формирование положительной структуры на этой площади началось несколько ранее других — в конце франского времени.

Это исключение он рассматривает как лучшее подтверждение того, что девонская фаза формирования залежей нефти и

газа соответствует последней части франского века и совпадает с эпохой общего поднятия всей Волго-Уральской области.

Наличие этой фазы прослеживается и далее в северном направлении и наблюдается также в пределах обширной Тимано-Печорской нефтегазонасной провинции.

Таким образом, при оценке перспектив нефтегазонасности отдельных площадей необходимо анализировать еще и возраст формирования структур, т. е. учитывать палеотектонические особенности данной площади.

Возвращаясь к вопросу о влиянии погруженности структур и гипсометрической глубины залегания продуктивных горизонтов на особенности формирования залежей нефти и газа, необходимо отметить, что С. П. Максимов<sup>1</sup>, анализируя данные геолого-разведочных работ, полученные в пределах Самаролукского района Куйбышевского Поволжья, пришел, возможно, базируясь в этом отношении на идеях канадского геолога Сурроу, к обратному допущению в отношении сделанного нами выше вывода о связи повышенной газонасности с наименее погруженными структурами, т. е. с гипсометрически более высоко залегающими пластами.

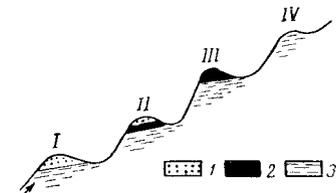


Рис. 2. Региональный подъем пластов.

I—IV—ловушки. 1—газ; 2—нефть; 3—вода.

В отличие от рассмотренных выше данных по залеганию нефти и газа в связи с тектоникой в пределах восточной части Русской платформы, проводимых М. И. Максимовым [86], и на территории северо-восточной ее части, изложенных выше автором, С. П. Максимов считает, что при региональном подъеме пластов газ будет аккумулироваться в наиболее погруженных ловушках-структурах. Так, например, если ловушка I (рис. 2) будет погружена более, чем ловушка II, а эта ловушка в свою очередь более погружена, чем ловушка III, и т. д., то при одновременной миграции легких и тяжелых углеводородов ловушка I будет заполнена смесью этих углеводородов и водой.

С. П. Максимов допускает, что далее, по мере поступления нефти в ловушку, в ней начнется процесс дифференциации поступившей нефти по удельным весам, в результате которой наиболее легкая часть их займет повышенные зоны ловушки, а более тяжелые углеводороды оттеснятся в пониженные зоны.

При продолжающемся поступлении нефти в ловушку легкие углеводороды, всплывшие к кровле пласта еще по пути к ловушке, будут, по представлению С. П. Максимова, аккумуляиро-

<sup>1</sup> В. Н. Тихий. Оценка перспектив нефтегазонасности девона на юго-востоке Русской платформы. Нов. нефтяной техники, № 11, 1948.

<sup>2</sup> Однако в пределах Елшанского поднятия на Атамановском участке в настоящее время обнаружена промышленная залежь в девонских слоях. (Прим. ред.).

<sup>3</sup> Л. Н. Розанов. К вопросу о залегании нефти и газа в связи с тектоникой восточной части Русской платформы. НХ, № 7, 1954.

<sup>1</sup> С. П. Максимов. К вопросу формирования залежей нефти в каменноугольных и девонских отложениях Самарской Луки. НХ, № 10, 1954.

ваться в этой ловушке, постепенно заполняя ее более или менее однородной частью.

После того как ловушка I будет заполнена, нефть из нее, по его мнению, будет уходить из нижних частей залежи и поступать в ловушку II, расположенную выше по восстанию пласта, в которой начнется аналогичный процесс заполнения нефтью. Затем начнется аналогичный процесс заполнения ловушки III и т. д.

К изложенному представлению об условиях формирования залежей нефти и газа С. П. Максимов пришел на основании изменения состава нефтей Самарской Луки в сторону их утяжеления с востока на запад в направлении регионального восстания — подъема пластов всего осадочного комплекса. В табл. I показаны глубины вскрытия кристаллического фундамента в пределах отдельных месторождений — с востока на запад.

Уменьшение удельного веса нефтей девона и карбона в отдельности в соответствии с увеличением глубины залегания кристаллического фундамента, показанное в табл. I, и дало основание С. П. Максиму сделать отмеченное выше допущение, будто в том случае, если в девонских и каменноугольных отложениях Самарской Луки «наряду с образованием нефти, шел интенсивный процесс образования газа, то ловушка I (наиболее погруженная) оказалась бы заполненной газом, ловушка II могла бы содержать газовую шапку и нефть, а ловушка III была бы полностью заполнена нефтью, содержащей в себе только растворенный газ».

Из этого допущения С. П. Максимов делает вывод о том, что «при наличии регионального подъема пластов и обнаружения газовой залежи в наиболее погруженной ловушке нефтяные залежи следует искать вверх по восстанию этого же пласта, а не наоборот»<sup>1</sup>.

Как мы видим, этот весьма важный для практики нефтепоисковых работ вывод он делает на основании только закономерного изменения состава (удельных весов) нефтей в сторону их утяжеления в направлении с востока на запад, т. е. по мере подъема фундамента. При этом им игнорируются основные принципы структурной теории формирования залежей нефти и газа и фактический материал, полученный в пределах северо-восточной части Русской платформы.

Здесь, вопреки утверждениям С. П. Максимова, нефтяные залежи в горизонтах пашийской свиты верхнего девона располагаются, как правило, от газовых залежей не вверх по восста-

<sup>1</sup> Указанная закономерность, оговариваемая С. П. Максимовым, может быть только в том случае, если ловушки возникли к началу процесса миграции нефти. В противном случае, т. е. в случае, если наблюдалось значительное запаздывание образования ловушки (по отношению к процессу миграции нефти), указанная последовательная закономерность может не наблюдаться.

Таблица I

Состав нефтей по отдельным месторождениям Самарской Луки

Месторождение	Глубина залегания кристаллического фундамента (та минус), м	Возраст продуктивных отложений	Удельный вес	Средний удельный вес	Тип люминесценции	Кинематическая вязкость при 50° С, сст	Содержание, %				Выход легких фракций до 300° С, %	Средний выход легких фракций до 300° С, %	
							смоляные акциды	нейтральные смоляные асфальтены	сера	парафин			
Зольный овраг	1862—1788	Левонский	0,8033—0,8202	0,8080	II	1,9	8—16	3,31	0,64—0,97	2,4—4,9	57,9—65,6	61,9	
	1740		0,8536—0,8600	0,8546	V	4,5	28—38	8,18	1,16—1,55	3,6—5,1	49,0—55,0	51,3	
	1549—1596		0,8580—0,8798	0,8624	V	5,9	21—70	11,15	1,29—1,87	3,2—6,0	43,0—50,8	47,9	
Зольный овраг	1862—1788	Карбоновья	0,8310—0,8499	0,8411	III	3,6	13—21	6,81	1,23—2,03	2,5—5,6	51,6—56,8	53,0	
			0,8491—0,8540	0,8520	IV	4,2	26—31	—	1,66—1,88	2,4—4,5	52,0—56,0	52,7	
			0,8807—0,8904	0,8846	VI	10,8	28—60	10,58	—	1,81—2,38	3,8—4,8	42,3—46,0	44,2
			0,8597—0,8665	0,8631	VI	6,5	24	—	—	1,65—1,70	3,6—3,9	47,0	47,0
			0,8629—0,8773	0,8701	VI	6,95	34—38	9,37	—	1,75—2,04	3,9—4,6	47—52	49,7
			0,8787—0,8797	0,8792	VII	14,3	34	—	—	2,31	4,3	40	40,0
			0,8839—0,8928	0,8884	VII	11,1	34—44	—	—	2,14—2,60	3,56—3,73	24,9	24,9
			0,8917—0,8934	0,8925	—	14,1	34—38	—	—	1,64	4,5—4,8	36—42	39,0

нию, а вниз по падению пластов этой свиты, в полном соответствии с увеличением глубины погруженности структур.

Таким образом, опираясь на этот фактический материал, можно видеть, что нельзя на основании только изменения удельных весов нефти, хотя бы и носящего характер определенной закономерности, делать такой важный вывод для нефтепоисковой практики, как связь залежей нефти и газа с глубиной погруженности структур. Это потому, что на закономерное изменение состава и величину удельного веса нефти оказывает влияние целый ряд факторов, не всегда имеющих прямое отношение к степени (глубине) погруженности структур. Об этих факторах подробно было сказано в работе автора [65]. Помимо этого, установленная С. П. Максимовым закономерность изменения состава нефти и величины ее удельного веса в соответствии с изменением степени погруженности структур не носит четкого характера и не может продолжаться непрерывно в сторону перехода жидких углеводородов в газообразные углеводороды. Основная ошибка, допускаемая в этом отношении С. П. Максимовым, заключается, по нашему мнению, в том, что он подошел к исследованию формирования залежей нефти и газа в процессе боковой миграции сугубо схематично, представляя себе это формирование только в линейном (по профилю) направлении, а не в площадном аспекте.

Автор сознательно не раз подчеркивал выше, что связь погруженности структур с формированием крупных и высокодебитных залежей нефти наблюдается в основном при горизонтальной или боковой миграции, чтобы показать, что при вертикальной миграции этой связи может уже не быть. В этом случае большое значение приобретает связь условий формирования залежей нефти и газа со стратиграфическим положением продуктивных свит и горизонтов в разрезе осадочной толщи отложений, слагающих данное месторождение.

Эта связь заключается в том, что при формировании залежей нефти и газа в процессе вертикальной миграции в стратиграфически наиболее высокозалегающих свитах и горизонтах будут формироваться преимущественно залежи газа, иногда с наличием узкой нефтяной каймы или оторочки. В стратиграфически же несколько ниже залегающих свитах и горизонтах наличие нефтяной каймы является обычно правилом, причем размеры ее постепенно увеличиваются с глубиной. В наиболее же глубоко стратиграфически залегающих свитах и горизонтах определенной серии осадочной толщи отложений газовые шапки уже отсутствуют и весь свод структуры по залеганию данной свиты отложений является занятым нефтью с растворенным в ней газом.

Подобное явление наблюдается, по мнению автора, потому, что в стратиграфически наиболее высокозалегающих горизонтах или свитах, характеризующихся более низким пластовым

давлением, наблюдается (в результате вертикальной миграции) или выделение газа из нефти, растворенного в ней при значительно большем пластовом давлении, или опережающее продвижение газа (в процессе миграции). Благодаря этому в этих горизонтах и свитах формируются либо чистые газовые залежи, либо окаймленные узкой нефтяной каймой.

В случае более глубоко залегающих горизонтов и свит, по мере повышения пластового давления, газовые шапки по размерам постепенно уменьшаются и, наконец, совершенно исчезают, уступая полностью место в пределах сводовой части нефтяным залежам.

Характерным в этом отношении примером является месторождение Кала на Апшеронском п-ове.

Большинство геологов [25, 112 и др.] считает, что залежи нефти и газа в верхнем отделе продуктивной толщи Апшеронского п-ова сформировались в результате вертикальной миграции, причем нефть и газ поступали (мигрировали) по системе тектонических трещин из горизонтов и свит нижнего отдела продуктивной толщи, нефте- и газонасыщение которых произошло задолго до отложения свит и горизонтов верхнего отдела этой толщи.

При этой миграции указанная выше связь получила наиболее наглядное проявление на Калинском месторождении. Так, согласно исследованиям Д. В. Жабрева [40] оказалось, что в пределах этого месторождения размеры газовых шапок по отдельным горизонтам сураханской, сабунчинской и балаханской свит верхнего отдела продуктивной толщи закономерно уменьшаются книзу, от верхних горизонтов к стратиграфически более глубоко залегающим.

Так, если принять площадь пласта В сураханской свиты, занятую газовой шапкой, за единицу, то для площадей с газовыми шапками в стратиграфически ниже залегающих горизонтах продуктивной толщи Д. В. Жабрев получил следующие данные:

Горизонт	В — 1,0	Горизонт	III — 0,15
"	СД — 0,7	"	IV — 0,09
"	Д — 0,2	"	IVB — 0
"	I — 0	"	IVд — 0,3
"	II — 0,4	"	V — 0,1
"	II и III — 0,2	"	VI — 0

Следует отметить, что указанную выше закономерность уменьшения газоносности и соответственно размеров площадей газовых шапок с увеличением стратиграфической глубины залегания свит и горизонтов по разрезу Калинского и других месторождений Апшеронского п-ова Д. В. Жабрев объясняет не условиями глинистой пачки, залегающей над определенным горизонтом. При этом он считает, что чем мощнее залегающая глинистая пачка над горизонтом, тем больше и его газовая шапка.

Наибольшую газовую шапку, говорит Д. В. Жабрев, имеет пласт *B*, залегающий в верхах сураханской свиты, и только потому, что он (пласт *B*) имеет наибольшую глинистую покрывку в виде апшероно-акчагыльских глин.

Автор считает, что при образовании залежей нефти и газа в свитах и горизонтах верхнего отдела продуктивной толщи Апшеронского п-ова в результате вертикальной миграции этих полезных ископаемых по системе трещин дизъюнктивных нарушений величина мощности глинистых пачек (разделов) имела определенное, но не решающее влияние на закономерное уменьшение газоносности с увеличением глубины стратиграфического залегания указанных свит и горизонтов.

В данном случае решающее влияние, как нам представляется, имела гипсометрическая глубина залегания пластов-коллекторов верхнего отдела продуктивной толщи, соответствующая (по вертикали) определенному стратиграфическому положению их (пластов-коллекторов) в разрезе верхнего отдела этой толщи осадочных отложений.

Отсюда пласт *B* сураханской свиты Калининского месторождения имеет наибольшую газовую шапку главным образом благодаря тому, что в разрезе верхнего отдела продуктивной толщи он расположен стратиграфически высоко и соответственно имеет наименьшую гипсометрическую глубину залегания.

Это допущение требует еще определенной проверки на примерах тщательного изучения газонефтеносности других месторождений и в случае, если оно полностью подтвердится, то можно будет судить о том, в результате горизонтальной или вертикальной миграции протекало формирование изучаемых залежей нефти и газа.

Помимо этого, при выявлении вертикальной миграции можно будет также установить, как и при горизонтальной миграции, оптимальные гипсометрические глубины, отвечающие наиболее благоприятным условиям для формирования крупных и высокодебитных залежей нефти.

Можно допустить также, что при четко выраженной связи уменьшения газоносности и соответственно размеров газовых шапок с более низким стратиграфическим положением продуктивных пластов и горизонтов в толще осадочных образований представится возможность установить и количество источников вертикальной миграции, а также стратиграфическое положение каждого из них в отдельности.

Последнее обстоятельство является интересным с точки зрения установления генетических особенностей изучаемых месторождений нефти и газа, характер которых должен всегда учитываться при проведении геологопоисковых и разведочных работ на эти полезные ископаемые.

Выявление условий и установление признаков, благоприятных для формирования крупных и высокодебитных месторожде-

ний нефти, является исключительно важной и ответственной задачей геологов-нефтяников, успешное решение которой имеет огромное промышленно-экономическое значение.

На примере мировой практики поисков и разведки нефтяных месторождений видно, что количество открытых крупных месторождений нефти ко всему количеству выявленных месторождений сравнительно невелико.

Так, в Техасе, в одном из основных нефтедобывающих штатов США, добыча нефти в 1949 г. производилась на 980 месторождениях [19], причем крупных месторождений в их числе было всего только 15—20 (1,5—2%). В другом основном нефтедобывающем штате США — Оклахома — нефть добывается более чем на 700 месторождениях, а крупных месторождений среди них всего только 10—12. Не более 15—17 крупных месторождений нефти имеется в третьем основном нефтедобывающем штате США — в Калифорнии.

Это положение в США практически не изменилось. Так, Е. М. Смехов [118] отмечает, что ежегодно открываемые в США многочисленные залежи (месторождения) нефти являются в основном не высокопродуктивными, компенсирующими лишь нарастающее падение дебитов скважин по огромному (до 0,5 млн. скважин) эксплуатационному фонду.

Об этом упоминает В. Г. Васильев [19], который, отмечая, что за последние десять лет американцы подготавливают новые запасы нефти в среднем на уровне текущей добычи, констатирует при этом то, что в отдельные годы основной прирост запасов протекал за счет расширения старых площадей.

Подчеркивая это характерное обстоятельство, В. Г. Васильев говорит, что как только оказались разбуренными наиболее крупные поднятия, установленные существующими методами геологической и геофизической разведки, американская нефтяная геология в разрешении крупных промышленных проблем оказалась бессильной. Он считает, что проблему поисков так называемых «стратиграфических» залежей нефти — основного резерва оставшихся запасов нефти в США — американцы пока не решили. В этом отношении является характерным признание Леворсена [160], который подчеркивает, что в США теория поисков новых нефтяных и газовых месторождений отсутствует. Существует, говорит он, «рутинная промысловая геология», в то время когда промышленности нужна «созидательная геология», могущая решать новые и сложные вопросы.

В Советском Союзе эффективность разведочного бурения на новых площадях находится на более высоком уровне.

Совершенно понятно, что в деле наиболее успешного и наиболее эффективного прироста разведанных промышленных запасов нефти и газа большое практическое значение имеет выявление условий, благоприятных для формирования крупных

и богатых месторождений нефти, и дальнейшая всесторонняя разработка методики успешных поисков их.

Учитывая, что в природе подобные месторождения встречаются ограниченно, открыть наибольшее количество их, с максимальной экономией материальных и денежных затрат и с минимальными объемами глубокого разведочного бурения, является первостепеннейшей задачей геологов-нефтяников и всех разведчиков нашей страны.

В этом отношении, как и вообще при поисках промышленных залежей нефти и газа, большую помощь может оказать правильный выбор наиболее рационального направления, комплекса и методики геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ.

В данном случае направление, комплекс и методика геологопоисковых и разведочных работ представляют своего рода единый неразрывный процесс — успешного проведения этих работ с целью открытия промышленных месторождений нефти и газа на новых перспективных площадях в наиболее короткие сроки.

Поэтому наибольший успех при проведении геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ будем иметь только в том случае, когда выбор направления, комплекса и методики этих работ решен однозначно, правильно и наиболее рационально.

Таким образом, под рациональным комплексом и методикой геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ понимается такое сочетание и последовательное проведение отдельных видов геологических, геофизических и геохимических методов исследований, а также глубокого разведочного бурения, которое наиболее точно и однозначно приводит к решению вопроса о наличии или отсутствии промышленных залежей нефти и газа в недрах определенной площади, при этом в самые короткие сроки.

Совершенно понятно, что в каждом отдельном случае выбор наиболее рационального направления, комплекса и методики геологопоисковых и разведочных работ определяется конкретными условиями геологического строения исследуемой территории, а также характером и условиями формирования в ее пределах залежей нефти и газа, в свете особенностей как местной, так и региональной тектоники.

Например, поиски промышленных залежей (месторождений) нефти и газа в пределах солянокупольных областей требуют выбора наиболее рационального направления, комплекса и методики геологопоисковых и разведочных работ, отличного от такового при поисках промышленных залежей нефти и газа в платформенных областях, характеризующихся наличием крупных пологих структурных форм. Поиски залежей нефти и газа, приурочивающихся к выклинивающимся вверх по восстанию

пластам (литологически-экранированных) или связанных с явлениями как несогласного залегания, обусловленного перерывами в осадконакоплении, так и с особенностями литологического характера, требуют выбора самостоятельного направления, комплекса и методики проведения геологопоисковых и разведочных работ.

Однако при выборе любого наиболее рационального направления, любого комплекса и любой методики геологопоисковых и разведочных работ необходимо всегда учитывать роль отмеченных выше главных факторов и руководствоваться ими в каждом отдельном случае.

*ГЛАВА ВТОРАЯ*

**ЕСТЕСТВЕННЫЕ ПРОЯВЛЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА КАК  
ПРЯМЫЕ ПРИЗНАКИ ЗАЛЕЖЕЙ ИХ В ЗЕМНОЙ КОРЕ**

Естественные нефтегазопроявления имеют в практическом отношении определенное значение потому, что они в большинстве случаев могут указывать на существование благоприятных для нефтегазообразования условий в зоне их распространения и обнаружения. Однако естественные или наружные нефтегазопроявления могут быть обусловлены миграцией нефти и газа на относительно далекие расстояния. В подобных случаях эти нефтегазопроявления могут быть обнаружены, следовательно, и за пределами зон нефтегазообразования.

С другой стороны, нельзя не подчеркнуть и того, что наличие естественных проявлений нефти и газа указывает только на возможное, а не на бесспорное во всех случаях обнаружение промышленных залежей нефти и газа на глубине в пределах зоны их распространения, так как в отдельных случаях сформировавшиеся в земной коре залежи нефти и газа могли быть в дальнейшем в результате различных процессов разрушены, а следы нефтеносности в виде различного характера нефтепроявлений сохраниться.

Иногда могли наблюдаться и такие палеогеографические условия, которые при наличии благоприятных обстановок для нефтегазообразования не сопровождалась отложением благоприятных для скопления нефти и газа пластов-коллекторов. В этом случае залежи нефти и газа будут отсутствовать, так как они не в состоянии были образоваться, хотя естественные нефтегазопроявления и могут быть.

Естественные нефтегазопроявления могут наблюдаться как на земной поверхности при проведении геологопоисковых работ, так и в скважинах в процессе бурения их со структурными, поисковыми и разведочными целями. Поэтому нами ниже рассматриваются в самостоятельных разделах естественные нефтегазопроявления на земной поверхности и в скважинах — при бурении их.

Издавна было известно, что залегающие в земной коре нефть и газ часто дают о себе знать по ряду признаков, которые наблюдаются на земной поверхности. К числу таких признаков относятся: 1) высачивание (вытекание) нефти, 2) выделение газа, 3) выходы пропитанных или насыщенных нефтью пород, 4) отложение асфальта, 5) наличие асфальтитовых и озокеритовых образований и т. п.

В последнее время к числу признаков наличия в земной коре залежей нефти и газа стали относить еще и присутствие грязевых вулканов.

В свое время такие нефтегазопроявления на земной поверхности сыграли большую и определенно положительную роль в развитии добычи нефти. Так, первоначально добывали нефть при помощи ям, шурфов и колодцев, а затем — и при помощи скважин непосредственно около выходов нефти на поверхность. Это было то время, когда признаки нефти и газа на земной поверхности служили единственным указанием на наличие или присутствие этих полезных ископаемых в недрах, т. е. единственным поисковым признаком.

В настоящее время, когда установлено большое количество нефтепоисковых признаков и, в частности, структурный признак, естественные нефтегазопроявления на земной поверхности потеряли первостепенное значение как с точки зрения суждения об успешности поисков новых залежей нефти и газа, так и в отношении оценки их промышленного значения, но не потеряли, однако, своей роли вообще.

Эта роль, по мнению некоторых геологов и геохимиков [53, 97, 98, 119, 140, 159 и др.], может получить большое практическое значение при внедрении в практику геологопоисковых работ геохимических методов разведки, которые основаны на явлениях диффузии и эффузии нефтяных углеводородов через осадочные горные породы, прикрывающие залежи нефти и газа. Хотя и допускается, что нефтяные газы и пары при указанной диффузии и эффузии через толщу осадочных горных пород могут подвергаться некоторым химическим изменениям за счет целого ряда причин (каталитическое воздействие некоторых пород, ионизация, обусловленная присутствием радиоактивных веществ, влияние некоторых бактерий и прочие), однако (учитывая то обстоятельство, что углеводородные газы по природе весьма устойчивы) они считают, что поток диффундирующих и главным образом эффундирующих из нефтегазовых залежей углеводородов в большинстве случаев доходит до земной поверхности неизменным.

Этот углеводородный поток, особенно при наличии системы тектонических трещин, может оставлять определенный след

в поверхностных слоях пород в виде некоторых продуктов окисления и полимеризации углеводородов, а также в виде некоторого изменения физико-химической обстановки в породах и в водах. Этот след может выражаться еще и в виде присутствия в поверхностных породах определенной микрофлоры, специфически усваивающей углеводороды.

В полном соответствии с этим допускалось, что мигрирующий из нефтегазовой залежи поток углеводородов может быть установлен при помощи непосредственного определения углеводородов (и их производных) как в подпочвенном и почвенном воздухе, так и в образцах горных пород и вод, которые отбираются для этого с разных глубин и путем выявления ряда вторичных явлений, обусловленных наличием эффузионного и диффузионного потоков.

Однако на совещание по геохимическим методам разведки (в марте 1955 г.) было отмечено, что «представление о безусловном и повсеместном проникновении продуктов нефтяных залежей до дневной поверхности, подкупая своей простотой, являлось по существу примитивной, упрощенческой концепцией о природе сложных и многогранных процессов миграции веществ в земной коре, что привело к застою в научных исследованиях в области теории геохимических методов и их практического использования».

Развивая это положение, Н. А. Калинин, В. П. Савченко и В. Г. Васильев<sup>1</sup> подчеркивают, что практика широкого применения газовой съемки в наиболее важных районах Русской платформы и ряде районов геосинклинальных областей (Северный Кавказ, Азербайджан и др.) показала, что газовая съемка имеет много недостатков, которые не учитывались в первые годы ее применения.

Так, на большом количестве заведомо нефтяных месторождений газовая съемка не показала положительных аномалий, а на ряде площадей, например, Слепцовской, Полчениновской, Банковской, Авшаровской и др., в пределах которых были установлены положительные аномалии, при постановке здесь разведочного бурения не подтвердилось наличие залежей нефти или газа.

Поэтому на совещании было принято направление на критический пересмотр основного положения изложенного автором метода газовой съемки В. А. Соколовым о безусловной диффузии углеводородов от нефтяной залежи до дневной поверхности.

Н. А. Калинин, В. П. Савченко и В. Г. Васильев отмечают, что среди участников совещания не было никого, кто бы отрицал диффузию углеводородов из нефтяных и газовых залежей,

<sup>1</sup> Н. А. Калинин, В. П. Савченко и В. Г. Васильев. К итогам совещания по геохимическим методам поисков нефти и газа, НХ, № 7, 1955.

и весь вопрос сводился только к оценке масштабов этого процесса в условиях конкретной геологической обстановки.

Одна часть участников совещания (В. А. Соколов, П. Я. Яценев и др.) по-прежнему склонна считать, что поток углеводородов из залежи достигает дневной поверхности при любых геологических условиях, поэтому отсутствие следов его они объясняют несовершенством имеющейся аппаратуры<sup>1</sup>. Большинство же участников совещания считает, что интенсивность диффузионного потока во многих случаях переоценена, а роль факторов, его ограничивающих (химических, биохимических и др.), явно недооценена.

Следует отметить, что вопрос о возможной ограниченности диффузионного потока был поставлен еще в 1938 г. В. П. Савченко и А. Л. Козловым<sup>2</sup>. В частности, они указывали на возможность полного бактериального окисления углеводородных газов в непосредственной близости от кровли газовой залежи с использованием кислорода сульфатов.

Возможное полное связывание углеводородов за счет различных, пока еще не установленных причин вблизи от залежей нефти и газа или на некотором сравнительно небольшом от них расстоянии допускают Д. В. Жабрев, Л. О. Грдзелов, В. Г. Васильев и другие геологи. Этим они и объясняют то обстоятельство, что над некоторыми нефтяными месторождениями отсутствуют аномалии по тяжелым углеводородам.

С другой стороны, случаи наличия положительных аномалий, которые при постановке глубокого разведочного бурения не подтвердили залежи нефти или газа, могут объясняться генерацией битумов (веществ, экстрагируемых органическими растворителями), а также тяжелых углеводородов в почвах и вообще в пластах, обогащенных органическим материалом. Поэтому допустимо предположение о возможности возникновения аномалий по тяжелой фракции и битума в пределах тех площадей, где в силу различных причин произошло накопление органического материала в четвертичное время.

На совещании по геохимическим методам поисков нефти и газа было отмечено, что полученные на территории Туркмении, характеризующейся сложной дизъюнктивной тектоникой, аномалийные показатели газовой съемки с применением прибора ТГ-5А являются весьма высокими по абсолютному значению и по сравнению с фоновыми показателями. Это дает основание принимать их за проявления глубинных углеводородов.

В соответствии с этим на совещании было рекомендовано в исключительных случаях производить в небольшом объеме

<sup>1</sup> Однако эта аппаратура способна определять объемное содержание горючих газов с точностью до 10-5%.

<sup>2</sup> В. П. Савченко, А. Л. Козлов. О газовой съемке, НХ, № 7, 1932.

газосъемочные работы с рекогносцировочной целью в новых районах с интенсивно развитой дизъюнктивной тектоникой.

Одновременно принято решение проводить «изучение масштабов диффузионно-эффузионных процессов в различных геологических условиях и качественные и количественные его проявления на поверхности».

Разделяя полностью также мнение, сформулированное на геохимическом совещании, о наличии эффузионного потока углеводородов в районах, характеризующихся развитием дизъюнктивной и трещинной тектоники, автор, в отличие от представлений в этом отношении некоторых геологов, считает, что подобный поток углеводородов может улавливаться газовой съемкой не только в пределах геосинклинальных областей, но и на территории платформенных областей.

Это происходит потому, что строение платформенных областей, так же как и геосинклинальных, осложнено проявлением дизъюнктивной тектоники, хотя и значительно менее интенсивной, но весьма выразительной.

По трещинам, обусловленным этой тектоникой, эффузирующий поток углеводородов может устремляться из нефтяных и газовых залежей на платформах к земной поверхности, что и наблюдается в действительности.

Так, на нефтяных шахтах Ярегского месторождения тяжелой нефти (Коми АССР) при прохождении горными выработками продуктивного пласта III и залегающей на нем надпластовой глинистой и туфито-диабазовой толщи, в них можно наглядно увидеть сложную систему мелких и даже очень мелких взаимосвязанных между собой тектонических трещин и микротрещин, имеющих распространение в пределах всего месторождения. По этим трещинам в течение весьма длительных геологических периодов времени протекала миграция нефти и газа из продуктивного пласта на поверхность. Эту миграцию легко можно наблюдать в горных выработках нефтешахт еще и в настоящее время.

Весьма интересным является также и то, что при проведении газосъемочных работ в пределах северо-восточной части Русской платформы на территории Тимано-Печорской нефтегазодобывающей провинции установлены так называемые линейно-вытянутые газовые аномалии, простирающиеся в направлении разломов пластов, установленных бурением скважин и обусловленных проявлением дизъюнктивной тектоники.

Таким образом, допуская существование тектонических трещин и микротрещин, имеющих площадное распространение в пределах структуры определенного месторождения, к которому приурочиваются на глубине залежи нефти и газа как на платформах, так и в геосинклинальных областях, можно считать вполне реальным наличие эффузионного потока нефтяных

углеводородов из этих залежей и обнаружение следов его в почвенных и подпочвенных слоях.

Поэтому, в отличие от локального характера видимых на глаз естественных нефтегазопроявлений, обнаруживаемых в редких случаях, явление эффузии и в отдельных случаях диффузии нефтяных углеводородов может носить на земной поверхности площадный характер, охватывая не только территорию, непосредственно располагающуюся над залежью нефти и газа, но, возможно, и соседние, примыкающие к ней участки, за счет так называемого бокового рассеивания углеводородного газа.

Таким образом, в пределах определенного участка земной коры о залежах нефти и газа можно судить на основании наблюдения на земной поверхности видимых нефтегазопроявлений и установления следов эффузионного и, возможно, диффузионного потока нефтяных углеводородов в поверхностных слоях.

При этом важно отметить, что нефтяная или газовая залежь не всегда оставляет след на земной поверхности в виде естественных нефтегазопроявлений, видимых невооруженным глазом; например, эффузирующий (и диффузирующий — в отдельных случаях) поток углеводородов из залежи может носить закономерное явление, отвечающее, возможно, всей площади их распространения.

Отсюда вытекает необходимость относить эффузионный (и диффузионный) поток нефтяных углеводородов в поверхностных слоях, устанавливаемых методами нефтегазосъемки, к естественным, не видимым на глаз нефтегазопроявлениям на земной поверхности, и подразделять, таким образом, все нефтегазопроявления на земной поверхности на видимые и невидимые на глаз нефтегазопроявления.

### **Роль и значение естественных нефтегазопроявлений на земной поверхности**

Естественными нефтегазопроявлениями, видимыми на земной поверхности, называют различного рода выходы на поверхность нефти, газа и твердых битумов. Они широко распространены на земной поверхности, встречаются в отложениях всех стратиграфических возрастов — от докембрия (на Байкале) вплоть до четвертичных пород (в Западной Сибири и Западной Туркмении). Кроме того, естественные нефтегазопроявления приурочиваются к различным физико-географическим условиям: их можно обнаружить на суше, на воде, в гористых местностях, на равнинах, в лесах, полях, болотах и озерах, в реках и солончаках, а также на морских островах.

Однако считается, что большая часть видимых признаков нефти и газа и твердых битумов на земной поверхности приурочивается к горным складчатым сооружениям (геосинклиналь-

ным зонам), главным образом к предгорным депрессиям и межгорным впадинам. Это происходит потому, что сложенные здесь в различного вида складки нефтегазоносные породы обычно бывают прорезаны балками и глубокими ущельями, в которых часто наблюдаются выходы газа, высачивание нефти и пленок на поверхности воды разных источников.

В равнинных же местностях, на территории платформенных зон, где пологие складки, заключающие нефтегазоносные породы, бывают, как правило, прикрыты мощной толщей четвертичных отложений, видимые нефтегазопроявления на земной поверхности наблюдаются значительно реже.

И. М. Губкин [27], освещая понятие о нефтяном месторождении, отмечал, что при определении благонадежности месторождения первое место, как правило, должно быть отведено изучению геологического строения данного месторождения, а естественные нефтегазопроявления, видимые на земной поверхности, или поверхностные признаки, как он называл их, указывающие на возможное нахождение в земной коре нефтяного месторождения, должны только пополнять и углублять те выводы, к которым пришли исследователи в результате геологического изучения местности.

К этому заключению И. М. Губкин пришел на основании того, что одних только признаков нефти на поверхности, даже интенсивных, бывает недостаточно, чтобы судить о богатстве нефтяного месторождения, связанного с этими признаками. Часто бывают случаи, когда установленные при геологопоисковых работах значительные нефтепроявления на земной поверхности приводят к весьма ничтожным результатам и, наоборот, при наличии весьма бедных признаков (вплоть до полного отсутствия их) открываются богатые залежи нефти и крупные нефтяные месторождения.

Так, например, на Тринидаде, в меловых отложениях, характеризующихся обильными нефтегазопроявлениями, не обнаружено, как известно, до настоящего времени в недрах промышленных залежей нефти. В другом районе, известном богатыми нефтепроявлениями на поверхности, в Бинагады — Кирмакинском районе на Апшеронском п-ове, совсем не обнаружено в недрах богатых залежей нефти.

С другой стороны, целый ряд крупных месторождений нефти, как Туймазинское, Ишимбаевское и другие на территории восточных районов, характеризуются незначительными нефтепроявлениями на поверхности, а известное богатейшими фонтанами нефти в прошлые годы Ново-Грозненское месторождение совсем не имело никаких естественных нефтегазопроявлений на поверхности.

Не имеют никаких нефтегазопроявлений на земной поверхности и такие месторождения, как Избербашское и Махачкалинское в Дагестанской АССР, Елшанское — в Саратовской

области, Краснокамское — в Пермской области и многие другие.

Известно, например, что из 2,5 тысяч месторождений, открытых в США, не более трехсот проявляли себя выходами нефти и газа на земную поверхность, а остальная, главная масса месторождений, никаких нефтегазопроявлений на поверхности не имела [39].

Таким образом, мировая практика поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений показала, что между размерами и характером видимых нефтегазопроявлений на земной поверхности, с одной стороны, и богатством залежей нефти и газа в недрах земли, с другой стороны, не существует никакой связи.

Этот вывод на примере Северо-Восточного Кавказа был подкреплен в последнее время исследованиями видимых (естественных) нефтегазопроявлений, проведенными Н. А. Еременко и С. П. Максимовым [39].

Итак, следует считать, что главнейшей задачей при выяснении условий залегания нефти и газа и оценки степени и характера нефтегазоносности определенной площади или района является изучение геологического строения их, включая широкое проведение палеогеографических и палеотектонических исследований. Только сопоставление полученных при этом данных с естественными (видимыми) нефтегазопроявлениями может дать геологу-нефтянику возможность оценить их промышленное значение.

Помимо этого, весьма важным для теории и практики нефтепоисковых и разведочных работ является и то положение, что отсутствие видимых на земной поверхности нефтегазопоявлений в пределах определенной площади не является показателем отсутствия промышленных залежей нефти и газа в ее недрах.

В этом случае при суждении о возможном существовании таких залежей необходимо опираться главным образом на данные палеогеографических и палеотектонических построений, а также на наличие в пределах исследуемой площади структур, благоприятных для промышленного скопления нефти и газа.

Для полноты освещения роли и значения в практике нефтепоисковых работ естественных нефтегазопоявлений, видимых на земной поверхности, следует отметить, что нефтегазопоявления в пределах определенной площади очень часто не дают однозначных указаний и на точное местонахождение залежей нефти и газа.

Известно много случаев, когда тщательно проведенные поиски промышленных залежей нефти вблизи видимых нефтегазопоявлений не давали никаких положительных результатов и часто по этой причине прекращались совсем. Иногда эти поиски переносились на основании полученных результатов глубокого разведочного бурения на определенное расстояние в на-

мечающемся перспективном направлении, что приводило к открытию нефтяных месторождений, иногда крупного промышленного значения.

Характерным в этом отношении примером является Калининское нефтяное месторождение на Апшеронском п-ове. На этой площади почти 20 лет проводилось без всяких положительных результатов глубокое разведочное бурение, организованное вблизи наблюдаемых на земной поверхности около селения Кала газопроявлений. И только в 1932 г. в 4—5 км в северо-западном направлении от этих газопроявлений были открыты промышленные, крупного значения залежи нефти.

Оказалось, что наблюдаемые на земной поверхности близ селения Кала газопроявления связаны со сводовой частью Калининской структуры по залеганию слоев Апшеронского яруса, в то время, как свод структуры по слоям продуктивной толщи, содержащей промышленные залежи нефти, сместился (по отношению к своду по апшеронскому ярусу) почти на 5 км в северо-западном направлении (см. рис. 70). После этого стала ясной причина безуспешности поисков промышленных залежей вблизи газопроявлений около селения Кала<sup>1</sup>.

Известные на Южном Тимане в Ухтинском районе видимые нефтегазопроявления, привлекая в прошлом внимание предпринимателей, были связаны с выходами на поверхность (в пределах сильно эродированного свода одной из брахиантиклинальных складок) слабо насыщенных нефтью песчаников кыновских слоев нижнефранского подъяруса верхнего девона.

Здесь еще со времен Ивана Грозного и Петра I было известно большое количество видимых нефтегазопроявлений на земной поверхности, в непосредственной близости от которых капиталистические предприниматели, начиная с 1870-х годов вплоть до Великой Октябрьской социалистической революции, закладывали и бурили разведочные скважины с целью поисков промышленных залежей нефти. Эти поиски продолжались почти 50 лет и оказались совершенно безрезультатными. Только при возобновлении поисков промышленных залежей нефти в 1929 г., когда разведочные скважины были заложены далеко от известных выходов нефти на земную поверхность (на основе палеогеографии и выявленных особенностей тектонического строения Южного Тимана), были открыты промышленные залежи нефти и газа.

Таким образом, несоответствие выходов на земную поверхность нефти, газа и установленных при помощи глубокого разведочного бурения промышленных залежей этих полезных ископаемых объясняется целым рядом причин, из которых наиболее

<sup>1</sup> Первая скважина в Кале была заложена фирмой Нобель в 1904 г. До национализации нефтяной промышленности здесь было пробурено 10 скважин, не давших промышленных притоков нефти. В 1924 г. к разведке глубоким бурением Калининской площади приступила Азнефть [136].

серьезными являются: 1) тектоническое несоответствие свода структуры по промышленным нефтегазоносным, глубоко залегающим пластам и по практически непродуктивным или малопродуктивным отложениям, которые либо обнажаются на земной поверхности, либо залегают неглубоко от нее и поэтому изобилуют видимыми нефтегазопроявлениями; 2) выходы на земную поверхность в пределах глубоко эродированного свода структуры слабо насыщенных нефтью пластов, являющихся поэтому практически непродуктивными или малопродуктивными, но обуславливающими обильные видимые нефтегазопроявления; 3) перемещение нефти на большие расстояния вдоль контакта между четвертичными отложениями и коренными породами, среди которых имеются насыщенные нефтью пропластки и прочее.

Эти причины и приводят в отдельных случаях к тому, что по видимым нефтегазопроявлениям на земной поверхности не представляется возможным указать на точное местонахождение промышленных залежей нефти и газа в земной коре.

Часто это обстоятельство может относиться и к невидимым на глаз нефтегазопроявлениям (микропроявлениям), фиксируемым методами нефтегазосъемки.

Однако, несмотря на отсутствие определенной связи между характером естественных нефтегазопроявлений на земной поверхности и промышленным значением залежей нефти и газа, естественные нефтегазопроявления имеют весьма важное для теории и практики нефтепоисковых работ значение. Они указывают на существование благоприятных для нефтегазообразования условий в зоне их распространения, а также на возможное обнаружение в пределах этой зоны промышленных залежей нефти и газа.

Таким образом, различные по характеру и интенсивности естественные нефтегазопроявления как видимые, так и невидимые на глаз на земной поверхности, являясь в определенных случаях показателями наличия залежей нефти и газа в недрах, имеют благодаря этому большое практическое значение в деле поисков новых нефтяных и газовых месторождений. Они требуют наравне с палеогеографическими и структурными построениями, а также палеотектоническими представлениями наиболее правильной интерпретации их практического значения как при оценке промышленных перспектив по нефти и газу исследуемой площади, так и при проведении геологопоисковых и особенно разведочных работ.

### Классификация естественных нефтегазопроявлений на земной поверхности

Еще в начале текущего столетия не делалось четкого различия между такими понятиями, как залежь нефти, нефтяное месторождение и естественный выход на земную поверхность

нефти (или газа). Указанные понятия, по сути дела, объединялись, так как под ними обычно подразумевалось одно и то же существо вопроса. Это, например, с исчерпывающей наглядностью вытекает из определения Г. Гефером [24] понятий о скоплениях нефти, нефтяном месторождении и признаках нефтеносности на поверхности.

Г. Гефер давал следующее определение залежи или месторождения нефти: «Естественное более или менее значительное скопление нефти в земной коре *или же на ее поверхности называется залежью или месторождением нефти*, которое может быть или первичным (коренным месторождением), или вторичной залежью (находящейся не в месте коренного залегания)».

Практически, как мы видим, Г. Гефер сделал первую попытку классифицировать нефтепроявления на земной поверхности на первичные и вторичные, руководствуясь при этом следующими представлениями: 1) возможные нахождения нефтепроявлений и залежей на месте образования нефти (коренное месторождение) — это первичные нефтепроявления и первичные залежи нефти и 2) залегания ее (нефти) и нахождения нефтепроявлений не в месте коренного залегания нефти, а совершенно в другом месте, куда она мигрировала различными путями из места образования, — это вторичные нефтепроявления и вторичные залежи нефти.

Таким образом, Г. Гефер все залежи (месторождения) нефти, как и нефтепроявления, подразделял на первичные и вторичные. Следовательно, в основу классификации как нефтепроявлений на земной поверхности, так и залежей (месторождений) нефти он закладывал миграционный признак или миграционный фактор.

Это важно подчеркнуть потому, что К. П. Калицкий, не признававший миграции нефти и возможности нахождения ее во вторичном залегании, в основу классификации положил не фактор миграции нефти, а характер нефтегазопроявлений [51]. В соответствии с этим все естественные нефтегазопроявления, видимые на земной поверхности, он подразделял на две группы, относя к первой из них выходы или высачивания нефти на поверхность, а ко второй — выходы на поверхность пропитанных нефтью и закированных пластов.

В 1930 г. наиболее подробную для того времени схему естественных нефтегазопроявлений, видимых на земной поверхности, предложил Н. Б. Вассоевич [20].

Рассматривая эту классификацию, можно убедиться, что она в основе отражает классификацию Г. Гефера.

В самом деле, нефтепроявления в материнской свите (группа А), названные Н. Б. Вассоевичем первичными нефтепроявлениями, полностью соответствуют первичным нефтепроявлениям по классификации Гефера, а нефтепроявления вне материнской свиты (группа В), или вторичные проявления, — вторич-

ным нефтепроявлениям, т. е. нефтепроявлениям, связанным с залежами нефти, находящимися не в месте коренного (первичного) залегания.

Только в отличие от классификации Гефера, Вассоевич в свою классификацию ввел еще третью группу С, в которую включил нефтепроявления, обусловленные контактовым воздействием изверженных пород. Эту группу нефтепроявлений Вассоевич назвал «контактово-метаморфическими нефтепроявлениями».

Следовательно, классификация Вассоевича, как и классификация Г. Гефера, базируется на факторе миграции нефти, на генетических моментах нефтеобразования и формирования ее (нефти) залежей, а не на характере естественных нефтегазопроявлений на земной поверхности как признаках или показателях наличия залежей нефти в недрах, в земной коре.

Н. А. Еременко и С. П. Максимов [39], признавая классификацию Н. Б. Вассоевича наиболее детально разработанной и рассматривая ее как единственную серьезную попытку классификации естественных нефтепроявлений, считают в то же время, что вся первая группа «первичных нефтепроявлений» остается неопределенной, главным образом потому, что диагностика нефтематеринских толщ, по их мнению, все еще не разработана.

Н. А. Еременко и С. П. Максимов предложили свою классификацию естественных нефтегазопроявлений, которую они увязали с классификацией миграционных процессов, ранее разработанной И. О. Бродом и Н. А. Еременко [14, 15].

Классификация естественных нефтегазопроявлений Н. А. Еременко и С. П. Максимова также построена на процессах миграции нефти, но в отличие от классификации Н. Б. Вассоевича в ней отсутствуют генетические моменты, связанные с условиями нефтегазообразования и формирования залежей нефти и газа, и деление в связи с этим нефтегазопроявлений на первичные и вторичные.

В классификации Н. А. Еременко и С. П. Максимова нефтегазопроявления подразделяются на группы не по принципу наличия их в пределах распространения первичных или вторичных залежей нефти (по Г. Геферу) или соответственно — в пределах распространения нефтематеринских свит или вне их (по Н. Б. Вассоевичу), а по разновидности миграции, устанавливаемой по типу путей движения нефти. В пределах установленных на основе этого трех групп нефтегазопроявлений (А, Б и В) Н. А. Еременко и С. П. Максимов выделяют пять типов нефтегазопроявлений уже на основе определенных видов миграции, в частности, — внутрирезервуарного вида миграции (2 типа), внерезервуарного вида (2 типа) и перемещения на дневной поверхности (один тип).

Следовательно, авторы рассматриваемой классификации считают, что внерезервуарная и внутрирезервуарная миграция

обуславливают соотношения перемещающихся веществ с окружающей средой и определяют морфологические формы, размер, а иногда и качественную характеристику выхода, а пути движения вещества оказывают влияние на тип нефтегазопроявления.

Таким образом, Н. А. Еременко и С. П. Максимов все естественные нефтегазопроявления, видимые на земной поверхности, увязывают с разработанной И. О. Бродом и Н. А. Еременко классификацией миграционных процессов, рассматривая их как прямые признаки, указывающие на наличие в земной коре залежей нефти и газа в зоне их распространения.

Однако для наиболее успешного руководства при проведении геологопоисковых и разведочных работ, с целью получения максимального количества положительных данных, обосновывающих возможность обнаружения и открытия промышленных залежей нефти и газа в пределах изучаемой территории или района, значительно больший интерес представляют собой классификации естественных нефтегазопоявлений, базирующиеся на характере этих проявлений, а не на разновидностях миграции нефти по типу путей ее движения.

Это может быть объяснено тем, что такие классификации непосредственно систематизируют нефтегазопоявления как признаки, прямо указывающие на вероятное или возможное нахождение в земной коре залежей нефти или газа, промышленное значение которых устанавливается затем при помощи разведочного бурения.

Кроме того, такая классификация может иметь в перечне и такие признаки, как выходы на земную поверхность битуминозных (нефтематеринских) пород, иногда со скопившейся нефтью в зонах разломов и дробления этих пород, обусловленных наличием дизъюнктивной тектоники.

Таким образом, мы видим, что при рассмотрении видимых на земной поверхности естественных нефтегазопоявлений с точки зрения признаков возможного или вероятного наличия залежей нефти или газа на глубине в земной коре все классификации нефтегазопоявлений, базирующиеся на разновидностях и характере миграции нефти, несмотря на их сравнительную сложность, не охватывают все же всего разнообразия указанных признаков.

В этом отношении более близкой к запросам нефтепоисковой практики является классификация признаков нефти на поверхности, изложенная И. М. Губкиным [27].

По этой классификации к поверхностным признакам нефти (по характеру их проявления) можно отнести: 1) высачивание нефти; 2) отложение асфальта; 3) выделение газа; 4) наличие грязевых вулканов; 5) выходы пропитанных нефтью пород; 6) отложение мэнджэковых и озокеритовых жил.

Однако в настоящее время, когда при помощи геохимических методов разведки удается пока в отдельных случаях выявлять

по микропроявлениям нефти и газа на земной поверхности целый ряд новых признаков, также указывающих на возможное нахождение в земной коре залежей нефти или газа в пределах зоны развития геохимической аномалии, нельзя ограничиваться уже теми поверхностными признаками нефти, которые приводит к указанной выше классификации И. М. Губкин.

Необходимо поэтому расширить эту классификацию естественных нефтегазопоявлений на земной поверхности за счет включения в нее и всех поверхностных микропроявлений нефти и газа, устанавливаемых в отдельных случаях при помощи геохимических методов разведки.

Кроме того, в такую классификацию следует включить и выходы на поверхность нефтематеринских (битуминозных) пород, а выражение «мэнджэковые жилы» заменить более обобщающим понятием — асфальтитовые жилы, дополнив эту категорию признаком выходами на поверхность пород (чаще всего карбонатных), с вкраплениями (в виде различных по величине гнезд или почек) или с импрегнацией асфальтита. Поэтому данную категорию нефтепроявлений правильной будет именовать: «асфальтитовые и озокеритовые образования», тем более, что озокерит встречается не только в виде жильного, но и пластового залегания.

После внесения указанных дополнений классификация естественных нефтегазопоявлений на земной поверхности как признаков вероятного или возможного наличия залежей нефти или газа в земной коре может быть представлена, как показано в табл. 2.

## **Краткое описание естественных нефтегазопоявлений на земной поверхности**

### **Видимые на земной поверхности нефтегазопоявления**

Естественные нефтегазопоявления, наблюдаемые на земной поверхности, были подробно описаны рядом исследователей [13, 17, 24, 27, 39 и др.]. Однако для полноты освещения вопроса и, главное, для увязки характера проявления нефти и газа на поверхности земли непосредственно с практическими целями при поисках их промышленных залежей бегло, в самых кратких словах, остановимся на рассмотрении нефтегазопоявлений, видимых на земной поверхности.

**Высачивание (выходы) жидкой нефти, отложения асфальта и наличие асфальтовых и озокеритовых образований**

Было указано, что наиболее благоприятными местами для высачивания нефти на земную поверхность являются: овраги, балки, глубокие ущелья, русла рек, ручейков и т. д., прорезаю-

## Классификация естественных нефтегазопоявлений на земной поверхности

Группа нефтегазопоявлений (по видимости на земной поверхности)	Тип нефтегазопоявлений (по условиям проявления)	Нефтегазопоявления (по характеру проявлений)
I. Видимые на земной поверхности нефтегазопоявления (макропроявления нефти и газа)	А. Нефтегазопоявления, обусловленные процессами миграции нефти и газа	1. Высачивание (выходы) жидкой нефти <sup>1</sup> 2. Отложения асфальта 3. Асфальтитовые и озокеритовые образования 4. Выделение (выходы) углеводородного газа 5. Грязевые вулканы
	Б. Нефтегазопоявления, обусловленные особыми условиями геологического строения исследуемой площади	6. Выходы на земную поверхность пропитанных нефтью пород <sup>2</sup> 7. Выходы на земную поверхность битуминозных пород
II. Невидимые на глаз нефтегазопоявления на земной поверхности (микропроявления нефти и газа)	В. Нефтегазопоявления, обусловленные явлением эффузии и отчасти диффузии	8. Микроконцентрации газообразных и парообразных углеводородов в поверхностных отложениях (в почвенном и подпочвенном слоях), устанавливаемые методами газовой съемки 9. Наличие в поверхностных отложениях (в почвенном и подпочвенном слоях) эффектов физико-химических и биохимических изменений диффундирующих и эффундирующих газообразных и парообразных углеводородов, устанавливаемых при помощи: а) бактериальной съемки; б) люминесцентно-битуминологической съемки; в) метода окислительно-восстановительного потенциала (ОВП) и прочие

<sup>1</sup> Помимо высачивания (выходов) нефти на земную поверхность как прямых признаков ее залежей в земной коре, необходимо к этой категории признаков относить еще и наличие в поверхностных источниках вод нафтеновых кислот, а также повышенного содержания йода (I<sub>20</sub>). Этот признак может указывать на залежи нефти в недрах и при обнаружении его в скважинах, в процессе бурения их, в особенности — при бурении разведочных скважин на новых площадях.

<sup>2</sup> Следует отметить также, что при выходе на земную поверхность весьма слабо пропитанных нефтью пород или слабо битуминозных отложений оказывается необходимым дополнить изложенный перечень нефтегазопоявлений категориями таких нефтепроявлений, указывающих на возможное наличие залежей нефти и газа в недрах, как: 1) запах нефти, легких ее погонов или газа при ударе или нагреве указанных пород; 2) возгон желтых маслянистых капель на стенках холодной части пробирки при прокаливании в ней указанных пород; 3) окрашивание бензина, бензола и других органических растворителей в различных цвет (от светло-желтого до темно-коричневого) в зависимости от количества сохранившегося в породе битума.

щие сводовые части эродированных складок, содержащих в недрах на различной глубине от поверхности залежи нефти и газа.

Высачивание или выход нефти на земную поверхность может происходить по различного рода трещинам и разломам, сообщаящим нефтяную залежь с поверхностью земли и обнажению.

Насыщение нефтью пластов во втором случае иногда бывает настолько интенсивным, что в пределах зоны выходов нефтеносных пород на земную поверхность могут образоваться в виде своеобразных натеков, печатей и различные по мощности отложения асфальта (рис. 3 и 4).

В отдельных случаях в результате интенсивного высачивания на земную поверхность нефти как по трещинам (разломам), так и при непосредственном выходе нефтеносных пород на поверхность образуются настоящие асфальтовые озера, иногда называемые смоляными озерами.

Наиболее интересными среди подобных асфальтовых озер является смоляное озеро на о. Тринидаде, а также озеро Бермудец в Венесуэле, наиболее крупное из всех существующих.

Смоляное озеро на о. Тринидаде занимает площадь примерно в 500 га, причем по краям озера асфальт очень твердый, ближе к центру он становится мягче, а непосредственно в центральной части озера из его глубины уже вытекает густая асфальтовая нефть. Глубина смоляного озера на о. Тринидаде составляет более 50 м. Образование его можно наглядно представить себе пользуясь иллюстрацией, составленной К. Крэггом и изображенной на рис. 5.

Иногда, в случае высачивания тяжелой нефти в несколько возвышенном центре асфальтового образования, формируется своего рода асфальтовый конус, который увеличивается в размерах за счет затвердения продолжающей стекаться по склонам конуса густой нефти. Высота и диаметр такого конуса в отдельных случаях достигают нескольких метров (10—30 м).

Во многих случаях образования асфальта или выделения густой тяжелой нефти смешиваются с минеральными частицами почвы, в результате чего получается вещество, называемое у нас кировом.

Подобные кировые образования (натеки) особенно широко распространены в пределах Апшеронского п-ова, а также на территории других нефтяных месторождений Кавказа.

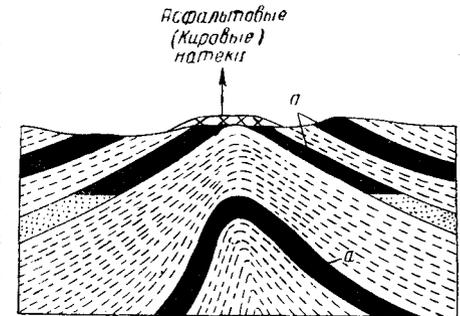


Рис. 3. Выход нефтеносных песков на земную поверхность.

а — нефтяные пески.

Обычно только тяжелые нефти с асфальтовым основанием оставляют в результате высачивания следы на поверхности земли в виде описанных выше асфальтовых (смоляных) обра-

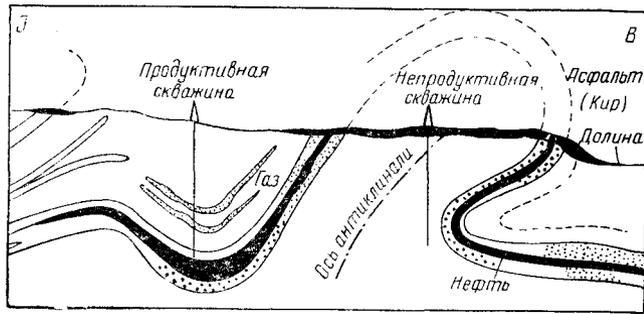


Рис. 4. Асфальтовая печать на месторождении Мак-Киттрик в Калифорнии.

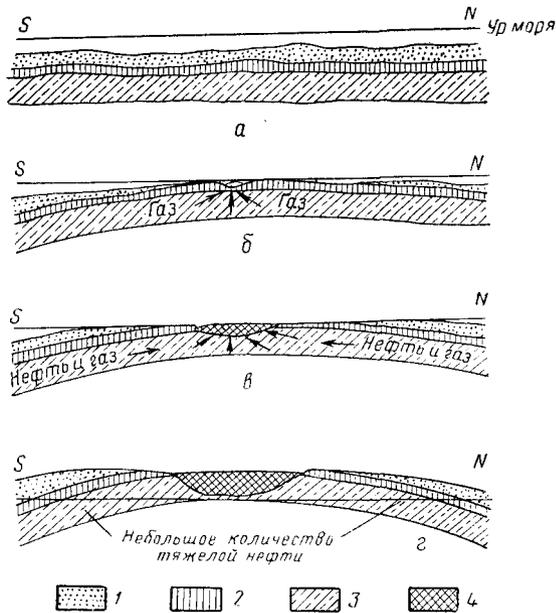


Рис. 5. Диаграмма, иллюстрирующая образование смоляного озера на о. Тринидаде (по К. Крэгу).

а—стадия I; б—стадия II. Подводный грязевой вулкан; в—стадия III. Образование плато, г—стадия IV. Современная эпоха.  
1—песок и прочие; 2—глинистый покров; 3—нефтеносные породы; 4—горная смола.

зований. Это получается в результате того, что при высачивании таких нефтей на земную поверхность они загустевают или застывают, образуя устойчивые соединения асфальта с почвой

или коренной породой. Именно по этой причине тяжелые нефти и привлекли к себе внимание человека с древнейших времен.

В противоположность тяжелым нафтеноароматическим нефтям с асфальтовым основанием легкие метановые или метаново-нафтеновые нефти с парафиновым основанием чаще всего не оставляют никаких следов на земной поверхности, так как при высачивании они или улетучиваются, или легко смываются водой дождевых и других потоков. Поэтому в жарком пустынном климате выходы легкой нефти встречаются очень редко. Их можно чаще обнаружить в холодном климате, вблизи стоячей воды, где выходы легкой нефти могут сохраняться благодаря сравнительно быстрому окислению, вызывающему ее застывание.

Очень часто наблюдается выделение нефти также на поверхности воды морей, озер, рек и ручейков в виде нефтяных пленок, а иногда и настоящих скоплений. В этом отношении в свое время особенно обращали на себя внимание выходы нефти на поверхности воды в некоторых местах на Каспийском море, в частности, в районе о. Жилого, особенно в районе Нефтяных Камней и др. Здесь нефть плавает на поверхности воды в большом количестве.

Теперь на Каспийском море, в районе прежних выходов нефти на поверхность воды, разрабатываются богатые залежи нефти, созданы крупные нефтяные промыслы. Это подтвердило ранее высказанные предположения о богатых нефтяных скоплениях под дном этого моря.

Интересно также отметить, что одна из первых попыток организации примитивной кустарной добычи нефти в России была основана на утилизации выходов нефти на поверхности воды в русле рек Ухты и Чуги на Южном Тимане, в Коми АССР [103].

Это было в сороковых годах XVIII столетия. По архивным материалам было установлено, что архангельский купец из раскольников Федор Прядунов с разрешения Берг-коллегии построил в 1745 г. в Пустоозерском уезде нефтяной завод и начал систематически добывать нефть. В первые годы на этом заводе добывалось до 40 пудов натуральной нефти в год.

В настоящее время [113] в районе описанных выходов нефти на реке Ухте ведется промышленная разработка открытых здесь залежей легкой и тяжелой нефти.

На основании рассмотренных примеров как из советской, так и зарубежной практики можно считать, что естественные нефтегазопроявления, видимые на земной или водной поверхности, выходы или высачивания нефти являются наиболее надежными признаками с точки зрения возможности обнаружения в районе их распространения залежей нефти при проведении здесь геологопоисковых и разведочных работ. В этом отношении выходы или высачивания нефти могут быть с полным основанием отнесены к категории вероятных или верных признаков при поисках залежей нефти.

К категории вероятных признаков следует отнести также и рассмотренные выше отложения или выходы асфальта на земную поверхность, а также наличие асфальтитовых и озокеритовых образований и, в частности, жил.

В процессе высачивания легкой парафинистой, церезинсодержащей, нафтеново-метановой нефти, в результате постепенного охлаждения нефти и селективного выделения при этом в трещине церезиновых фракций образуется озокерит. В случае высачивания тяжелой асфальтовой нафтеново-ароматической нефти в результате потери легких фракций и окисления нефти в трещине, а затем затвердения здесь загустевшей нефти образуются различного вида асфальтиты.

С. П. Успенский на примере изучения асфальтитов, встречающихся среди карбонатных пород Самарской Луки, высказал новую точку зрения<sup>1</sup>. Так, в результате изучения состава этих асфальтитов и наблюдения над условиями их залегания он пришел к заключению, что асфальтиты образовались не непосредственно из нефти путем испарения легких фракций и окисления остатка кислородом воздуха, а образование

их тесно связано с разрушением битумов асфальтовых пород под действием воды.

В соответствии с этим С. П. Успенский считает, что асфальтиты представляют собой скопления измененного в той или иной степени битума асфальтовых пород, который был вымыт из би-

туминозной породы щелочной водой и переотложен в новом месте.

Возможно, что образование жильного асфальтита еще можно в какой-либо мере рассматривать в свете изложенной выше точки зрения. Однако образование вкрапленного и тем более импрегнированного асфальтита (учитывая мельчайшие включения его в карбонатную породу, несовместимые с представлением о переотложении твердого битума, вымытого из асфальтовых пород) весьма трудно мыслить по С. П. Успенскому.

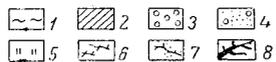
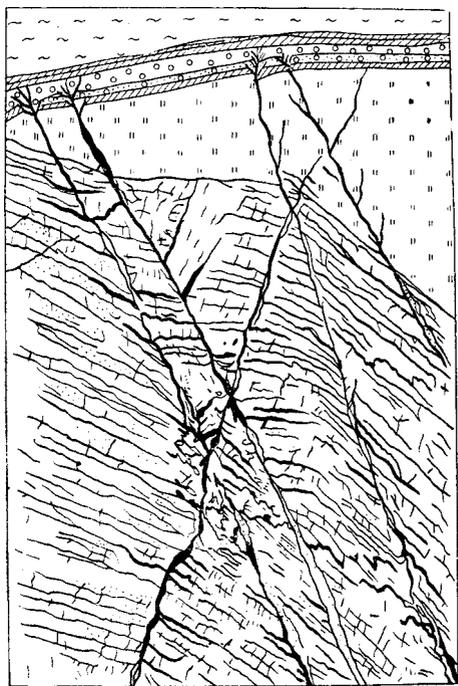


Рис. 6. Схема расположения озокеритовых жил.

1 — наносы; 2 — глины; 3 — щебень сухой; 4 — щебень волоносный; 5 — сытца; 6 — сланец глинистый; 7 — песчаник; 8 — жилы озокерита.

<sup>1</sup> С. П. Успенский. К вопросу о генезисе асфальтов и асфальтитов. Изд. АН СССР, 1954.

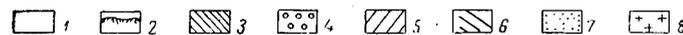
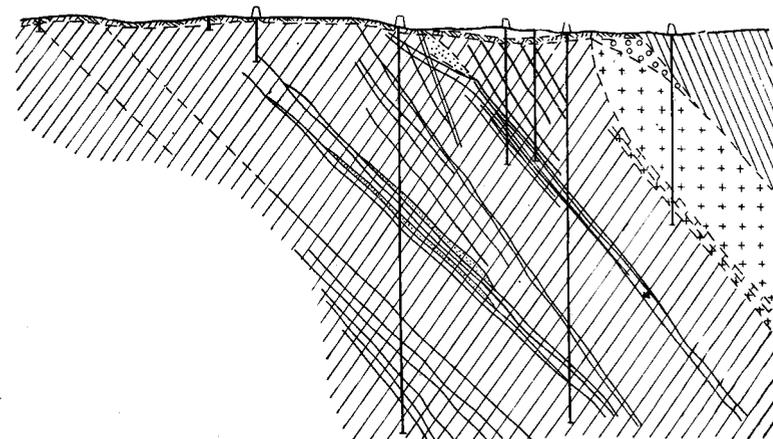


Рис. 7. Тип жильных залежей озокерита. Геологический разрез.

1 — отвалы; 2 — делювий; 3 — стобнические слои; 4 — слободские конгломераты; 5 — нижняя соленосная толща; 6 — жилы озокерита; 7 — озокеритовосный песчаник; 8 — глина с линзами соли.

Таким образом, высказанная им точка зрения по вопросу образования асфальтитов требует еще тщательной доработки и, главное, проверки в свете условий залегания и нахождения их в природе.

На рис. 6 и 7 [151] приводятся схема расположения озокеритовых жил и тип жильных залежей озокерита.

Образования озокерита встречаются также и в виде пластообразных залежей. Типы таких залежей показаны на рис. 8 и 9. Асфальтиты, помимо жильных образований, встречаются, как отмечалось выше, еще в виде вкраплений (гнезд и почек), а также в виде импрегнации в породу, преимущественно карбонатную.

Озокеритовые жилы распространены у нас на п-ове Челекене, где они разрабатываются для получения церезина; на Бориславском месторождении — в Западной Украине и на других месторождениях как в СССР, так и в зарубежных странах.

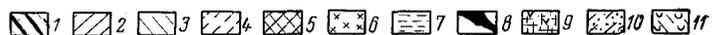
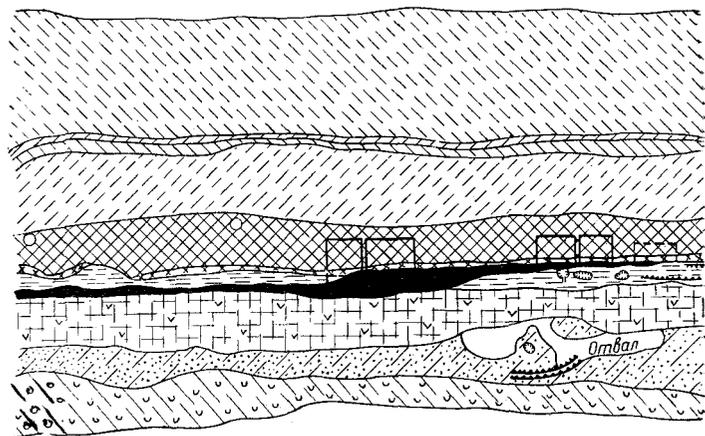


Рис. 8. Тип полого падающих пластообразных залежей озокерита.  
Геолого-литологическая карта (по Н. А. Храмову).

1—массагетский ярус—глины кирпично-красные; 2—3—сумсарский ярус; 2—глины зеленые, песчаник битуминозный, 3—глины малиновые; 4—Ханабадский и исфаринский яруса—глины; 5—6—риштанский ярус; 5—табачные глины, 6—известняки (горизонт *n*); 7—9—Туркестанский ярус: 7—глины зеленые (горизонт *n-m*), 8—известняки и песчаники озокеритоносные (горизонт *m*), 9—известняки с устричными банками (горизонт *m-l*); 10—алайский ярус—глины, песчаники, известняки (горизонт *l*); 11—сузакский ярус—ракушники, глины, гипсы (горизонт *l-k*).

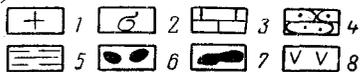
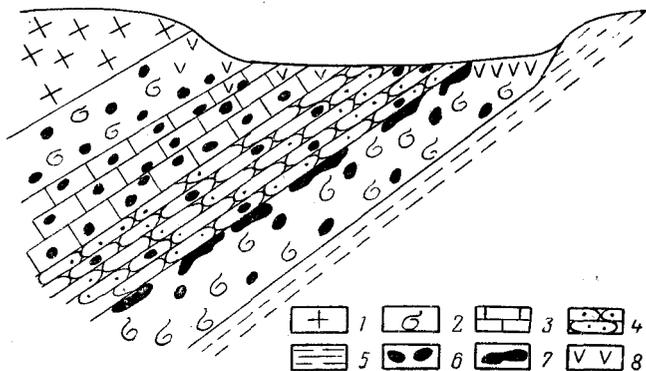


Рис. 9. Типы полого падающих пластообразных залежей озокерита.  
Геологический разрез.

1—мергелистые глины (горизонт *n-m*); 2—озокеритоносные породы (горизонт *m*); 2—ракушник песчанистый, 3—известняк песчанистый, 4—песчаник, 5—глины (горизонт *m-l*); 6—озокеритоносные пласты; 7—озокеритовые жилы; 8—охарсаненная зона.

Сравнительно широкое распространение получила разработка и асфальтовых жил, а также вкрапленного и импрегнированного асфальтита, который добывается главным образом с целью получения ценного сырья для лакокрасочной и электротехнической промышленности.

### Выходы (выделения) углеводородного газа и грязевые вулканы

Выходы (выделения) углеводородного или природного газа на земную поверхность встречаются или в газовых источниках, или в грязевых вулканах. Последние называются также грязевыми сопками, сальзами, блеваками и вулканоидами.

Грязевые вулканы, выделяющие углеводородный газ, не следует смешивать с сольфатарными грязевыми вулканами, возникающими в результате вулканической деятельности и выделяющими, как известно, сернистый ангидрид  $SO_2$ , сероводород  $H_2S$ , углекислоту  $CO_2$  и пары воды  $H_2O$ .

Углеводородный газ выделяется на земную поверхность или из сухих источников, или вместе с водой, а иногда и с нефтью.

Углеводородный газ из газовой залежи проникает на земную поверхность по трещинам главным образом тектонического происхождения, и лишь в отдельных случаях газоносные пласты выходят непосредственно на поверхность земли.

В составе природного углеводородного газа в большинстве случаев доминирует метан  $CH_4$ , иногда с примесью тяжелых углеводородов ( $C_2H_6$ ,  $C_3H_8$  и др.); обычно бывает примешан азот  $N$  и углекислота  $CO_2$ ; редко встречаются примеси сероводорода  $H_2S$  и благородных газов, в частности, гелия  $He$ .

Выходы газа издавна были известны на Апшеронском п-ове, вблизи г. Дербента, на Таманском, Керченском п-овах и в других местах.

Газопроявления являются вероятными признаками наличия залежей газа и нефти в недрах площадей или районов, с которыми они связаны.

В этом отношении большой интерес представляют грязевые вулканы, где происходят интенсивные выделения (проявления) газа и местами большое его скопление.

Грязевые вулканы интересуют геологов-нефтяников еще и потому, что их проявление тесно связано с нефтяными месторождениями.

И. М. Губкин [30] отмечал, что грязевые вулканы в нашей стране известны в областях нефтяных месторождений Азербайджана, Кубани, Тамани, а также на Керченском п-ове в зоне затухания Кавказского хребта и Крымской горной системы.

Небольшое количество грязевых вулканов имеется в Грузии, на южном склоне Кавказского хребта (в Кахетии) и в Туркмении, в районе Чикишляра.

За рубежом деятельность грязевых вулканов можно наблюдать на о. Тринидаде, на некоторых островах Малайского архипелага, в Индии, а также в Румынии.

На рис. 10, где показаны грязевые вулканы в Азербайджанской ССР, заметно бросается в глаза линейное их расположение,

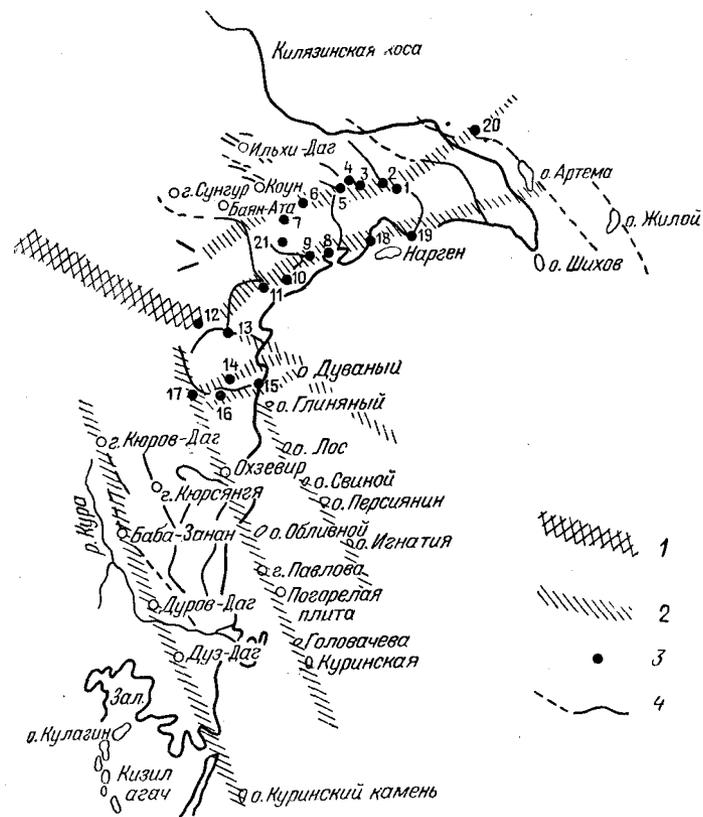


Рис. 10. Схема распространения грязевых вулканов Юго-Восточного Кавказа.

1—зона главного разлома; 2—прочие разломы; 3—грязевые вулканы; 4—антиклинальные зоны.

Главнейшие грязевые вулканы: 1—Бог-Бога; 2—Кирмаки; 3—Беюк-Даг; 4—Кейреки; 5—Зигил-пири; 6—7—Боз-Даг; 8—Лок-Батан; 9—Ахтарма; 10—Пильпиля; 11—Отман-базы; 12—Тоурогай; 13—Кяниза-Даг; 14—Кичик; 15—Алятские; 16—Котур-Даг; 17—Айран-Текая; 18—Биби-Эйбат; 19—Зых; 20—Бузовнинская сопка; 21—Сарынча-гюльбахт.

связанное с простираем крупных тектонических разломов. Это обстоятельство в определенной мере указывает на генезис грязевых вулканов, приурочивающихся к тектонически нарушенным зонам или участкам земной коры.

Так, например, установлено, что в пределах Крымско-Кавказской геологической провинции грязевые вулканы, как правило,

приурочиваются к антиклинальным складкам диапирового и крипто-диапирового типа, причем большинство из них располагается на периклинальных частях складок. Грязевые вулканы встречаются здесь также в центральных частях складок (Биби-Эйбат, Бог-Бога и др.) и на их крыльях, если они осложнены сбросами и разломами; часто грязевые вулканы приурочиваются и к местам резких изгибов антиклинальных (тектонических) линий, также осложненных дизъюнктивными разрывами (Кара-Даг, Лок-Батан, Котур-Даг и др.).

На генетическую связь диапировых складок, грязевых вулканов и нефтяных месторождений указал И. М. Губкин, который отмечал [28], что диапировая структура, нефтяное месторождение и грязевый вулкан являются по существу результатом единого процесса геологического развития области погружения и опускания Кавказского хребта.

Возникновение грязевых вулканов он связывал с началом формирования диапировых структур и указывал, что с этого момента к ядрам складок, как к наиболее поднятым и наиболее измятым и разрыхленным местам, получили доступ вода и газ, а потом и нефть, которые и обусловили образование грязевых вулканов и нефтяных месторождений.

Вода, устремляясь вместе с газом в ядро складки, размягчала его породы и под давлением газа поднималась вверх, выходя в виде газирующих источников на вершинах диапировых структур.

Если приток газа был обильный, то он не успевал полностью выйти наружу и накапливался в ядре структуры в больших количествах, вследствие чего давление в ядре достигало громадных размеров и происходило извержение газа, часто со взрывом.

Размеры грязевых вулканов бывают, как известно, самые разнообразные: от величины маленьких сопок, площадь которых составляет не более 1—2 км<sup>2</sup>, до большой величины своеобразных гор конической формы, высотой до нескольких сот метров над уровнем моря и занимающих площадь в несколько квадратных километров.

П. П. Авдусин [3] отмечал, что при всестороннем исследовании грязевых вулканов и прилегающих к ним участков земной коры можно сделать вывод о том, что морфологические особенности грязевулканических структур, размеры эруптивных аппаратов (рис. 11) и масса продуктов извержения находятся в прямой зависимости от горообразующих (тектонических) причин, величины газового фактора (дебита газовых струй), литологического состава пород, принимающих участие в извержении, массы жидкой фазы, примешивающейся к продуктам извержения, и глубины, на которой происходит смешение газовых продуктов извержений с жидкой фазой.

В большинстве грязевые вулканы представляют собой сравнительно небольшие по площади и незначительные по высоте

холмы конической формы, из жерла которых происходит выделение газа (иногда с нефтью), воды и грязи. Последняя, растекаясь по склонам вулкана (сопки), постепенно увеличивает его размеры. Периодически, по мере мощных накоплений газа в недрах вулкана, происходит, как мы отмечали, бурное извержение газа, сопровождающееся в большинстве случаев воспламенением его. При этом вслед за газом устремляется и потоки пластовой воды, которая вместе с газом разрушает стенки трещин, соединяющих жерло вулкана с газовой залежью, захватывает тонкие глинистые частицы и в виде грязи изливается на поверхность

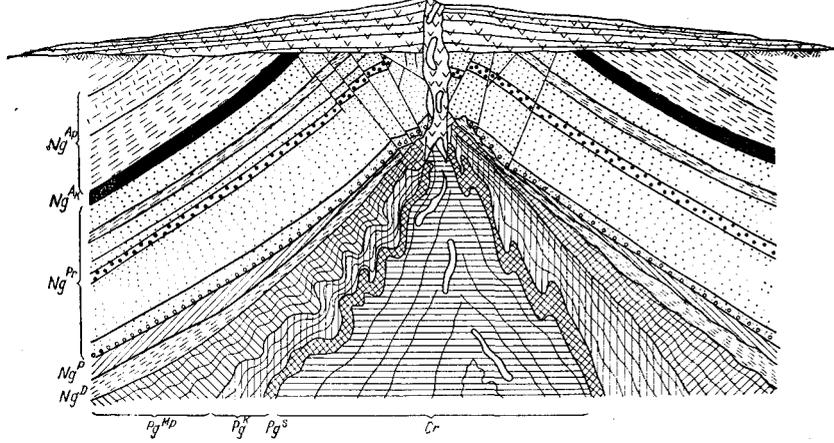


Рис. 11. Схема строения эруптивного аппарата грязевых вулканов восточного Закавказья, Азербайджанская ССР.

склонов вулкана. Стекая по склонам вулкана, эта грязевая масса неровной бугристой поверхностью и характером движений напоминает потоки магматической лавы. Длина этих потоков достигает многих сотен метров.

В табл. 3 дана классификация деятельности грязевых вулканов Крымско-Кавказской геологической провинции по И. М. Губкину и С. Ф. Федорову [30].

Таким образом, грязевые вулканы могут рассматриваться как вероятные признаки залежей нефти и газа в недрах зоны или района их распространения.

И. М. Губкин указывал на Балахано-Сабунчинское, Биби-Эйбатское, Нефте-Чалинское и другие нефтяные месторождения Азербайджанской ССР, как на наглядные примеры указанной выше связи грязевых вулканов с нефтяными месторождениями [27].

Одновременно он обращал внимание и на то обстоятельство, что в Советском Союзе и в зарубежных странах существуют многочисленные нефтяные месторождения, совершенно не свя-

Таблица 3

Классификация грязевулканической деятельности Крымско-Кавказской геологической провинции

Класс	Тип брекчии	Характер деятельности	Продукты выделений (кроме брекчии)	Размеры (высота над уровнем прилегающей площади)	Генетические признаки
Грязевой вулкан А. С избыточной водой	А. 1) Автокластиты (брекчия трения — выпирания) 2) Сопочная брекчия 3) Сопочные пелиты (илы)	А. 1) Извержения со взрывом 2) Извержения без взрывов — типа извержения вулкана на Лок-Батан в 1935 г. 3) Выдавливание брекчии 4) Спокойное выделение газа и жидкой грязи различной консистенции	А. 1) Воды щелочные, очень редко жесткие хлоркальциевые 2) Газ — преобладающее углеводородный (метана до 98%)	А. До 400—500 м	А. 1) Диapiroвая структура 2) Часто как самостоятельное явление, сбросы, разломы 3) Газ 4) Вода 5) Пластичные породы
Б. Без избыточной воды	Б. 1) Автокластиты (брекчия трения — выпирания) 2) Сопочная брекчия	Б. В общем то же, что и в п. „А“	Б. Газ того же типа, что и в п. „А“	Б. То же	Б. Те же, что и в п. „А“
Грязевая сальза	1. Сопочная брекчия 2. Сопочные пелиты (илы)	Спокойное выделение газа, воды и грязи	1. Воды 2. Газ } того же типа, что и в п. „А“	Небольшие, обычно до 4—6 м, редко выше	1. Газ 2. Вода (могут образоваться и без непосредственного влияния диapiroзма)

занные с областями распространения грязевых вулканов или сопок.

Поэтому, — предупреждал И. М. Губкин, — чтобы не переоценить значения выходов газа как показателей нефтяных месторождений, геологу-нефтянику следует в этом случае не забывать, что истинную оценку значения газопроявлений может дать только тщательное изучение геологических условий площади, с которой связаны эти газопроявления.

Выходы на земную поверхность пород, пропитанных нефтью, и битуминозных пород

Выходы на земную поверхность пород, пропитанных нефтью, особенно широко наблюдаются в пределах геосинклинальных областей, так как здесь обычно имеется большое количество разрушенных и эродированных складок, в сводовых частях которых и обнажаются (выходят) на поверхность пропитанные нефтью породы.

Выходы пород, пропитанных нефтью, можно наблюдать на Апшеронском п-ове, в Западной Украине, в Дагестанской АССР и в других районах, а за пределами нашей страны — в США, в Румынии, в пределах Южного Ирана и в других местах.

Выходы пород, пропитанных нефтью, наблюдаются и в пределах платформенных (равнинных) областей. Например, вблизи г. Шугурово в Татарии был обнаружен песчаник, пропитанный густой нефтью. Выход доломитизированного известняка, пропитанного нефтью, был также обнаружен вблизи Сюкеево, на правом берегу Волги. Выходы пропитанных нефтью песчаников можно наблюдать на Южном Тимане и в ряде других мест на Русской платформе.

В большинстве случаев выходящие на земную поверхность пропитанные нефтью песчаники также представляют собой объекты поисков промышленных залежей нефти и поэтому (выходы на поверхность пропитанных нефтью пород) могут быть отнесены к категории признаков, указывающих на возможное наличие залежей нефти в недрах.

Кроме того, к категории признаков, указывающих на возможное присутствие в земной коре залежей нефти, относятся также и выходы на поверхность битуминозных пород.

К битуминозным породам относятся породы, содержащие в значительном количестве битумы в рассеянном состоянии или в виде включений, т. е. заметно обогащенные битумом по сравнению со средним его содержанием.

Битуминозные породы окрашивают бензин, бензол и другие органические растворители. Они дают с указанными растворителями «вытяжку» различной интенсивности по окраске, в зависимости от количества содержащегося в породе битума, и при ударе издают запах нефти или легких ее погонов. В этом отно-

шении, как мы уже отметили выше, действительно оказывается необходимым, особенно в случае, если приходится иметь дело со слабо битуминозными породами, дополнить перечень нефтегазопоявлений, изложенный в нашей классификации, такими проявлениями их на земной поверхности, как: 1) запах легких погонов нефти при ударе или нагреве слабо битуминозных пород, 2) получение возгона желтых маслянистых капель — при их прокаливании и 3) окраска бензина, бензола и других органических растворителей — при исследовании проб на вытяжку.

Битуминозные, особенно глинистые, породы в большинстве случаев являются нефтематеринскими породами. Для кавказских нефтяных месторождений И. М. Губкин [27] считал такими породами отложения майкопской свиты.

В пределах Апшеронского п-ова, по его представлениям, нефтематеринской породой для нефти, мигрировавшей в песчаные пласты продуктивной толщи, считается мощная свита диатомовых сланцев, залегающая в основании продуктивной толщи плиоцена.

Из этой диатомовой свиты и непосредственно подстилающих ее спириалисовых глин на Апшеронском п-ове добывалось, например, в ядре диапировой Аташкинской антиклинали небольшое количество очень легкой и высокой по качеству нефти. Здесь в ядре «протыкания» (диапира) глины являются сильно перемятыми и изломанными, с наличием целой системы сложно взаимосвязанных между собой трещин, что и создало из них своеобразные, сугубо местного характера, коллекторы.

В Майкопском районе в сильно битуминозных темно-серых сланцеватых глинах майкопской свиты отдельные скважины также встречали небольшие, но устойчивые притоки нефти. Подобное явление в Майкопском районе наблюдается и в отношении пласта сильно битуминозной глины (с рассеянными по ней капельками нефти), залегающего среди нижележащей свиты фораминиферных слоев.

Материнскими породами для нефти месторождений Западной Украины считаются менилитовые сланцы нижнего олигоцена, являющиеся стратиграфическим аналогом майкопской свиты Кавказа, а для нефти месторождений Румынии — так называемая «соленосная формация» олигоцена, также аналогичная майкопской свите.

Для нефтяных месторождений Калифорнии (США) такими породами считаются диатомовые сланцы свиты монтерей и, отчасти, сланцы из свиты бакерос нижнего миоцена, а для нефтяных месторождений обширного Мид-Континента — девонские темные сланцы Чаттануга.

Таким образом, наличие битуминозных пород при проведении геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ является прямым признаком возможного обнаружения в недрах исследуемой площади залежей этих полезных ископаемых.

Однако не во всех случаях битуминозные породы связаны с нефтематеринскими образованиями.

В самом деле, в природе встречается большая группа битуминозных пород, а именно — различного вида битуминозные горючие сланцы сапропелевого характера, которые нельзя рассматривать исходными для образования природной нефти и углеводородного газа.

И. М. Губкин [27] рассматривал горючие сланцы (керогенные породы) как породы, органическое вещество которых не превратилось в нефть. Он говорил, что если бы горючие сланцы были развиты в областях погружения в переслаивании с песчаными породами и могли попасть в зоны высокого давления, то их органическое вещество превратилось бы в нефть.

По его мнению, в некоторых видах горючих сланцев процесс битуминизации не успел еще начаться, как они уже были выведены поднятием со дна моря из сферы биохимических и химических процессов. Как пример подобного явления он приводил кукерские горючие сланцы, в которых сине-зеленые, богатые жирами водоросли сохранились со времен нижнего силура почти неизменными.

Эти сланцы развиты в СССР в Прибалтийском бассейне: в Эстонии — районах Кохтла-Ярве, Кививыли, Ахтме и в Ленинградской области — в районе г. Гдова. Название они получили по району «Кукерс», где были впервые открыты в XVIII столетии.

Состав первоначального органического материала вещества кукерских сланцев (пелаген) примерно был следующий:  $C=49-52\%$ ;  $H=5,8-7\%$  и  $O=35-45\%$  [43]. В дальнейшем, в процессе потери кислорода и обогащения водородом и углеродом, пелаген последовательно превращался в сапропель, затем в уплотненный сапропелит. При этом состав органического вещества сланцев (или керогена) следующий:  $C=79\%$ ,  $H=9\%$  и  $O+N=12\%$ .

В волжских верхнеюрских сланцах процесс превращения органического вещества был более сложным, поэтому часть перешла в битум; однако на этой стадии дальнейшая битуминизация органического вещества сланцев остановилась.

В пределах западного борта Печорской депрессии, в районе р. Ай-Ю-ва в Коми АССР [37], процесс битуминизации верхнеюрских сланцев, видимо, также не успел еще закончиться, как они уже были выведены из сферы биохимических и химических процессов.

Непосредственно в районе развития ай-ю-винских битуминозных сланцев и в соседних районах — в юрских отложениях нефтяные и газовые залежи пока неизвестны. В Коми АССР, на Южном Тимане, известны еще в районе левых притоков р. Печоры — рек Ижмы и Ухты, битуминозные сланцы доманиковой свиты среднефранского подъяруса верхнего девона, геологически

связанные с залежами нефти и газа, не имеющие пока промышленного значения.

В этом отношении вызывает определенное сомнение принятое К. Б. Ашировым [7] допущение о том, что для восточной части Самарской Луки основными нефтепроизводящими свитами являются отложения доманика, которые по данным опорной Узюковской скважины в примыкающем участке Ставропольской депрессии развиты в глинисто-карбонатной фации.

Возвращаясь к вопросу о генетической взаимосвязи между битуминозными горючими сланцами и нефтематеринскими породами, следует на примере верхнеюрских битуминозных пород, о которых мы говорили выше, отметить, что на территории Эмбенского нефтеносного района (Казахская ССР) процесс битуминизации органического вещества, заключенного в глинистых осадках верхнеюрских отложений, был закончен полностью, т. е. породы оказались нефтематеринскими и дали нефть.

Можно привести целый ряд других примеров, наглядно иллюстрирующих сущность генетической взаимосвязи между битуминозными горючими сланцами и битуминозными нефтематеринскими породами. Исходя из изложенного выше автор считает, что можно сделать соответствующий вывод о том, что при проведении геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ установление на земной поверхности битуминозных нефтематеринских пород является весьма благоприятным признаком, указывающим на наличие залежей нефти и газа в пределах района или территории их распространения. Даже в случае обнаружения на земной поверхности битуминозных горючих сланцев есть некоторые основания рассчитывать на открытие залежей нефти и газа и в пределах территории (площади) их распространения или непосредственно на соседних площадях.

На примере битуминозных пород доманика можно допустить, что стратиграфически одновозрастные битуминозные отложения при наличии соответствующих палеогеографических условий могут быть битуминозными горючими сланцами или битуминозной нефтематеринской породой — источником образования нефти и газа.

Естественно напрашивается при этом простой вопрос: каковы же критерии или признаки отличия битуминозных толщ нефтематеринских пород от битуминозных толщ не нефтематеринских пород?

В работе [65] автором была приведена измененная генетическая классификация каустобиолитов (по В. Клубову), в которой все каустобиолиты подразделялись на пять классов: гумиты, сапропелиты, нефтяные битумы, карболиты и липтобиолиты. Согласно этой же классификации битуминозные (керогеновые) сланцы входили в состав класса сапропелитов, а битуминозные нефтематеринские породы не получили отражения, хотя их и следовало включить в состав класса нефтяных битумов.

Этот пробел в определенной мере восполнил Ш. Ф. Мехтиев<sup>1</sup>, который на основании проведенных им исследований битумов, битуминозных пород и некоторых других представителей каустобиолитов дал более развернутую классификацию каустобиолитов.

Он подразделил все каустобиолиты на три следующие группы, состоящие из пяти классов, которые соответствуют пяти классам нашей классификации: первая группа — гумусовая (угольная), вторая — смешанная гумусово-сапропелевая и третья — сапропелевая.

В ряд каустобиолитов гумусовой группы Ш. Ф. Мехтиев объединяет все горючие ископаемые, которые образуются из высших растений в аэробных условиях с доступом кислорода, а также смолы, являющиеся выделением растительных организмов. В ряд каустобиолитов смешанной гумусово-сапропелевой группы он включает все горючие ископаемые, которые образуются из исходного органического вещества, состоящего из смеси высших и низших растений, а также зоо- и фитопланктона. Наконец, в ряд каустобиолитов сапропелевой группы Ш. Ф. Мехтиев объединяет все разнообразие битумов, обязанных происхождением зоо- и фитопланктона в восстановительной среде.

Более подробно указанные три группы каустобиолитов он расчленяет следующим образом.

#### I. Каустобиолиты гумусовой (угольной) группы

Класс углей: а) торф; б) бурый уголь; в) каменный уголь; г) антрацит; д) графит.

Класс липтобиолитов: а) смолы; б) кутиновые липтобиолиты.

#### II. Каустобиолиты смешанной гумусово-сапропелевой группы

Класс доплеритов: а) кэннэл, кэннэл-богхед; б) касьянит, битуминозные угли; в) гагат, дизодил.

#### III. Каустобиолиты сапропелевой группы

Класс сапропелитов: а) массивные сапропелиты-богхед, торбанит; б) слоистые сапропелиты — горючие сланцы (битуминозные и пиробитуминозные).

Класс битумов: а) чистые нефтяные битумы (углеводородные газы, нефть, мальта, асфальт и прочие); б) битуминозные породы; в) пиробитумы (кериты, элькериты, антраксолиты); г) парафины (озокерит, гатчетит и др.).

Таким образом, Ш. Ф. Мехтиев включил первые два класса каустобиолитов, генетически связанных с растительными организмами, в одну группу, представители которой образуются в основном в окислительной среде. Третий класс составляют

каустобиолиты, образующиеся в основном также в окислительной среде, но состоящие из смеси высших и низших растений, а также из зоо- и фитопланктона. Четвертый же и пятый классы объединяют каустобиолиты сапропелевой группы, т. е. такие каустобиолиты, которые генетически связаны уже с восстановительной средой и образуются преимущественно из зоо- и фитопланктона.

Различие между двумя последними классами каустобиолитов, т. е. между сапропелитами, в состав которых входят горючие битуминозные сланцы, и битумами, среди представителей которых находятся битуминозные породы, заключается в том, что сапропелиты в своем видоизменении, пойдя по иному пути, не достигли битумообразования.

По этому признаку можно отличить битуминозные не нефтематеринские породы (горючие битуминозные сланцы, относящиеся к классу сапропелитов) от битуминозных нефтематеринских пород, являющихся представителями класса битумов. Это по существу и является ответом на поставленный выше вопрос о критериях или признаках отличия битуминозных толщ нефтематеринских пород от битуминозных толщ не нефтематеринских пород.

Таковы в целом видимые на земной поверхности естественные нефтегазопроявления и таково их практическое значение в деле поисков промышленных залежей нефти и газа при проведении геологопоисковых и разведочных работ.

#### Невидимые на глаз признаки или микропроявления нефти и газа на земной поверхности

Все естественные проявления или признаки нефти и газа, невидимые на глаз на земной поверхности (микропроявления), устанавливаются при помощи геохимических методов разведки, при условии уверенного и надежного определения тяжелых углеводородов и битуминозных веществ, а также некоторых элементов, являющихся спутниками нефти.

К числу признаков невидимых на глаз нефте- и газопоявлений на земной поверхности, обусловленных явлениями миграции (эффузии и диффузии), относятся прежде всего тяжелые углеводороды и метан, являющиеся составной частью залежей нефти и газа в земной коре, затем — битуминозные вещества, бактерии, избирательно окисляющие нефтяные газы, изменение окислительно-восстановительного потенциала (ОВП), наличие солей, характерных для вод, сопровождающих нефть, а также некоторых элементов, являющихся спутниками нефти.

Эти микропроявления нефти и газа, устанавливаемые в почвенном и подпочвенном слоях при помощи геохимических методов разведки и указывающие, следовательно, на возможное обнаружение на глубине в земной коре залежей этих полез-

<sup>1</sup> Ш. Ф. Мехтиев. О генетической классификации каустобиолитов. НХ, № 2, 1955.

ных ископаемых, отмечаются по наличию: 1) микроконцентраций газообразных и парообразных углеводородов, устанавливаемых при помощи метода газовой съемки; 2) эффектов физико-химических и биохимических изменений мигрирующих (эффундирующих и диффундирующих) газообразных и парообразных углеводородов, устанавливаемых при помощи бактериальной съемки, люминесцентно-битуминологической съемки, метода окислительно-восстановительного потенциала (ОВП) и т. д.

### ЕСТЕСТВЕННЫЕ НЕФТЕГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ В СКВАЖИНАХ ПРИ БУРЕНИИ

В настоящее время существуют три категории разведочных скважин (глубоких) на новых площадях: 1) собственно разведочные скважины, 2) поисково-структурные скважины и 3) опорные скважины<sup>1</sup>.

Собственно разведочные скважины, или просто разведочные скважины, закладываются на новой разведочной площади при благоприятных условиях для нефтегазообразования и формирования залежей нефти и газа, их сохранения.

Поисково-структурные скважины закладываются на новой площади при отсутствии уверенных данных о благоприятных условиях для формирования залежей нефти и газа и, в частности, при отсутствии исчерпывающих данных о тектоническом строении исследуемой площади. Необходимым остается только наличие условий, благоприятных для нефтегазообразования.

Бурение поисково-структурных скважин допускается в том случае, когда проведение определенного комплекса геолого-поисковых работ, включая и геофизические исследования, не дали положительных результатов.

Опорные скважины закладываются на площадях, еще не освещенных разведочным бурением и в отдельных случаях только предварительно изученных при помощи или геологических методов исследований или геофизических методов разведки, или комплекса тех и других методов одновременно.

Основной задачей бурения опорных скважин является геологическое изучение недр в целях определения направления поисково-разведочных работ для подготовки резервных запасов нефти и газа.

В результате бурения опорных скважин в пределах определенного района должно быть произведено стратиграфическое расчленение разреза пород, вскрываемых скважинами, выявлены прямые и косвенные признаки нефтеносности и газоносности

<sup>1</sup> В последнее время, как отмечалось выше, получил распространение метод заложения поисково-оценочных скважин в помощь опорному бурению, с целью поисков новых зон нефтегазонакопления.

этих пород, проведено сопоставление (стратиграфическая корреляция) разрезов с установлением его фациальных особенностей.

Кроме того, бурение опорных скважин дает возможность уточнить геотектоническое строение данного района и по возможности выявить наличие структур, благоприятных для скопления нефти и газа.

Наконец, опорные скважины необходимо бурить для освещения вопросов генезиса нефти и газа, формирования их залежей, а также оценки перспектив нефтегазоносности, выяснения гидрогеологических условий и получения сведений о таких полезных ископаемых, как угли, горючие сланцы, железные и марганцевые руды, цветные и редкие металлы, алюминиевое сырье, неметаллическое сырье и химическое сырье, включая и подземные воды.

Выбор места заложения каждой опорной скважины должен сочетаться с наличием общих наиболее благоприятных структурных условий для возможного получения наибольшего количества данных о характере нефтегазоносности отложений, которые могут оказаться продуктивными.

Таким образом, основная задача бурения опорных скважин — это изучение в геологически неисследованных (или малоисследованных) районах стратиграфии, литолого-фациальных особенностей, характера нефтегазоносности осадочных образований с целью определения направления геологопоисковых и разведочных работ для подготовки промышленных запасов нефти и газа.

### Проявления нефти и газа в разведочных скважинах при бурении

В соответствии с указанными категориями разведочных скважин, условиями заложения их и задачами, поставленными перед ними, в процессе бурения скважин ведется наблюдение за естественными нефтегазопроявлениями.

Комплекс наблюдений при бурении разведочных, поисково-структурных и опорных скважин за естественными нефтегазопроявлениями как прямыми признаками возможного или вероятного вскрытия залежей нефти и газа сводится к установлению: 1) непосредственных проявлений нефти и газа, а также признаков нефтегазоносности; 2) асфальтитовых или озокеритовых жил, а также пластовых образований озокерита; 3) битумопроявлений, а также битуминозных, главным образом, нефтематеринских пород.

При бурении разведочных скважин на новых площадях в пределах определенных интервалов глубин признаки нефти и газа устанавливаются на основании кернов (колонок пород), извлекаемых из разведочных скважин при помощи специальных колонковых долот.

Представление же о нефтегазоносности пород на протяже-

нии всего разреза вскрытых в разведочной скважине отложений получается по данным электрического и радиоактивного каротажа (гамма- и нейтронный гамма-каротаж) в комплексе с показаниями газового каротажа, фиксирующих непосредственное наличие микропроявлений нефти и газа в скважинах.

Электрокаротаж, или метод исследования вскрытых в скважине пород при помощи электрического тока, применяется у нас с начала тридцатых годов текущего столетия. К настоящему времени он получил исключительно широкое распространение. Каждая как разведочная, так и эксплуатационная скважина обязательно каротируются. Как правило, каротируются в настоящее время (главным образом в целях корреляции) и структурно-колонковые скважины.

Электрокаротаж всесторонне описан в нефтяной технической литературе [33, 34, 36, 99 и др.], поэтому нет совершенно никакой необходимости подробно останавливаться на ознакомлении с электрическим каротажом скважин и с интерпретацией его данных.

Значительно меньшее применение на практике, по сравнению с электрокаротажом, получили в настоящее время радиоактивные методы каротажа [34, 52, 55 и др.].

Между тем такие задачи, как отбивка водо-нефтяного контакта в продуктивном пласте при наличии в скважине обсадной колонны, выделение пористых, нефтегазонасыщенных зон (интервалов) в карбонатном разрезе, выделение пористых и продуктивных пластов при применении засоленных глинистых растворов и т. д. — могут успешно решаться только при помощи радиоактивных методов каротажа скважин.

Радиоактивный метод каротажа скважин (РК) основан на измерении интенсивности ядерных излучений пород, вскрытых при бурении скважин. В настоящее время этот метод применяется в двух модификациях: гамма-каротаж (ГК) и нейтронный гамма-каротаж (НГК).

Сущность первого из них (гамма-каротажа) заключается в измерении естественного гамма-излучения пород по стволу скважины, а второго (нейтронного гамма-каротажа) — в измерении вторичного гамма-излучения, возникающего в породах при облучении их нейтронами, источник которых спускается в скважину вместе с измерительным прибором.

Полученные данные (измерения) при помощи гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа взаимно дополняют друг друга. В настоящее время картирование скважин проводится в большинстве случаев двумя этими методами, которые объединяются общим названием — радиоактивный каротаж (РК).

Таким образом, кривая, полученная в результате гамма-каротажа, показывает изменение естественной радиоактивности пород, вскрытых скважиной, а кривая вторичного гамма-излучения характеризует водородонасыщенность этих пород.

Поэтому для правильной и безошибочной интерпретации данных диаграммы гамма-каротажа необходимо определенное знание литологических особенностей нормального разреза пород (отложений), слагающих данный район, в пределах которого проводится бурение, и подробное изучение их радиоактивности.

Методика интерпретации методов радиоактивного каротажа подробно изложена в ряде работ, поэтому мы не будем останавливаться на этом вопросе.

Надо только сказать, что пласты, насыщенные газом, водородсодержание которых резко отличается от водородсодержания водоносных и нефтеносных пластов при аналогичной пористости, отмечаются высокими показаниями кривой нейтронного гамма-каротажа по сравнению с показаниями против водоносных и нефтеносных пластов.

На основе этой особенности (закономерности) и производится в практике промысловых работ отбивка контакта в продуктивных пластах газ — нефть и газ — вода.

При нейтронном гамма-каротаже водо- и нефтенасыщенные пласты (или части пласта) различают по содержанию  $Cl$ , обладающими резко отличными и нейтронными свойствами<sup>1</sup>. Это различие сводится в основном к возрастанию против водонасыщенных (водоносных) пластов интенсивности и жесткости регистрируемого излучения и к уменьшению плотности тепловых нейтронов (рис. 12).

<sup>1</sup> Следует вообще отметить, что нефть и вода различаются по нейтронным свойствам только благодаря содержанию в них таких в основном элементов, как  $Ca$ ,  $Mg$ ,  $Na$ ,  $K$ ,  $Cl$ ,  $Br$  и  $I$ . Установлено, что эти элементы присутствуют в водоносных пластах в значительно больших количествах, чем в нефтеносных, причем наиболее интересным из них является  $Cl$ , так как он обладает резко отличными нейтронными свойствами.

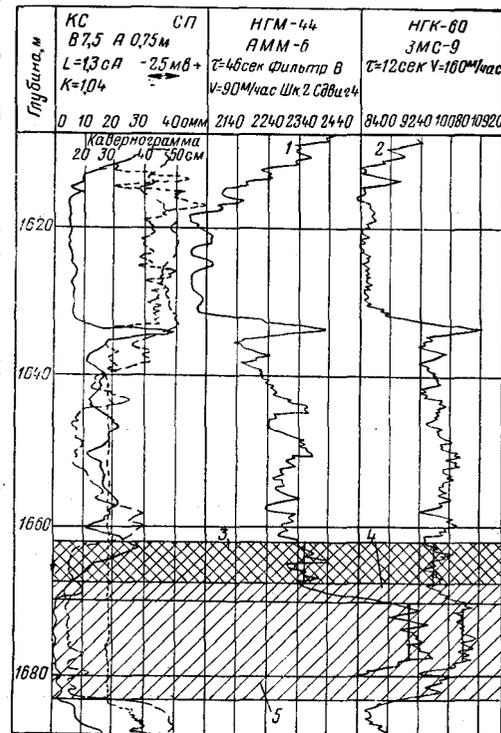


Рис. 12. График отделения нефти от воды методом НГМ.

1 — по методике МНИ; 2 — по стандартной методике; 3 — нефть; 4 — переходная зона; 5 — вода.

При этом повышение против водоносных пластов интенсивности и жесткости нейтронного гамма-излучения в количественном отношении таково, что дает полную возможность надежно выделить нефтеносные пласты от водоносных стандартным нейтронным гамма-методом. При этом необходимо только внести в конструкцию прибора и методику измерений соответствующие изменения, обеспечивающие наиболее четкое выявление нефтеносных и водоносных пластов.

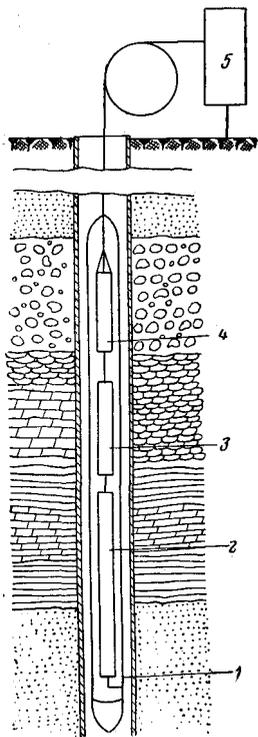


Рис. 13. Прибор для измерения в скважинах гамма-лучистой радиации.

1—корпус прибора; 2—батарея высокого напряжения; 3—счетчик Гейгера-Мюллера; 4—усилитель и преобразователь импульсов; 5—измерительная аппаратура. Запись кривой гамма-каротажной диаграммы производится полуавтоматическим каротажным регистратором и ничем не отличается от обычных приемов каротажной измерительной техники.

ленных зонах, однозначно определять в большинстве случаев<sup>1</sup> характер жидкости, насыщающей коллектор (нефть

или вода), и устанавливать степень его нефтеносности<sup>1</sup> (рис. 13).

Метод гамма-каротажа скважин впервые был разработан и осуществлен группой советских геофизиков: В. А. Шпаком, Г. В. Горшковым и А. Н. Громаковым.

<sup>1</sup> Подробные примеры применения радиоактивного каротажа приводит Ф. А. Алексеев в статье «Поднять роль радиометрических методов в исследовании нефтяных скважин и месторождений». НХ, № 6, 1955.

Рассматривая диаграмму на рис. 12, можно видеть, что показатели распределения нефти и воды в продуктивных пластах полученные при помощи нейтронного гамма-каротажа, практически полностью совпадают с данными электрокаротажа.

В частности, резко повышенным значением интенсивности нейтронного гамма-излучения отвечают по электрокаротажу интервалы пласта (пластов), полностью обводненные.

Таким образом, данные радиоактивного (гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа) при комплексном использовании их с показаниями электрокаротажа дают полную возможность более полно и более уверенно производить расчленение разреза на литологические разности, более надежно выделять продуктивные по нефти и газу пласты и более исчерпывающе давать оценку их промышленного характера.

На достигнутом уровне развития техники, при помощи радиоактивного каротажа можно успешно решать задачу достаточно надежного установления контакта нефть—газ и нефть—вода, выделять в карбонатных коллекторах пористые зоны и давать приближенную оценку пористости пород в выделенных зонах, однозначно определять в большинстве случаев<sup>1</sup> характер жидкости, насыщающей коллектор (нефть

<sup>1</sup> Путем сопоставления данных радиоактивного каротажа с удельным электрическим сопротивлением, определяемым электрокаротажем.

## КОСВЕННЫЕ ПРИЗНАКИ ВОЗМОЖНОГО ОБНАРУЖЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

При поисках промышленных залежей нефти и газа косвенные признаки возможного обнаружения залежей нефти и газа играют весьма значительную роль.

Например, установление изменения бурой и красно-бурой окраски глин сураханской и сабунчинской свит продуктивной толщи в серый и зеленовато-серый цвета при разведке ряда площадей на Апшеронском п-ове помогло руководствоваться при выборе наиболее перспективных участков для разведки.

Существует еще целый ряд и других признаков, которые помогают обнаружить в недрах залежи нефти и газа. К числу их относятся литолого-стратиграфические, гидрогеологические, гидрологические и геоморфологические, а также изменение окраски пород.

### Изменение окраски пород

Изменение окраски осадочных пород в сторону преобладания светлых тонов является характерным признаком влияния окислительно-восстановительного потенциала (ОВП) нефтегазовой залежи.

Природа явления изменения окраски осадочных пород под влиянием восстановительной роли углеводородов была выявлена И. М. Губкиным [30] при анализе характера нефтеносности уфимской свиты нижнепермского возраста в районе Белебея и Бугуруслана.

Так, отмечая, что в районе Белебея и Давлеканова породы этой свиты имеют красную и бурую окраску, а далее в западном и юго-западном направлениях, в районе Бугуруслана, они изменяют ее на зеленовато-серую, И. М. Губкин указывал, что это является вполне понятным, так как уфимская свита содержит в Бугуруслане промышленные залежи нефти. Происходит это потому, что под влиянием углеводородов бурая и красно-бурая окраска пород, зависящая от окисных соединений железа, исче-

зает и окисные формы в этих условиях восстанавливаются в закисные, имеющие зеленовато-серый цвет.

На восстановительную роль углеводородов в процессе их миграции в свое время обратил внимание и Л. В. Пустовалов [104].

Таким образом, изменение цвета осадочных пород от ярко-окрашенных (красных и бурых) до светлых (серых и зеленовато-серых) тонов может служить хорошим косвенным признаком залежей нефти и газа в земной коре.

В этом направлении в последнее время проделана большая и интересная исследовательская работа Л. П. Задовым и С. Я. Вайнбаумом [44]. Ими был детально изучен цвет пород на некоторых площадях Куйбышевского Заволжья, где залежи газа приурочиваются к калиновской свите нижнеказанского подъяруса, а залежи нефти — к кунгурскому ярусу нижней перми.

В изученных разрезах этих отложений довольно четко выявляется преобладание пород серого цвета в сводах складок и темно-окрашенных — на периферии, что полностью согласуется с допущением о влиянии восстановительной роли углеводородов на окружающую среду осадочных пород.

Таким образом, отмечают Задов и Вайнбаум, установленный факт изменения окраски пород в толще, покрывающей газонефтяные залежи, подтверждает явление диффузии углеводородов от очага их скопления в окружающую осадочную толщу и может служить признаком газонефтеносности исследуемых районов.

На рис. 14 приведен разрез одного из типичных месторождений Куйбышевского Заволжья. Здесь, как и на других площадях этого района, нефтеносны кунгурские отложения, а вышележащая калиновская свита является газоносной, причем газовая залежь занимает только незначительную часть сводового пространства. Газоносные доломиты калиновской свиты перекрыты слабопроницаемыми доломитово-ангидридовыми верхнеказанскими отложениями, выше которых залегают татарские песчаники, алевролиты и глины с прослойками известняков.

Из рис. 14 видно, что многочисленные интервалы сероцветных пород отмечаются в своде складки, тогда как на крыльях

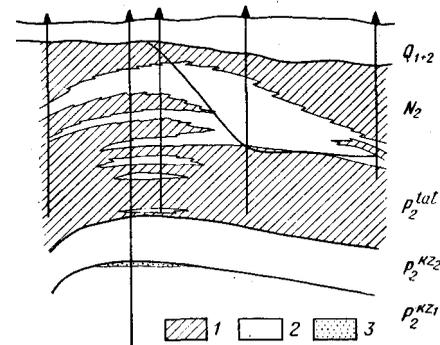


Рис. 14. Разрез типичного месторождения Куйбышевского Заволжья.

1 — буровые породы; 2 — сероцветные породы; 3 — газовая залежь.

преобладает бурая окраска, а количество и мощность сероцветных интервалов резко сокращаются.

Как на весьма любопытное явление Задов и Вайнбаум обращают внимание на то, что осветление окраски пород распространяется не только на коренные татарские слои, но и на более молодые акчагыльские отложения. По их мнению, мощная сероцветная зона, наблюдаемая в акчагыльских отложениях, связана с хорошо проницаемыми песчанистыми прослоями, а максимальная ширина светлоокрашенной зоны дает представление о величине ореола рассеивания потока углеводородов. Было установлено, что диаметр этого ореола в 3—3,5 раза больше диаметра газовой залежи.

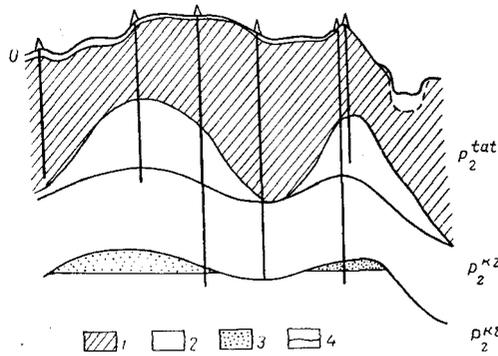


Рис. 15. Геологический профиль.

1—буроцветные породы; 2—сероцветные породы; 3—газовая залежь; 4—верхняя граница светлоокрашенных пород.

Рис. 15 наглядно иллюстрирует роль восстановительного влияния углеводородов на изменение окраски толщи пород, прикрывающей залежи газа. На нем изображен геологический профиль через два соседних газовых месторождения, в пределах которых газовые залежи приурочены к нижнеказанскому подъярису. Пробуренными здесь структурными скважинами была зафиксирована

верхняя граница распространения светлоокрашенных пород в толще татарских отложений. При этом обнаружилась тесная связь между формой этой граничной поверхности и геологической структурой каждого месторождения, т. е. сводам складок отвечали резкие подъемы граничной поверхности распространения светлоокрашенных пород.

При изучении изменения окраски пород на третьей площади, в пределах которой отсутствовала газовая залежь в калиновской свите и была установлена только нефтеносность нижней перми, Задов и Вайнбаум избрали другой метод изучения — построение по данным структурного бурения карты изолиний светлоокрашенных интервалов.

В данном случае ими была принята во внимание только толщина пестроцветных пород татарского яруса (от кровли нижнетатарского подъяруса вверх по разрезу на 130 м и по мощности).

На рассматриваемой площади эта толща была вскрыта всеми скважинами и литологически оказалась представленная переслаивающимися глинами (от розовато- до фиолетово-корич-

невых оттенков), песчаниками (от розовато-коричневой до желтовато-серой окраски) и светло-серыми известняками.

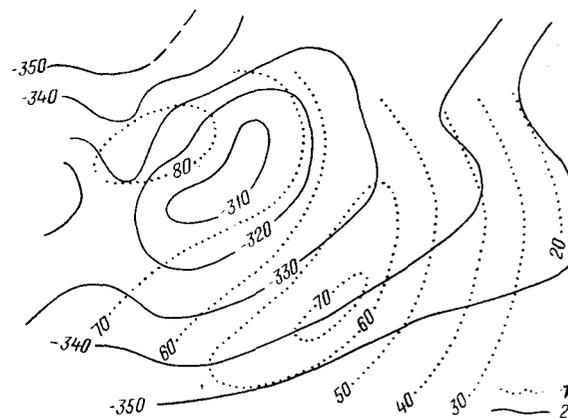


Рис. 16. Карта мощностей изолиний.

1 — изолинии мощностей светлоокрашенных пород; 2 — стратизогиасы.

Изучение составленной карты изолиний наглядно показало влияние залежей нефти, приурочивающейся к своду складки, на окраску прикрывающих ее (залежь) пород татарского яруса (рис. 16).

### Литолого-стратиграфические признаки

В работе автора [65] подробно рассмотрен вопрос о генетической связи процесса нефтегазообразования с определенными условиями осадконакопления, благоприятствующими как накоплению, сохранности и преобразованию нефтематеринских органических веществ в газообразные и жидкие углеводороды, так и способствующих аккумуляции их в промышленных количествах в пластах-коллекторах.

Отмечалось, что такие благоприятные условия осадконакопления наблюдались в прибрежных зонах морей, в пределах зон колебания уровня моря, где море то наступало на сушу, то отходило обратно. При этом исходной базой являлась концепция И. М. Губкина, что почти все месторождения нефти и газа, за весьма редкими исключениями, связаны с осадками прибрежного или лагунного характера, т. е. с мелководными отложениями.

Таким образом, установление мелководных отложений в пределах определенной области, на территории которой не известны еще ни месторождения нефти, ни месторождения газа, связанных с образованием осадков прибрежного или лагунного характера, может служить определенным косвенным признаком возможного обнаружения залежей нефти и газа.

Это обстоятельство получает еще большее подкрепление в том случае, если установленный возраст мелководных отложений будет стратиграфически отвечать отложениям, которые в пределах соседних или ближайших областей уже показали себя промышленно нефтеносными или промышленно газоносными.

### Гидрогеологические признаки

Косвенные признаки гидрогеологического характера являются заслуживающими самого серьезного внимания к ним и тщательного изучения их с точки зрения наиболее полного использования в нефтепоисковой практике.

Это объясняется тем обстоятельством, что при изучении гидрогеологических предпосылок не только химический состав вод различных источников, но и условия подземной их циркуляции могут служить важным косвенным признаком, указывающим на возможное обнаружение в недрах исследуемой площади или района промышленных скоплений нефти и газа.

В этом отношении в первую очередь заслуживает внимания солевой состав вод как показатель возможной нефтегазоносности. Всестороннее рассмотрение условий образования подземных вод, связанных с залежами нефти и газа, позволило установить основные генетические типы вод [1, 130, 131, 132 и др.]. При этом наиболее распространенными в недрах нефтяных месторождений оказались гидрокарбонатнонатровый и хлоркальциевый типы вод.

В соответствии с этим обнаружение в любом источнике указанных типов вод (гидрокарбонатнонатрового и хлоркальциевого) может служить косвенным признаком возможного наличия залежей нефти и газа. Установлено, что хлоркальциевые воды являются наиболее благоприятным показателем нефтеносности в недрах в том случае, когда отмечается высокая минерализация этих вод, принадлежность их к резко выраженной хлоридной группе, значительное содержание хлоридов щелочных земель, незначительное содержание или полное отсутствие сульфатов и содержание йода, нафтеновых кислот, брома и бора.

Незначительное содержание или полное отсутствие сульфатов в водах нефтяных месторождений объясняется наличием процессов десульфирования, которые с этой точки зрения могут также рассматриваться как косвенные признаки нефтегазоносности.

Как известно, процесс восстановления сульфатов, содержащихся в водах, связанных с залежами нефти и газа, является одним из наиболее распространенных процессов, протекающих в недрах нефтяных и газовых месторождений.

В результате этого процесса и происходит практически полное удаление сульфатов из вод нефтяных и газовых месторождений, появление в этих водах сероводорода и увеличение содер-

жания в них гидрокарбонатов, благодаря чему в отдельных случаях наблюдается даже преобразование сульфатных вод в новый гидрокарбонатнонатровый тип. Практически полное удаление (восстановление) сульфатов в водах нефтяных месторождений обуславливается как влиянием жидких углеводородов (возможно, и газообразных), так и жизнедеятельностью бактерий, потребляющих углеводородные компоненты битумов.

Следует для полноты освещения отметить, что в результате дисульфирования вод нефтяных месторождений происходит окисление отдельных компонентов состава как нефти, так и газа, вплоть до образования свободной углекислоты.

Гидрокарбонатнонатровый тип вод является благоприятным косвенным показателем возможного наличия в недрах залежей нефти и газа в том случае, когда в водах определяют высокое содержание гидрокарбонатов или хлоридов натрия, весьма незначительную сульфатность и наличие сероводорода, нафтеновых кислот, йода и других микрокомпонентов, характерных для вод нефтяных месторождений.

В случае резкой сульфатности разреза нефтяного месторождения в ряде случаев констатируется хлормagneиновый и даже сульфатнонатровый типы вод, так как в указанных условиях образование хлоркальциевого типа вод является затруднительным. Такие воды имеются в пределах Бугурусланского нефтяного месторождения.

Следовательно, в отдельных, исключительных случаях косвенным признаком возможного наличия в недрах залежей нефти и газа может служить констатация в различных источниках хлормagneинового (иногда даже и сульфатнонатрового) типа вод при условии, однако, что воды, принадлежащие этим типам, должны характеризоваться высокой минерализацией, слабой сульфатностью и содержанием ряда компонентов, характерных вообще для вод нефтяных месторождений (бром, бор, барий, стронций, возможно, фтор, радий и некоторые другие элементы).

Наиболее наглядное представление о роли и значении гидрогеологических признаков как косвенных показателей возможного наличия в земной коре залежей нефти и газа дает построение (составление) карт прогноза нефтегазоносности для отдельных геологических областей и провинций по гидрохимическим параметрам.

Такие карты были составлены для Азербайджанской нефтегазоносной области В. А. Сулиным (рис. 17) и для Эмбенской нефтегазоносной области А. А. Варовым (рис. 18). Составленная по гидрохимическим параметрам (показателям) карта прогноза нефтегазоносности Азербайджана позволила, например, выделить ряд новых участков, заслуживающих определенного интереса с точки зрения возможного обнаружения в их недрах промышленных залежей нефти и газа.

На карте прогноза нефтеносности Эмбенской нефтегазоносной области, составленной по гидро-химическим показателям, можно также выделить целый ряд перспективных районов.

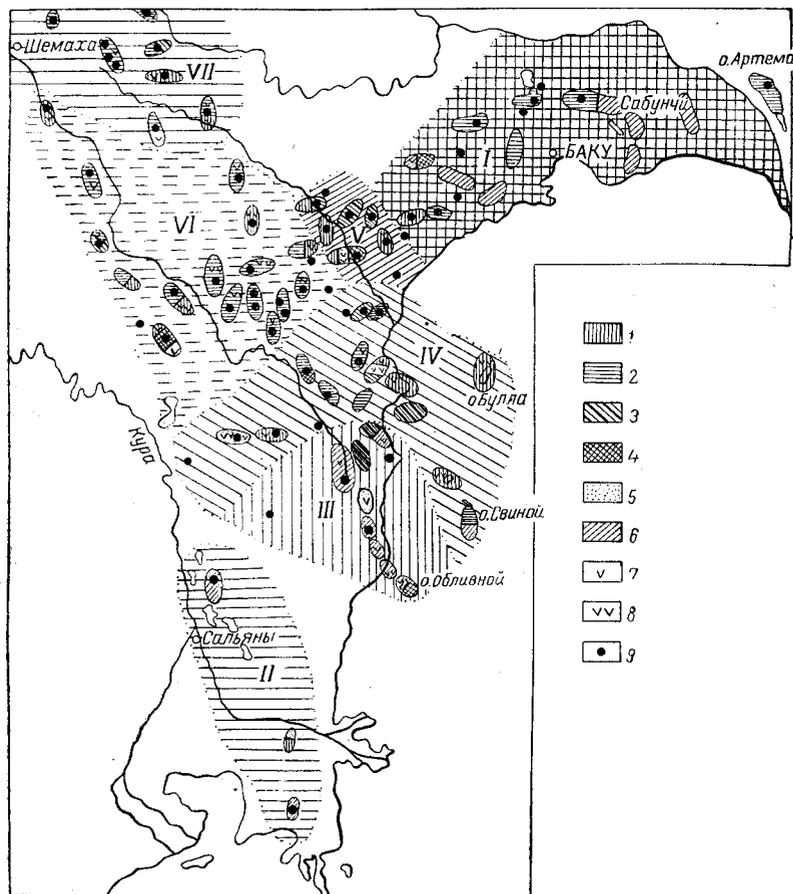


Рис. 17. Азербайджанская нефтеносная провинция (по В. А. Сулину).

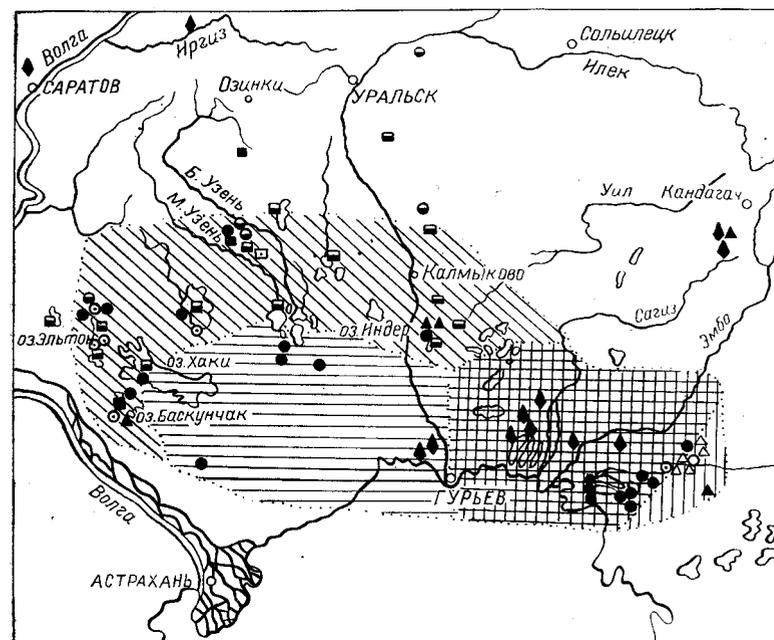
Типы вод: 1—гидрокарбонатные ( $A_1 < 15$ ); 2—гидрокарбонатные ( $A_1 > 15$ ); 3—сульфатнонатровые; 4—хлормагниево; 5—хлоркальциевые ( $S_2 < 15$ ); 6—высокохлоркальциевые ( $S_2 > 15$ ); 7—слабосульфатные ( $< 1,0 \text{ мг-экв } SO_4 \text{ на } 100,0$ ); 8—сульфатные ( $> 1,0 \text{ мг-экв } SO_4 \text{ на } 100,0$ ); 9—грязевой вулкан.

Условные обозначения зон: I—зона высокой промышленной нефтеносности—Апшеронский п-ов; II—зона высокой промышленной нефтеносности—Прикуриный район; III—перспективно на нефть—Пирсагатская зона; IV—локальная нефтеносность—южный Кабристан; V—возможная локальная нефтеносность; VI—локальная нефтеносность—центральный Кабристан; VII—перспективная при наличии структуры и коллекторов.

В 1940 г. В. А. Сулиным совместно с Г. А. Гуляевой и А. А. Варовым была построена по составу вод подобная же карта прогноза нефтеносности и для некоторых районов Волго-Уральской нефтегазоносной области, причем за основной косвенный критерий возможной нефтеносности был принят пока-

затель наличия хлоркальциевых вод и содержания в них сероводорода.

В пределах территории Волго-Уральской нефтегазоносной области по этим показателям был выделен ряд районов, различных по степени их перспективности. Одним из таких районов оказался Шугуровский район, в пределах которого впоследствии была установлена промышленная залежь нефти.



● 1 ○ 2 ⊙ 3 ▲ 4 △ 5 ◆ 6 ■ 7 ▣ 8 ■ 9

Рис. 18. Эмбенская нефтеносная провинция (по А. А. Варову).

1—хлоркальциевого типа; 2—хлормагниевого типа; 3—сульфатнонатрового типа; 4—хлорнатровые; 5—гидрокарбонатные (1—5—воды соленых источников); 6—нефтяные месторождения; 7—зона вод хлоркальциевого типа; поверхностные нефтепроявления; промышленная нефтеносность; 8—зона вод хлоркальциевого типа; поверхностные нефтепроявления отсутствуют; возможна промышленная нефтеносность; 9—зона вод смешанного типа; поверхностные нефтепроявления отсутствуют; возможна локальная нефтеносность (7—9—соленые озера).

Следует рассмотреть с этой же точки зрения и значение условий подземной циркуляции вод. Однако предварительно следует осветить вопрос, связанный с возможностью суждения о наличии залежей нефти в недрах определенной площади исходя из данных о существовании в ее пределах застойного водного режима в качестве косвенного показателя, при котором создаются оптимальные условия для сохранения сформировавшихся в земной коре скоплений нефти и газа.



территории Затеречной равнины застойного характера (режима) подземных вод, приуроченных к целому ряду стратиграфических комплексов третичных отложений, и на основании этого косвенного признака считать возможным обнаружение в недрах этой территории промышленных залежей нефти и газа.

### Гидрологические признаки

Эти признаки полностью базируются на основах гидрологической разведки нефтяных и газовых горизонтов, предложенной еще в 1934 г. В. П. Яковлевым [154, 155, 156, 157]. Сущность этой разведки заключается в наблюдениях за изменениями статического уровня или давления в простаивающих скважинах, происходящими вследствие изменения количества отбираемой жидкости из соседних скважин того же пласта.

Теоретической основой гидрологической разведки является изменение давления, при помощи которого представляется возможным изучить на больших расстояниях пористость и проницаемость пласта-коллектора.

В этом, собственно, и заключается большое преимущество гидрологической разведки по сравнению, например, с электрическим каротажем скважин. По последнему, как известно, можно изучить коллекторские свойства пористых пластов только в пределах сравнительной небольшой области вокруг ствола скважины; в то же время гидрологическая разведка дает представление о характере и распространении коллектора.

Это изучение основано на следующем. При прекращении отбора жидкости в исследуемой скважине пластовое давление вокруг нее начинает повышаться. Этот процесс увеличения давления распространяется во все стороны в виде упругой волны — волны давления. Дойдя до соседней простаивающей скважины, упругая волна повышает в ней статическое давление. Это повышение статического давления можно легко наблюдать при помощи точных приборов по времени прихода волны, обусловившей повышение давления, а также по величине и по характеру повышения давления, что позволяет судить о коллекторских свойствах пористого пласта-коллектора, его распространении и характере сплошности.

Все это вместе взятое в совокупности с предпосылками геологического характера о тектоническом строении площади или территории, в пределах которой ведутся работы по исследованию скважин, может служить косвенным признаком возможного обнаружения залежей нефти и газа.

Для получения наибольшей ясности о роли и значении гидрологических признаков рассмотрим характерные примеры, которые приводит Яковлев [157].

Первый пример. Заложенная глубокая разведочная скважина А (рис. 19) на юго-восточном погружении оси одной из структур, расположенных в Грозненском нефтеносном районе,

пройдя последовательно караганские и чокракские песчаники, установила, что II горизонт представлен здесь не одним, как обычно, а двумя пластами песчаников, разделенными между собой глинистым пропластком.

Поскольку в пределах сводовой части рассматриваемой структуры II горизонт представлен одним пластом песчаника (см. рис. 19), возникает необходимость решить вопрос о том, могло ли произойти это за счет выклинивания верхнего пласта песчаника вверх по восстанию (см. рис. 19, а) или же за счет вклинивания глинистого пропластка, разделяющего пласты песчаника (рис. 19, б). Это важно решить потому, что в первом случае (см. рис. 19, а) обязательно должна быть выклинивающаяся вверх по восстанию промышленная залежь нефти, располагающаяся между сводом структуры и скважиной А, поскольку II горизонт является регионально нефтеносным в пределах всего района. Во втором случае (см. рис. 19, б) условий для образования нефтяной залежи нет.

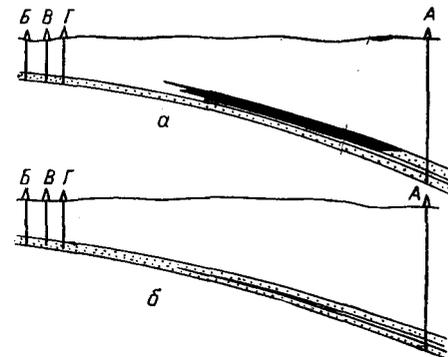


Рис. 19. Схема возможных вариантов выклинивания пластов II горизонта в районе глубокой скважины.

Яковлев отмечает, что для установления выклинивающейся вверх по восстанию нефтяной залежи было пробурено в течение нескольких лет еще пять скважин, давших, однако, отрицательные результаты.

Между тем, пользуясь косвенными гидрологическими признаками, базирующимися на применении метода гидрологической разведки, можно было бы ограничиться всего только сравнительно простыми исследованиями в скважине А, направленными на прослеживание по ним работы скважин Б, В и Г, расположенных в присводовой части структуры и эксплуатирующих тот же пласт II горизонта.

При таком прослеживании в случае, если существует прямая взаимосвязь пусков и остановок этих скважин последовательно через оба пласта песчаников II горизонта, обнаруженных в скважине А, является очевидным, что оба эти пласта вверх по восстанию от скважины А сливаются в один пласт, как это показано на рис. 19, б, и, следовательно, отсутствуют какие-либо основания обнаружить во II горизонте новую залежь нефти на погружении структуры.

Если же при проведении исследований в скважине А было бы установлено по верхнему пласту песчаника II горизонта отсут-

ствии прямой связи со скважинами *Б*, *В* и *Г*, то должны были бы сделать вывод, что этот пласт выклинивается между скважиной *А* и скважинами *Б*, *В* и *Г*, как это показано на рис. 19, *а*.

Для обнаружения возможной залежи в зоне выклинивания следовало бы начать бурение ряда глубоких разведочных скважин.

Второй пример. Для детализации особенностей тектонического строения северного крыла одной из структур, также расположенной в пределах Грозненского района, и выяснения возможных осложнений его дизъюнктивным нарушением была заложена на расстоянии 1200 м от разбуренной зоны новая разведочная скважина на глубину 2200 м. Эта скважина прошла в нормальной последовательности весь разрез караганских и чокракских отложений, так и не обнаружив ни залежей нефти, ни какого-либо осложнения крыла дизъюнктивным нарушением.

Позднее, через несколько лет, в результате обобщения накопленного геологического материала по этой структуре появилась твердая уверенность в наличии ранее предполагавшегося дизъюнктивного нарушения (сброса) с простираем, почти параллельным простираению оси складки.

После установления такого нарушения появилась возможность обнаружить на северном крыле структуры новую экранированную сбросом залежь нефти.

Для подтверждения этого пробурили две глубокие разведочные скважины, хотя для гидрологических исследований можно было использовать первую пробуренную разведочную скважину.

В этом случае при прямой взаимосвязи пусков и остановок разведочной скважины на северном крыле со скважинами, расположенными в пределах разбуренной зоны, было бы ясно, что между ними нет никакого экрана, обусловленного сбросовым нарушением.

В противном случае, при отсутствии такой взаимосвязи, можно допустить существование сбросового нарушения и экранированной сбросом залежи нефти. Для обнаружения такой залежи следовало бы заложить глубокие разведочные скважины.

Таким образом, гидрологические признаки, основанные на данных гидрологической разведки, могут оказывать серьезную помощь в практике проведения нефтепоисковых работ как косвенные, но убедительные показатели возможного обнаружения различного вида залежей нефти.

### Геоморфологические признаки

По геоморфологическим признакам можно обнаружить только структуры (тектонические формы), благоприятные для промышленного скопления нефти и газа.

Поэтому такие исследования дают положительные результаты в том случае, если они проводятся в пределах районов или площадей с уже установленной промышленной нефтегазоносностью.

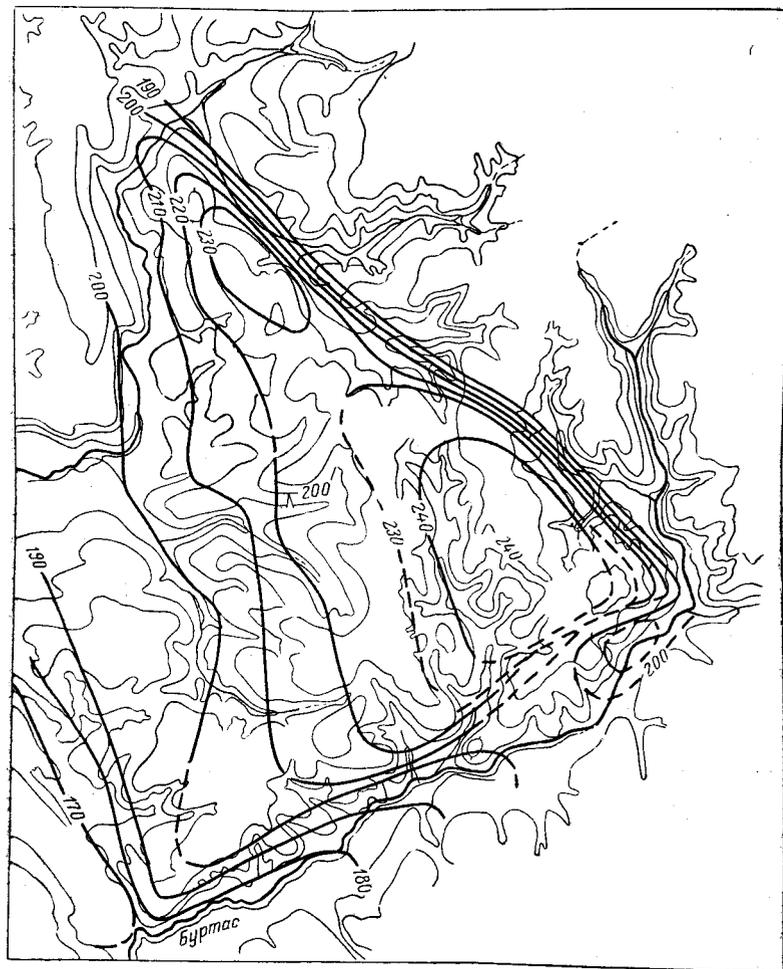


Рис. 20. Структурная схема Черкасского поднятия по подошве сантона.

Закономерность в соотношении современного рельефа с тектоникой была констатирована В. В. Ламакиным [74, 75] в пределах Печорской равнины, на территории окраинной зоны северо-восточной части Русской платформы.

По его исследованиям, соотношения между поверхностными и древними глубинными структурами, вследствие неравномер-

ности направленных движений довольно сложные за счет несогласных наложений новых структур на более древние.

Однако в настоящее время, отмечает Ламакин, можно признать, что современные структуры Печорской равнины повторяют в общих чертах находящиеся под ними структуры в коренных породах.

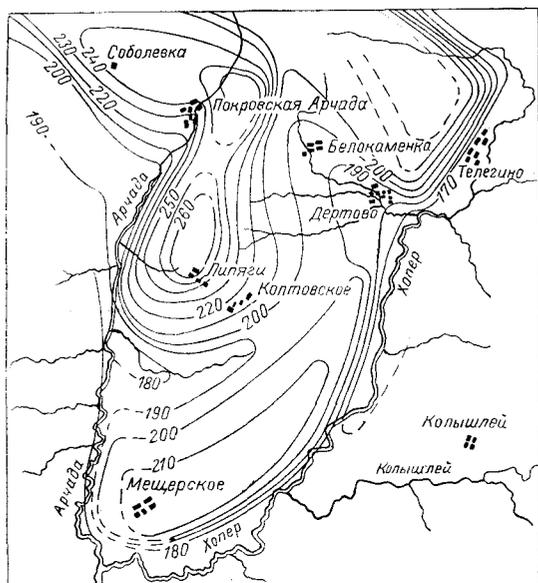


Рис. 21. Структурная схема междуречья Арчады и Хопра. Стратоизогипсы по подошве сантона (по В. Л. Соколову).

На основании этого наложения он считает вполне возможным по данным изучения рельефа и тектоники произвести тектоническую экстраполяцию на всю Печорскую равнину.

На совещании в Москве в 1948 г. по вопросам новейших движений коры, созванном географической секцией Московского общества испытателей природы [100], В. В. Ламакин, подтвердив ранее сделанный им вывод о тесной и закономерной взаимосвязи между рельефом Печорской равнины, новейшими тектоническими движениями и древними структурами, предложил использовать при поисках нефтеносных структур данные по изучению неотектоники и особенностей рельефа.

В этом отношении являются также интересными и результаты изучения молодых покровных отложений в пределах Предкавказской равнины, на основании которых устанавливается слабая дислоцированность погребенных горизонтов и наличие весьма молодого по возрасту погружения зоны Ахтарского по-

бережья, сопровождающегося относительным поднятием зоны Ейского полуострова.

Этот пример, описанный В. Г. Левинсоном [76], также указывает на большое значение в практике нефтепоисковых работ изучения молодого покрова и может служить источником ценных данных по структурному расчленению этой равнины.

Заслуживает серьезного внимания при освещении значения геоморфологических признаков установление В. Л. Соколовым и Л. П. Климушиной [124] вполне закономерной связи (соотношения) современного рельефа со структурными формами мезозойских отложений в пределах полосы Керенско-Чембарских поднятий. Упомянутые авторы с убедительностью показали, что все поднятия Керенско-Чембарской зоны занимают водораздельные пространства, совпадая с наиболее возвышенными их частями (рис. 20), а структурные депрессии, как правило, приурочены всегда к основным речным долинам, в резких изгибах которых наблюдается повторение очертаний склонов поднятий и простираение структурных ступеней (рис. 21).

Приведенные примеры показывают на серьезное практическое значение геоморфологических признаков при поисках структур, благоприятных для формирования промышленных залежей нефти и газа в недрах исследуемой территории или площади.

## ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

### СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ГЕОЛОГОПОИСКОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Прежде всего необходимо отметить, что организация и проведение геологопоисковых работ на нефть и газ должна строго базироваться на тех теоретических предпосылках, которые закладываются в геологическое обоснование при их проектировании в пределах определенной площади (района, области) как перспективной для поисков и разведки.

В настоящее время поиски и разведка промышленных залежей нефти и газа в пределах новых площадей (районов, областей) производится двумя самостоятельными этапами, подразделяющимися в свою очередь на определенные стадии.

Первый этап — проведение геологопоисковых работ, включающее региональное геологогеофизическое исследование нового района или области, установление и изучение условий, благоприятных для нефтегазообразования и отложения пластов-коллекторов, поиски структур, благоприятных для промышленного скопления нефти и газа, проверка и подготовка их к глубокому разведочному бурению.

Одновременно с поисками структур, а иногда и в процессе подготовки их к глубокому разведочному бурению производятся и геохимические исследования; эти исследования имеют целью установить в первую очередь прямые признаки нефтегазонасности в пределах исследуемой территории.

Второй этап — проведение глубокого разведочного бурения уже с непосредственной целью установления наличия или отсутствия промышленных залежей нефти и газа в недрах структуры (площади), подготовленной к этому бурению; при положительных результатах, в случае обнаружения таких залежей, производится в дальнейшем подготовка их к промышленной разработке и эксплуатации.

Первый этап поисков и разведки промышленных залежей нефти и газа в пределах новых районов или областей осуществляется путем проведения геологопоисковых работ при помощи геологических и геофизических методов исследования при наи-

более рациональном сочетании (комплексировании) этих методов.

В частности, региональное геолого-геофизическое изучение новых районов или областей осуществляется при помощи:

1) рекогносцировочных мелкомасштабных геологических исследований, при которых выявляются литолого-фациальные и стратиграфические особенности изучаемой площади, характер тектоники и структуры, благоприятные для скопления нефти и газа, предварительные условия нефтегазообразования и формирования залежей этих полезных ископаемых, а также наличие или отсутствие естественных нефтегазопроявлений, а попутно и других полезных ископаемых;

2) маршрутных, главным образом, аэромагнитных (или просто магнитометрических) и гравиметрических исследований, при которых выявляются предварительные основы общего геолого-тектонического строения исследуемой площади и устанавливаются участки, заслуживающие проведения более детальных площадных геофизических и геологических исследований, с целью уточнения и детализации тектонического строения обнаруженных структур, благоприятных для промышленного скопления нефти и газа.

Поиски тектонических структур, благоприятных для промышленного скопления нефти или газа, и предварительное их изучение производятся путем:

1) маршрутных сейсмических профилей, сочетающихся с профилями структурно-колонковых скважин;

2) детальных (площадных) геологических исследований более крупного масштаба с применением мелких горных выработок (канал, шурфов и проч.) и картировочного бурения;

3) детальных (площадных) геофизических исследований — главным образом, сейсморазведки и электроразведки.

Проверка существования тектонических структур, благоприятных для промышленного скопления нефти и газа, и подготовка их к глубокому разведочному бурению производится, в зависимости от геологических особенностей исследуемой площади, как правило, следующими методами:

1) структурно-колонковым бурением;

2) сейсмическими детальными исследованиями;

3) комплексным сочетанием сейсморазведки и структурно-параметрического бурения.

Второй этап поисков и разведки — установление наличия промышленных залежей нефти и газа, оконтуривание их и подготовка к промышленной разработке и эксплуатации — осуществляется полностью при помощи только глубокого разведочного бурения, которое проводится в пределах подготовленной для этого структуры (площади) в полном соответствии с существующими наиболее рациональными системами разведки месторождений нефти и газа.

Таким образом, весь комплекс геологических, геофизических и геохимических исследований, направленный на региональное геолого-геофизическое изучение новых районов или областей, поиски, проверку и подготовку к глубокому разведочному бурению выявленных в их пределах структур, а также на подкрепление перспектив их нефтегазоносности, объединен под одним общим названием — геологопоисковые работы на нефть и газ. В этот комплекс обычно включается еще проведение и всех геодезических и топографических работ, связанных с необходимостью обеспечения геологических и геофизических исследований соответствующей топогеодезической основой.

Все работы по проведению глубокого разведочного бурения на новых площадях, составляющие второй этап и направленные на установление наличия или отсутствия промышленных залежей нефти и газа, оконтуривание их и подготовку к промышленной разработке и эксплуатации, объединены под названием разведочных работ на нефть и газ.

### ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Геологические методы поисковых работ на нефть и газ сводятся к проведению геологических рекогносцировочных исследований, детальных геологосъемочных работ при выявлении и установлении перспективных площадей и структурно-коллекторного бурения с целью подтверждения наличия структур, благоприятных для промышленного скопления нефти и газа и подготовки их к глубокому разведочному бурению.

На описании проведения рекогносцировочных исследований и детальных геологосъемочных работ не будем останавливаться, поскольку этот вопрос хорошо освещен И. О. Бродом и Е. Ф. Фроловым [17], Н. И. Буяловым [18] и др. Следует иметь в виду также и руководство, составленное В. П. Мирошниченко [92] по аэрогеосъемке в части применения аэрофотосъемки для геологических исследований.

Аэрофотосъемка, особенно при хорошей обнаженности пород, значительно ускоряет процесс изучения больших территорий и областей. Благодаря тому, что на аэроснимках и аэрофото-схемах четко отражается микрорельеф и выходы на поверхность отдельных пластов и горизонтов, значительно облегчается протягивание отдельных стратиграфических границ, чем и ускоряется проведение геологосъемочных работ.

### Задачи рекогносцировочных и детальных геологосъемочных работ

Геологические исследования на всех этапах геологопоисковых и разведочных работ сводятся главным образом к установлению условий, благоприятных для нефтегазообразования, к выяснению или уточнению стратиграфического разреза его лито-

лого-фациальных особенностей и тектоники исследуемого района или области. При этом методы и задачи геологических исследований являются существенно различными при проведении геологопоисковых работ на нефть и газ в пределах платформенных и геосинклинальных областей.

При геологических исследованиях в пределах геосинклинальных складчатых областей удается в большинстве случаев, благодаря хорошей обнаженности, сравнительно легко установить и изучить стратиграфический разрез, его литолого-фациальные особенности и определить основные черты тектонического строения — в общих чертах в процессе рекогносцировочных работ и детально — при геологической площадной съемке. При наличии достоверных данных о нефтегазоносных свитах можно сравнительно легко наметить участки, перспективные с точки зрения обнаружения промышленных залежей нефти и газа. Однако в связи со сравнительно ограниченной протяженностью большинства залежей нефти и газа в пределах геосинклинальных областей вскрытие их здесь разведочными скважинами на глубине представляет достаточно сложную задачу.

При геологических исследованиях в пределах платформенных областей обычно встречаются затруднения в части изучения стратиграфического разреза, его литолого-фациальных особенностей и характера нефтегазоносности. Как правило, все эти параметры могут быть установлены только после бурения ряда глубоких разведочных или поисково-оценочных скважин. Зато размеры залежей нефти и газа на платформах во много раз крупнее, чем в складчатых районах, а структурные формы значительно проще. Наряду с геофизическими исследованиями основным способом детального изучения геологического строения перспективных участков являются картировочное и структурно-коллекторное бурение.

В пределах платформенных областей при рекогносцировочных и отчасти детальных исследованиях большое значение имеют геоморфологические наблюдения. При установлении закономерных соотношений между наблюдаемыми формами рельефа и структурными особенностями крупных территорий или областей значительно облегчаются картирование и выделение как самостоятельных тектонических зон, так и отдельных структурных форм, благоприятных для промышленного скопления нефти и газа.

Рекогносцировочные поисковые работы на нефть и газ на платформах и в пределах геосинклинальных областей проводятся, как известно, в районах геологически или очень слабо изученных, или совсем не изученных.

Задачами рекогносцировочного изучения на нефть и газ районов или областей, для которых имеются ранее составленные геологические карты той или иной степени детальности, И. О. Брод и Е. Ф. Фролов [17], в частности, считают следующие.

1. Выделение зон возможного нефтегазонакопления, в пределах которых можно ожидать на основе общих геологических предпосылок обнаружения скоплений нефти или газа.

2. Выделение в разрезе пород, слагающих данную территорию, возможных нефтематеринских фаций и формаций, т. е. пород и толщ, благоприятных для нефтегазообразования.

3. Выделение в разрезе пород свит, благоприятных для нефтегазонакопления.

4. Составление для выделенных районов плана дальнейших геологоразведочных работ.

Эти задачи правильно намечают цели рекогносцировочных исследований и практически полностью охватывают все вопросы, решение которых может дать возможность перейти уже к детальным геологосъемочным работам.

Выделение перспективных районов для детальных геологических исследований производится на основе тщательного и всестороннего анализа геологического строения исследуемой территории, основанного на исчерпывающей интерпретации материалов полевых рекогносцировочных наблюдений и данных имеющейся геологической карты.

В случае отсутствия геологической карты анализ геологического строения исследуемой территории при выделении перспективных районов несколько осложняется. В этом случае для характеристики геологического строения изучаемой территории необходимо собрать как можно больше материала.

Только при достаточном объеме такого материала можно рассчитывать на наиболее рациональный выбор отдельных районов, перспективных с точки зрения обнаружения промышленных залежей нефти и газа, с целью организации проведения в их пределах детальных площадных геологосъемочных работ и геофизических исследований.

Площадная геологическая съемка проводится обычно в масштабах 1 : 200 000 или 1 : 100 000, а иногда и в масштабе 1 : 50 000. Задачами площадной геологической съемки являются: 1) детальное изучение геологического строения, палеогеографии и палеотектоники перспективных площадей и районов, 2) установление наличия и предварительное изучение благоприятных для нефтегазонакопления структур и 3) возможное определение геологических закономерностей в распространении здесь месторождений (залежей) нефти и газа.

Решение этих задач в комплексе с геофизическими исследованиями должны дать геологу-нефтянику необходимые данные для наиболее рационального выбора площадей (структур), на которых следует провести структурно-колонковое бурение или сейсморазведку методом отраженных волн для подготовки их к глубокому разведочному бурению.

В качестве одного из примеров подобных площадных съемок можно привести работы, проводившиеся в полосе третичных

отложений северного склона Кавказа в Кубано-Черноморском районе, в Терско-Сунженской области, в Дагестане и на Апшеронском п-ове. В результате составленных в процессе этих съемок карт в масштабах 1 : 100 000 и частично 1 : 50 000 производился выбор наиболее перспективных площадей для детального геолого-структурного изучения и разведки глубоким бурением [17].

В пределах равнинной территории на Русской платформе подобного рода детальные площадные геологосъемочные работы в масштабах 1 : 200 000 и 1 : 100 000 проводились в зонах возможного нефтегазообразования и нефтегазонакопления, связанных с такими группами поднятий, как Саратовская, Доно-Медведицкая, Керенско-Чембарская и др.

В результате комплексных детальных геолого-геофизических исследований были составлены структурные карты и схемы в масштабах 1 : 200 000 и 1 : 500 000 для зон возможного нефтегазообразования и нефтегазонакопления, протягивающихся вдоль северного и северо-западного бортов Северо-Каспийской впадины, в Бугурусланском и Пугачевском районах. На основе указанных карт и схем производился выбор отдельных площадей с целью подготовки их при помощи структурно-колонкового бурения и сейсморазведки к бурению глубоких разведочных скважин.

### **Подготовка структур (площадей) к глубокому разведочному бурению на нефть и газ при помощи структурно-колонкового бурения**

**Установление смещения сводов структур по различным стратиграфическим горизонтам**

Подготовка перспективных на нефть и газ структур к глубокому разведочному бурению является одним из наиболее ответственных моментов в проведении геологопоисковых и разведочных работ, так как от результатов и качества такой подготовки во многом зависит эффект глубокого разведочного бурения.

Если определенная структура недоброкачественно подготовлена к глубокому разведочному бурению и не отражает по выявленным элементам строения действительной формы тектонического строения по залеганию продуктивных нефтегазоносных пластов-коллекторов, то целый ряд глубоких разведочных скважин может оказаться непродуктивными, т. е. нерационально заложенными и пробуренными.

Подобная недоброкачественность может быть в случае тектонического несогласия (несоответствия) между залеганием опорного горизонта, на который ориентировалось структурно-колонковое бурение, и залеганием продуктивных пластов, к которым в недрах данной структуры приурочивались промышлен-

ные залежи нефти и газа, и неуверенных, плохо отбивающихся опорных (маркирующих) горизонтов.

Наиболее серьезной является первая причина — тектоническое несоответствие или смещение сводов структур по верхним опорным горизонтам по отношению к более глубоко залегающим.

В. Е. Хаин в своей работе [148] отмечал, что с явлением несовпадения свода антиклинали в более глубоких горизонтах по сравнению с неглубоко залегающими горизонтами при поисках нефтяных месторождений впервые столкнулись в связи с разведкой Калининского месторождения на Апшеронском п-ове более 20 лет тому назад. С тех пор смещение сводов было обнаружено также на целом ряде других структур как в Азербайджане, так и в пределах других нефтеносных областей Советского Союза. В пределах Волго-Уральской области (восточные районы) с этим явлением столкнулись в связи с поисками здесь нефти в девонских отложениях. Несоответствие сводов в складчатой структуре девона, карбона и перми оказалось разительным и имеющим существенное значение с точки зрения эффективности поисков промышленных залежей нефти и газа. Помимо Волго-Уральской области, смещение сводов отмечено в Прикарпатье, на Кубани, в Фергане и в ряде других нефтеносных районов как на платформе, так и в геосинклинальных областях. Подчеркивая, что несоответствие сводов затрагивает как линейные, так и прерывистые складки, В. Е. Хаин утверждает, что это смещение в той или иной степени проявляется повсеместно и что складки, отличающиеся полным совпадением структуры более молодых и более древних горизонтов, являются скорее исключением, чем правилом.

Считая, что правильное определение в каждом конкретном случае типа смещения свода может явиться определенной предпосылкой для наиболее верного прогноза о действительном положении свода по продуктивным, содержащим промышленные залежи нефти и газа пластам (горизонтам), В. Е. Хаин разработал схему основных типов и видов смещения сводов антиклинальных складок (рис. 22).

Однако эта схема, давая ясное представление о разнообразии видов смещения сводов антиклинальных складок вкрест простирания структур, не дает представления о смещении сводов по простиранию поднятий. Между тем такое смещение сводов (по простиранию структуры) встречается очень часто. При этом в отдельных случаях получается очень сложная, трудно интерпретируемая тектоническая взаимосвязь по залеганию верхних маркирующих горизонтов по отношению к более глубоким продуктивным пластам.

В этом отношении весьма характерными и типичными являются установленные в пределах правобережной части Саратовской области многочисленные случаи несоответствия сводов

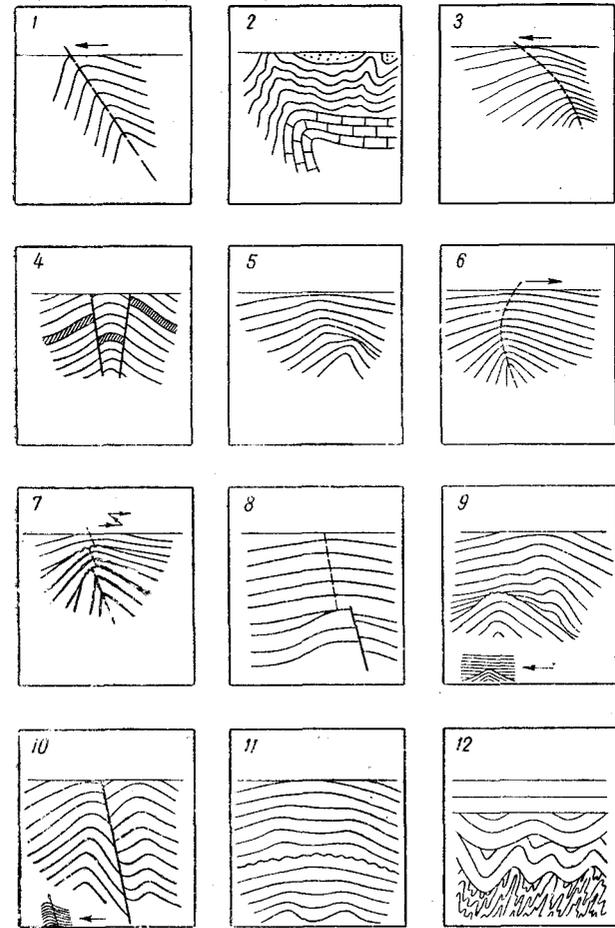


Рис. 22. Основные типы и виды смещения сводов антиклинальных складок (принципиальная схема).

1—4—вторичная (эпигенетическая) дисгармония (при однофазном формировании складок); 1—геометрическое смещение (в косых линейных и промежуточных складках); 2—дисгармоническое смещение при различии в пластичности свит (в линейных и промежуточных складках—Приуралье, юго-западный Иран и др.); 3—стратиграфическое смещение при региональном изменении мощности (в складках всех типов, поперечное—Найман и др., продольное—Кала и др.); 4—послесбросовое смещение (в сильно разбитых брахиантиклиналях—Бабазан и др.); 5—12 первичная (сингенетическая) дисгармония при многофазном формировании складок; 5—смещение при миграции центра поднятия во времени (в брахиантиклиналях и куполах—Биби-Эйбат и др.); 6—смещение при медленном росте антиклинального поднятия (прерывистого или промежуточного типа—Андижан и др.); 7—смещение вследствие послеэрозийного облекания (в асимметричных антиклиналях прерывистого и промежуточного типов—Наф-талан, Ю. Аламышик, Палванташ, Заволжье и др.); 8—смещение над эродированным сводом, нарушенным разрывом (в разорванных антиклиналях прерывистого и промежуточного типов—Тонкава и др.); 9—смещение вследствие послеэрозийного прислонения (в антиклиналях прерывистого и промежуточного типов—Ташрават, Татария и др.); 10—смещение вследствие прислонения к разрыву (в антиклиналях прерывистого и промежуточного типов, особенно соляных куполах); 11—смещение при переходе от одной эпохи складкообразования к другой (в антиклиналях промежуточного и прерывистого типов—Куриная впадина, Волго-Уральская обл. и др.); 12—общая дисгармония.

структур по залеганию маркирующих пластов (горизонтов) мезозоя и палеозоя [152].

В некоторых случаях наблюдается закономерное смещение сводов палеозойских структур по отношению сводов мезозойских отложений в северо-западном направлении по простиранию, с некоторым перемещением на северо-восточное крыло (рис. 23). Смещение по простиранию является значительным и достигает иногда почти нескольких километров.

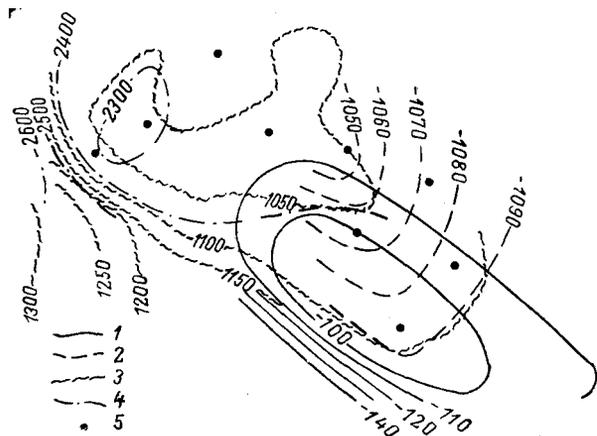


Рис. 23. Смещение сводов палеозойских структур по отношению сводов мезозойских отложений.

1—изогипсы по кровле аптских сланцев; 2—изогипсы по подошве верхнебашкирских слоев (данные глубокого бурения); 3—то же, по данным сейсморазведки; 4—изогипсы по условному отражающему горизонту в верхней части живетского яруса (данные сейсморазведки); 5—скважины глубокого бурения.

Эта величина смещения была подтверждена и результатами глубокого разведочного бурения. Так, в одной из разведочных скважин, заложенной на расстоянии 4,5 км от первых скважин, пробуренных на своде мезозойской структуры, был получен промышленный приток газа. Разведочные скважины, пробуренные и опробованные на своде мезозойской структуры, оказались пустыми и непродуктивными.

Причиной рассматриваемого несоответствия сводов мезозойских и палеозойских структур оказалось уменьшение мощности верхней карбонатной части московского яруса среднего карбона в северо-западном направлении. Так, если максимальная мощность отложений этой части разреза составляет в юго-восточной части структуры (см. рис. 23) 476 м, то в северо-западном направлении она постепенно уменьшается и максимально достигает величины в 390 м.

Это уменьшение мощности верхней карбонатной части разреза московского яруса в свою очередь объясняется существо-

ванием в Саратовском районе длительных континентальных условий с конца карбона до средней юры, в течение которых протекало разрушение известняков верхней части московского яруса в пределах сводовой части сформировавшегося поднятия (см. рис. 23).

Считается, что последующие тектонические движения в мезо-кайнозойское время могли в какой-то мере только осложнить или даже несколько изменить ранее сформировавшееся палеозойское поднятие, однако общий структурный план рассматриваемой площади остался таким, каким он был к концу каменноугольного времени [152].

Для доказательства действительно существовавших в мезо-кайнозойское время в Саратовском районе тектонических движений приводится пример установления структуры в мезозойской толще отложений, образование которой объясняется различного рода сдвигами фундамента и возникающими в связи с этим напряжениями пластичных пород внутри этой толщи (рис. 24).

На рис. 24 можно одновременно наблюдать и перемещение свода на расстояние более 9 км палеозойской структуры по отношению к своду выявленной мезозойской структуры в северном и северо-западном направлении. При этом смещении, как и в предыдущем примере, отмечается уменьшение мощности карбона в направлении к своду палеозойской структуры. Это объясняется размывом отложений карбона на своде палеозойской структуры и, по-видимому, накоплением несколько меньших мощностей в пределах сводовых частей данной и других структур вследствие их роста в процессе осадкообразования.

На рис. 25 показано смещение свода структуры по кровле турнейского яруса вдоль оси мезозойской складки, от свода последней в северо-восточном направлении более чем на 2,5 км.

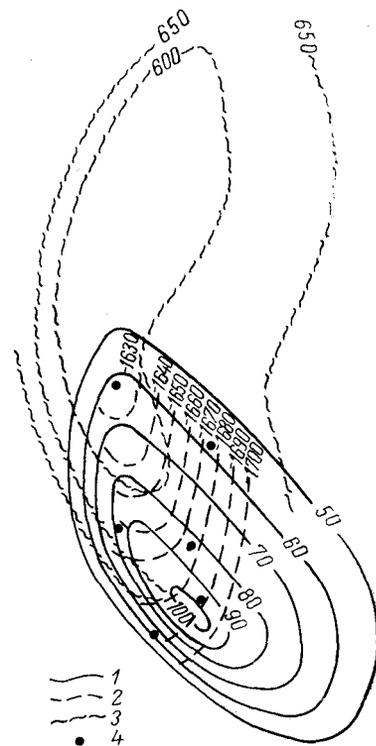


Рис. 24. Структура в мезозойской толще отложений.

1—изогипсы по нижней песчаной пачке альбы; 2—изогипсы по кровле угленосного горизонта визейского яруса; 3—изогипсы по отражающему горизонту в среднем карбоне (данные сейсморазведки); 4—скважины глубокого бурения.

В этом же направлении также наблюдается уменьшение мощности карбонатной части московского яруса.

При дальнейшем исследовании характера поведения поверхности отложений карбона разведваемой площади в пределах свода мезозойской структуры было установлено поднятие небольшой амплитуды, которое отвечает не тектонической форме, а, по-видимому, эрозионному останцу. При этом по всем горизонтам внутри палеозоя установлен общий подъем в северо-восточном направлении [152].

В пределах Саратовского Поволжья имеется еще много других примеров смещения сводов палеозойских структур относительно мезозойских сводов. На основании рассмотренных примеров можно сделать предварительный вывод о следующих закономерностях.

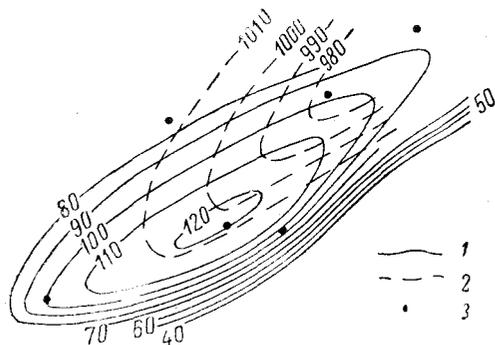


Рис. 25. Смещение свода структуры по кровле турнейского яруса.

1 — изогипсы по подошве неокома; 2 — изогипсы по кровле турнейского яруса; 3 — скважины глубокого бурения.

Устанавливаемые же в отдельных случаях в пределах сводовой части мезозойской структуры по поверхности отложений палеозоя небольшой амплитуды поднятия скорее можно объяснить как небольшого размера эрозионный останец, нежели как тектоническое осложнение.

Это положение в настоящее время вызывает большую дискуссию среди геологов-нефтяников как имеющее большое практическое значение для всей территории платформенной зоны.

Так, например, Л. Н. Розанов [105] считает, что неровные поверхности эрозионного размыва оказывают определенное влияние на образование окончательной формы структур и являются якобы главной причиной несоответствия различных горизонтов разреза, разделенного поверхностями эрозионного несогласия, т. е. причиной несоответствия сводов структур.

Ф. Ф. Рыбаков [106] на примерах изучения смещения струк-

тур Куйбышевского Заволжья считает изложенную точку зрения Л. Н. Розанова неправильной и приходит к противоположному выводу, доказывая, что существующие здесь эрозионные поверхности, в частности, в пермских отложениях не играли главенствующей роли в выработке разнохарактерной морфологии структур различных стратиграфических горизонтов.

Он утверждает, что основной и собственно единственной причиной смещения (несоответствия) сводов структур по различным стратиграфическим горизонтам является неравномерное распределение мощностей, обусловленное неоднородностью колебательных движений на платформе и неодинаковыми фациальными условиями. По его представлениям, подобные смещения сводов являются периодическими и развиваются от начальных стадий в кристаллическом фундаменте до палеогенового времени.

Поэтому Ф. Ф. Рыбаков рассматривает это явление как единый общий процесс развития структуры на протяжении ряда геологических эпох, сопровождаемый различной степенью смещения сводовой части поднятия. При этом в отношении определенной категории структур наблюдается и определенная закономерность смещения их сводов.

Примерно такого же мнения придерживается и Н. Н. Форш [144], который определенно считает, что при объяснении несовпадения сводов структур огромное значение имеет региональное изменение мощностей различных комплексов слоев.

На основании разностороннего и углубленного анализа строения платформенных тектонических структур, известных в пределах Волго-Уральской нефтеносной области, он пришел к выводу о том, что в случае, если региональное изменение мощностей различных комплексов слоев наблюдается не только на межкупольных пространствах, но и в пределах самих локальных структур, то оно должно повлечь за собой смещение сводов, образованных более нижними слоями в сторону регионального уменьшения мощности рассматриваемого комплекса слоев (рис. 26, 27 и 28).

Следовательно, выводы, которые сделал Н. Н. Форш, не расходятся с результатами исследований в этой части, полученными в пределах Саратовского Поволжья.

Таким образом, на основе анализа современных данных по установлению природы несоответствия сводов структуры по разным стратиграфическим горизонтам выявились различные точки зрения на роль при этом неровных поверхностей (выступов) эрозионного рельефа.

Согласно одной точке зрения [152] неровности эрозионного рельефа оказывают в отдельных случаях некоторое влияние на характер тектоники; по другой точке зрения [106, 144], полностью игнорируется подобное влияние; наконец, по третьей точке зрения [105], неправильно пытаются объяснить все случаи несоответствия и несовмещения структурных поверхностей. раз-

ных стратиграфических горизонтов исключительно элементами облекания древних эрозионных поверхностей.

Несколько подробнее остановимся на расстоянии роли и значения погребенного эрозионного рельефа при анализе тектоники отдельных структурных поднятий на платформе, так как это, во-

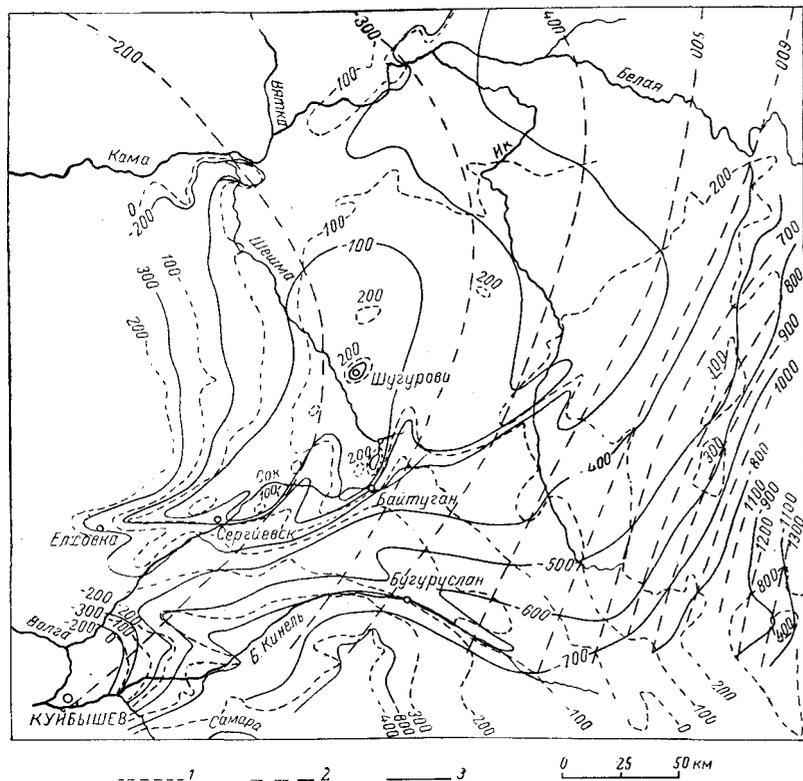


Рис. 26. Схематическая структурная карта по кровле верхнего карбона.

1—стратозиогипсы кровли нижнеказанских отложений; 2—изопахиты комплекса слоев, залегающих между кровлей карбона и кровлей нижнеказанских отложений; 3—стратозиогипсы кровли верхнего карбона.

первых, имеет большое практическое значение при проведении нефтепоисковых работ. Во-вторых, потому, что этот вопрос периодически поднимается в нашей нефтяной геологической литературе некоторыми геологами-нефтяниками, иногда неправильно пытающимися рассматривать, как мы видели выше на примере представлений Л. Н. Розанова, наличие выступов погребенного эрозионного рельефа как практически основной фактор формирования на платформе структурных поднятий, получивших название «структур облекания».

С учетом этого обстоятельства в работе [65, стр. 77] было отмечено, что некоторые геологи [133 и др.] допускают существование на платформе так называемых «структур облекания», связанных с погребенными выступами кристаллического фундамента. Между тем в действительности облекание выступов (останцев) эрозионного рельефа как кристаллического фундамента платформы, так и любых вышезалегающих стратиграфи-

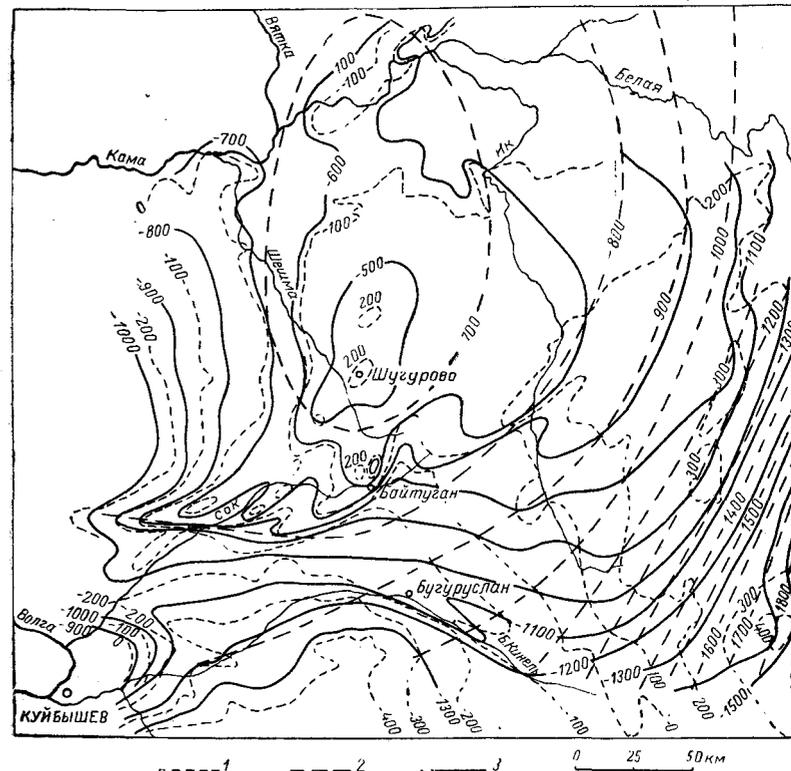


Рис. 27. Схематическая структурная карта по кровле верейского горизонта.

1—стратозиогипсы кровли нижнеказанских отложений; 2—изопахиты комплекса слоев, залегающих между кровлей верейского горизонта и кровлей нижнеказанских отложений; 3—стратозиогипсы кровли верейского горизонта.

ческих горизонтов осадками трансгрессирующего моря может быть только в сравнительно незначительной части нижних горизонтов (пластов), непосредственно облекающих выступ. Остальная же основная масса пород покрова, как правило, не имеет следов облекания, и изменение залегания их связывается исключительно с тектоническими движениями (напряжениями) тангенциального и колебательного характера.

Несмотря, однако, на полную, казалось бы, убедительность изложенного выше положения, особенно в свете последних данных по исследованию и изучению геологического строения структур платформенного типа в пределах Волго-Уральской области, все еще делаются отдельные попытки объяснить наличие поднятий в пределах целой области существованием «складок облекания осадочного происхождения».

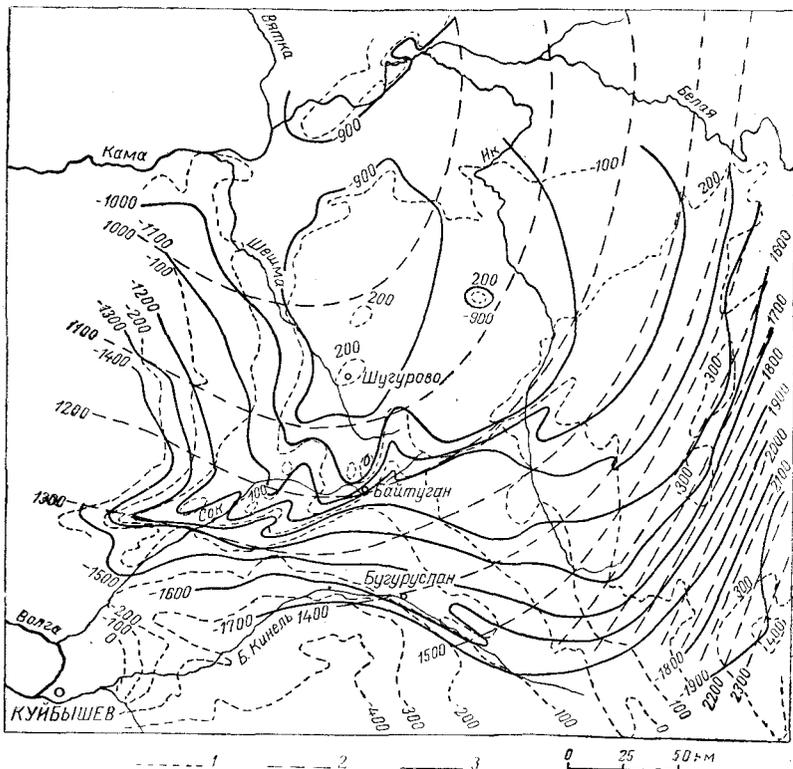


Рис. 28. Схематическая структурная карта по кровле угленосной свиты.

1 — стратонизогипсы кровли нижнеказанских отложений; 2 — изометры комплекса слоев, залегающих между кровлей угленосной свиты и кровлей нижнеказанских отложений; 3 — стратонизогипсы кровли угленосной свиты.

Характерным в этом отношении примером являются представления С. М. Чихачева [151] о происхождении и природе структур мезо-кайнозоя в южной части Западно-Сибирской низменности. Здесь в результате проведенных геолого-геофизических исследований были выявлены пологие брахиантиклинальные складки в третичных и меловых отложениях с углами падения на крыльях от нескольких минут до 1—2°.

Некоторые исследователи (И. П. Карасев, Н. Н. Ростовцев

и др.) правильно, как нам представляется, рассматривают природу этих структур, считая их структурами тектонического происхождения, обусловленными периодическими поднятиями отдельных блоков фундамента в мезо-кайнозойский период времени. Однако С. М. Чихачев, не соглашаясь с подобной трактовкой, считает, что вся южная часть Западно-Сибирской низменности от Тюмени до Новосибирска представляет собой область классического развития «складок облекания осадочного происхождения».

Для подтверждения своих выводов он приводит сводный геологический профиль (рис. 29), проведенный через группу глубо-

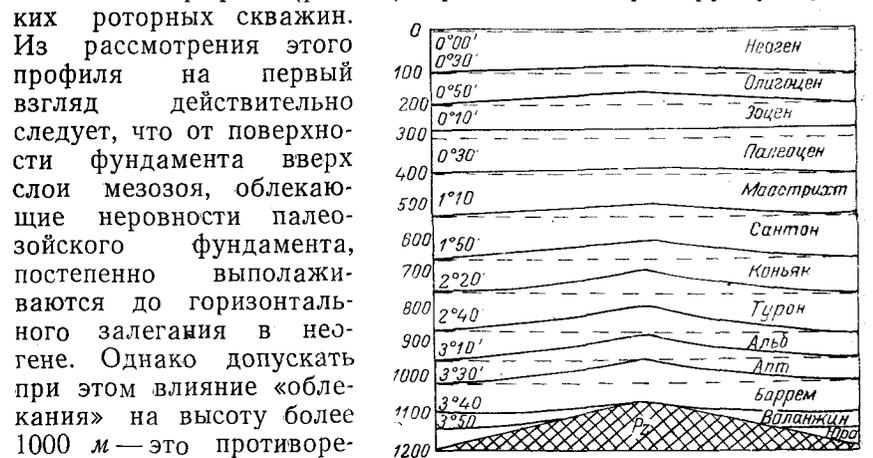


Рис. 29. Сводный геологический профиль.

Для подтверждения своих выводов он приводит сводный геологический профиль (рис. 29), проведенный через группу глубоких роторных скважин. Из рассмотрения этого профиля на первый взгляд действительно следует, что от поверхности фундамента вверх слои мезозоя, облекающие неровности палеозойского фундамента, постепенно выполаживаются до горизонтального залегания в неогене. Однако допускать при этом влияние «облекания» на высоту более 1000 м — это противоречит самым элементарным условиям осадкообразования. Исходя из этих условий, представляется возможным допускать распространение влияния «облекания» только на нижние горизонты, в данном случае — горизонты юры, валанжина и отчасти баррема; нарушенное же, хотя и слабо дислоцированное залегание вышезалегающих отложений, следует объяснять только тектоническими движениями земной коры (радиальными и тангенциальными напряжениями), но никак не явлениями облекания, неравномерного уплотнения пород и пр.

Именно этот профиль (см. рис. 29) может служить прекрасной иллюстрацией изложенного выше положения о том, что в природе не существуют так называемые «структуры облекания», а есть облекание эрозионного выступа только непосредственно налегающими на него осадочными породами.

Несоответствие (смещение) сводов структур по различным стратиграфическим горизонтам на платформе и, в частности, в пределах восточной и северо-восточной частях Русской платформы, наблюдается не только в отношении опорных стратигра-

фических горизонтов мезо-кайнозоя и карбона или перми и карбона, но также и в отношении горизонтов карбона и продуктивных пластов девона. Весьма характерный случай несоответствия свода структуры по залеганию маркирующих горизонтов карбона и продуктивных пластов нижнефранского подъяруса верхнего девона отмечен в последнее время на одной из новых разведываемых площадей на Южном Тимане.

В результате проведения структурно-колонкового бурения была выявлена по залеганию прекрасного маркирующего горизонта — подошвы терригенной пачки среднего карбона — четкая платформенного типа пологая брахиантиклинальная складка северо-запад-юго-восточного простирания, с относительно неслучайно более крутым юго-западным крылом.

Так как до рассматриваемого случая на Южном Тимане не наблюдалось явлений резкого несоответствия сводов структур по маркирующим горизонтам карбона и продуктивным пластам девона, то на основе составленной по подошве терригенной пачки среднего карбона структурной карты были выбраны точки для заложения глубоких разведочных скважин.

Первыми были пробурены глубокие разведочные скважины, заложенные на профилях вкрест простирания карбоновой структуры на сводовой ее части. В результате получили отрицательный ответ, так как все эти скважины оказались расположенными по залеганию продуктивных горизонтов нижнефранского подъяруса верхнего девона на юго-восточном погружении структуры.

И только те скважины, которые были заложены и пробурены затем на северо-западном погружении карбоновой структуры, оказались расположенными в пределах сводовой части девонской структуры и дали положительный эффект.

Оказалось, что свод структуры по горизонтам нижнефранского подъяруса сместился по отношению к своду карбоновой структуры в северо-западном направлении почти на 5 км. Кроме того, в этом направлении было также отмечено уменьшение мощности отложений между подошвой терригенной пачки среднего карбона и кровлей первого продуктивного горизонта пашийских слоев нижнефранского подъяруса.

Таким образом, при смещении свода структуры по залеганию продуктивных горизонтов девона по отношению к залеганию опорных горизонтов карбона, как и при несовпадении сводов мезо-кайнозойских или пермских структур по отношению к своду карбоновых структур, наблюдается сокращение мощности отложений между соответствующими опорными и продуктивными горизонтами в направлении расположения свода структуры по более глубокому стратиграфическим горизонтам.

Такое явление в пределах геосинклинальной области констатирует Б. К. Баба-заде [8]. Он отмечает, что, как правило, в сводовых частях антиклинальных складок Апшеронского п-ова мощности свит продуктивной толщи меньше, чем на крыльях

складок. Поэтому анализ изменения мощностей свит продуктивной толщи может оказаться в значительной степени полезным при поисках погребенных антиклинальных структур.

Таким образом, сокращение мощности отложений по стратиграфически более глубоким горизонтам в направлении свода и на своде структуры является весьма важным обстоятельством для проведения нефтепоисковых работ.

Явление смещения и несоответствия сводов структуры по различным стратиграфическим горизонтам существует как в пределах платформы, так и в пределах геосинклинальных областей. Однако на платформах оно встречается чаще и носит более сложный характер. Вообще несоответствие (смещение) сводов структур может наблюдаться между:

1) опорными горизонтами отложений, картируемых при проведении детальных (площадных) геологосъемочных работ (например, отложений апшеронского яруса плиоцена в пределах Калининской площади на Апшеронском п-ове), и продуктивными горизонтами, являющимися объектами поисков в них промышленных залежей нефти и газа (например, горизонтами продуктивной толщи — в примере с. Кала);

2) опорными горизонтами отложений, картируемых при проведении детальных (площадных) геологосъемочных работ (например, мезо-кайнозоя и перми — на платформе), и более глубоко залегающими опорными горизонтами, устанавливаемыми уже при помощи структурно-колонкового бурения (например, карбона); свод же структуры по опорным горизонтам, устанавливаемым при помощи структурно-колонкового бурения (в нашем примере — карбона), практически полностью или почти полностью совпадает со сводом структуры по залеганию продуктивных горизонтов (предположим, девона);

3) опорными горизонтами, устанавливаемыми при помощи детальных (площадных) геологосъемочных работ, а также структурно-колонкового бурения, и продуктивными горизонтами, к которым приурочиваются промышленные залежи нефти и газа, т. е. между всеми опорными горизонтами стратиграфического разреза.

Выделение в каждом отдельном случае конкретных опорных стратиграфических горизонтов и установление по ним несовпадения и смещения сводов структуры имеет огромное практическое значение в нефтепоисковой деятельности, так как определяет методику геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ и систему размещения при этом глубоких структурно-поисковых и разведочных скважин.

#### **Выделение опорных (маркирующих) горизонтов**

Четкое и уверенное выделение маркирующих горизонтов (или комплекса пропластков), могущих служить твердой опорой при структурных построениях, определяет степень доброкачествен-

ности составления структурных, пахитометрических и других карт как в процессе проведения структурно-колонкового бурения при подготовке новых площадей к глубокому разведочному бурению, так и при осуществлении последнего.

Наиболее простыми характерными признаками, по которым выделяются опорные горизонты, являются, как известно, литолого-фациальные признаки (например, пропластки глин, песчаников или песков среди мощной толщи отложений известняков и наоборот), а также выделяющаяся окраска осадочных пород среди более или менее однообразной по цвету сери.

Сравнительно простым является выделение опорных горизонтов и по электрическим свойствам пород (по величине электрического сопротивления и по самопроизвольной поляризации), на основе данных электрокаротажной диаграммы, а также по радиоактивным свойствам пород, т. е. по данным гамма- и нейтронного каротажа.

К этой же группе сравнительно простых признаков выделения опорных горизонтов по данным бурения скважин следует отнести и установление маркирующих горизонтов (реперов) по газовому и, особенно, по люминесцентно-битуминологическому каротажу.

В этом отношении интересные, заслуживающие внимания результаты были получены при использовании данных люминесцентно-битуминологического каротажа в процессе разведки олигоцен-миоценовых отложений юго-восточного Кавказа на территории Прикаспийской и Кобыстанской геологических областей в Азербайджанской ССР [109].

При использовании данных люминесцентно-битуминологического каротажа с целью решения геолого-структурных задач исходили из допущения, что рассеянные битумы являются в большинстве случаев аутигенными и их можно принять за остаточный продукт преобразования нефтематеринского органического вещества.

Проведенные в широком масштабе исследования по изучению рассеянных битумов пород олигоцен-плиоценового комплекса отложений юго-восточного Кавказа показали, что эти битумы в отношении каждой из отдельных свит и горизонтов указанного комплекса отложений обладают специфическим и преимущественно сингенетическим характером. Например, породы майкопской свиты характеризуются содержанием подобных сингенетических (аутигенных) битумов.

Установление определенной выдержанности качественной характеристики аутигенной битуминозности для отдельных свит и горизонтов олигоцен-миоценового комплекса отложений на отдельных площадях Прикаспийской и Кобыстанской областей позволило расчленить указанный комплекс отложений по данным

люминесцентно-битуминологического каротажа на характерные пачки пород и выделить опорные (маркирующие) битумные горизонты.

На основании выделенных таким образом опорных горизонтов, характеризующихся различными типами битумов, были построены профильные разрезы (рис. 30) и схематические структурные карты по кровле наиболее характерных опорных битумных горизонтов (рис. 31).

Следующими, уже более сложными признаками для выделения опорных горизонтов (реперов) являются: палеонтологические признаки, заключающиеся в определении характерных пластов и пропластков пород по руководящим формам макро- и микрофауны; микропетрографические признаки — по крупности и отсортированности зерен осадочных пород; микроминералогические признаки — по содержанию характерных минералов; физико-геохимические признаки — по наличию отдельных характерных элементов или группы таких характерных элементов; вулканогенные — по содержанию, например, прослоев вулканического пепла в отложениях акчагыльских пород верхнеплиоценового возраста на Апшеронском п-ове, пластов туфогенных пород в отложениях среднего девона на Южном Тимане и т. д. и признаки, базирующиеся на определении углеродного коэффициента.

Следует отметить, что в отношении выделения опорных горизонтов по физико-геохимическим признакам при помощи метода полукачественного спектрального анализа пород в последнее время, например, проделали интересную и полезную работу при проведении структурно-колонкового бурения в Заволжье Ф. Ф. Рыбаков и М. Д. Березина [107]. На основании геохимической характеристики пермских отложений Заволжья, они показали, что геохимические признаки (отдельные элементы и комплекс эле-

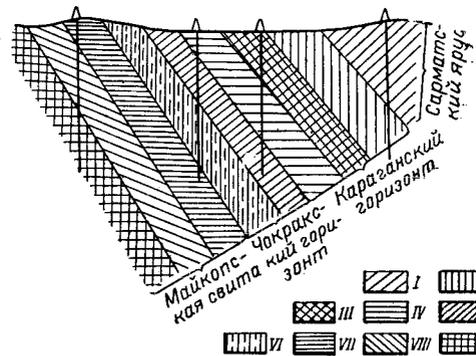


Рис. 30. Профильный разрез, построенный по различным типам битумов (I—IX).

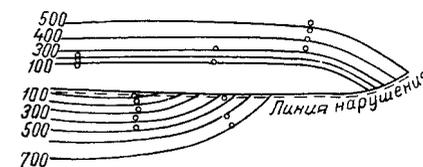


Рис. 31. Схематическая структурная карта по кровле наиболее характерных опорных битумных горизонтов.

ного спектрального анализа пород в последнее время, например, проделали интересную и полезную работу при проведении структурно-колонкового бурения в Заволжье Ф. Ф. Рыбаков и М. Д. Березина [107]. На основании геохимической характеристики пермских отложений Заволжья, они показали, что геохимические признаки (отдельные элементы и комплекс эле-

ментов) могут быть уверенно использованы для построения структурных карт и корреляций геохимических разрезов площадей, сложенных как

терригенными, так сульфатными и карбонатными породами (рис. 32).

Большую работу сделали А. Д. Израелян и Н. И. Хацкевич [49] для расчленения разреза мезо-кайнозойских отложений методом спектрального анализа в одном из районов юго-восточного Кавказа. В результате проведения этой работы была установлена полная возможность расчленения разрезов мезо-кайнозойских отложений (рис. 33) на основе, например, отсутствия в породах верхнего мела (за исключением датского яруса) элементов Ti, V, Cr, Mo и пониженного содержания Na, Sr, Ba, Al, Si, Sn и Fe по сравнению с выше- и низезалегающими отложениями.

Ранее этими авторами [50] был проведен опыт корреляции по микроэлементам при помощи метода спектрального анализа, также и разреза третичных отложений этого же района, который показал успешное применение указанного метода, в частности для осадочных пород предгорных зон, характеризующихся обычно частой сменой направлений источников сноса терригенного материала

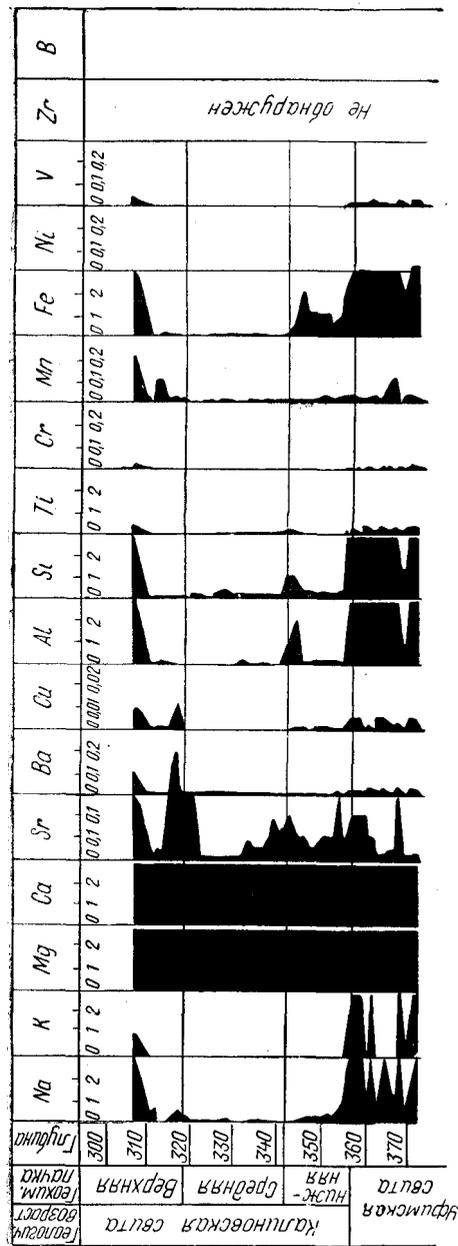


Рис. 32. Геохимический разрез пермских отложений Заволжья.

при накоплении осадков различного стратиграфического возраста (рис. 34).

Таковы в целом геологические, геофизические и физико-геохимические признаки, на базе которых проводится выделение опорных (маркирующих) горизонтов (реперов) в целях различных структурных построений при проведении как структурно-коллекторского, так картировочного и глубокого разведочного бурения.

Установив при помощи рассмотренных выше признаков опорные (маркирующие) горизонты в пределах определенной пло-

Стратиграфическое деление	Пл.-кв.	Балловая оценка интенсивности по элементам																
		Na	K	Mg	Ca	Sr	Ba	V	Al	Si	Mn	Cu	Ni	Fe	Ti	Cr	Mo	
Оligo-цен	Майкопская свита	II	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
Эоцен	Фораминиферовые слои	III	II	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
		I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
Палеоцен	Сумгайтская св.	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
	Датский ярус	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
Верхний мел	Маастрихт — верхний кампан	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
	Нижний кампан	II	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
	Коньяк-турон	III	II	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
Нижний мел	Верхний альб	II	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
	Апт	II	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I

Рис. 33. Разрез мезо-кайнозойских отложений, составленный по данным метода спектрального анализа.

щади, составляют для этой площади структурные карты. При выявлении благоприятной для промышленного скопления нефти и газа тектонической формы (антиклинальной, брахиантиклинальной, куполообразной складок и пр.) такая площадь рассматривается как подготовленная к глубокому разведочному бурению. После этого на составленной по наиболее надежному опорному горизонту структурной карте выбирают точки для заложения первых глубоких разведочных скважин с целью обнаружения уже промышленных залежей нефти и газа.

Однако на практике, учитывая рассмотренные выше случаи несовпадения (смещения) сводов структуры по опорным горизонтам, подготовка площадей к разведочному бурению представляется значительно более трудной задачей, чем это кажется на первый взгляд. Для успешного разрешения ее требуется осуществление наиболее рациональной методики проведения геолого-поисковых и разведочных работ на нефть и газ.

Стратиграфический возраст	Кол-во проб	Пачки	Балльная оценка интенсивности по элементам																			
			Li	Na	K	Mg	Ca	Sr	Ba	B	Al	Si	Mn	Cu	Ni	Fe	Ti	V	Ga	Ca	Sr	
Верхний плиоцен	17	I																				
	10	II																				
	20	III																				
	20	IV																				
Средний плиоцен	41	I																				
	37	I																				
	32	II																				
Сарматский ярус	22	I																				
	102	II																				
	13	III																				
Мiocен	36	I																				
	19	II																				
	35	III																				
	23	IV																				
	23	V																				
Чокракско-спиральские слои	33	I																				
	45	II																				
	29	III																				
	25	IV																				

Рис. 34. Характеристика третичных отложений юго-восточного Кавказа по данным полуколичественного спектрального анализа.

## ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ РАЗВЕДКИ

### Цели и задачи<sup>1</sup>

Геофизические методы разведки за последнее десятилетие получили широкое развитие в нефтяной и газовой промышленности и используются, в зависимости от геологических условий, для решения разнообразных задач, возникающих в процессе поисков и разведки новых нефтяных и газовых месторождений.

В районах с различным геологическим строением условия применения геофизических методов неодинаковые, поэтому они должны рассматриваться в связи с конкретной геологической обстановкой.

Круг задач, решаемых геофизическими методами разведки, определяется двумя факторами: физическими особенностями данного метода и геологическим строением исследуемого района. Характеристика разреза, соотношение мощностей толщ различного литологического состава, особенности развитых структурных форм, поверхностные условия (рельеф дневной поверхности, характер наносов и пр.) определяют возможность решения тех или иных задач каждым отдельно взятым методом разведки или комплексом геофизических методов.

<sup>1</sup> Этот раздел (цели и задачи геофизических методов разведки) по просьбе автора составлен О. П. Грациановой.

Для уяснения связи особенностей геологического строения с теми вопросами, которые могут быть поставлены и успешно решены геофизическими методами на современном уровне развития методики и техники работ, необходимо охарактеризовать каждый из методов с точки зрения его возможностей и дать основные сведения о параметрах горных пород.

Основным условием успешного применения геофизики является наличие дифференцированного по физическим свойствам разреза горных пород. В меньшей мере дифференциация разреза сказывается на возможности применения метода сейсморазведки отраженными волнами, для которого более значительную роль играют возбуждения упругих колебаний.

Многочисленные наблюдения и определения параметров горных пород позволяют установить преимущественную связь любого из параметров с литологической характеристикой. Параметры одинаковых по литологическому составу толщ сравнительно мало изменяются по площади. Наблюдается зависимость параметров каждой литологической разности также и от возраста отложений.

Все наиболее распространенные горные породы могут быть разделены на три отличные с точки зрения их физических свойств группы.

В первую группу пород входят все кристаллические породы (изверженные, метаморфические — ортогнейсы, галогенные породы, мраморы, кварциты, гипсы и ангидриты).

Они характеризуются высокими скоростями распространения упругих колебаний, практически бесконечно высокими сопротивлениями при резко неодинаковых плотностях и магнитной восприимчивости.

Скорости распространения упругих колебаний для пород этой группы колеблются от 4500 м/сек до 6000 м/сек и реже бывают более высокими. Если не имеется фактического материала, характеризующего значения скоростей для толщ, сложенных породами первой группы, можно вести расчеты с небольшими погрешностями, исходя из следующих, наиболее распространенных значений скоростей для различных районов.

Каменная соль, гипсы	4500 м/сек
Ангидриты, мраморы, кристаллические массивные известняки	5500 "
Изверженные породы и изверженные метаморфизованные породы	6000 "

Если породы, слагающие рассматриваемую толщу, трещиноваты или включают прослой пород из других групп, скорость распространения упругих колебаний может быть значительно ниже приведенных цифр.

Породы первой группы при условии их массивности являются изоляторами, препятствующими проникновению электрического тока. Так как в природе нередко для них свойственна трещино-

ватость, фактически наблюдаемые удельные сопротивления будут конечны, но настолько велики, что для практических расчетов их можно считать бесконечно высокими (по сравнению с сопротивлениями песчано-глинистых пород).

Плотность и магнитная восприимчивость для пород рассматриваемой группы определяется основным минералогическим составом.

Поэтому при различной характеристике минералогического состава плотности пород первой группы колеблются в больших пределах и, в зависимости от удельного веса породообразующих минералов, среди них можно выделить как легкие, так и тяжелые породы.

Наиболее распространенными средними плотностями, которые следует принимать при расчетах, можно для указанных ниже пород считать следующие.

Каменная соль . . . . .	2,0
Гипсы . . . . .	2,3
Мраморы, кристаллические известняки . . . . .	2,5
Ангидриты . . . . .	2,7
Кислые изверженные породы . . . . .	2,6—2,8
Основные изверженные породы . . . . .	2,9—3,2

Наибольшие отклонения плотностей, зависящие от минералогического состава, характерны для изверженных пород и ортогнейсов.

Трещиноватость, пористость и кавернозность пород снижают значения плотности толщ, слагаемых ими.

Магнитные свойства зависят от наличия минералов, обладающих повышенной магнитностью; при их отсутствии толщи практически диамагнитны. Такова характеристика толщ, сложенных каменной солью и другими галогенными породами, гипсами, ангидритами, известняками и другими карбонатными породами. Для изверженных пород магнитная восприимчивость колеблется в больших пределах и наибольшая связана с магнетитами, джаспилитами и зеленокаменными породами основного ряда.

Физические свойства горных пород первой группы меньше всего связаны с их возрастом. Молодые и древние излияния образуют толщи, почти одинаковые по физическим свойствам при одинаковом литологическом составе.

Толщи каменной соли, ангидритов и пр. характеризуются приведенными выше параметрами, несмотря на то, отложились ли они во время третичного, пермского или девонского периодов.

Ко второй группе пород относятся карбонатные породы (известняки, доломиты, за исключением метаморфизованных, перекристаллизованных разновидностей и известняков-ракушников), глинистые и др. сланцы, песчаники (кроме рыхлых и кварцитовидных) и конгломераты.

Параметры этой группы пород в еще большей мере, чем первой группы, зависят от трещиноватости, пористости и кавернозности, а электрические свойства — также от степени минерализации вод, содержащихся в породе.

Наиболее типичными скоростями распространения упругих колебаний являются следующие.

Глинистые сланцы и песчаники . . . . .	4000 м/сек
Конгломераты и известняки . . . . .	4500 "
Плотные известняки и доломиты . . . . .	5000 "

Отклонения от названных цифр в зависимости от структуры и текстуры могут быть большими, чем для пород первой группы.

Удельные сопротивления для пород второй группы обычно высокие и, как правило, неустойчивые. Так, для известняков сопротивления от тысяч *ом м* могут снижаться до сотен и даже десятков *ом м*, как это наблюдается в толще известняков артинского возраста, насыщенных высокоминерализованными водами (район Усть-Качка в Пермском Прикамье). Поэтому, не зная параметров для каждого рассматриваемого района, задаваться при расчетах заранее средними величинами для второй группы пород неправильно.

Плотности пород рассматриваемой группы также в основном связаны с их пористостью и трещиноватостью, хотя минералогическая плотность продолжает играть определенную роль, но не столь значительную, как для пород первой группы. Например, конгломераты из гальки изверженных пород будут по плотности приближаться к последним (хотя всегда будут меньше), а из гальки осадочных пород — к их плотности.

Плотность известняков варьирует от 2,2 до 2,6. Такой же примерно плотностью характеризуются и доломиты. Плотность песчаников зависит как от минералогического состава, так и от пористости.

Как и в первой группе, диамагнитными будут являться известняки и доломиты. Магнитная восприимчивость остальных пород зависит от содержания магнитных минералов и может колебаться в больших пределах.

Наблюдается некоторая связь параметров с возрастом слагаемых ими толщ. Чем древнее возраст каждой отдельно взятой породы, тем более высокими скоростями распространения упругих колебаний она характеризуется и тем выше ее плотность.

К третьей группе пород следует отнести глины, песчаники (слабо цементированные), мергели, меловые мергели, писчий мел, опоки и известняки-ракушники (при условии, что указанные породы не входят в состав наносов и коры выветривания).

Эти породы характеризуются пониженными скоростями распространения упругих колебаний (от 1500 м/сек до 3500 м/сек) и малой плотностью (1,8—2,2). Несколько повышенная магнитная восприимчивость свойственна лишь отдельным толщам глин

и песчаников, среди которых разности, обогащенные магнетитом, могут характеризоваться даже высокой магнитной восприимчивостью.

Наиболее неустойчивым параметром для этой группы является сопротивление горных пород, которое может колебаться от нескольких тысяч *ом м* (например, для сухих песков) до единиц и долей *ом м* (для вязких влажных и засоленных глин). Решающую роль играет минерализация и гигроскопичность пород. Обычно сопротивления растут с повышением известковистости рассматриваемых толщ.

Наблюдается отчетливая связь плотностей и скорости распространения упругих колебаний с возрастом пород (см. характеристику параметров второй группы). Так, третичные глинисто-песчаные породы чаще всего характеризуются скоростями распространения упругих колебаний от 1500 до 2000 *м/сек*; мезозойские — от 2000 *м/сек* до 2300 *м/сек*; пермские — от 2200 *м/сек* до 3000 *м/сек*, а каменноугольные, девонские и нижнепалеозойские — до 3500 *м/сек*. При этом повышенная известковистость и загипсованность пород вызывает повышение скорости распространения упругих колебаний, обуславливая отклонение от указанных выше цифр.

Четвертую группу пород составляют любые породы, входящие в состав наносов, современной или древней коры выветривания и пр. Эта группа характеризуется малыми скоростями распространения упругих колебаний: от скорости звука до 1200 *м/сек*, малыми плотностями: 1,7—1,9 (за исключением галечников, состоящих из гальки изверженных пород и толщ, с большим количеством валунов) и редко — повышенной магнитной восприимчивостью (исключение составляют магнитные пески).

Сопротивления от тысяч *ом м* для сухих песков и галечников доходят до нескольких *ом м* для влажных соленых глин и илов.

При оценке применимости геофизических методов разведки для решения тех или иных геологических задач необходимо иметь в виду ожидаемый разрез и его физические параметры, причем как абсолютные, так и относительные их значения.

Например, скопление масс гипса среди ангидритов вызывает относительную отрицательную аномалию силы тяжести, а появление масс гипса среди каменной соли — положительную. Толща мергелей, покрытых песчано-глинистыми образованиями, выделяется как горизонт повышенного сопротивления, а под карбонатной или толщей гидрохимических осадков — как горизонт пониженного сопротивления.

Поэтому выявление природы относительных аномалий требует или знания геологического разреза, или применения комплекса методов, позволяющих установить природу наблюдаемых аномалий.

Так, например, в Кировабадском районе Азербайджанской ССР максимумы силы тяжести, связанные с поднятиями тяжелых осадочных пород в ядрах структур, характеризуются спокойным магнитным полем. Интенсивные магнитные аномалии свидетельствуют о том, что связанные с ними по площади гравитационные аномалии вызваны изверженными породами.

Опыт применения геофизических методов разведки показывает, что в нефтяной промышленности наиболее эффективные результаты дают четыре геофизических метода: сейсмический, электрометрический, гравиметрический и, в меньшей мере, магнитометрический в их различных модификациях.

Сейсмический и электрометрический методы являются методами, использующими искусственные физические поля. Возможность изменения искусственно создаваемого поля определяет большие возможности указанных методов в решении различных геологических задач и большую точность количественных расчетов, позволяя дифференцировать разрез, выделяя действие различных масс горных пород на наблюдаемые величины.

В отличие от этих двух методов гравиметрический и магнитометрический методы используют естественные поля, обусловленные совокупным действием всех масс горных пород и земных полей. Возможность количественных расчетов ограничивается многообразием действующих факторов; расчленение этих факторов и выяснение природы наблюдаемых аномалий является весьма сложной и не всегда разрешимой задачей. Количественные расчеты поэтому используются только для подтверждения правильности сделанных выводов о природе аномалий и, как правило, не могут служить основой для построения структурных карт.

Этим определяется возможность получения качественной оценки геологического строения, что в свою очередь позволяет использовать указанные методы для проведения рекогносцировочных работ, имея для этого серьезное преимущество перед методами искусственного поля в скорости охвата обширных территорий. Поэтому гравиразведка и магниторазведка нашли широкое применение для изучения новых территорий, не охваченных геологоразведочными работами.

Сейсмический метод разведки используется в нефтяной промышленности в модификациях преломленных и отраженных волн. Первым разработанным и примененным методом, как отмечалось выше, был метод преломленных волн, использовавший первые вступления волны, преломленной на границе раздела сред с различной скоростью распространения упругих колебаний.

Однако по мере разработки и внедрения метода отраженных волн (использующего свойства упругих колебаний отражаться от границ раздела, сред, характеризующихся различной акустической жесткостью) последний занял ведущее место не только

среди модификаций сейсморазведки, но и среди всех остальных методов геофизики.

Преимуществом метода отраженных волн является возможность точных определений глубин залегания отражающих горизонтов и, что особенно важно, углов их наклона, а также большая глубина исследования и возможность устанавливать элементы залегания слоев, слагающих стратиграфически различные горизонты. Даже при отсутствии в разрезе опорных, т. е. повсеместно прослеживающихся и опознаваемых по характерным признакам, отражающих горизонтов строение района может быть установлено по наблюдениям углов наклона отдельных, не связанных друг с другом отражающих площадок (если эти углы не чрезмерно малы).

Возможность варьировать параметрами аппаратуры, условиями возбуждения упругих колебаний, глубиной заложения и величиной заряда взрывчатых веществ, расстояниями от точки взрыва до прибора и между приборами обуславливает большую гибкость метода, который дает хорошие результаты в различных геологических условиях. Вместе с тем ни один из методов разведки не имеет стольких ограничений применимости, сколько метод отраженных волн.

Наряду с площадями со сложным геологическим строением (наличие крутых углов наклона — более  $45^\circ$  и пологих — менее  $1-2^\circ$ , большого количества дизъюнктивных нарушений, ядер протыкания), неблагоприятными для разведки являются площади, где не могут быть систематически получены записи отраженных волн вследствие поглощения или рассеяния энергии упругих колебаний как в момент взрыва, так и на пути до отражающего горизонта. В большом числе районов мешает выделению отражений на сейсмограммах интерференция полезных волн и волн-помех.

Метод преломленных волн на настоящем этапе развития методики геофизических исследований имеет ограниченное применение. Этот метод используется для получения дополнительных данных при прослеживании или опознавании резко неодинаковых по физическим свойствам горизонтов (например, каменной соли — в областях развития солянокупольной тектоники, кристаллических изверженных пород, толщ карбонатных осадков и др., в тех случаях, когда они перекрыты песчано-глинистыми образованиями).

Электроразведка в нефтяной промышленности получила широкое распространение; особенно используется метод постоянного тока с применением вертикальных электрических зондирований (ВЭЗ).

Методика ВЭЗ позволяет при наличии дифференцированного по сопротивлениям разреза выделять и прослеживать по площади поведение опорного электрического горизонта, оценивая порядок глубин тем точнее, чем мельче он залегает. Наиболее

надежные результаты получаются при прослеживании горизонтов, обладающих практически бесконечно высокими сопротивлениями и покрывающихся проводящими слоями. Это позволяет, в силу экономических преимуществ (быстрота исследования и меньшая стоимость), при решении поисковых задач отдавать предпочтение электроразведке перед методом преломленных волн, хотя геологические условия успешного применения этих методов близки.

Гравиразведка как метод рекогносцировки обширных площадей широко используется в комплексе с другими методами геофизических исследований. Решение задач, связанных с необходимостью охвата больших территорий, обусловило вытеснение ранее широко использовавшегося метода съемки с гравитационным вариометром, метод съемки с гравиметром несравненно производительнее. Измерение градиента (ускорения) силы тяжести при вариометрической съемке заменено измерением относительных значений силы тяжести, что дает возможность получения более качественных материалов в условиях пересеченной местности и неоднородного по плотности поверхностного покрова.

Изучение поля силы тяжести позволяет выделить области гравитационных аномалий, вызываемых избытком или дефектом масс в земной коре на исследуемой площади.

Аномалии силы тяжести могут быть связаны как с влиянием региональных факторов (наличие мощных толщ легких осадочных образований в предгорных, межгорных депрессиях и во впадинах на платформах), так и с местными причинами, вызываемыми локальные (ограниченные по площади) аномалии, связанные с развитием в ядрах структур легких или тяжелых горных пород, с наличием неоднородности в верхних слоях разреза (конуса выноса галечников), с появлением среди кислых магматических пород относительно тяжелых основных магм.

Поскольку действие всех факторов суммируется, для оценки природы гравитационных аномалий требуется обычно комплексирование гравиразведки с другими методами исследования.

Магниторазведка используется в комплексе с гравиразведкой для региональных исследований и имеет ограниченное применение в нефтяной промышленности<sup>1</sup>. Методика съемки — площадные исследования с вертикальными магнитными вариометрами; в некоторых случаях они дополняются съемкой горизонтальной составляющей; однако основным видом работ остается изучение аномалий вертикальной составляющей геомагнитного поля.

Как видно из изложенного, при оценке применимости геофизических методов разведки для решения тех или иных геологи-

<sup>1</sup> В последнее время широкое развитие получает аэромагнитная съемка, предложенная впервые А. А. Логачевым в 1935 г. [84].

ческих задач необходимо учитывать, кроме ожидаемого разреза и его физических параметров, геологические особенности района, подлежащего изучению.

С этой точки зрения среди геотектонических элементов могут быть выделены следующие области, отличающиеся специфическими чертами строения, определяющими рациональный комплекс геофизических исследований.

1. Области молодых складчатых сооружений (предгорные депрессии и межгорные впадины).

2. Платформы с палеозойским складчатым основанием.

3. Предгорные прогибы палеозойских складчатых сооружений.

4. Платформы с докембрийским кристаллическим фундаментом.

5. Межгорные впадины, выполненные палеозойскими дислоцированными осадками.

6. Области развития солянокупольной тектоники, независимо от возраста слагающих разрез пород.

Местные условия, определяющие отклонения от разработанного для типичных условий рационального комплекса, учитываются на основании приведенных выше соображений о параметрах разреза и технических возможностях методов геофизики.

Под рациональным комплексом понимается такое сочетание методов разведки, которое позволяет решать поставленную геологическую задачу наиболее точно, в самые короткие сроки и экономически наиболее целесообразно.

При этом особенно следует избегать нагромождения исследований различными методами, если они не дополняют друг друга. Так, например, задача поисков солянокупольных структур может решаться практически всеми методами разведки. Однако наиболее целесообразным является применение гравиразведки, дающей более точные по сравнению с магниторазведкой результаты и позволяющей затрачивать меньше времени и средств на обнаружение каждого купола по сравнению с электроразведкой и сейсморазведкой.

Рекогносцировочные геофизические работы. Задачей рекогносцировки при помощи геофизических методов разведки является выявление общей характеристики геологического строения и оценка перспективности территории с точки зрения постановки дальнейших разведочных и поисковых работ с целью обнаружения новых нефтяных месторождений.

Эта задача решается при помощи гравиметрической съемки, дополняемой в межгорных впадинах магнитометрическими работами и отдельными профилями методами электроразведки и сейсморазведки. Перед гравиразведкой в этом случае могут быть поставлены следующие задачи:

1) выделение и оконтуривание перспективных для разведки депрессионных зон, выполненных относительно более легкими осадочными образованиями;

2) определение простирания основных структурных элементов, зон разломов или крутого флексуробразного погружения слоев в прибортовых частях впадин.

При этом следует иметь в виду следующую закономерность: чем моложе возраст впадины и осадков, ее выполняющих, тем резче она выделяется на гравитационных картах и тем точнее решаются поставленные выше задачи.

Для решения вопроса о мощностях толщ пород, слагающих впадину, требуется комплексное применение гравиразведки с другими методами. При относительно неглубоком залегании жесткого ложа впадины (не более 2000 м) рельеф его и характер изменения мощностей может быть определен при помощи электроразведки. Таким условиям отвечают большей частью межгорные впадины и впадины в платформенных областях. Предгорные впадины характеризуются в основном большими мощностями пород и большой глубиной залегания жесткого основания. В этих условиях представление о положении области наибольшего прогиба и строении бортов может быть получено в результате наблюдения за поведением горизонтов в толще осадочных пород при помощи сейсморазведки.

В ходе рекогносцировочных работ частично может быть решен вопрос и о характере структурных форм, осложняющих депрессионные зоны. Сведения эти получаются при совместном рассмотрении результатов гравиразведки и разрезов по профилям, построенным в результате рекогносцировочных пересечений изучаемой территории методами электроразведки и сейсморазведки. В отдельных случаях, например, в области развития солянокупольной тектоники, наблюдается специфическое гравитационное поле (чередование локальных относительных минимумов и максимумов силы тяжести), что позволяет дать заключение о характере структурных форм только на основании данных гравиразведки.

Обычно же вопрос о развитых структурных формах решается в ходе поисковых работ.

Поиски и разведка структур при помощи геофизических методов. Решение поисковых и разведочных задач геофизическим методом разведки обычно выполняется одними и теми же методами и отличается только степенью детальности проводимых съемок; на участках выявленных структурных форм сеть наблюдений сгущается.

В случае применимости сейсморазведки конечным этапом подготовки структур к промышленной разведке должна явиться постановка сейсмических исследований методом отраженных волн, дающим наиболее точные результаты. В случае неприменимости этого метода постановке глубокого разведочного буре-

ния должно предшествовать изучение структуры при помощи структурно-колонкового бурения. Лишь в крайне исключительных случаях структуры могут передаваться в промышленную разведку по данным электроразведочных работ (при неприменимости колонкового бурения) с учетом того, что положение свода и контуры структур определяются этим методом не точно.

Применение электроразведки для решения поисковых задач целесообразно при наличии в разрезе на глубинах, доступных для электроразведки, опорного электрического горизонта. Чем больше глубина его залегания, тем большей амплитуды должны быть поднятия, чтобы их можно было обнаружить электроразведкой. Этот метод не позволяет давать точность определения глубин, большую 10%. Другими словами, при глубине 1000 м поднятия с амплитудой в 100 м не могут быть уловлены, следовательно, можно достоверно судить о наличии структур только с амплитудой в 200 м и более.

Гравиразведка дает возможность обнаруживать локальные поднятия слоев только при наличии в ядрах складок легких или тяжелых масс при больших амплитудах поднятий.

Такие условия наблюдаются в солянокупольных областях, в некоторых депрессиях Средней Азии и других местах.

Методом сейсморазведки наиболее успешно решаются поисковые и разведочные задачи в областях молодых складчатых сооружений, а также в условиях платформенных областей с палеозойским складчатым основанием и в комплексе с гравиразведкой (позволяющей обнаруживать соляные купола) — в областях развития солянокупольной тектоники.

Исключение составляют районы, перекрытые мощными толщами галечников или конгломератов, и районы развития сложно дислоцированных складок, узких, с крутыми углами наклона крыльев, опрокинутых, осложненных надвигами и разломами.

Если нарушенными являются только сводовые части, а антиклинальные поднятия разделены широкими синклиналильными прогибами, сейсморазведка позволяет обнаруживать, оконтуривать антиклинальные структуры и устанавливать их взаимоотношение путем изучения конфигурации спокойно залегающих слоев на далеких крыльях и в периклинальных частях поднятий.

В платформенных условиях необходимо избегать использования в качестве поискового метода гравиразведки и магниторазведки, так как поднятия малой амплитуды на платформе вызывают аномалии, значительно меньшие по значению, чем те, которые обусловлены неоднородностью подстилающего ложа.

При поисках структур в областях молодых платформ осложняющим обстоятельством могут являться пологие углы наклона крыльев структур и малые их амплитуды, что требует при проведении сейсморазведки тщательного учета всех факто-

ров, влияющих на время прихода отраженной волны, а не только глубины залегания изучаемого горизонта.

В пределах платформенных областей, сложенных палеозойскими осадками, эти осложнения усугубляются высокими значениями скорости распространения упругих колебаний. Последнее приводит к тому, что время прихода волны, отраженной от одного и того же горизонта, в результате небольших изменений глубины его залегания (соответствующих малым амплитудам платформенных структур) будет изменяться весьма мало. Вместе с тем, наличие вверху разреза колеблющихся по мощности песчано-глинистых слоев и наносов, а также фациальные изменения этих толщ и толщи гидрохимических осадков по площади могут вызывать значительные изменения в величине средней скорости пробега отраженной волны, что повлечет за собой заметные изменения времени ее прихода, соизмеримые или большие, чем изменения времени прихода волны за счет глубины залегания отражающих горизонтов.

Эффективные результаты по разрешению разведочных задач дает применение сейсморазведки в областях развития солянокупольной тектоники.

При наличии в разрезе опорных горизонтов использование сейсмической детальной (площадной) съемки позволяет не только изучать отдельные блоки, но и составлять структурную карту полностью для всего купола, выделяя опущенные и приподнятые крылья и отдельные поля. Изучение конфигурации соляного ядра решается применением методов преломленных и отраженных волн. Задача поисков и разведки поднятий подсолевых горизонтов разрешается значительно труднее, и лишь в немногих районах удается при помощи сейсморазведки изучить конфигурацию подсолевого ложа.

По мере развития техники и разработки методики все более и более расширяется как область применения геофизических исследований, так и круг геологических задач, решаемых геофизикой при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений.

#### Геологическая интерпретация материалов геофизической разведки

Геологическая интерпретация материалов геофизической разведки проводится с целью геологического истолкования или геологического понимания данных изучения определенных физических явлений, которые наблюдаются в верхних слоях земной коры.

В соответствии с этим задачи интерпретации материалов геофизической разведки, проведенной в пределах исследуемой площади (района, области), заключаются в установлении определенных комплексов пород, главным образом, осадочных об-

разований, по наличию характерных для них физических свойств, в увязке этих комплексов пород с литолого-стратиграфическим разрезом данной площади и в выявлении тектонического строения (площади) по залеганию этих комплексов пород<sup>1</sup>.

Обычно геологическое истолкование данных геофизической разведки для большей точности производится по результатам изучения не одной, а нескольких физических величин, так как при изучении только одной какой-либо физической величины в большинстве случаев существует весьма значительное число вариантов геологической интерпретации.

Поэтому считается, что изучение двух или трех физических величин в пределах одной и той же площади, т. е. исследование этой площади двумя или тремя различными методами геофизической разведки, приводит в большинстве случаев к определенному сокращению количества возможных вариантов их геологической интерпретации.

Геологическая интерпретация материалов геофизической разведки будет ближе отвечать действительности также и в том случае, когда имеется наибольшее количество сведений об общих чертах геологического строения изучаемой площади (района) или в крайнем случае — соседних с ней.

Говоря об интерпретации данных геофизической разведки, следует отметить, что точность этих данных оценивается по результатам проверки бурением основных геологических выводов, сделанных на основании геофизических исследований. Такими основными выводами являются: 1) установленные в пределах исследованной геофизическими методами разведки территории структуры определенного типа, благоприятные по условиям строения для промышленных скоплений нефти и газа и 2) о глубинах залегания важных для геолога пород осадочных отложений, устанавливаемых на основе определения глубин залегания границ физически разнородных горизонтов.

С этой точки зрения труднее всего оценивать точность магнитометрических исследований. Оценивать точность гравиметрических исследований относительно легче, хотя она является разнообразной в зависимости от особенностей геологического строения исследуемой площади (территории).

Так, в пределах Эмбенской нефтеносной солянокупольной области сотни соляных куполов были обнаружены при помощи гравиразведки, причем многие десятки из них были подтверждены и разведаны бурением. Таким образом, здесь, как мы видим, гравиметрический метод разведки как поисково-рекогно-

сцировочный метод дает результаты сравнительно высокой точности.

Весьма хорошие результаты показала гравиметрия и в пределах так называемой Печорской тектонической гряды, на территории окраинной зоны северо-восточной части Русской платформы, где в основании палеозойской толщи осадочных образований предполагается залегание докембрийского фундамента, сложенного серией сильно метаморфизованных пород (метаморфическая свита М).

Здесь маршрутной гравиметрической разведкой легко устанавливаются поднятия в толще верхнепалеозойских пород, строение которых уточняется детальной гравиметрией. Как и на территории Эмбенской области, бурение, проведенное впоследствии в пределах Печорской тектонической гряды, подтвердило поднятие структуры в местах, установленных гравиметрией.

Следовательно, и в окраинной зоне северо-восточной части Русской платформы гравиразведка дает результаты сравнительно высокой точности.

Однако во многих других случаях геологическое истолкование данных гравиметрических исследований практически не является однозначным. В результате этих исследований выделяются участки, где возможны структурные формы, благоприятные для промышленного скопления нефти и газа.

Электроразведка методом сопротивлений при исследовании профилями (без определения глубины залегания опорного горизонта) в большинстве случаев также не дает однозначного решения. Исключение составляют только те области (районы), в которых поднятия выражены резко при достаточно постоянной геоэлектрической характеристике разреза.

В этих условиях данные профильной электроразведки, как правило, подтверждаются разведочным бурением.

Примером поднятий, выявленных электроразведкой, являются правобережное поднятие в Грозненской нефтеносной области (рис. 35), Мардакянское поднятие и поднятие Гюргяны-море, вблизи восточного берега Апшеронского п-ова и др.

Данные электроразведки способом вертикальных зондирований на площадях, в пределах которых нельзя привязаться к разрезу глубоких разведочных или структурно-колонковых скважин, содержат обычно ошибку около 10—25%. При этом точность результатов исследований, при всех прочих равных условиях, возрастает с уменьшением глубины залегания опорных электрических горизонтов.

Только при сейсморазведке достигается наибольшая точность определения глубин залегания опорных горизонтов. Считается, что ошибка при этом методе разведки редко достигает 5%, обычно же она не превосходит 1—2%.

Рассмотрим некоторые примеры геологического истолкования или геологической интерпретации данных различных мето-

<sup>1</sup> В последнее время наиболее полное освещение геологической интерпретации материалов геофизической разведки было выполнено В. А. Долицким [122]. Частичное изложение геологической интерпретации данных геофизики по отдельным районам или методам геофизического изучения можно найти в других работах [61, 68, 69, 72, 85 и др.].

дов геофизической разведки применительно к различным видам структурных форм, благоприятных для промышленного скопления нефти и газа.

Начнем с наиболее простой тектонической (структурной) формы — моноклиналиного залегания пластов.

Установлено, что в этом случае магнитометрическая съемка, вообще получившая ограниченное применение в практике нефтепоисковых работ, дает при картировании четкие показания только в том случае, если имеются слои, магнитная восприимчивость которых выше, чем в покрывающих и подстилающих

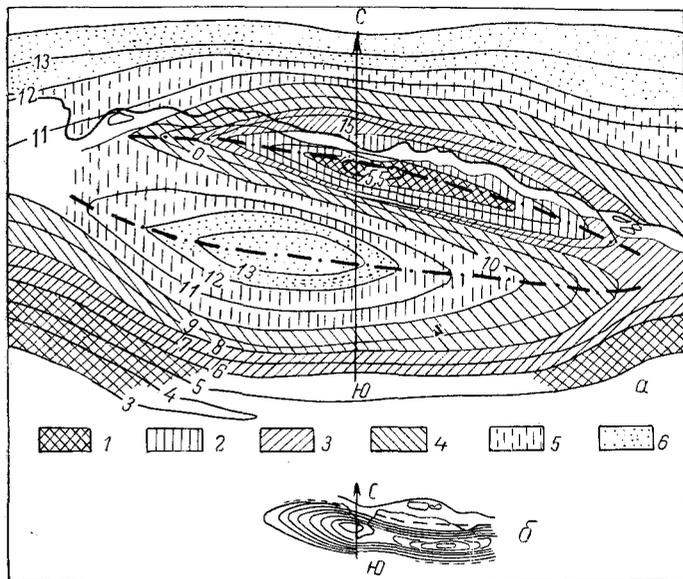


Рис. 35. Схема карты кажущихся сопротивлений (а) и структурной карты (б) Правобержной антиклинали Грозненской области (а — по В. Н. Дахнову).

1 — кажущееся сопротивление 3—6 ом м; 2 — то же, 6—7 ом м; 3 — то же, 6—8 ом м; 4 — то же, 8—10 ом м; 5 — то же, 10—12 ом м; 6 — то же, 12—14 ом м.

породах. При этом наилучших результатов при проведении магнитной разведки можно добиться при крутом залегании пластов.

Значительно большее применение при картировании моноклиналиного залегания пластов получила электроразведка. Наиболее интересным и наглядным примером в этом отношении является картирование при помощи электропрофилей апшеронских известняков плиоцена под водой в пределах юго-восточного погружения Биби-Эйбатской складки в прибрежной части Апшеронского п-ова (рис. 36).

Сопоставление электропрофилей дало возможность установить спокойное залегание известняков в северной части исследо-

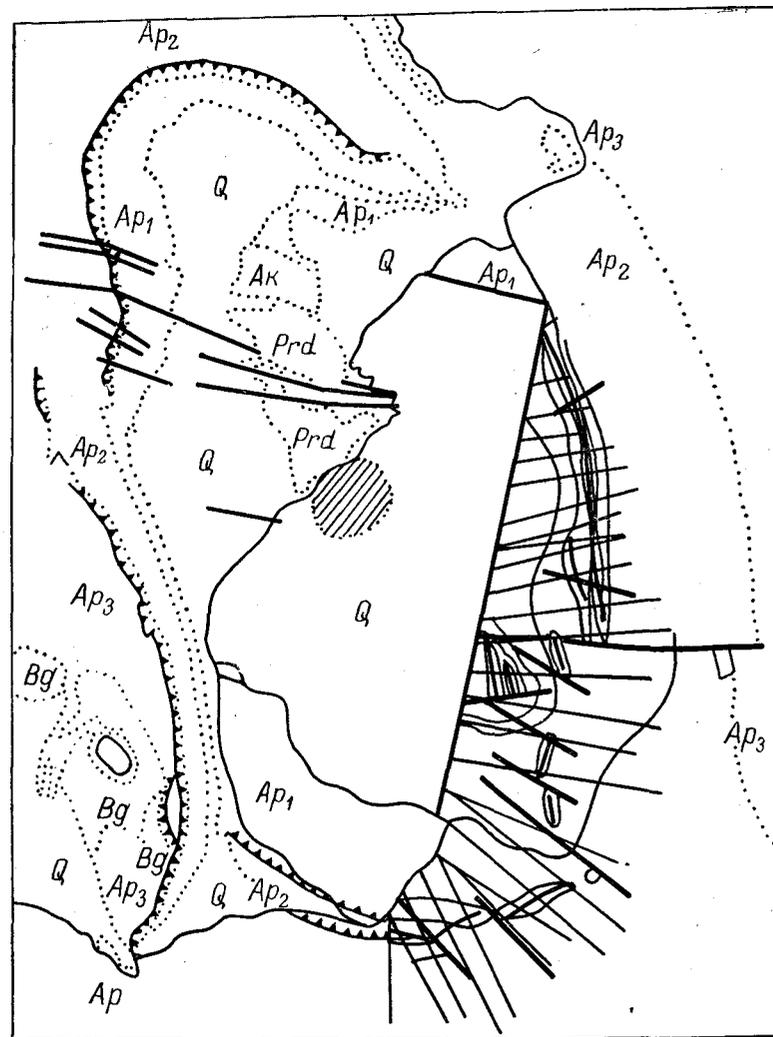


Рис. 36. Картирование известняка под водой на крыле Биби-Эйбатской антиклинали при помощи электропрофилей (геология по Д. В. Голубятникову, электроразведка — по В. Н. Дахнову).

1 — погребенная грязевая сопка; 2 — электропрофили; 3 — пласты повышенного сопротивления; 4 — линии равных сопротивлений.

ванного участка, в пределах северо-восточного крыла складки и неоднократное смещение их — в южной части, в зоне юго-восточной периклинали. Эта съемка дала возможность лучшим образом оконтурить Биби-Эйбатскую складку.

Наиболее важным для практики нефтепоисковых работ является изучение моноклинального залегания слоев на глубине, особенно в связи с поисками залежей нефти и газа, приуроченных к пластам, выклинивающимся вверх по восстанию.

В этом отношении гравиразведка дает возможность только отличить моноклинальное залегание пластов от горизонтального залегания, а также от антиклинального перегиба и синклинального строения слоев.

Выяснить же глубину залегания в пределах исследуемой площади определенного, интересного для нефтепоисковой геологии пласта или горизонта при помощи гравиразведки (и тем более магниторазведки) является делом практически невозможным.

Только электроразведка методом вертикальных зондирований и особенно сейсморазведка в состоянии, как правило, выяснить глубину залегания одного или нескольких пластов (горизонтов) на исследуемой площади и дать более

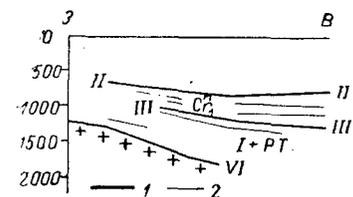


Рис. 37. Сейсмический профиль на крыле соляного купола Эмбенской нефтеносной области.

1 — опорные сейсмические горизонты; 2 — другие отражающие горизонты.

или менее полноценное представление об особенностях и характере залегания их. Установлено, что электроразведка дает возможность определять глубины залегания лишь одного, в редких случаях — двух опорных пластов.

В этом отношении сейсморазведка дает геологу-нефтянику исключительно широкие возможности, фиксируя при непрерывном профилировании множество отражений. Если при этом осуществляется привязка отражений к хорошо изученному разрезу скважины, дающая возможность отождествить эти отражения с определенными стратиграфическими границами, то в этом случае могут быть построены по данным сейсморазведки геологические профили и составлены структурные карты по каждому из интересующих пластов или горизонтов в отдельности.

На рис. 37 показан такой сейсмический профиль, проведенный на крыле одной из солянокупольных структур Эмбенской нефтеносной площади, на котором наглядно зафиксированы пласты, выклинивающиеся вверх по восстанию.

Сейсмический профиль, приведенный на рис. 38, дает весьма наглядное представление о несогласном налегании третичных отложений на породы мезозоя в пределах Новобогатинского соляного купола в Эмбенской нефтеносной области.

Этот пример со всей убедительностью показывает, что при благоприятных сейсмо-геологических условиях сейсморазведка может успешно решать даже такие сложные геологические задачи, как изучение явлений несогласного залегания пластов различного стратиграфического возраста. Следовательно, сей-

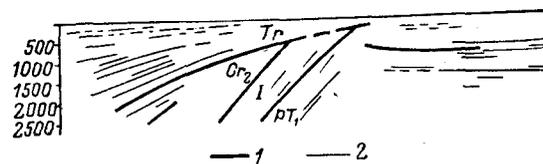


Рис. 38. Геологическое истолкование сейсмического профиля через купол Новобогатинск (по Н. В. Неволину). Несогласное налегание третичных отложений на мезозой.

1 — опорные сейсмические горизонты; 2 — другие отражающие горизонты.

сморазведка в состоянии решать геологические задачи, связанные с поисками промышленных залежей нефти и газа, находящихся под плоскостями тектонического несогласия, так называемых стратиграфических залежей.

Наглядное, например, представление дает сейсморазведка методом отраженных волн о строении Кубанской депрессии по

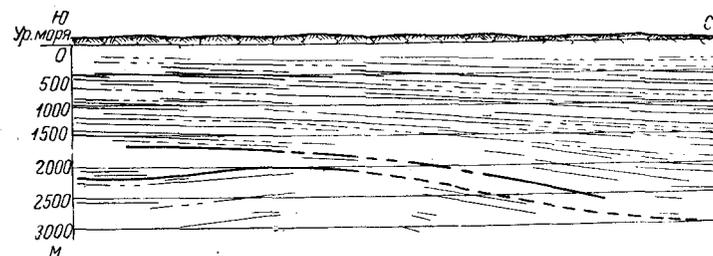


Рис. 39. Сейсмический профиль через южное крыло Кубанского предгорного прогиба. Утолщенные линии — опорные сейсмические горизонты (по А. Н. Федоренко).

одному из сейсмических профилей (рис. 39). По нему выделяются два горизонта, которые прослеживаются на большой глубине и являются опорными сейсмическими горизонтами.

Весьма интересно отметить, что нижний опорный сейсмический горизонт, залегающий на глубине свыше 2000 м, четко обрисовывает антиклинальный перегиб пластов под мощной толщей моноклинально залегающих отложений.

Характерным сейсмическим профилем, фиксирующим по значительному количеству отражающих поверхностей моноклинальное залегание отложений палеогена и целой серии выклини-

вающихся пластов, является морской сейсмический профиль, проведенный в районе юго-восточного окончания Апшеронского п-ова (рис. 40).

Значительно более сложной оказалась интерпретация моноклиналильного залегания пластов, осложненного наличием рифовых сооружений, известных в некоторых восточных районах, в пределах западного борта Предуральяского прогиба. Изучение и геологическое истолкование рифовых сооружений и их строения оказалось возможным лишь в результате совместного применения гравиразведки и электроразведки. Проведенные попытки использовать при этом и магниторазведку оказались без-

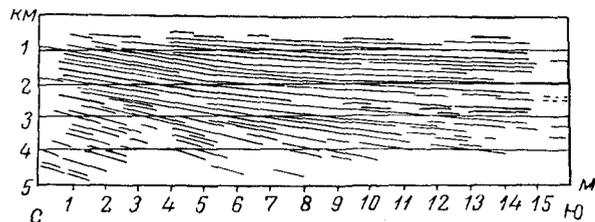


Рис. 40. Морской сейсмический профиль вдоль западного берега Шиховой косы к югу от Апшеронского п-ова (по В. И. Куликову).

успешными вследствие резкой изменчивости магнитных свойств уфимских пород.

При комплексном применении гравиразведки и электроразведки указанием на наличие рифового сооружения (массива)<sup>1</sup> является совпадение максимума силы тяжести с поднятием кровли кунгура, которое обычно выявляется электроразведкой (рис. 41).

Несмотря, казалось бы, на простоту и четкость только что указанных соотношений, выявление рифовых массивов в действительности оказалось очень сложным. Объясняется это тем, что незначительные максимумы силы тяжести, соответствующие рифовым массивам, искажаются региональным влиянием и воздействием местных изменений плотности пород уфимских и кунгурских отложений, связанных с литолого-фациальными изменениями этих пород. Показания же электроразведки осложняются резкой изменчивостью мощностей переходных слоев между кунгурским ярусом и уфимской свитой. Иногда, в пределах отдельных участков, данные геофизической разведки осложняются еще и появлением в толще кунгурского яруса различной мощности терригенных пачек, обычно не отличимых по физическим свойствам от пород уфимской свиты.

<sup>1</sup> Или антиклинального поднятия докунгурских слоев.

Все эти затруднения, осложняя в значительной мере геологическое истолкование данных геофизической разведки рифовых сооружений (массивов), тем не менее дают возможность проводить сопоставление материалов гравиразведки и электроразведки и сравнительно удовлетворительно решить поставленные перед нефтепоисковыми работами задачи в рассмотренных выше сложных геологических условиях<sup>1</sup>.

При геологическом истолковании материалов геофизической разведки при поисках и изучении структур антиклинальной и

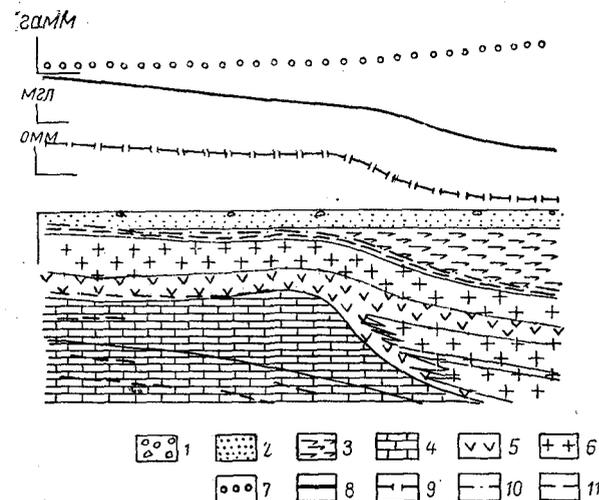


Рис. 41. Схема геофизических данных при изучении рифовых массивов в Башкирском Приуралье.

1 — конгломераты; 2 — пески и песчаники; 3 — мергели; 4 — известняки и доломиты; 5 — ангидрит; 6 — каменная соль; 7 — аномалия Z; 8 — аномалия силы тяжести; 9 — кажущиеся сопротивления; 10 — кровля опорного горизонта бесконечного сопротивления; 11 — отражающие и преломляющие горизонты.

брахиантиклинальной формы необходимо прежде всего различать: 1) антиклинальные структуры геосинклинальных областей, в основном — окраинных зон складчатых сооружений, 2) антиклинальные структуры платформенных областей (крупные пологие брахиантиклинали) и 3) солянокупольные структуры.

Геологическая интерпретация материалов геофизической разведки по поискам и изучению антиклинальных структурных форм геосинклинального типа показала, что вследствие незна-

<sup>1</sup> Интересно отметить, что С. С. Ковнер и Б. Л. Шнеерсон в работе [63] доказывают на примере изучения рифового массива Термень-Елга, что термические измерения, проведенные на определенных глубинах и сопровождаемые параллельным расчетом непертурбированного присутствием массива термического поля, могут указать на погребенный рифовый массив (типа изученного ими массива Термень-Елга), в то время, когда гравитационная разведка и электроразведка не дают положительных результатов.

чительной разницы в магнитной восприимчивости пород, слагающих структуры, магниторазведка при поисках и изучении таких структур, как правило, не дает положительных результатов.

По данным гравиразведки можно, во-первых, выделять зоны передовых прогибов по большим отрицательным аномалиям силы тяжести и, во-вторых, в случаях неглубокого залегания плотных пород в ядре антиклинальной складки, установить связь положительных аномалий силы тяжести с антиклинальными поднятиями.

Во втором случае характерным примером может служить Хаудагская антиклиналь, расположенная в Таджикской депрессии (рис. 42), а также поднятие Котур-Тепе, расположенное

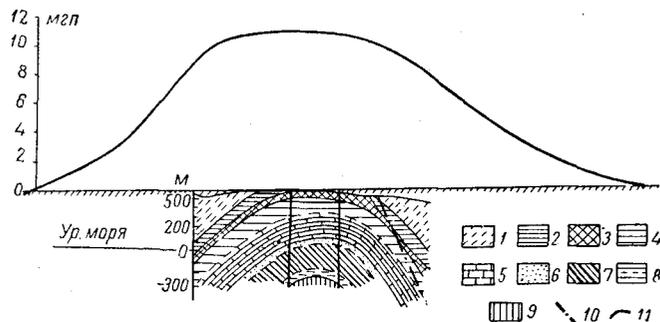


Рис. 42. Гравитационный профиль через антиклиналь Хаудаг в Таджикской депрессии (по Н. П. Туаеву и Ю. Н. Годину).

1—глинистая толща олигоцена; 2—зеленые глины ферганского яруса; 3—известняк алайского яруса; 4—зеленые глины сузакского горизонта; 5—известняки палеоцена; 6—песчаник сенона; 7—глинистая толща сенона; 8—песчано-глинистый горизонт сенона; 9—глинистая толща сенона; 10—сброс; 11—аномалия силы тяжести.

между Небит-Дагом и Челекеном в Туркменской ССР. На площади Котур-Тепе был обнаружен максимум силы тяжести в 2,5 мгл (рис. 43), на месте которого впоследствии сейсморазведкой была выявлена четко выраженная антиклинальная складка.

Отчетливая связь положительных аномалий силы тяжести с антиклинальными структурами была установлена также на северном склоне Малого Кавказа в Кировабадском районе Азербайджанской ССР, где плотность нефтеносных нижнетретичных отложений, представленных толщей песчано-глинистых пород, значительно меньше плотности меловых отложений, залегающих на глубине в ядре поднятий (рис. 44).

При изучении отдельных поднятий методом гравиразведки в районах, где наблюдается мощное развитие однообразных по литологическому составу отложений, не было обнаружено сколько-нибудь четко интерпретируемых аномалий силы тяжести (например, Апшеронский п-ов, Кубанская депрессия, юго-западная часть Керченского п-ова и др.).

При поисках и изучении антиклинальных структур геосинклинального типа электроразведкой по способу вертикальных зондирований хорошо геологически интерпретируются поднятия

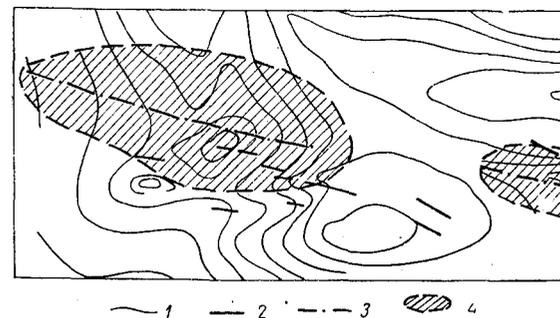


Рис. 43. Схема аномалий силы тяжести в районе Котур-Тепе, в западной части Туркменской ССР.

1—изоаномалы силы тяжести (от условного нуля); 2—выходы известняков апшеронского яруса; 3—ось максимальной аномалии силы тяжести; 4—примерный контур остаточной аномалии силы тяжести после снятия регионального фона.

в областях и районах с неглубоким залеганием пород высокого сопротивления. Наглядным примером в этом отношении могут служить результаты разведки вертикальными зондированиями Кинзебулатовской площади, расположенной в пределах западного борта Предуральяского прогиба (Башкирская АССР), где опорным электрическим горизонтом является поверхность кунгурских хемогенных пород (рис. 45).

Способ вертикальных зондирований получил в пределах геосинклинальных зон и предгорных прогибов (депрессий) ограниченное применение. В остальных нефтеносных районах и областях (за исключением Таджикской депрессии, Предуральяского прогиба и некоторых др.), расположенных в окраинных зонах складчатых сооружений, в основном применялся способ профилирования. Геологическая интерпретация этого способа основывается на электрической характеристике каждого горизонта литолого-стратиграфического разреза исследуемой площади.

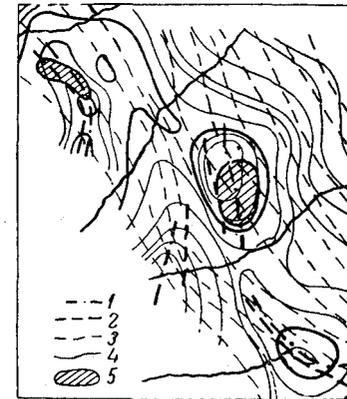


Рис. 44. Схема карты аномалий силы тяжести части Кировабадского района АзССР (по П. И. Лукавченко).

1—оси аномалий силы тяжести после снятия регионального фона; 2—то же, до снятия фона; 3—изоаномалы регионального гравитационного фона; 4—наблюдаемые изоаномалы; 5—известные антиклинальные поднятия.

Наиболее уверенно и однозначно интерпретируются при изучении антиклинальных форм геосинклинального типа данные сейсморазведки.

Геологическое истолкование данных сейсморазведки осуществляется в виде составления четких структурных карт по залеганию наиболее характерных опорных сейсмических горизонтов<sup>1</sup> и построения геологических профилей, наглядно изображающих

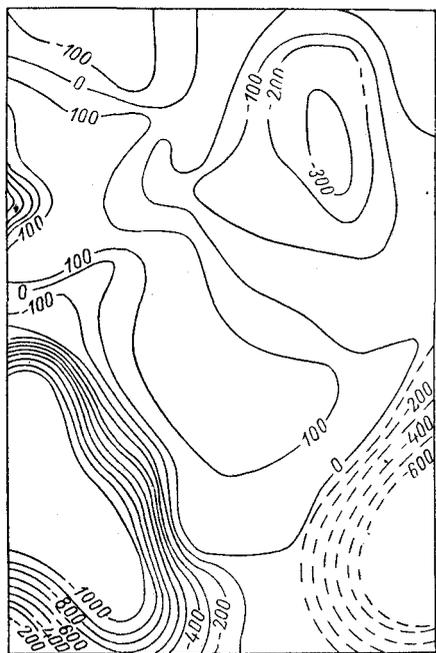


Рис. 45. Схема структурной карты по кровле опорного электрического горизонта бесконечного сопротивления района Кинзебулатово Башкирской АССР (по Е. Н. Калену).

детали тектонических особенностей изучаемого поднятия (площади). При установлении в пределах определенной площади (структуры) нескольких опорных или условных сейсмических горизонтов, располагающихся на различных глубинах, представляется полная возможность построить несколько структурных карт для разновозрастных отложений. Сопоставляя эти карты, можно легко установить смещение свода структуры по различным стратиграфическим горизонтам.

Это обстоятельство имеет исключительно важное практическое значение для успешных поисков промышленных залежей нефти и газа, так как дает геолог-нефтянику прекраснейшее средство для наиболее правильного и удачного выбора мест (точек) заложения первых глубоких разведочных скважин, особенно при несовпадении (смещении) сводов структуры по разным опорным горизонтам. В этом и заключается одно из преимуществ сейсмических исследований по сравнению с другими методами геофизической разведки.

<sup>1</sup> Иногда структурные карты составляются по условному сейсмическому горизонту, для которого при проведении полевых работ получается большое число отражающих и хорошо прослеживающих площадок. Структурные карты, построенные по опорным сейсмическим горизонтам, являются более точными по сравнению со структурными картами, составленными по условным горизонтам.

В. И. Куликов, проделавший большую работу по интерпретации материалов геофизической разведки на территории Азербайджанской ССР, отмечает, например, что сейсморазведка с первых лет применения показала большие разведочные возможности как для поисков, так и для изучения тектоники нефтеносных структур и является в настоящее время основным и наиболее эффективным разведочным методом [69].

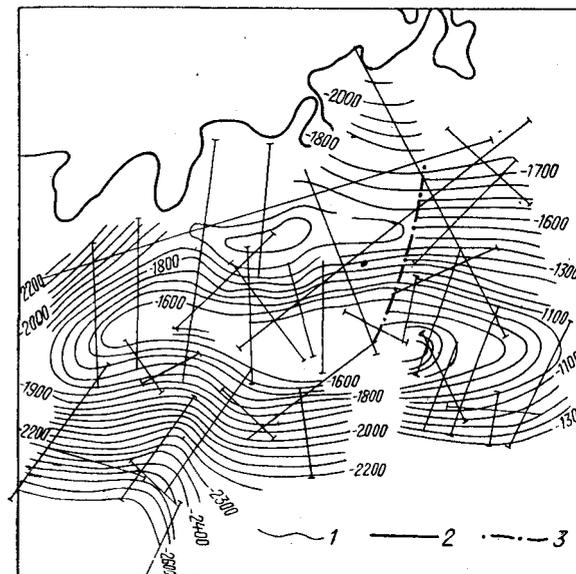


Рис. 46. Схема структурной карты антиклинали Котур-Тепе (по условному сейсмическому горизонту, по А. Н. Федоренко, Н. П. Чунареву и Ю. Н. Годину).

1—изогипсы условного сейсмического горизонта; 2—линии сейсмических профилей; 3—сбросы.

Особенно хорошо данные сейсморазведки интерпретируются в пределах геосинклинальных областей. Примером такой интерпретации может служить структурная карта Котур-Тепинской антиклинали (рис. 46 и 47). Весьма наглядно иллюстрируют геологическое строение исследуемой площади и сейсмические профили по отражающим горизонтам, построенные для прибрежной части Каспийского моря, вблизи Апшеронского п-ова (рис. 48).

Считается, что на Кавказе сейсморазведка дает хорошие результаты в пределах Краснодарского края при изучении антиклинальных структур и на территории предгорного прогиба (см. рис. 39). Поиски и изучение антиклинальных поднятий проводились здесь отдельными сейсмическими профилями, которые начинались от выходов на земную поверхность третичных слоев

на северном склоне Кавказа и протягивались на север на несколько десятков километров.

В пределах платформенных областей геологическая интерпретация материалов геофизической разведки при поисках антиклинальных поднятий более сложна.

Значительное затруднение здесь при интерпретации материалов наиболее эффективного сейсмического метода, при поисках и изучении платформенных дислокаций, возникает из-за небольшой амплитуды этих структур.

Это обстоятельство необходимо иметь в виду при использовании данных сейсморазведки, в частности, весьма тщательно

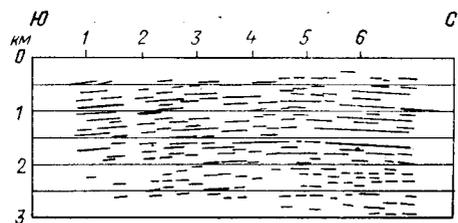


Рис. 47. Сейсмический профиль через антиклиналь Котур-Тепе.

надо учитывать изменения скорости распространения сейсмических волн в отдельных горизонтах литолого-стратиграфического разреза исследуемой площади, а также изменение мощности этих горизонтов и поверхностные сейсмогеологические условия.

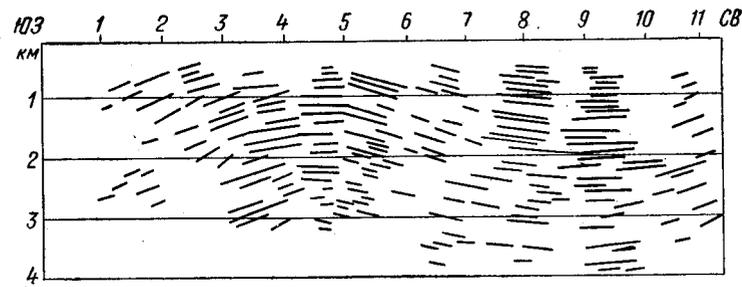
Как известно, поверхностные сейсмогеологические условия, а также глубина залегания кристаллического фундамента оказывают большое влияние на результаты сейсмических исследований и качество геологической интерпретации.

Так, например, в пределах северо-восточной части Русской платформы, где под наносами залегают отложения карбона, представленные известняками, доломитами и доломитизированными известняками, к тому же при небольшой глубине залегания кристаллического фундамента, результаты сейсмических исследований являются явно неудовлетворительными; в этом районе отражения либо не получаются совсем, либо получаются слабыми, плохо прослеживающимися, недостаточно уверенными для геологического истолкования. Данные такой интерпретации сейсмических материалов бурением не подтвердились.

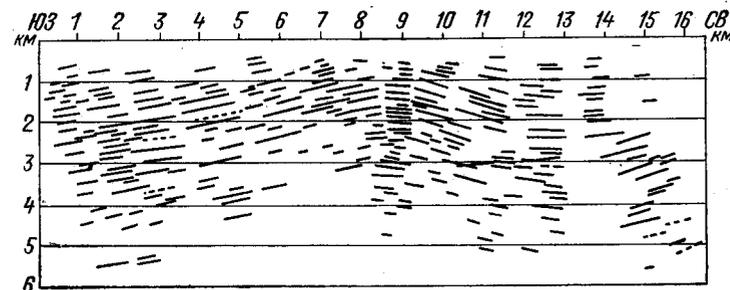
При переходе же сейсмическими исследованиями в пределы зоны развития пермских отложений (пермское поле), представленных под наносами толщей песчано-глинистых пород, при соответствующем значительном увеличении и глубины залегания поверхности кристаллического фундамента результаты сейсмических исследований и качество геологической интерпретации резко улучшались. Отражения сейсмических волн получаются четкими, часто хорошо прослеживающимися, благодаря чему представляется возможность выделить более или ме-

нее уверенные опорные горизонты и составить структурные карты. Проверка бурением установленных при этом поднятий платформенного типа обычно дает положительные результаты.

Однако для того чтобы сделать сейсмический метод при поисках и изучении структур, благоприятных для промышленного скопления нефти и газа на платформах, таким же эффективным и ценным методом геофизической разведки, каким он является уже в пределах геосинклинальных областей, особенно в окраин-



а



б

Рис. 48. Сейсмические профили а и б через антиклинальные складки в море, вблизи Апшеронского п-ова (по В. И. Куликову).

ных зонах складчатых сооружений, необходимо проделать еще огромную работу по дальнейшему усовершенствованию аппаратуры, максимальной рационализации методики полевых исследований и всемерному улучшению геологической интерпретации.

Следующим геофизическим методом, дающим при поисках и предварительном изучении поднятий в пределах платформенных областей удовлетворительные результаты, является электроразведка. Следует только оговориться, что эти результаты относятся к изучению только верхних горизонтов разреза и поэтому характеризуют тектоническое строение исследуемой пло-

щадя только по поведению этих неглубоко залегающих отложений<sup>1</sup>.

Наиболее четко интерпретируемые результаты показывает электроразведка в пределах развития пермских пород. По поведению опорных электрических горизонтов в толще пермских отложений более уверенно строятся структурные карты (см. рис. 45), нежели по отложениям карбона. Это выявилось при проведении электроразведочных работ в пределах северо-восточной части Русской платформы, где большинство поднятий опорного электрического горизонта, выявленных в пределах карбонового поля, не подтвердилось бурением.

Однако хорошо известны случаи выявления поднятий по опорным электрическим горизонтам и в карбоне (или на границе карбона и мезозоя), которые впоследствии, как правило, подтверждались бурением.

К числу подобных поднятий можно отнести, например, некоторые поднятия, расположенные в пределах южной части Доно-Медведицких дислокаций, в районе Арчеды (рис. 49). На этом рисунке показана структурная схема по поверхности,

отделяющей размытые известняки верхнего и среднего карбона от несогласно налегающих на них отложений слабо дислоцированного мезо-кайнозоя. Из трех поднятий, изученных здесь электроразведкой и приурочивающихся к крупной платформенной дислокации юго-западного — северо-восточного простирания, наибольшую амплитуду имеет южное, с изогипсой на своде +150 м. Северное, Арчединское, поднятие обладает средней амплитудой (изогипса +100 м), отличаясь от двух других поднятий более крутым северо-западным крылом.

Рис. 49. Схема структурной карты поверхности палеозоя в районе Арчеды, составленной по данным электроразведки (по Б. Л. Гуревичу).

Рис. 49. Схема структурной карты поверхности палеозоя в районе Арчеды, составленной по данным электроразведки (по Б. Л. Гуревичу).

<sup>1</sup> В связи с этим перед электроразведкой при изучении дислокаций на платформе стоит важная в практическом отношении задача — добиться здесь изучения дислокаций (поднятий) по залеганию глубоких горизонтов литологостратиграфического разреза.

Разведочное бурение, проведенное с учетом данных электроразведки в пределах Арчединского поднятия, подтвердило наличие поднятия, асимметричность его строения и общее простирание, показав расхождение только в деталях тектоники.

Данные гравиразведки и, в частности, детальной гравиразведки интерпретируются в пределах отдельных участков платформы, как мы уже отмечали, достаточно хорошо. Например, в пределах окраинной зоны северо-восточной части Русской платформы, на территории Среднего Поволжья и в других местах. Это, по-видимому, связано в какой-то мере с глубоким залеганием здесь кристаллического фундамента и главным образом с особенностями состава пород фундамента.

В. В. Белоусов и А. Д. Архангельский указывают две причины, обуславливающие гравитационные аномалии.

Первой причиной является расположение близ земной поверхности различных по плотности пород, определяющих строение верхних частей земной коры. Аномалии гравитационных сил в связи с этой причиной бывают обычно незначительны и носят локальный характер. Основными факторами в этом случае, непосредственно влияющими на региональное гравитационное поле, являются глубина залегания кристаллического фундамента и мощность рыхлых отложений.

Вторая причина, обуславливающая основной крупный план распределения гравитационных аномалий в масштабе всей планеты, функционально связана с геотектоническим режимом определенного участка земной коры.

В. В. Белоусов вместе с А. Д. Архангельским считают, что геотектонический фактор гравитационных аномалий обусловлен главным образом явлениями сжатия и расширения вещества в глубине Земли [11, 12].

Для иллюстрации результатов гравиразведки в пределах Среднего Поволжья на рис. 50 показано совпадение двух аномалий силы тяжести с поднятиями, установленными бурением на площади южной части Жигулевской дислокации. Отчетливо увязывающиеся с антиклинальными поднятиями максимальные аномалии силы тяжести были обнаружены также и на территории всей зоны Саратовских дислокаций, в районе Пугачева и вблизи г. Чапаевска.

С другой стороны, ряд поднятий платформенного типа, установленных бурением в восточной части Татарской АССР и в западной части Башкирской АССР, оказались также совпадающими с минимальными аномалиями силы тяжести.

Результаты магниторазведки на платформе иногда позволяют выяснить простирание отдельных литологических комплексов пород фундамента платформы, совпадающих в некоторых районах с простиранием тектонических линий и приурочивающихся к ним антиклинальных поднятий. Определенной, однако, закономерности в этом пока не установлено.

Как уже было отмечено выше, лучше всего интерпретируются материалы геофизической разведки при изучении солянокупольных структур Эмбенской нефтеносной области. Практика геофизической разведки солянокупольных структур показала, что это объясняется главным образом исключительно благоприятными для геофизических исследований свойствами литолого-стратиграфического разреза отложений, слагающих солянокупольные структуры Эмбенской нефтеносной области, и не связано с наличием в их недрах соляного штока (диапира). Это объяснение базируется на том факте, что в пределах Днепровско-Донецкой

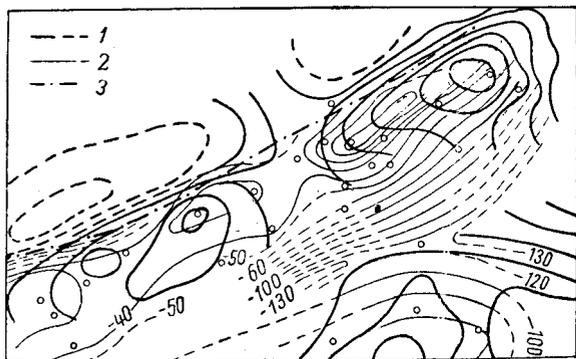


Рис. 50. Карта остаточных аномалий силы тяжести участка Самарской Луки в сопоставлении со структурной картой.

1 — изоаномалы силы тяжести после снятия регионального фона; 2 — изогипсы опорного горизонта в верхнем карбоне; 3 — зона крутых углов Жигулевской дислокации, по данным гравиметрии.

впадины, где свойства пород разреза существенно отличаются от Эмбенской нефтеносной области, ни сейсморазведка, ни другие методы геофизической разведки не дают таких точных и исчерпывающих представлений о геологическом строении солянокупольных структур, как на Эмбе.

В пределах других соленосных областей нашей страны с благоприятными свойствами пород литолого-стратиграфического разреза, аналогичными Эмбенской нефтеносной области, геологическая интерпретация геофизических методов разведки также дает очень хорошие результаты.

Поиски солянокупольных структур в настоящее время успешно производятся при помощи гравиразведки, а детальное изучение их с целью выбора участков (блоков), наиболее благоприятных для поисков промышленных залежей нефти и газа, — сейсморазведки.

На рис. 51 приведено сопоставление данных геологических и геофизических исследований, проведенных на соляном куполе Южный Кошкар в Эмбенской нефтеносной области.

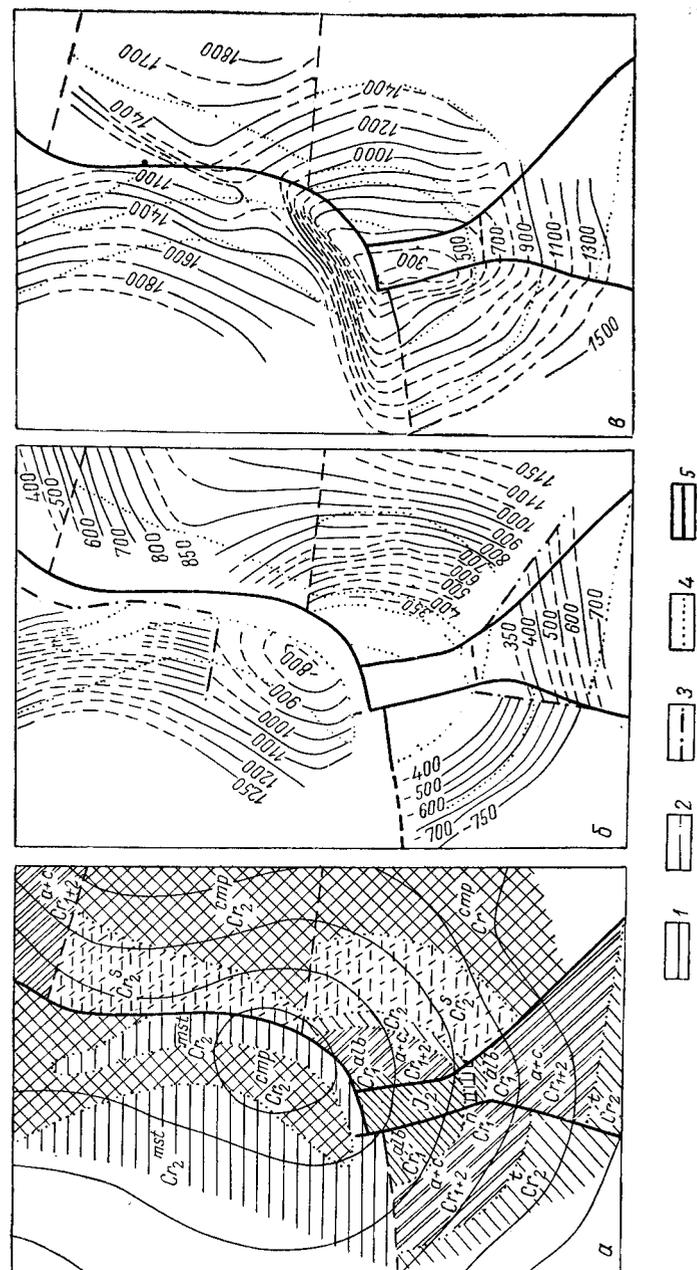


Рис. 51. Геофизические карты купола Южный Кошкар (по В. А. Долицкому).

а — карта аномалий силы тяжести, совмещенная с геологической; б — структурная карта по III отражающему горизонту (кровля горы); в — структурная карта по VI отражающему горизонту (поверхность соли); 1 — изогипсы опорного сейсмического горизонта; 2 — сбросы по данным сейсморазведки; 3 — геологические границы; 4 — сбросы по данным геологической съемки.

Изложенное выше освещение геологической интерпретации материалов геофизической разведки является вполне достаточным, чтобы, располагая рассмотренными данными, перейти к рассмотрению выбора наиболее рациональной методики комплексного проведения геологических и геофизических исследований. Эта методика должна иметь целью наиболее успешно подготовить новые структуры (площади) к глубокому разведочному бурению, чтобы обнаружить промышленные залежи нефти и газа.

### ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

При изучении и выборе наиболее рациональной методики геологопоисковых работ на нефть и газ определенное значение и некоторую положительную роль могут играть также и геохимические методы разведки.

В настоящее время известны следующие геохимические методы: газовая съемка, газокерновая съемка, водно-газовая съемка, бактериальная (микробиологическая), люминесцентно-битумная, метод окислительно-восстановительного потенциала (ОВП), почвенно-геохимические или почвенно-солевые методы, термобитумная и пиробитумная съемки, гидрохимическая съемка и водно-биохимическая съемка.

А. А. Карцев, З. А. Табасаранский, М. И. Суббота и Г. А. Могилевский в работе [51а] приводят схему классификации геохимических методов, подразделяя их на прямые и косвенные (рис. 52). Ранее считалось, что при газовой [121], газокерновой [128] и водно-газовой съемках анализируются эфундировавшие или диффундировавшие на поверхность земли углеводородные газы и пары, а при бактериальной [98], люминесцентно-битумной [142] съемках, методе окислительно-восстановительного потенциала [77] и почвенно-геохимических методах [58] определяются только эффекты, являющиеся результатом физико-химических и биохимических изменений как самих эфундировавших или диффундировавших газообразных или парообразных углеводородов, так и пород, которые находились на пути движения этих газов и паров на земную поверхность [160].

Таким образом, перечисленные методы базируются на изучении влияния миграции компонентов нефтяной залежи на геохимическую и биохимическую обстановку в геологическом разрезе, а также в почвенном и подпочвенном слоях.

Как показала практика, интенсивность диффузионного потока была переоценена, а роль факторов, его ограничивающих (химических, биохимических и др.), резко недооценена и недостаточно изучена.

Это обстоятельство, а также недоказанность повсеместного диффузионного проникновения углеводородов из нефтяных и га-

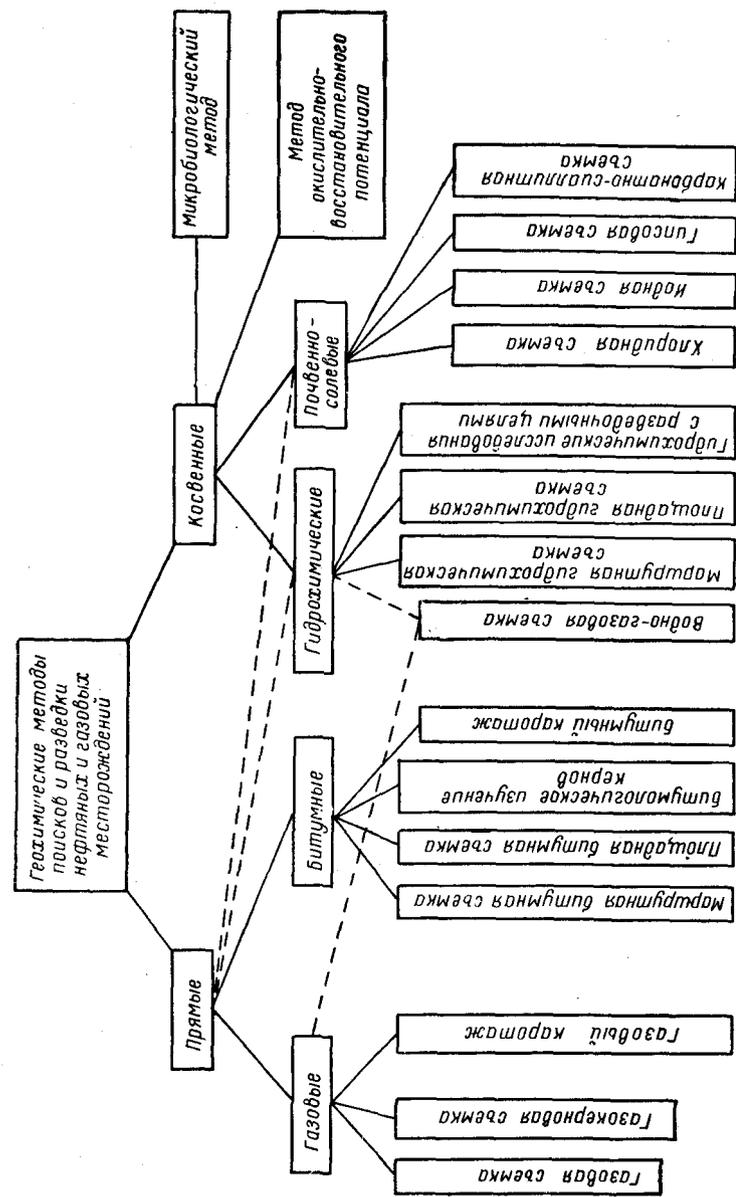


Рис. 52. Схема классификации геохимических методов поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений.

зовых залежей в почвенные и подпочвенные слои заставляет несколько критически относиться к возможностям газовой съемки и других методов геохимических съемок, основанных полностью или в значительной части на фиксации проявлений диффузионного потока углеводородов у земной поверхности.

Следует остановиться на характере физико-химических изменений углеводородов в толще пород, через которые протекает газовый миграционный поток. В этом отношении целый ряд исследований, проведенных на известных нефтяных месторождениях, показал, что общие соотношения состава газа в залежи и на земной поверхности сохраняются; при наличии же эффузионного потока, состав газа на поверхности особенно сходен с составом газа в залежи [160].

Важно отметить и то обстоятельство, что многочисленные исследования, организованные с целью выяснения возможности современного образования в подпочвенном слое тяжелых углеводородов, показали, что такая вероятность очень мала; если же тяжелые углеводороды и образуются в подпочвенном слое, то в таких ничтожных количествах, которые лежат за пределами чувствительности современной аппаратуры.

Это обстоятельство приобретает особенный интерес и особое значение в том отношении, что позволяет считать основным показателем при геохимических исследованиях и, в частности, при проведении газовой съемки (во всех ее разновидностях) наличие тяжелых углеводородов при условии надежного определения их.

Однако из этого не следует делать вывода о том, что в связи с этим отпадает всякая необходимость в фиксировании метана в подпочвенном воздухе. Наоборот, такое фиксирование следует производить обязательно, а наличие метана учитывать при обработке материалов газовой съемки, так как практически все чисто газовые месторождения имеют в основном метановый состав газа.

Поэтому геологическую интерпретацию газовых аномалий, построенных по содержанию метана, следует проводить с исключительной осторожностью, учитывая при этом возможность присутствия метана почвенного происхождения.

В результате многолетней практики газосъемочных работ было установлено, что эти работы дают относительно более удовлетворительные результаты в геосинклинальных областях, где по тяжелым углеводородам был выявлен ряд аномалий, подтвердившихся впоследствии бурением.

В пределах же платформенных областей газовая съемка (и другие методы геохимической разведки) сравнительно редко еще дает положительные результаты. Часто получаются настолько низкие показатели, что они не поддаются интерпретации, так как выходят за пределы чувствительности применяемой аппаратуры.

В таких случаях иногда удается получить более удовлетвори-

тельные результаты путем комплексного применения газовой съемки с люминесцентно-битумной съемкой [160].

Рассмотрим отдельные геохимические методы поисков и разведки нефтяных и газовых залежей (месторождений), основанных на установлении в поверхностных отложениях (в почвенных и подпочвенных слоях) микроконцентраций газообразных и парообразных углеводородов, а также эффектов физико-химических и биохимических их изменений. Наличие этих микроконцентраций, при надежном и уверенном определении углеводородов, может представлять собой невидимые на глаз естественные нефтегазопроявления на земной поверхности.

### Газовая съемка

Среди невидимых на глаз естественных проявлений (микропроявлений) нефти и газа на земной поверхности наиболее важными считаются явления, устанавливаемые по наличию микроконцентраций газообразных и парообразных углеводородов (нефтяных газов) в подпочвенных и почвенных слоях на глубинах 2—3 м (иногда до 8—10 м).

Микроконцентрации устанавливаются при помощи газовой съемки, предложенной еще в 1929 г. В. А. Соколовым. При проведении газовой съемки производится отбор газовых проб из большого количества скважин, пробуренных в пределах исследуемой площади до указанных выше глубин диаметром 2—3", в точках, расположенных по определенным профилям, пересекающим по выбранным направлениям исследуемую площадь или территорию.

Отобранные пробы газа<sup>1</sup> анализируются специальными высокочувствительными приборами на содержание метана и тяжелых углеводородов (этана, пропана и др.) как в полевых условиях, непосредственно на месте в точке отбора пробы, так и в стационарных лабораториях. В последнем случае производится детальный анализ газа.

В полевых условиях отобранные пробы газа анализируются титрометрическими и хроматографическими газоанализаторами, которые позволяют устанавливать при надежном и уверенном определении микроконцентрации индивидуальных углеводородных газов метана, этана, пропана и более тяжелых.

В стационарных лабораториях отобранные пробы газа анализируются высоковакуумными приборами, в которых жидким воздухом производится вымораживание тяжелых углеводородных газов.

<sup>1</sup> Пробы газа отбираются специальным газовым пробоотборником, устанавливаемым для этой цели в пробуренную скважину.

Чувствительность приборов очень высокая. Так, концентрации, определяемые новой газоаналитической аппаратурой, фиксирующей в основном тяжелые углеводороды, равны  $10^{-7}$ — $10^{-9}\%$  [22, 53].

На основании данных анализов проб строятся карты (рис. 53) и профили (рис. 54, 55 и 56) газовой съемки, на которых выделяются зоны (участки) высоких и низких концентраций углеводородных газов. Зоны повышенных и высоких концентраций обычно закономерно располагаются на картах газовой съемки на фоне низких и нулевых концентраций и образуют газовые аномалии.

Известны сплошные, кольцевые и другие аномалии (табл. 6). Сплошные газовые аномалии, связанные с тектоникой, — такие аномалии, когда максимальные концентрации углеводородных

Таблица 6

Типы аномалий по М. П. Суббота [51а]

Тип аномалии		Общие признаки
по связи с тектоникой	по форме	
Прямая	Сплошная	Аномалия накладывается на антиклинальное поднятие
	Пятнистая	То же, аномалия в виде группы пятен
	Локальная	Аномалия приурочена к локальным участкам тектонических разрывов. Характерна высокая, но изменчивая по протяжению контрастность
	Кольцевая и зонально-кольцевая	Аномалия в виде кольца или отдельных пятен окружает структуру с провалом внутри кольца
Смещенная	Сплошная	Аномалия в виде большого пятна приурочена к крылу поднятия, к участку повышенной трещиноватости или к „зональной“ залежи нефти
	Пятнистая	Аномалия в виде пятен приурочена к крылу поднятия или к „зональной“ залежи нефти
	Локальная	Аномалия, связанная с миграцией газа по нарушению, приурочена к крылу поднятия

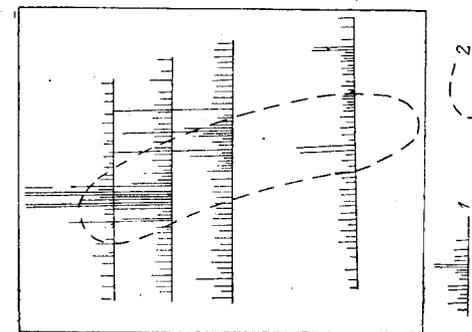


Рис. 53. Пример изображения результатов анализа газа на карте. 1 — концентрации тяжелой фракции; 2 — контур структуры.

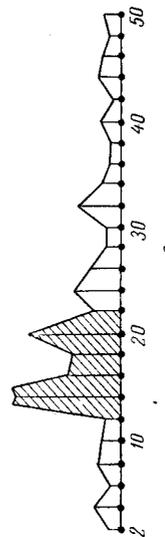


Рис. 54. Профиль прямой газовой аномалии. Масштаб пик: в 1 см — 0,00200% тяжелой фракции. 1 — нефть; 2 — точки отбора проб.

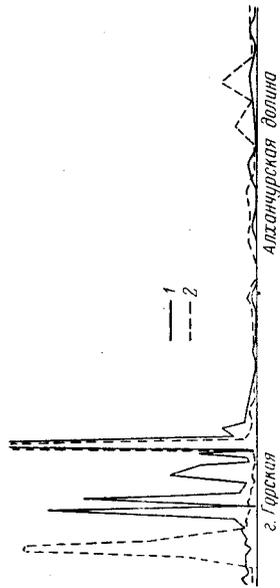


Рис. 55. Газовая аномалия на горе Горской. 1 — тяжелая фракция; 2 — легкая фракция.

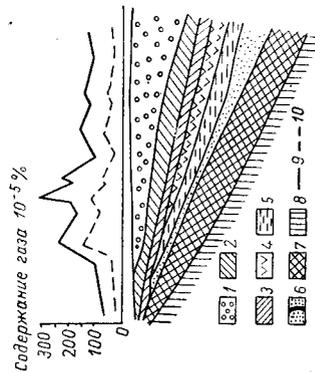


Рис. 56. Схематический геологогазосъемочный профиль прямой газовой аномалии.

1 — надрудные слои и четвертичные отложения; 2 — поит; 3 — мейтис; 4 — сармат; 5 — караган; 6 — чокрак и граница нефтеносности; 7 — майкоп; 8 — фораминиферные слои; 9 — сумма углеводородных газов (по  $\text{CO}_2$  сожжения); 10 — тяжелые углеводороды (по  $\text{CO}_2$  сожжения).

газов располагаются практически непосредственно (прямо) над залежами нефти и газа (над наиболее приподнятым участком тектонического поднятия), а кольцевые — когда такие концентрации окружают (опоясывают) поднятие в виде своеобразного кольца (рис. 57, 58 и 59) <sup>1</sup>.

На рис. 60 показана пятнистая газовая аномалия.

Практика газосъемочных работ показала, что кольцевые аномалии встречаются чаще прямых. Природа этих аномалий была подробно освещена В. А. Соколовым в работе [119].

Наиболее характерные и ценные показания при надежном и уверенном определении дают микроконцентрации тяжелых углеводородов (этан, пропан и др.), потому что эти углеводороды в противоположность метану практически не образуются в почве, подпочве, торфяниках и на заболоченных местах. Поэтому допускается, что фиксирование их при газовой съемке дает определенное указание на их миграцию с глубин — из нефтегазовой залежи.

В. А. Соколов [119] отмечает, что наличие четких углеводородных кольцевых аномалий — один из наиболее надежных признаков залежей нефти и газа в земной коре, особенно когда эти аномалии приурочены к геологическим структурам <sup>2</sup>. Как наиболее характерные в этом отношении примеры, он приводит ряд площадей на Апшеронском п-ове (Кала, Бузовины, Машаги), в пределах Саратовских дислокаций (Елшанка, Курдюм, Песчаный Умет) и Ферганской долины (Андижан, Палванташ, Аламышик), где данные газовой съемки полностью отвечали благоприятным результатам разведочного бурения.

Одновременно В. А. Соколов отмечает также, что отсутствие данных о структурном строении при кольцевой газовой аномалии или получение кольцевой аномалии на площади, где не имеется четко выраженных структурных форм, все же заставляет считать площадь газовой аномалии заслуживающей разведки глубоким бурением, так как в этом случае возможны так называемые стратиграфические залежи нефти и газа (выклинивающиеся вверх по восстанию пластов, несогласные и проч.).

Совпадение полученных результатов газовой съемки с благоприятными результатами глубокого разведочного бурения наблюдается также и в пределах Волго-Уральской нефтеносной области и северо-восточной части Русской платформы, на Южном Тимане.

<sup>1</sup> Так как для кольцевых аномалий является характерным относительно небольшое содержание микроконцентрации углеводородов непосредственно над нефтегазовой залежью и наличие полосы более высоких концентраций, окаймляющей ее (залежь) кольцом, или ореолом, то кольцевую аномалию иногда называют ореольным эффектом [71], или «ореольной аномалией».

<sup>2</sup> Б. П. Ясенев, Н. М. Туркельтауб и М. И. Суббота [159] считают, что для показаний газовой съемки имеет значение только наличие аномалии, ее четкость и контрастность, а не форма аномалии, так как она зависит от многих факторов, далеко не достаточно еще изученных.

Таким образом, надежное и уверенное определение на земной поверхности (в почвенных и подпочвенных слоях) при помощи газовой съемки микроконцентраций углеводородных газов

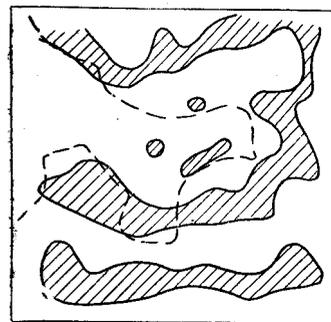


Рис. 57. Типичная кольцевая газовая аномалия.

1 — повышенные концентрации тяжелой фракции; 2 — контур рифогенного массива.

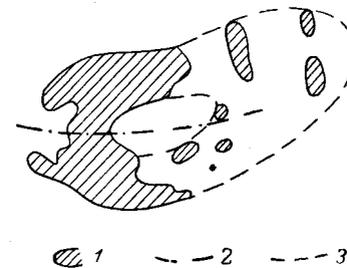


Рис. 58. Полукольцевая газовая аномалия по тяжелой фракции.

1 — участки высоких концентраций тяжелой фракции; 2 — ось структуры; 3 — предполагаемые контуры аномалии, если бы вся площадь была снята летом.

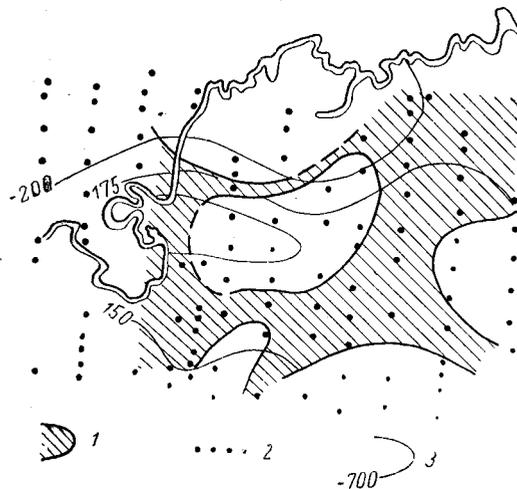


Рис. 59. Пример кольцевой газовой аномалии по тяжелой фракции.

1 — зона повышенных концентраций тяжелой фракции; 2 — зона отбора проб; 3 — изолинии по опорному электрическому горизонту.



Рис. 60. Пятнистая газовая аномалия.

1 — контуры антиклинального поднятия; 2 — участки повышенных концентраций тяжелой фракции.

в виде прямых или смещенных аномалий может служить определенным положительным признаком возможного обнаружения в земной коре залежей нефти или газа, в зоне распространения этих аномалий.

## Газокерновая и водно-газовая съемки

Разновидностями газовой съемки как одного из методов геохимической разведки являются газокерновая съемка и водно-газовая съемка. Сущность метода газокерновой съемки заключается в определении микроконцентраций углеводородных газов, содержащихся в кернах (или образцах) породы, извлекаемых из бурящихся скважин при проведении газовой съемки. Интерпретация данных газокерновой съемки аналогична интерпретации данных (результатов) газовой съемки<sup>1</sup>.

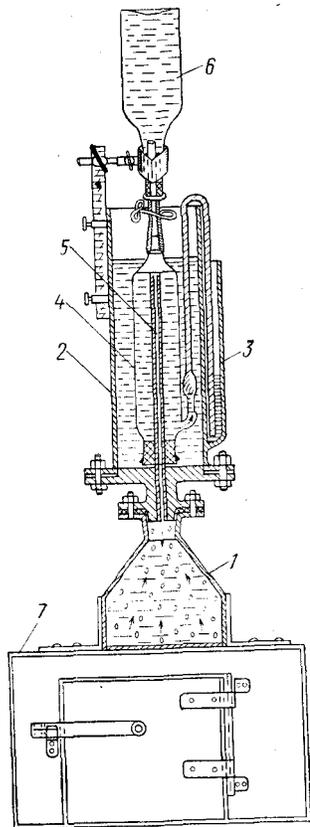


Рис. 61. Дегазатор.

1 — бачок для воды; 2 — холодильник; 3 — компенсационный карман для приемный стеклянный баллон для газа; 4 — газопроводная трубка; 5 — газопроводная трубка; 6 — бутылка с водой для газа; 7 — кожух для нагревательного прибора.

В данном случае следует упомянуть и о начинающем получать практическое применение новом, так называемом газокерновом каротаже. Сущность этого метода сводится в основном к извлечению углеводородных газов из кернов структурно-колонковых скважин (путем измельчения породы керна в вакуумной ступке) и последующего определения микроконцентраций углеводородных газов, как и при газокерновой съемке.

Желательно для этой цели структурно-колонковые скважины выбирать по определенным профилям в пределах площади, изучаемой газовой съемкой.

Преимущества газокернового каротажа заключаются в том, что при уверенном и надежном определении содержания микроконцентраций метана и тяжелых углеводородов в породах кернов, извлеченных с глубин около 100—200 м и ниже (из толщи осадочных отложений), исключается сомнение в возможности поверхностной генерации их (углеводородных газов). Благодаря этому можно

более уверенно судить о нахождении в недрах залежей нефти и газа.

Сущность же (методика) водно-газовой съемки заключается в изучении макро- и микроконцентраций газов в грунтовых и глубинных водах и сводится к отбору проб воды в специальный бачок термического дегазатора (рис. 61) или в бутылку емкостью 2,5 л из всех источников, колодцев и скважин в пределах исследуемой площади. При отборе пробы воды в полевой книжке отмечается характеристика источника, в частности, дебит, наличие газа, температура воды, стратиграфический возраст отложений, связанных с источником воды, местонахождение источника и пр.

Газ из отобранной пробы воды извлекается при помощи дегазатора (см. рис. 61) и анализируется на упомянутых выше приборах.

Водно-газовую съемку рекомендуется проводить особенно на таких участках, на которых обычная газовая съемка практически неприменима из-за высокой влажности пород [129]<sup>1</sup>.

## Люминесцентно-битуминологическая съемка

Газообразные и парообразные углеводороды, диффундирующие и эфундирующие (мигрирующие) из нефтяной или газовой залежи, могут при благоприятных условиях достичь земной поверхности.

В результате этой миграции в подпочвенном слое образуются эффекты физико-химических и биохимических изменений как мигрирующего газа, так и пород, находящихся на пути диффузии и эффузии этого газа [140, 160].

На определении указанных эффектов и основана люминесцентно-битуминологическая, или люминетрическая съемка, при проведении которой в образцах пород грунтов производится определение битуминозных веществ.

Люминесцентный анализ основан на способности некоторых веществ люминесцировать (флуоресцировать, в некоторых случаях — фосфоресцировать), т. е. светиться под воздействием ультрафиолетовых лучей различными цветами. Оказалось, что и битумное вещество, содержащееся в горных породах, так же хорошо люминесцирует в ультрафиолетовых лучах. На этом свойстве и был основан люминесцентный метод (анализ) обнаружения битуминозности горных пород, впервые описанный В. Н. Флоровской [141], Н. А. Шлезингером и М. Х. Клейнма-

<sup>1</sup> Первые сведения о разработке газокерновой съемки относятся к 1934—1935 гг., когда Г. А. Могилевский сконструировал специальную аппаратуру, а позже применил ее для изучения газонасыщенности горных пород.

<sup>1</sup> Систематические исследования растворенных газов в воде начались (Э. К. Герлингом и И. Б. Фейгельсоном) сравнительно недавно: с 1942—1944 гг. Первые работы по изучению растворенного газа появились у нас в 1940 г.

ном, как новый метод изучения нефти и битумов, содержащихся в очень малых количествах в горной породе<sup>1</sup>.

Люминесцентный битумный анализ производится при помощи лампового люминескопа (рис. 62), источником ультрафиолетовых лучей в котором служит кварцевая ртутная лампа, помещенная в светонепроницаемую камеру, имеющую тепловую вентиляцию.

От лампы ультрафиолетовые лучи проходят через светофильтр Вуда, который поглощает все мешающие наблюдению видимые лучи, и падают на изучаемый объект.

Установлено, что при облучении образца породы ультрафиолетовыми лучами люминесцируют только сильно битуминозные породы. Слабо же битуминозные породы (1% и ниже) начинают люминесцировать только после смачивания образца такой породы каплей растворителя, в частности, хлороформа.

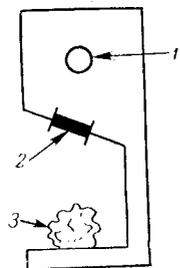


Рис. 62. Ламповый люминескоп.

1 — кварцевая ртутная лампа; 2 — фильтр Вуда; 3 — образец породы.

Оказалось, что растворенный в хлороформе битум обнаруживается ультрафиолетовыми лучами даже при ничтожном содержании его в породе (начиная от десятитысячных долей процента).

Бывают и такие битуминозные породы, которые не люминесцируют и при смачивании хлороформом. В этих случаях разрыхляют поверхность образца, смачивают соляной кислотой и затем уже наносят каплю хлороформа. Только после этого битум растворяется в хлороформе и начинает люминесцировать. Такой битум, по принятой терминологии, называют битумом С, а битум, извлекаемый хлороформом без обработки образца горной породы кислотой, — битумом А.

Люминесцентным анализом пользуются не только для обнаружения битуминозного вещества в горной породе, но и для оценки качественного состава битума, оценки количественного его содержания и установления характера размещения битума в горной породе.

Известны люминесцентный, люминесцентно-капиллярный, люминесцентно-хроматографический, люминесцентно-компонент-

<sup>1</sup> Подробное описание явлений люминесценции битумов под влиянием ультрафиолетовых лучей и изложение различных методов люминесцентного битумного анализа можно найти в целом ряде работ наших советских геологов и геохимиков [39, 91, 119, 143 и др.].

Люминесцентный метод обнаружения рассеянной нефти и битумов в породах с целью поисков ее промышленных залежей был впервые предложен в 1939 г. Н. А. Шлезингером в Саратове («Флуоресцентный метод открытия нефти при геолого-разведочных работах». Бюлл. Всес. Хим. о-ва № 4, 1941), а вслед за этим также М. Х. Клейнманом («Применение люминесцентного анализа». Разведка недр № 6, 1941) и В. Н. Флоровской [141].

ный битумные анализы. Однако количественные определения битумов по интенсивности свечения при люминесцентном анализе не точны, поэтому для более точного определения содержания битума в породе его необходимо экстрагировать из породы, а затем уже определять содержание тем или иным физическим или физико-химическим способом. Этот метод количе-



Рис. 63. Схематический ход качественного определения битума.

ственного определения битума в горной породе называется экстракционным методом.

На рис. 63 показан схематический ход качественного определения битума.

Люминесцентный битумный анализ производится для определения содержания битума в горных породах как при геологических исследованиях на поверхности, при проведении люминесцентной съемки, так и при бурении разведочных скважин.

При проведении люминесцентной (люминесцентно-битумной) съемки результаты люминесцентного битумного анализа в каждой точке взятия образца породы (грунта) наносятся на карту люминесцентной съемки, благодаря чему в пределах исследуемой территории или площади выявляются участки по-

вышенных микроконцентраций битуминозных веществ и закономерности их распространения.

Эти данные и участки повышенного содержания микроконцентраций битумов в поверхностных породах, в сочетании с особенностями геологического строения исследуемой площади (территории), также могут служить определенными положительными признаками возможного наличия в недрах этой площади залежей нефти и газа.

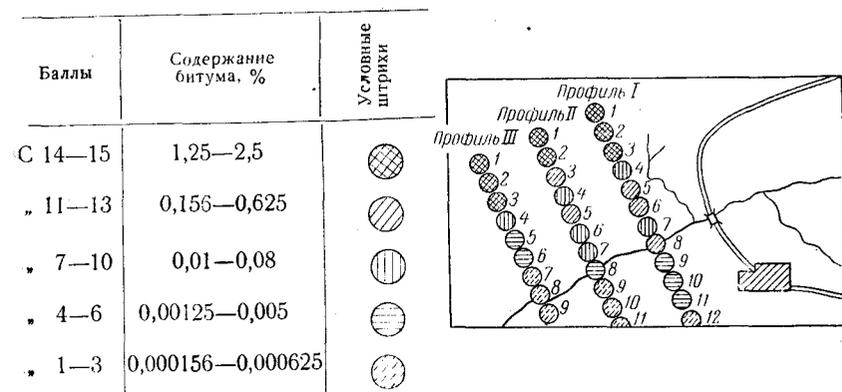


Рис. 64. Карта фактического материала люминесцентно-битумной подпочвенной площадной съемки (по В. Н. Флоровской).

Существуют две разновидности площадной люминесцентно-битумной съемки — почвенная и подпочвенная. При почвенной съемке образцы отбираются из почвенного слоя, а при подпочвенной — преимущественно из наносов и коренных пород. У нас в Советском Союзе наибольшее развитие получила подпочвенная съемка.

Методика полевых работ при этой съемке аналогичная газокерновой съемке. Отбор проб производится из мелких скважин глубиной до 20 м, располагающихся по определенной сетке.

Основным видом анализа является пробирочное определение общего содержания битумов в породах. Полученные результаты наносятся на профили и карты (рис. 64). При этом основным показателем нефтеносности считается аномально повышенное общее содержание битумов в породах.

В. Н. Флоровская, например, считает аномально повышенными показаниями значения, превышающие  $10^{-3}\%$ .

В настоящее время подпочвенная съемка показывает еще малую практическую пригодность по той причине, что выделить количественные аномалии по этой съемке часто представляется совершенно невозможным. Необходимо дальнейшее ее усовершенствование.

## Метод окислительно-восстановительного потенциала (ОВП)

Сущность этого метода состоит в измерении (определении) электрического потенциала, который возникает между природной средой — породой, почвой, водой и водородным электродом. Этот потенциал характеризует степень окисленности-восстановленности среды и представляет собой потенциал, которым обладает платиновый электрод в смеси ионов разной степени заряженности по отношению к нормальному водородному электроду. Под влиянием обычно сильно восстановленного нефтяного вещества окислительно-восстановительный потенциал в общем случае должен быть относительно пониженным. Это значит, что чем более окислена среда, тем ОВП выше и наоборот.

С. Ф. Федоров [137] поясняет, что окислительно-восстановительную интенсивность любой системы можно приравнять к интенсивности водорода, находящегося под известным давлением. Величина давления водорода для большинства систем, встречающихся в природе, является незначительной и выражается дробью с длинным рядом нулей перед значной цифрой.

Поэтому практически значения ОВП выражают не числом атмосфер, а его отрицательным логарифмом, вследствие чего повышению восстановительной интенсивности отвечает падение окислительно-восстановительного потенциала.

Допускается, что газ, поглощенный почвой (или породой) и диффундировавший или эфундировавший из залежи на земную поверхность, образует в результате полимеризации и окисления продукты (эффекты), которые вызывают аномальные изменения ОВП почв и грунтов.

Метод окислительно-восстановительного потенциала был разработан В. Э. Левинсоном.

Основное положение, которое было им доказано, сформулировано С. Ф. Федоровым следующим образом: если в смеси окислительно-восстановительных систем одна резко преобладает по емкости над остальными, то окислительно-восстановительный потенциал смеси практически равен потенциалу доминирующей смеси.

Отсюда делается ясным, что в случае наличия в земной коре значительной залежи нефти, обуславливающей достаточно большую емкость окислительно-восстановительного фактора по сравнению с емкостью окислительно-восстановительных систем, представленных в горных породах, окислительно-восстановительный потенциал последних будет практически определяться только интенсивностью фактора в исследуемой точке.

В соответствии с этим считается, что по мере приближения исследований к крупной залежи нефти, даже при значительном различии в составе пород, должно наблюдаться правильное падение численных значений ОВП.

Это положение было проверено на площадях ряда нефтепромысловых районов нашей страны, причем было показано, что в данном случае никаким иным фактором, кроме связанного с нефтью, закономерное падение численных значений ОВП обуславливаться не может.

После этого исследования работы по методу окислительно-восстановительного потенциала начали проводиться и на новых разведочных площадях.

Первые опытные определения окислительно-восстановительного потенциала производились в отстое KCL — суспензии при насыщении ее углекислым газом [31]. Прибором для измерений

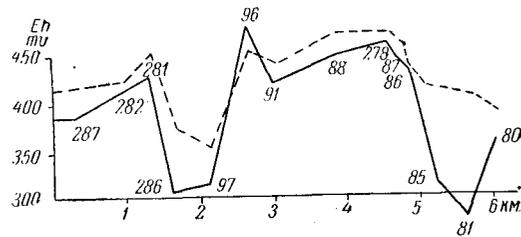


Рис. 65. Окислительно-восстановительный потенциал (ОВП) почвы.

Сплошной линией показан горизонт 5—10 см; пунктиром — горизонт 55—60 см.

служил обычный потенциометр типа «Геологоразведка» (модель 1935 г.). Однако при этом встретились затруднения, заставившие внести некоторые изменения как в методику измерений ОВП, так и в организацию работ. В частности, пришлось при измерении ОВП почв с поисковыми целями на нефть и газ пользоваться потенциометром, в измерительную цепь которого был вмонтирован конденсатор. Во избежание изменений ОВП при перевозке, хранении и обработке образцов пришлось перейти от лабораторных к полевым измерениям и отказаться от введения KCL и насыщения углекислым газом.

Проведенные по этой методике опытные работы в 1946 г., в районе с. Хиллы Кура-Араксинской низменности (Азербайджанская ССР) по профилю вкост простираия Бабазанан — Нефтечалинской складки показали будто бы вполне удовлетворительные результаты (рис. 65).

При этом допускалось, что расположение аномалий на рис. 65, заключающееся в закономерном понижении значений ОВП некоторых почвенных разрезов по сравнению с соседними, совпадает с крыльями исследованной складки [77].

Кроме того, при помощи метода ОВП выявлено мощное Ясамальское месторождение на Апшеронском п-ове и обнаружены Промежуточная и Троекурово-Губинская структуры

в Сызранском районе, которые впоследствии оказались промышленно-нефтеносными. Можно привести и еще ряд примеров положительного применения метода ОВП [137].

Ранее предполагалось, что измерения ОВП могут характеризовать активность среды и благодаря этому в состоянии применяться в практике нефтепоисковых работ как определенный показатель (признак) возможности обнаружения залежей нефти и газа в земной коре.

Однако на геохимическом совещании (в марте 1956 г. в Москве) было признано, что съемки методом ОВП не имеют достаточной научной основы, поэтому они были исключены из комплекса производственных методов.

На совещании рекомендовали применять ОВП в конкретных геологических условиях, т. е. с поисковыми целями для изучения разрезов скважин.

### Почвенно-генетический или почвенно-геохимический метод

До упомянутого геохимического совещания считалось также, что определенным показателем (признаком) возможного обнаружения в земной коре залежей нефти и газа может служить повышенное содержание битумов в органическом веществе почв, т. е. так называемый органический эффект, устанавливаемый почвенно-генетическим методом. Приводился пример, что подобный эффект был установлен по ряду анализов на Кейреки-Шор и в пределах Маштагинской нефтеносной площади на Апшеронском п-ове [59].

Предполагалось также, что о наличии нефтяных и газовых залежей можно судить на основании анализа почвенных карт.

Например, считалось, что все разведанные нефтяные и газовые месторождения района Саратовских дислокаций отображаются на почвенной карте почти замкнутым кольцом солонцов и солонцеватых почв, приуроченных к выходам коренных соленосных пород (рис. 66).

Геохимическое совещание, однако, признало почвенно-солевые методы не имеющими достаточной научной основы и исключило их из комплекса производственных методов.

Для полного представления о почвенно-геохимических методах поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений, следует сказать несколько слов о существовании еще одного признака<sup>1</sup>.

Оказывается, что некоторые растения концентрируют в своих стеблях определенные химические элементы даже в том случае, если источники этих элементов находятся в геологических формациях, залегающих на той или иной глубине.

<sup>1</sup> Новый метод поисков нефти. Журнал «Gas», т. XVII, № 9, стр. 62, сентябрь, 1941.

По этому признаку при поисках нефти геологические формации, связанные с залежами нефти и газа, можно, якобы, находить по анализу золы растений. Благодаря этому сбор и сжигание растений и анализ их золы вошли в новый метод поисков нефтяных месторождений<sup>1</sup>.

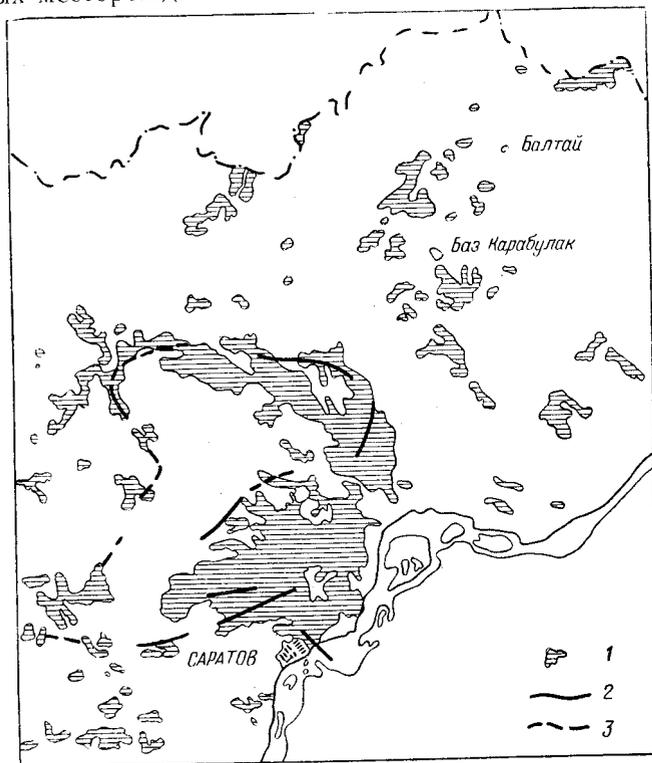


Рис. 66. Территория группы Саратовских дислокаций с показанием массивов солонцеватых почв и осей структурных поднятий (составлена П. С. Славиным).

1 — массивы средне- и сильносолонцеватых почв при содержании в комплексе более 10% солонцов; 2 — оси геоструктур с выявленной нефтеносностью; 3 — оси геоструктур с предполагаемой нефтеносностью.

Не лишено определенного интереса также применение и флуографического анализа образцов почв для обнаружения в земной коре залежей нефти и газа.

Этот способ был описан Turner T. L.<sup>2</sup>; сущность его основана на определении содержания углеводов в образцах

<sup>1</sup> Подобного рода исследования изменения химического состава растений производились и советскими учеными (работы Виноградова). На этой основе был предложен так называемый химико-ботанический метод поисков некоторых полезных ископаемых (никеля и др.).

<sup>2</sup> T. L. Turner. Журнал Oil Weekly, т. III, № 13, ноябрь, 1943.

почвы методом флуографического анализа. Явление флуоресценции заключается в том, что многие вещества под действием определенного вида электромагнитных колебаний сами начинают излучать энергию. При соответствующей частоте воздействующих на вещество электромагнитных колебаний излучаемая им энергия может лежать в видимой части спектра и тогда вещество будет светиться. Однако часто это свечение оказывается столь малой интенсивности, что его невозможно заметить простым глазом, но можно обнаружить прибором (флуографом) с высокой чувствительностью. Им можно обнаружить и точно измерить содержание в данной смеси флуоресцирующего вещества, даже когда его концентрация исключительно мала.

Так как все углеводороды являются сильно флуоресцирующими веществами, то при помощи этого прибора можно легко определить их присутствие и концентрацию в образцах почвы. Пользуясь флуографическим методом, можно, во-первых, составить поверхностную карту местности на основании анализов, взятых с поверхности образцов почвы, и, во-вторых, составить геологический разрез скважины, анализируя образцы разбуриваемых пород.

### Микробиологический метод

В 1936—1937 гг. в процессе изучения некоторых явлений, связанных с эффузией и диффузией углеводородных газов, в частности, сезонных колебаний в показаниях газовой съемки, было сделано предположение о том, что микроколичества газов эффундирующих и диффундирующих из нефтегазовой залежи, находят на пути продвижения к земной поверхности своих потребителей, а именно — бактерий, окисляющих метан и его гомологи. Эти микроколичества газов создают благоприятную для их развития питательную среду.

Дальнейшие исследования как будто подтвердили это предположение и показали, что метан и его гомологи могут являться единственным источником питания для этих бактерий.

На основании этого можно допустить [Г. А. Могилевский, 97], что присутствие углеводородоокисляющих бактерий в отложениях подпочвы может явиться косвенным признаком возможного нахождения в земной коре залежей нефти и газа.

Это и легло в основу предложенного Г. А. Могилевским в 1937 г. бактериального метода съемки, в разработке которого принимали участие советские микробиологи: В. С. Буткевич, Е. В. Дианова, С. И. Кузнецов, Е. Н. Боковой, Г. П. Славина и др.

Техника полевых и аналитических операций при проведении бактериальной съемки сравнительно проста и заключается в бурении скважин глубиной в 2,5—3 м, размещающихся по определенным профилям через 150—200 м и иногда более, из кото-

рых отбираются, как и при газокерновой съемке, образцы пород (грунтов). Затем в лабораторных условиях (см. схему анализа природных газов бактериальным методом на рис. 67) по этим образцам определяется наличие метанооксиляющих, пропанооксиляющих, бутанооксиляющих и других бактерий.

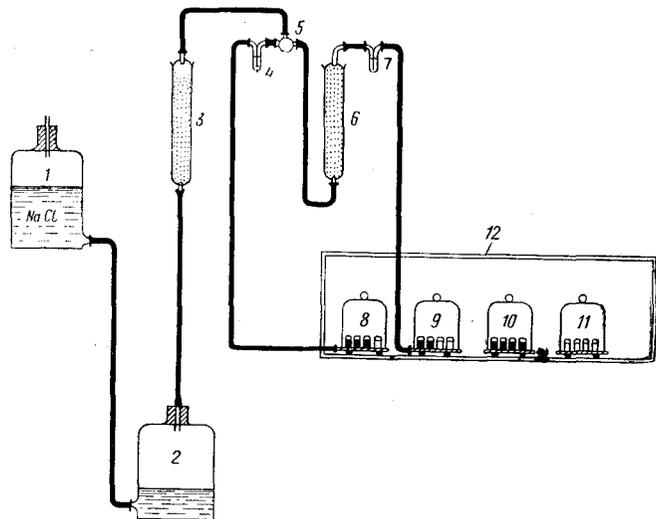


Рис. 67. Схема анализа природных газов бактериальным методом.

1—насыщенный раствор NaCl; 2—анализуемый горючий газ; 3—окислительная колонка с культурой бактерий, окисляющей жидкие углеводороды; 4, 7—барботеры; 5—трехходовой кран; 6—окислительная колонка с культурой бактерий, окисляющей пропан и бутан; 8—культура бактерий в атмосфере анализируемого газа, лишенного жидких углеводородов; 9—культура бактерий в атмосфере того же газа, лишенного пропана; 10—культура бактерий в атмосфере природного анализируемого газа; 11—культура бактерий в атмосфере воздуха; 12—термостат.

Таким образом, считается, что данные анализа грунтов при бактериальной съемке, основанные на использовании газообразных и жидких углеводородов, усвояемых бактериями (табл. 7), дают возможность сделать определенное заключение о каче-

Таблица 7

Использование газообразных и жидких углеводородов бактериями

Культура бактерий	Углеводород						
	метан	этан	пропан	бутан	пентан	гексан	гептан
Метанооксиляющие . . . . .	+	—	—	—	+	+	+
Этанооксиляющие . . . . .	—	+	+	+	+	+	+
Пропанооксиляющие . . . . .	—	—	+	+	+	+	+
Оксиляющие пентан и высшие углеводороды . . . . .	—	—	—	—	+	+	+

ственном составе углеводородных газов, получивших в процессе диффузии и эффузии доступ на поверхность в подпочвенные слои из нефтяной или газовой залежи. Оказалось возможным даже оценивать и интенсивность такого потока углеводородных газов по мощности образующейся бактериальной пленки.

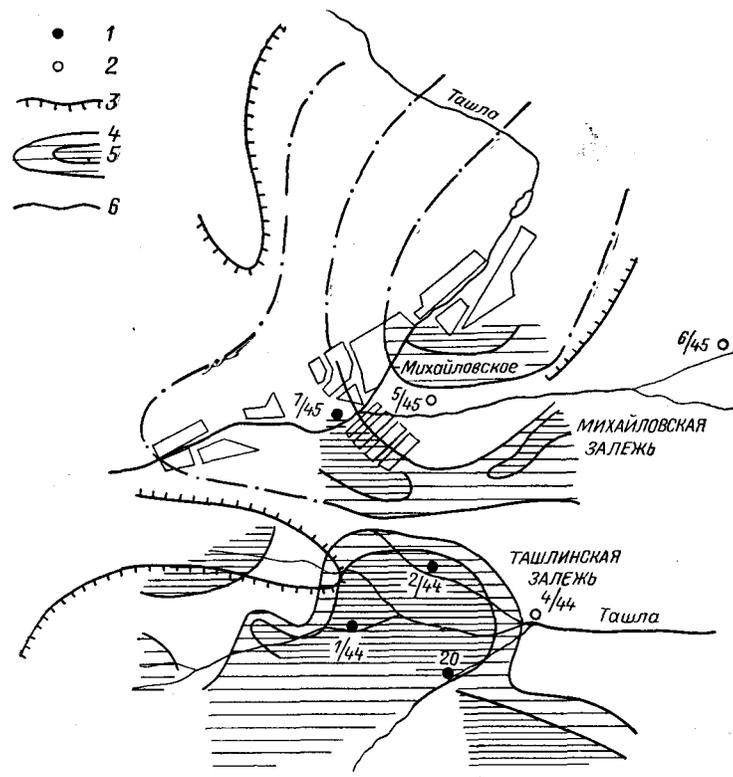


Рис. 68. Карта бактериальной съемки Ташлинской и Михайловской газовых залежей по данным подпочвенной съемки 1944—1946 гг. и водно-бактериальной съемки 1946 г.

1—скважины с газом в караганском песке; 2—скважины без газа или с водой; 3—граница области распространения углеводородной микрофлоры в грунтовых водах; 4—зоны средней плотности заселения подпочвы углеводородной микрофлорой для значений свыше 5%; 5—то же, для значений свыше 15%; 6—границы максимальных скоплений углеводородной микрофлоры по данным подпочвенной съемки 1946 г.

В процессе разработки и применения бактериальной съемки возникло несколько разновидностей этого метода — воднобактериальная съемка, основанная на отборе и анализе образцов поверхностных и подземных вод; биокаротаж, заключающийся в исследовании кернов структурных и поисковых скважин в процессе их бурения и бактериодебитный метод.

Считается, что в результате проведения бактериальной съемки в ряде районов была действительно подтверждена связь углеводородной микрофлоры, населяющей подпочвенные отложения (и подземные воды), с залежами нефти и газа в недрах.



Рис. 69. Карта бактериальной съемки на площади Алтунинско-Ойкинского и Шугуровского поднятий.

1—зоны повышенной интенсивности развития углеводородной микрофлоры для значений от 100 до 200 условных единиц; 2—то же, для значений свыше 200 условных единиц; 3—ротторные скважины с нефтью, пробуренные до проведения бактериальной съемки; 4—ротторная скважина с нефтью, пробуренная после проведения бактериальной съемки; 5—изогипсы по кровле электрорепера в верхах С<sub>3</sub>.

В частности, допускается, что такая связь углеводородной микрофлоры с залежами газа была установлена в районе Ставрополя—Кавказского (рис. 68), а с залежами нефти—на площадях Алтунинско-Ойкинского и Шугуровского поднятий в Татарской АССР (рис. 69), а также в других местах [26 и др.].

Таким образом, присутствие в поверхностных отложениях бактерий, способных усваивать различные углеводороды, может служить косвенным признаком наличия залежей нефти и газа в недрах исследуемой площади. Этим следует руководствоваться при проведении нефтепоисковых и разведочных работ.

В соответствии с изложенным можно рекомендовать: при микробиологической съемке сосредоточить внимание на разработке теоретических основ этой съемки путем проведения лабораторных и полевых опытных работ и применять водно-биохимическую или водно-бактериальную съемку—в ограниченном объеме в конкретных геологических условиях для поисковых целей.

В заключение следует остановиться на так называемой радиоактивной разведке.

Эта разведка, проведенная, в частности, в округе Потт штата Оклахома, показала, что структурам, содержащим нефть, соответствуют определенные показатели радиоактивности. В 1944 г. при помощи радиоактивной разведки было определено направление и протяженность линзовидных песков (шнуровидных залежей) в округе Каули штата Канзас.

Для целей радиоактивной разведки используют все три вида радиоактивного излучения: альфа-, бета- и гамма-лучи<sup>1</sup>.

Радиоактивная разведка на нефть заслуживает определенного внимания и внедрения в практику наших нефтепоисковых работ.

#### РАЦИОНАЛЬНАЯ МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОГО ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В первой части работы было показано, что основные нефтяные и газовые месторождения, известные как в СССР, так и в зарубежных странах, связаны с тектоническими формами антиклинального, брахиантиклинального и куполообразного строения.

Следовательно, поиски, изучение и подготовка к глубокому разведочному бурению структур, благоприятных для промышленного скопления нефти и газа, сводится на практике преимущественно к поискам, изучению и подготовке к глубокому разведочному бурению главным образом перечисленных тектонических структур.

Если бы только не существовало в природе явлений смещения сводов структур по различным стратиграфическим горизонтам в силу различного рода причин, то наиболее серьезная и существенная часть геологопоисковых работ—подготовка структур к глубокому разведочному бурению сводилась бы, собственно, к сравнительно простой задаче—к поискам и к подтверждению антиклинальных, брахиантиклинальных и т. п. структур и выбору мест для заложения первых глубоких разведочных скважин в полном соответствии со структурно-гравитационной теорией скопления нефти и газа в земной коре.

<sup>1</sup> G. Nage. Поиски нефти при помощи измерений естественной радиоактивности, журнал «World Petroleum», III, т. 25, № 3, 1954.

Однако смещение сводов структур по различным стратиграфическим горизонтам весьма осложняет обоснование выбора точек для заложения первых глубоких разведочных скважин в пределах выявленной структуры, так как в случае действительного смещения разведочные скважины, заложенные на своде структуры по верхним маркирующим горизонтам, могут оказаться на крыле или периклинальном ее погружении.

Поэтому подготовка структур к глубокому разведочному бурению с целью открытия промышленных залежей нефти и газа должна учитывать и предусматривать возможность смещения свода изучаемой структуры и в случае ожидаемой возможности подобного смещения подготавливать выявленную (открытую) структуру к глубокому разведочному бурению, как правило, по таким опорным стратиграфическим горизонтам, свод структуры по залеганию которых практически полностью совпадает со сводом структуры по залеганию промышленно-нефтеносных горизонтов.

Такому весьма важному вопросу в последнее время советские геологи-нефтяники уделяют большое внимание [64, 105, 106, 134, 148, 158 и др.].

Это вполне становится понятным, если учесть, что явление смещения свода структур по залеганию различных стратиграфических горизонтов имеет особенно широкое распространение на платформах и, в частности, на Русской платформе, где в крупных масштабах проводятся геологопоисковые и разведочные работы на нефть и газ. Естественно, смещение сводов структур явилось серьезным затруднением и потребовало со стороны геологов разработки целого ряда важных мероприятий по улучшению методики изучения структур со смещенными сводами в целях достижения максимальной эффективности геологопоисковых работ.

Установление несовпадения или смещения сводов (рис. 70) при подготовке определенной структуры к глубокому разведочному бурению и осуществление при этом рациональной методики комплексного проведения геологических и геофизических исследований, направленных на выяснение тектонических особенностей изучаемой структуры, имеют огромное практическое значение, так как обеспечивают максимальный успех открытия в недрах этой структуры промышленных залежей нефти или газа. При этом открытие залежей нефти или газа обеспечивается, во-первых, в наиболее короткие сроки, во-вторых, при сокращении или полном исключении количества неудачных глубоких разведочных скважин и, в-третьих, экономически наиболее целесообразно.

В случае, когда по различного рода причинам свод по залеганию всей надпродуктивной толщи отложений не совпадает со сводом структуры по залеганию нефтеносных горизонтов продуктивной свиты, геологические методы исследования могут

найти применение только тогда, когда маркирующие горизонты в верхах продуктивной свиты будут залегать на глубинах, достижимых по техническим условиям для структурно-колонкового бурения. Только тогда представится возможность изучить при помощи структурно-колонкового бурения строение структуры по залеганию пластов продуктивной свиты, построить по

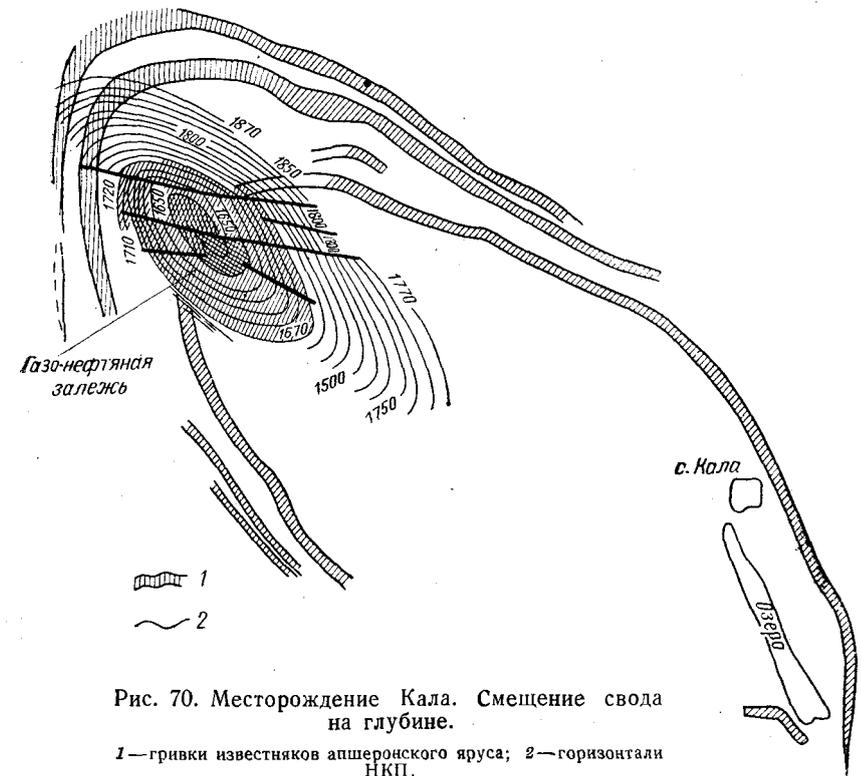


Рис. 70. Месторождение Кала. Смещение свода на глубине.

1 — гравки известняков апшеронского яруса; 2 — горизонтали НКП.

этим пластам уверенную структурную карту и правильно выбрать места для заложения первых глубоких разведочных скважин.

Если опорные геологические горизонты в верхах продуктивной толщи являются технически недостижимыми для структурно-колонкового бурения или совсем отсутствуют, то строение исследуемой структуры можно изучить сейсмическим методом разведки, при наличии благоприятных сейсмогеологических условий и четких, хорошо прослеживающихся отражений, дающих возможность построить уверенную структурную карту по опорным сейсмическим горизонтам в продуктивной свите.

При таких условиях правильной будет начать изучение геологического строения исследуемой структуры сейсмическим

методом в комплексе с ограниченным объемом структурно-коллекторного бурения, направленного в этом случае только на проверку основных элементов тектоники и на некоторую детализацию строения отдельных участков структур, которые трудно и неуверенно расшифровываются сейсморазведкой или совсем не расшифровываются.

В качестве характерного примера для последнего случая можно привести комплексное геолого-сейсмическое изучение Небит-Дагского месторождения, расположенного в западной

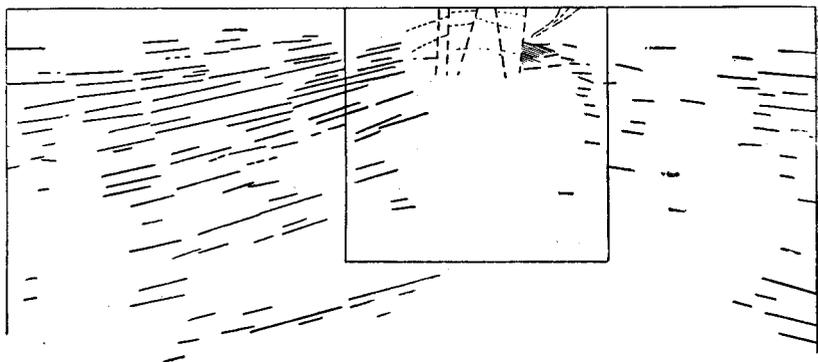


Рис. 71. Совмещение с сейсмическим профилем профиля по геологическим данным, чтобы указать причину неполучения отражений, заключающуюся в наличии дизъюнктивных нарушений.

части Туркменской ССР. В пределах этой площади, непосредственно на своде весьма крупной по размерам структуры, осложненной интенсивными дизъюнктивными нарушениями, не получалось отражений и определенные участки оказались не расшифрованными сейсморазведкой. Эти участки были расшифрованы только по данным бурения, давшим возможность воспроизвести уже полную картину тектонического строения всей структуры. Это наглядно показано на рис. 71.

При отсутствии благоприятных сейсмогеологических условий и отсутствии при проведении сейсморазведки четких и уверенных, хорошо прослеживающихся отражений, единственным способом в таком случае остается проведение непосредственно глубокого разведочного бурения.

При этом наиболее правильным будет обосновывать выбор места для заложения первых глубоких разведочных скважин общими соображениями регионального порядка о характере, величине и направлении ожидаемого смещения свода структуры по продуктивной свите и по маркирующим горизонтам надпродуктивной толщи.

Бурение первых глубоких разведочных скважин будет в данном случае решать одновременно две задачи: 1) уточнение геологического строения складки по залеганию опорных горизон-

тов продуктивной свиты и 2) установление степени и характера нефтегазоносности отдельных горизонтов этой свиты. Такое бурение преследует поисковые и структурные цели и поэтому называется поисково-структурным бурением на нефть и газ.

Результаты проводки таких глубоких поисково-структурных разведочных скважин дадут необходимый материал для получения предварительного представления как о тектоническом строении разведываемой площади (структуры) по залеганию продуктивных пластов, так и о характере нефтегазоносности этих пластов. На основе полученных таким образом данных можно будет в дальнейшем проводить уже обычного вида глубокое разведочное бурение по выяснению деталей тектонического строения, по оконтуриванию выявленных залежей нефти и газа, по открытию и обнаружению новых залежей и оконтуриванию их с целью подготовки месторождения к промышленной разработке и эксплуатации.

При бурении глубоких поисково-структурных скважин необходимо полностью использовать все указания относительно как прямых, так и косвенных признаков нефтегазоносности с целью получения максимальных представлений о возможности обнаружения в пределах разведываемой площади промышленных залежей нефти и газа и о положении бурящихся поисково-структурных скважин на структуре (на крыле, на далеком погружении и пр.).

Для суждения о положении бурящихся поисково-структурных скважин на структуре максимальную помощь может оказать анализ изменения мощностей отложений между характерными опорными горизонтами. Для этого необходимо составить карту равных мощностей (пахитометрическую карту) и, руководствуясь рассмотренной выше закономерностью об уменьшении мощности между опорными горизонтами в направлении смещения свода по стратиграфически более глубоким опорным горизонтам, более или менее точно установить по ней предполагаемое место расположения свода структуры по залеганию нефтеносных пластов продуктивной свиты. Благодаря этому можно будет определить положение бурящихся поисково-структурных скважин, а также, возможно, предугадать ожидаемые результаты бурения. Рассматривая методику установления местонахождения смещенного по продуктивным пластам свода, совершенно естественно поставить простой вопрос — как и возможно ли вообще заранее, до бурения скважин, узнать о наличии смещения (несовпадения) сводов структуры? При этом узнать заранее не только о смещении, но еще и о местоположении свода по залеганию продуктивных горизонтов.

Многолетняя практика нефтепоисковых работ показала, что заранее, без проведения соответствующих геологических и геофизических исследований, действительно узнать о смещении свода выявленной структуры и тем более о характере и направ-

влении этого смещения по залеганию различных стратиграфических горизонтов и главным образом по залеганию предполагаемых нефтеносных горизонтов продуктивной свиты практически не представляется возможным.

Можно только на основании региональных геологических представлений и метода аналогии допустить подобное смещение. При этом, ожидая такое несовпадение свода структуры по залеганию различных стратиграфических горизонтов, можно по результатам бурения первых же скважин (структурно-колонковых, поисково-структурных или разведочных) сразу получить необходимое предварительное представление о наличии или отсутствии такого несовпадения, а также иметь суждение даже о направлении и характере смещения свода.

В этом случае, выявив характер, направление и расстояние смещения свода в пределах первой же структуры (по залеганию различных стратиграфических горизонтов), в некоторой степени можно распространить выявленную в новом районе закономерность на изучение соседних структур определенной площади, строго характеризующейся особенностями геологического (тектонического) строения. В полном соответствии с выявленной закономерностью осуществляется и наиболее рациональная методика подготовки структур данной площади (района) к глубокому разведочному бурению.

При благоприятных сейсмогеологических условиях и четких, уверенно прослеживающихся отражениях, допуская возможность смещения свода структуры по залеганию различных стратиграфических горизонтов в пределах определенной площади или района, можно изучить закономерность установленного смещения при помощи сейсморазведки.

При более неблагоприятных условиях единственным средством установления смещения свода структуры и изучения закономерности этого смещения являются геологические методы исследования. К таковым относятся структурно-колонковое бурение в комплексе с картировочным бурением или даже глубокое разведочное бурение.

Большое значение для успешной подготовки новых структур к глубокому разведочному бурению имеет также выбор точек для бурения структурно-колонковых и поисково-структурных скважин.

Следуя широко распространенному мнению, наиболее правильной системой расположения структурно-колонковых скважин на структуре является система заложения скважин по профилям, ориентированным вкрест намечающегося ее простира-

ния. Такая система, особенно в пределах платформенных областей, характеризующихся пологими структурами, дает возможность сравнительно быстро выявить основные элементы строения тектонического поднятия и наиболее правильно выбрать

места для заложения первых глубоких разведочных скважин на нефть и газ.

Следует отметить, что из этого правила заложения структурно-колонковых скважин по профильной системе иногда в силу особых причин делаются исключения.

Геофизические методы разведки, так же как электроразведка и сейсморазведка не могут еще заменить в ряде районов (в пределах восточной части Русской платформы) поверхностную геологическую съемку и структурно-колонковое бурение и подготавливать площади к глубокому разведочному бурению.

Учитывая изложенное, Г. Я. Якупов предложил в условиях Татарии, в районах, где требуется провести структурно-колонковое бурение без данных поверхностной геологической съемки, закладывать структурно-колонковые скважины не по продольным и поперечным профилям, а отдельными тройками, составляющими прямоугольные равносторонние треугольники со сторонами, равными 5 км. Каждая тройка скважин располагается по отношению друг к другу в шахматном порядке. Расстояние между отдельными тройками устанавливается в 10—15 км [158].

Г. Я. Якупов допускает, что в пределах района, разбуриваемого по предлагаемой им системе, отдельные тройки скважин безусловно окажутся заложеными в какой-то части структурных форм и по данным этих скважин представится возможность определить элементы залегания пластов и направление простираания последних.

Последующие тройки скважин и даже одиночные скважины могут закладываться уже по результатам первых троек.

Г. Я. Якупов считает, что предлагаемая им методика применима и для других районов с аналогичными условиями геологического строения. Необходимо только учитывать, что расстояние между отдельными скважинами в треугольнике и между отдельными треугольниками в шахматной системе зависит от размеров предполагаемых структурных форм того или иного района.

Если в районе исследования предполагается встретить небольшие по размерам структуры, то расстояние между отдельными скважинами и между отдельными треугольниками следует сократить и наоборот.

Глубокие поисково-структурные скважины правильной всего закладывать по двум пересекающимся под прямым углом в высшей точке свода структуры профилям, из которых поперечный профиль должен ориентироваться вкрест предполагаемого простираания структуры.

При таком расположении поисково-структурных скважин, из которых одна находится в точке пересечения профилей структуры и четыре остальных на двух крыльях и двух погружениях оси этой структуры, любое направление смещения свода по-

залеганию допускаемых нефтеносных горизонтов продуктивной свиты может быть уловлено.

Если свод структуры по продуктивным горизонтам смещается на крыло разведваемой структуры, то это уловят поисково-структурные скважины, заложенные на поперечном профиле. Если же этот свод смещается в сторону погружения оси складки, то это отразят скважины, заложенные на продольном профиле. Заложение и бурение других разведочных скважин будет только уточнять и детализировать схему тектонического строения поднятия, полученную в результате бурения первых поисково-структурных скважин.

Расстояния между поисково-структурными и структурно-колонковыми скважинами (а также и между профилями) выбираются в каждом конкретном случае различные, в зависимости от размеров изучаемой структуры. Эти расстояния могут колебаться от 0,5 км до 5—6 км.

Следует рассмотреть второй случай, когда наблюдается смещение сводов структуры по залеганию верхних опорных горизонтов по отношению к нижним, более глубоким маркирующим горизонтам надпродуктивной толщи, которые в свою очередь залегают согласно с нефтеносными горизонтами продуктивной свиты.

Верхними маркирующими горизонтами к примеру на территории Волго-Уральской области являются горизонты либо мезокайнозоя, либо перми, а нижними — опорные горизонты в верхнем (и среднем) карбоне. Соответственно этому и подготовка новых структур к глубокому разведочному бурению производится как бы в две очереди. В течение первой очереди путем детальных геолого-съемочных работ, с применением картировочного или иногда мелкого структурно-колонкового бурения, устанавливаются и изучаются структуры по верхним маркирующим горизонтам, а в течение второй — при помощи структурно-колонкового бурения производится уточнение строения поднятия по залеганию нижних (например, верхнекаменноугольных) маркирующих горизонтов и подготовка поднятия к глубокому разведочному бурению.

Например, в пределах Саратовского Заволжья, там, где широко распространены плиоценово-четвертичные отложения, залегающие горизонтально и маскирующие структурный план мезозойских и верхнепалеозойских отложений, рекомендуется следующая методика последовательности выявления и подготовки новых структур к глубокому разведочному бурению [64].

Первая очередь: производят мелкое структурно-колонковое бурение, рассчитанное на вскрытие палеозойских известняков на глубину 10—15 м, с целью улавливания контакта и определения стратиграфической принадлежности палеозойских пород с точностью до отдела (верхний карбон — нижняя пермь — верхняя пермь) по данным электрокаротажа и изучения микрофауны

в отобранных кернах. Концами профилей, построенных по мелким структурно-колонковым скважинам, необходимо выходить на мезозойское окаймление палеозойского поднятия, скрытого под плиоценово-четвертичными отложениями. В этом случае следует с глубины около 80 м начинать отбор керна до встречи известняков палеозоя с целью исследования микрофауны для определения стратиграфической принадлежности вскрываемых мезозойских пород, также с точностью до отдела (средняя юра — верхняя юра — нижний мел). Скважинами, прорезавшими мезозой, обязательно углубляются в известняки палеозоя на 10—15 м с указанными выше целями. Глубины мелких структурно-колонковых скважин в большинстве случаев не превышают 120 м. В результате бурения этих скважин может быть получена уточненная структурная карта поверхности палеозоя, которую, несмотря на серьезные искажения, можно рассматривать в первом приближении в качестве структурной схемы разведочного участка.

Кроме того, в результате этих построений будет протрассирован контур мезозойского окаймления, который выделит на структурной карте две принципиально отличные друг от друга зоны: внутреннюю, искаженную предакчагыльской эрозией, и внешнюю, не претерпевшую искажений. И, наконец, по данным микрофаунистических определений можно составить геологическую карту погребенной поверхности палеозоя.

Во вторую очередь производят глубокое структурно-колонковое бурение на вскрытие палеозойских реперов в отложениях карбона с целью выявления и оконтуривания локальных поднятий и подготовки их к глубокому разведочному бурению. Глубины бурения 300—400 м.

Обычно считают, что для уточнения местоположения и изучения каждого локального поднятия требуется структурно-колонковое бурение не более 6—9 (два-три трехскважинных профиля). При этом имеется в виду максимально возможное использование таких данных сейсморазведки, позволяющих судить о поведении глубоких отражающих горизонтов палеозоя. В отдельных случаях указанного количества скважин (6—9) может оказаться недостаточным.

На участках, где плиоценово-четвертичный покров залегают на породах мезозоя и погребенная поверхность палеозоя является незатронутой и не искаженной предакчагыльской эрозией, мелкое структурно-колонковое бурение при проведении первой очереди работ рекомендуется ориентировать не только на поверхность палеозоя, но и на внутримезозойские реперы. При этом необходимо пересекать профилями скважин не отдельные изолированные структуры, а значительные площади — блоки или группы локальных поднятий [64].

Таким образом, на территории Русской платформы и, в частности, в пределах восточной ее части, большое значение при

проведении первого этапа геологических исследований при-  
дается детальным геологосъемочным работам, которые здесь  
получили название структурно-геологического картирования.

Метод геологического исследования считается в настоящее  
время одним из важнейших методов поисков тектонических  
форм<sup>1</sup>, данные которого являются основой при проведении вто-  
рого этапа работ — структурно-колонкового бурения, направлен-  
ного уже непосредственно на подготовку новых структур к глу-  
бокому разведочному бурению.

Ф. Ф. Рыбаков считает возможным в пределах вновь осваи-  
ваемых районов Урало-Волжской нефтеносной области положить  
в основу постановки глубокого разведочного бурения структур-  
ную карту, составленную по результатам структурно-геологиче-  
ского картирования, минуя этап структурно-колонкового буре-  
ния. При этом, однако, необходимо структурно-геологическое  
картирование проводить в комплексе с сейсморазведкой мето-  
дом отраженных волн, газовым каротажем и геохимическим  
каротажем, включая определение окислительно-восстановитель-  
ного потенциала пород и пр.

Распространяемые некоторыми геологами предложения об  
исключении из общего комплекса геологопоисковых работ струк-  
турно-колонкового бурения является неправильным. С этими  
предложениями можно согласиться только в том случае, если  
сейсморазведка методом отраженных волн дает в пределах изу-  
чаемой структуры очень хорошие результаты, по которым  
можно построить структурную карту, дающую четкое предста-  
вление о смещении сводов по разным стратиграфическим гори-  
зонтам.

На новых площадях с благоприятными сейсмогеологическими  
условиями, позволяющими по данным сейсморазведки получить  
уверенную структурную карту по опорным горизонтам, со-  
гласно залегающим с нефтеносными горизонтами продуктивной  
свиты, лучшим методом подготовки новых структур к глубокому  
разведочному бурению является сейсморазведка методом отра-  
женных волн в комплексе с весьма ограниченным объемом  
структурно-колонкового бурения для подтверждения основных  
элементов строения складки или для детализации отдельных уча-  
стков, плохо расшифровывающихся сейсморазведкой.

При смещении сводов структуры по всем опорным горизон-  
там надпродуктивной толщи и по нефтеносным пластам про-  
дуктивной свиты мы сталкиваемся с положением, аналогичным  
в определенной степени случаю, выше описанному.

При подготовке к глубокому разведочному бурению новой  
структуры, характеризующейся смещением сводов по всем  
опорным горизонтам надпродуктивной толщи и продуктивной

свиты, наиболее правильным будет, при неблагоприятных сей-  
смогеологических условиях, изучать тектоническое ее строение  
при помощи структурно-колонкового бурения по наиболее глу-  
боко залегающим опорным горизонтам надпродуктивной толщи,  
технически достижимой при этом виде бурения.

Это следует делать для того, чтобы иметь возможность вме-  
сте с построением структурной карты по нижнему из этих опор-  
ных горизонтов составить карту равных мощностей (пахито-  
метрическую карту) для изучения изменения мощности между  
этим горизонтом и одним из верхних маркирующих горизонтов.  
Пахитометрическая карта позволит, в соответствии с рассмо-  
тренной выше закономерностью, предварительно судить о напра-  
влении смещения свода по залеганию предполагаемых нефте-  
носных горизонтов продуктивной свиты, что облегчит выбор то-  
чек для заложения первых глубоких разведочных скважин.

Поскольку в рассматриваемом случае нельзя знать точно  
место расположения свода по залеганию предполагаемых неф-  
теносных горизонтов продуктивной свиты, то первые глубокие  
разведочные скважины должны закладываться и буриться как  
поисково-структурные скважины по двум пересекающимся про-  
филям.

Если в пределах изучаемой структуры (площади) сейсмо-  
разведка дает благоприятные результаты и позволяет построить  
по сейсмическим опорным горизонтам уверенную структурную  
карту, дающую исчерпывающее представление о тектоническом  
строении исследуемой структуры, рациональной методикой под-  
готовки структур к глубокому разведочному бурению является  
проведение площадной сейсморазведки в комплексе, в случае  
необходимости с ограниченным объемом структурно-колонко-  
вого бурения.

Ограниченный объем структурно-колонкового бурения мо-  
жет оказаться необходимым для проверки основных элементов  
строения складки (поднятия) и для детализации плохо или со-  
всем нерасшифровывающихся сейсморазведкой участков.

В случае, когда при проведении сейсморазведки будут полу-  
чаться четкие, легко интерпретируемые отражения и в продук-  
тивной свите, то построенная структурная карта по сейсмиче-  
ским опорным горизонтам позволяет получить исчерпывающее  
представление о строении складки по залеганию и предполагае-  
мых продуктивных горизонтов. Благодаря этому можно будет  
выбрать точки для заложения уже не поисково-структурных  
скважин, а обычных глубоких разведочных скважин непосред-  
ственно в местах, наиболее благоприятных для обнаружения  
в течение второго этапа геологопоисковых и разведочных работ  
промышленных скоплений нефти и газа, т. е. в пределах свода  
исследуемой структуры (складки).

<sup>1</sup> Об этом подробно говорится в статье Ф. Ф. Рыбакова «О методике  
структурно-геологического картирования и путях усовершенствования этого  
метода». НХ, № 10, 1950.

## ГЛАВА ПЯТАЯ

### РАЗВЕДКА ГЛУБОКИМ БУРЕНИЕМ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ (МЕСТОРОЖДЕНИЙ) НЕФТИ И ГАЗА НА НОВЫХ ПЛОЩАДЯХ

Следует отметить, что в прошлом, на протяжении первых двух-трех десятилетий от начала зарождения нефтяной промышленности, заложение подобных скважин производилось практически без всякого геологического обоснования, без участия геологов.

Этот период поисков и разведки залежей нефти скважинами характеризовался тем, что скважины закладывались вблизи выходов нефти на земную поверхность, а при удаче — между этими выходами, по направлению, их соединяющему.

В дальнейшем, по мере накопления данных разведочного бурения, давших возможность сделать определенные обобщения и предварительные выводы о приуроченности промышленных скоплений нефти к тектонически нарушенным участкам (антиклинальным складкам и т. п.), отдельные нефтепромышленники стали уже привлекать геологов к заложению разведочных скважин.

Поиски и разведка промышленных залежей (месторождений) нефти и газа на новых площадях глубоким разведочным бурением начинаются только после установления в результате проведения геологопоисковых работ благоприятных условий для нефтегазообразования и формирования залежей этих полезных ископаемых.

После этого составляется проект разведки данной площади глубоким разведочным бурением, с геологическим обоснованием выбора точек заложения первых поисково-структурных или разведочных скважин, в полном соответствии с существующими системами поисков и разведки новых залежей нефти и газа.

В течение следующего (второго) периода для установления наличия антиклинальных складок (структур), благоприятных для промышленного скопления нефти, оказалось необходимым производить уже геологическое изучение перспективных в этом

отношении площадей, строить геологические карты, для чего при плохой обнаженности начали искусственно вскрывать коренные осадочные породы, слагающие изучаемую структуру.

Однако для этого периода полноценное геологическое изучение разведываемой площади не являлось еще обязательным правилом, а скорее, исключением. Поэтому в большинстве случаев нефтепромышленники обходились без геологов.

В России, например, до Октябрьской революции по структурному признаку было открыто всего только одно — Новогрозненское нефтяное месторождение, приуроченное к брахиантиклинальной складке, лишенной на поверхности всяких признаков естественных нефтегазопроявлений. При этом следует отметить, что еще в 1902 г. И. Н. Стрижов предлагал начать разведочное бурение на этой складке, однако оно было начато только в 1912 г. [17].

На этот факт указывается, как на наглядный пример безразличного еще отношения к геологическим прогнозам, основанным на установленной и проверенной уже структурно-гравитационной закономерности промышленных скоплений нефти и газа в земной коре.

Только после Октябрьской революции стало обязательным вести поиски новых промышленных залежей (месторождений) нефти и газа в полном соответствии со структурно-гравитационной теорией, на базе геологических и палеогеографических представлений о наличии в пределах намечаемой для глубокого разведочного бурения площади (структуре) благоприятных условий для формирования промышленных залежей нефти и газа.

В третий период поисковой и разведочной деятельности все без исключения площади (районы, области), перспективные с точки зрения возможного обнаружения в их недрах промышленных залежей нефти и газа, начали детально исследоваться и изучаться геологами-нефтяниками. Виды и этапы комплекса применяемых при этом геологопоисковых и геофизических работ были подробно рассмотрены выше.

Правильно выбранная, рациональная система размещения первых глубоких разведочных скважин на площади, подготовленной к глубокому разведочному бурению, обеспечивает получение наибольшего положительного производственного и экономического эффекта и при том в наиболее короткие сроки. Неправильно выбранные точки для заложения первых разведочных скважин приводят к безрезультатной потере денежных средств, времени, материалов и человеческого труда и затягивают при этом разведку на данной площади на долгие годы.

Таким образом, выбору наиболее рациональной системы размещения или заложения глубоких разведочных, поисково-структурных и опорных скважин необходимо уделять исключительно большое внимание.

## РАЦИОНАЛЬНАЯ СИСТЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ (ЗАЛОЖЕНИЯ) ГЛУБОКИХ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

### Выбор точек для заложения разведочных скважин при поисках антиклинальных (сводовых) залежей нефти и газа

Размещение первых разведочных скважин в пределах новой площади, подготовленной к глубокому разведочному бурению, определяется главным образом формой структуры, ее размерами и типом залежи нефти.

Однако при этом следует также учитывать и целый ряд экономических, технических, хозяйственных и природных условий.

Преобладающими залежами нефти и газа, служащими основными объектами поисков, разведки и разработки, являются структурные залежи, среди которых мы выделяем антиклинальные, брахиантиклинальные и куполовидные залежи. Поэтому рассмотрение системы расположения на структурах первых глубоких разведочных скважин будет начато с поисков именно этих залежей нефти и газа.

Указанные залежи нефти и газа приурочиваются к антиклинальным, брахиантиклинальным и куполовидным структурам. Поскольку своды структур по продуктивным горизонтам могут не соответствовать выявленным сводам по маркирующим горизонтам в надпродуктивной толще, следует рассмотреть в первую очередь систему размещения разведочных скважин, когда наблюдаются случаи уверенного наличия структуры, подтвержденной структурно-колонковым бурением или сейсморазведкой методом отраженных волн, и практически полного совпадения свода структуры по опорным горизонтам в продуктивной свите со всеми или с одним, стратиграфически наиболее глубоко залегающим горизонтом в надпродуктивной толще. Во вторую очередь следует рассмотреть систему размещения поисково-структурных скважин, когда отмечается отсутствие уверенных данных о наличии структуры и допускается смещение (несовпадение) сводов структур.

Разведочные скважины размещают по профилям вкрест простираения структуры. Подобная система расположения разведочных скважин имеет следующие преимущества.

1. Она дает возможность детализировать наименьшим количеством скважин в наиболее короткие сроки тектоническое строение разведываемой площади и получить дополнительные данные о наличии, форме и особенностях строения структуры по залеганию опорных горизонтов в продуктивной свите.

2. При положительных результатах, в случае обнаружения промышленной залежи нефти или газа, дает возможность наиболее легко и просто проводить ее оконтуривание.

3. На основании данных пробуренных скважин сделать наиболее правильные структурные построения.

Ввод в бурение разведочных скважин, при профильной системе их расположения, следует осуществлять последовательно, начиная с наиболее повышенных участков свода структуры, постепенно продвигаясь на крылья и погружения ее оси.

Такой порядок поисков и разведки глубоким разведочным бурением промышленных залежей нефти и газа, связанных с антиклинальными, брахиантиклинальными и куполовидными формами структур, вошел в практику наших нефтепоисковых работ и полностью оправдал себя.

При подобной системе и порядке размещения глубоких разведочных скважин, в случае, если одна из первых разведочных скважин, которую можно рассматривать как поисковую, даст

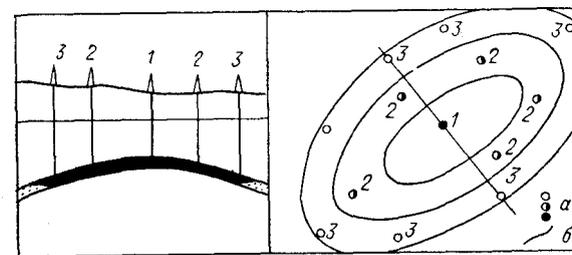


Рис. 72. Схема расположения разведочных скважин при кольцевой оконтуривающей разведке.

*a* — скважины (1 — первая скважина, давшая промышленную нефть; 2 — скважины первого кольца; 3 — скважины второго кольца); *б* — горизонтали кровли опорного пласта.

нефть (или газ) и обнаружит, таким образом, промышленную залежь, то все остальные глубокие разведочные скважины по отношению этой залежи уже превращаются в оконтуривающие скважины. В зависимости от формы, особенностей строения и размеров разведываемой структуры оконтуривающие скважины располагаются или по кольцевой (рис. 72), или по профильной (рис. 73) системам.

Подробное описание и применение этих систем на практике можно найти в работе М. Ф. Мирчинка [94].

Однако в отдельных, крайне редких случаях, в пределах платформенных областей иногда первые глубокие разведочные (поисковые) скважины закладываются на погружениях оси и на крыльях брахиантиклинальных складок. Это делается из-за крупных размеров этих структур и обширных контуров нефтеносности и газеносности. В таких случаях глубокая разведочная (поисковая) скважина, оказавшись удачной, сразу же наращивает огромные количества видимых и предполагаемых запасов нефти или газа.

В связи с этими преимуществами интересно отметить, что ранее, во второй половине двадцатых годов, некоторые геоло-

ги-нефтяники пропагандировали систему заложения разведочных скважин с крыльев и погружений структуры геосинклинального типа на ее свод, мотивируя это тем, что сразу будет установлен контур нефтеносности (или газоносности) и залежь будет околонулена в наиболее короткие сроки. С другой стороны, говорили сторонники такой системы, при заложении первых разведочных (поисковых) скважин на крыльях и погружениях структуры лучше охраняется открытая нефтяная или газо-нефтяная залежь от дегазации, так как исключается возможность получения открытых газовых фонтанов при испытании или опробовании скважин в случае наличия газовой шапки.

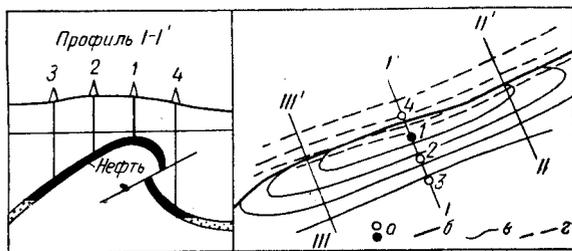


Рис. 73. Схема расположения разведочных скважин при профильной околонунающей разведке.

Римские цифры (I—I', II—II' и III—III')—линии профилей; а—скважины (черная точка—скв. 1, давшая промышленный приток нефти); б—линия разрыва; в—горизонталь надвинутого крыла; г—горизонталь поднадвигового крыла складки.

Несмотря на это, применение системы разведки с крыльев и погружения на свод структуры является нерациональным, так как заложить разведочные скважины по какому-либо профилю так, чтобы одна скважина дала воду, а другая, пробуренная рядом (несколько по восстанию), — нефть и этим установить контур нефтеносности в пределах расположения данного профиля, не представляется возможным. В этом случае потребуется несколько разведочных скважин, чтобы околонуна нефтяную залежь. Среди таких скважин преимущественно большая часть окажется неудачной и непродуктивной. На бурение их будет бесполезно затрачено огромное количество труда, денежных средств, материалов и времени.

Проводя поиски залежей нефти и газа с крыла и погружения оси структуры в направлении ее свода, нельзя знать, имеет или не имеет открытая при такой системе разведки залежь нефти газовую шапку, и, следовательно, нельзя сказать, при каких условиях можно разрабатывать эту залежь и эксплуатировать ее, пока не будет разведан свод структуры. Кроме того, нельзя будет получить необходимых данных для уточнения и детализации строения разведываемой складки.

Поэтому правильной и наиболее рациональной системой последовательного бурения первых глубоких разведочных (поисковых) скважин на новой структуре считается система разведки со свода на крылья и на погружения оси структуры<sup>1</sup>. При такой системе, имея точную и уверенную структурную карту, полученную в результате проведения структурно-колонкового бурения или сейсморазведки, можно первой же глубокой разведочной скважиной открыть промышленную залежь нефти или газа и быстро организовать ее околонунавание, сводя в дальнейшем до минимума количество неудачных разведочных скважин.

При хорошей подготовке новых структур к глубокому разведочному бурению и наличии структурных залежей нефти и газа процент неудачных (непродуктивных) разведочных скважин не должен превышать в среднем 15—20%.

При более сложных геологических условиях среднее количество непродуктивных разведочных скважин может составлять максимально около 25—30% и, следовательно, число удачных разведочных скважин 70—75% от всего количества пробуренных разведочных скважин.

Расстояния между поисковыми разведочными скважинами на профилях и расстояния между этими профилями определяются размерами, формой и тектоническими особенностями подготовленной к глубокому разведочному бурению структуры.

К примеру, на платформе, в пределах которой тектонические поднятия обладают, как правило, крупными размерами и весьма пологими углами падения, расстояния между скважинами на профиле, при симметричном строении крыльев, обычно в среднем равны 2—3 км.

Однако на Русской платформе в отложениях пашийской свиты нижнефранского подъяруса наблюдается резкая изменчивость коллекторских свойств пласта. В подобных случаях расстояние между скважинами следует уменьшать до 1—1,5 км или до 0,5—0,7 км. Совершенно понятно, что при наличии (в порядке исключения) вытянутых структур расстояния между скважинами также следует уменьшать до 0,5—1,5 км.

При асимметричном строении крыльев складок расстояния между скважинами на более крутом крыле уменьшаются до 1—2 км. Эти расстояния уменьшаются также и на концах раз-

<sup>1</sup> Однако в отдельных случаях, при сложных геологических условиях, рационально отказаться от применения этой системы. Так, В. С. Мелик-Пашаев в статье «О природе больших пластовых давлений в областях развития грязевого вулканизма» (Азерб. НХ, № 5, 1949) рекомендует, например, в пределах структур, пораженных грязевыми вулканами и характеризующихся по этой причине повышенными пластовыми давлениями, отступать от этой системы и намечать первые разведочные скважины в крыльевых частях структуры.

ведочных профилей, по мере приближения к ожидаемому контуру продуктивности.

Расстояние между разведочными профилями обычно принимается равным 3—4 км.

Количество разведочных скважин на крайних профилях уменьшается в соответствии с формой структуры, т. е. на погружениях ее оси.

В геосинклинальных областях, в пределах которых антиклинальные складки, как правило, являются ограниченными по размерам и характеризуются сравнительно узким сводом и значительными углами падения на крыльях, расстояния между разведочными скважинами на профилях в среднем равны 0,5—1,0 км. При этом на крутом крыле складки, при асимметричном ее строении, эти расстояния не должны превышать 0,5 км. Расстояния между профилями в среднем 1,5—2 км.

В работе автора [65] был сделан вывод о том, что расстояние между разведочными скважинами на профилях должно уменьшиться при поисках промышленных залежей нефти и газа на подготовленных к глубокому разведочному бурению структурах в пределах геосинклинальных областей, по сравнению с платформенными областями.

### Выбор точек для заложения поисково-структурных разведочных скважин

Поисково-структурные разведочные скважины бурятся не только для установления характера нефтегазоносности, но и для подтверждения структуры по глубоким опорным горизонтам продуктивной свиты при неопределенных указаниях на ее существование полученных в результате ранее проведенных геологопоисковых работ и, кроме того, целью этого бурения является определение местоположения свода структуры по залеганию продуктивных пластов и горизонтов при возможном смещении его по отношению к опорным горизонтам в надпродуктивной толще, по которым данная структура была подготовлена к глубокому разведочному бурению.

Бурение поисково-структурных скважин также может быть и при поисках так называемых «висячих» (смещенных) залежей нефти, известных в частности, в продуктивной толще на Апшеронском п-ове (рис. 74).

В. А. Горин, рассматривая механизм формирования «висячих» залежей нефти, выделяет три возможных схемы строения складок и залегания нефти в продуктивной толще Апшеронского полуострова: 1) Биби-Эйбатский тип залегания нефти (рис. 75); 2) Калининский тип (рис. 76); 3) Бузовнинский тип (рис. 77). Это позволило ему прийти к выводу, что в нижнем отделе продуктивной толщи первичными пунктами аккумуляции нефти, мигрировавшей вдоль напластования из нефтепроиз-

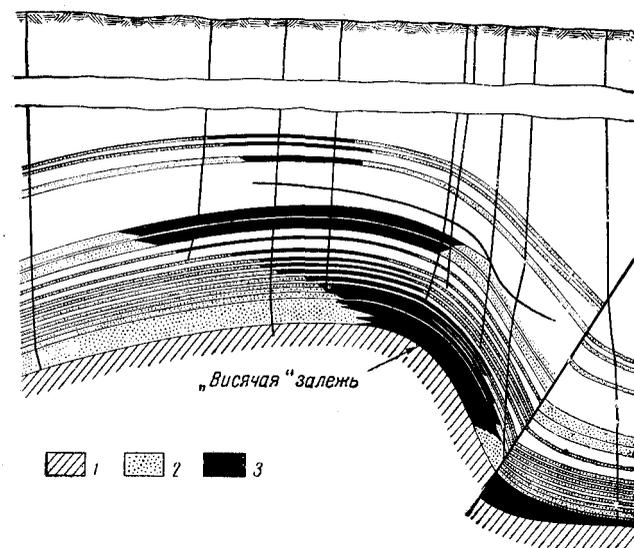


Рис. 74. «Висячая» (смещенная) залежь нефти в продуктивной толще на Апшеронском п-ове.

1—глинистая толща; 2—вода; 3—нефть,

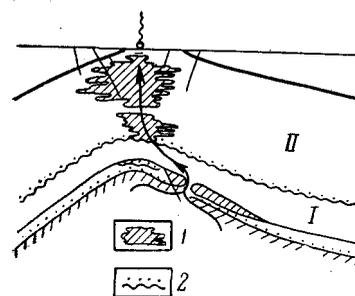


Рис. 75. Биби-Эйбатский тип залегания нефти.

I—нижний отдел продуктивной толщи, первая фаза миграции нефти; II—верхний отдел продуктивной толщи, вторая фаза миграции нефти.  
I—залежь нефти в продуктивной толще; 2—перерыв в отложениях.  
Стрелками отмечено направление миграции нефти (эти же условные обозначения приняты на рис. 76 и 77).

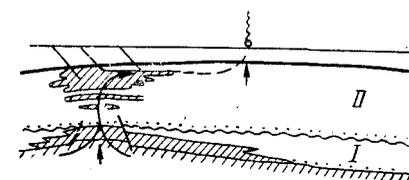


Рис. 76. Калининский тип залегания нефти.

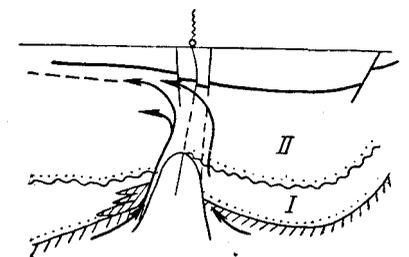


Рис. 77. Бузовнинский тип залегания нефти.

водящих свит миоцен-олигоценного комплекса, были погребенные поднятия в основании продуктивной толщи<sup>1</sup>.

Если эти поднятия образовывались на фоне региональной моноклинали, то часть нефти в насыщенном водой пласте могла, по его мнению, мигрировать выше по восстанию и, в случае выклинивания пластов, образовать стратиграфические залежи. Так образовались залежи нефти в подкирмакинской и калинской свитах нижнего отдела продуктивной толщи.

Залежи нефти в верхнем отделе продуктивной толщи образовались во вторую фазу складчатости в основном в результате вертикальной миграции по трещинам из погребенных поднятий нижнего отдела.

Подобный вид миграции, отмечает В. А. Горин, иллюстрируют и формы нефтяных залежей в вертикальном разрезе, обычно смещающиеся (см. рис. 75 и 76) в низах в сторону сводов погребенных поднятий.

Таким образом, два основных этапа складчатости с перерывом как в условиях отложения осадков, так и механизма складкообразования обусловили две фазы миграции нефти в продуктивной толще (в нижнем и верхнем отделах) и привели к несовпадению (смещению) сводов структур, а также залежей нефти.

Это — резюмирует В. А. Горин — привело к образованию «висячих» (смещенных) относительно сводов складок второй фазы складчатости залежей нефти (см. рис. 74).

Становится совершенно ясным, что поиски и разведку глубоким бурением «висячих» залежей нефти, приуроченных, в частности, на Апшеронском п-ове, к своду структур первого этапа складкообразования, следует производить так же, как поиски и разведку промышленных залежей нефти и газа при несовпадении сводов структуры по продуктивным пластам и опорным горизонтам надпродуктивной толщи или свиты.

Наиболее рациональной системой размещения поисково-структурных скважин на новой площади является, как уже отмечалось выше, заложение их по так называемому «крестовому» профилю.

При этой системе первые три скважины закладываются по поперечному профилю через выявленный по верхним маркирующим горизонтам или намечающийся свод структуры, вкрест предполагаемого ее простирания, а две другие скважины — по продольному профилю, перпендикулярно поперечному. В этом случае центральная скважина поперечного профиля будет являться центральной скважиной и продольного профиля.

Подобная система заложения поисково-структурных скважин характеризуется следующими основными преимуществами.

1. При возможном смещении свода структуры скважины,

<sup>1</sup> В. А. Горин. Смещение сводов складок и «висячие» залежи нефти продуктивной толщи Апшеронского п-ова. Азерб. НХ, № 2, 1955.

пробуренные по «крестовому» профилю, дают возможность наиболее быстро и экономично установить: а) наличие или отсутствие смещения свода, б) направление смещения свода по продуктивным пластам и горизонтам, в) ориентировочное расстояние смещения (рис. 78) и г) характер нефтегазоносности.

При рассмотрении рис. 78 видно, что свод структуры по продуктивным пластам сместился в северо-западном направлении по отношению к своду по маркирующим горизонтам надпродуктивной толщи, в сторону скв. 5, которая, как и скв. 1, дала фонтанный приток нефти.

Следовательно, последующие поиски и разведку новых промышленных залежей нефти и газа необходимо производить в северо-западном направлении путем бурения поисковых разведочных скважин по профильной системе, подробно рассмотренной выше.

Если бы свод структуры по залежанию продуктивных пластов сместился не в северо-западном, а в юго-восточном направлении, то это обнаружила бы скв. 4; при смещении свода на одно из крыльев структуры, построенной по опорным надпродуктивным горизонтам, это было бы обнаружено скв. 2 или скв. 3.

2. При неуверенных данных о наличии структуры и местоположении ее свода поисково-структурные скважины, пробуренные по «крестовому» профилю, также (с минимальной затратой времени и средств) могут дать необходимые сведения: а) о наличии или отсутствии структуры, б) о местоположении ее свода, в) о характере нефтегазоносности.

Расстояния между поисково-структурными скважинами для крупных и пологих структур на платформе в среднем принимаются: по поперечному профилю 2—3 км, по продольному 3—4 км. Для структур геосинклинального типа эти расстояния сокращаются по причинам, отмеченным выше, и в среднем соответственно составляют 0,5—1 км и 1,5—2 км.

#### Выбор точек для заложения разведочных скважин при поисках и разведке других типов залежей нефти и газа

При поисках и разведке других типов промышленных залежей нефти и газа, не связанных с антиклинальными структурами, применяются различные системы размещения глубоких

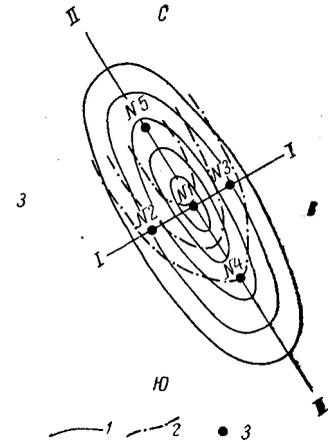


Рис. 78. Ориентировочное расстояние смещения свода структуры.

1—изогины опорного горизонта в надпродуктивной толще (свите); 2—изогины по одному из продуктивных пластов; 3—поисково-структурные скважины.

разведочных скважин в соответствии с конкретным типом предполагаемых залежей нефти или газа.

Например, при поисках и разведке стратиграфических выклинивающихся вверх по восстанию залежей, когда по данным сейсморазведки нельзя получить точное представление о характере залегания выклинивающегося пласта и месте его выклинивания, по профилю, вкрест простирающихся пластов, с расстоянием в 2—3 км закладываются 2—3 глубокие разведочные скважины в районе предполагаемого выклинивания пласта.

Если предположить, что скв. 1 вскроет промышленную залежь нефти или газа, скв. 2 (выше по восстанию) не обнаружит ее, а скв. 3 (вниз по падению) покажет выклинивающийся пласт водоносным, тогда по профилю закладываются еще две глубокие разведочные скважины: скв. 4 — между удачной скв. 1 и скв. 2, а скв. 5 между скв. 1 и скв. 3, давшей воду. Если эти скважины дадут представление о ширине залежи, то на этом можно прекратить разведку на данном профиле и перейти по простирающемуся пласту к прослеживанию выявленной залежи на соседнем профиле как в одном, так и в другом направлении (от первого профиля) и т. д.

Если же двумя последними разведочными скважинами (4 и 5) оконтурить залежь не удастся, то приблизительно на половинном расстоянии между скважинами 1, 4 и 5 закладываются еще две скважины (6 и 7) и так далее, до тех пор, пока залежь не будет оконтурена.

При поисках выклинивающейся залежи нефти, если первые глубокие разведочные скважины не обнаруживают выклинивающегося пласта, тогда по избранному профилю закладываются еще 2—3 скважины на определенных расстояниях, в зависимости от природы и характера выклинивания, а затем производится ее оконтуривание.

Геологическую основу при поисках выклинивающихся залежей нефти и газа глубоким разведочным бурением составляют палеогеографические и палеотектонические построения. Большую помощь оказывает при этом бурение опорных и поисково-оценочных скважин, которое дают предварительное представление о характере нефтегазоносности и особенностях литолого-фациального развития продуктивных пластов на новых, еще не освоенных глубоким разведочным бурением площадях. При этом, если наблюдается значительное увеличение мощности определенного продуктивного горизонта вниз по региональному погружению слоев от уже разведанных площадей или участков, то в этом случае можно предположить наличие выклинивающихся пластов, к которым могут быть приурочены залежи нефти и газа.

Большое значение приобретает при этом выяснение весьма важного обстоятельства, а именно, происходит выклинивание

песчаных пластов или, наоборот, включение глинистых пропластков.

Это обстоятельство важно выяснить потому, что появление глинистых пропластков говорит об отсутствии всякого смысла искать вниз по региональному погружению фундамента от уже разведанных участков и площадей выклинивающихся залежей нефти или газа, так как нефть и газ должны были в процессе миграции скопиться в более повышенных зонах залегания продуктивных горизонтов. И только в случае появления новых выклинивающихся песчаных пластов следует искать, возможно, приуроченные к ним залежи нефти и газа.

В этом отношении большую помощь может оказать сейсморазведка, которая при благоприятных сейсмогеологических условиях дает исчерпывающее представление о природе, характере и условиях залегания выклинивающихся пластов. Поэтому наиболее надежной основой для поисков стратиграфических выклинивающихся залежей нефти и газа являются данные сейсморазведки. Этот метод дает практически однозначные и четкие указания о местах заложения глубоких разведочных скважин с целью обнаружения выклинивающихся залежей нефти или газа.

Следует подчеркнуть определенную помощь при поисках стратиграфических залежей нефти и газа (выклинивающихся, несогласных и погребенных), а также литологических залежей геохимических методов разведки.

Наглядный пример несогласных залежей нефти представляет собою крупнейшее месторождение Оклахома-Сити в США, где первая нефть была обнаружена в известняках Арбоклэ ордовичского возраста под плоскостью несогласия (рис. 79).

В подобных случаях выбор точек для заложения глубоких разведочных скважин определяется на основании данных о строении и залегании предполагаемых продуктивных пластов под плоскостью несогласия.

Надо сказать, что поиски выклинивающихся вверх по восстанию и несогласных залежей нефти и газа представляют собой одну из труднейших проблем, успешному разрешению которой уделяется очень большое внимание. Объясняется это тем, что выклинивающиеся и несогласные залежи нефти и газа также играют большую роль в деле обеспечения нефтяной промышленности эффективными запасами нефти и газа.

Это хорошо видно на примере современного состояния нефтяной промышленности США. Известно [19], что дальнейшее открытие нефтяных и газовых месторождений по структурному признаку становится все более и более затруднительным и главное внимание американских геологов устремляется на поиски стратиграфических залежей нефти и газа, т. е. на поиски в первую очередь выклинивающихся вверх по восстанию залежей, а затем и несогласных залежей.

В частности, Леворсен считает, что дальнейшее развитие нефтяной промышленности США должно базироваться на открытии нефтяных залежей стратиграфического типа. Он утверждает, что поиски подобного типа залежей нефти могут обеспечить США приростом новых промышленных запасов нефти в размере около 8 миллиардов т. При этом в основу поисков он рекомендовал положить два принципа:

1) искать и разведывать края или полосы пористых пластов, выклинивающихся по их восстанию;

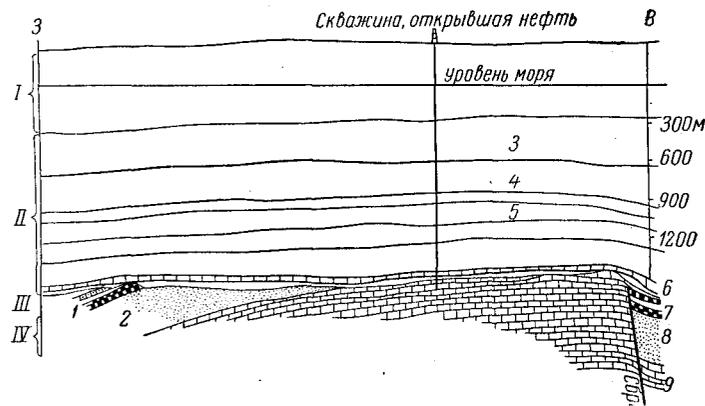


Рис. 79. Поперечный разрез месторождения Оклахома-Сити в Оклахоме.

I — пермская система; II — пенсильванская система; III — мексиканская система; IV — ордовикская система. 1 — Виола; 2 — Симпсон; 3 — известняк Паухуска; 4 — известняк Орид; 5 — песок Лэйтона; 6 — известняк Осваго; 7 — известняк Виола; 8 — свита Симпсон; 9 — известняк Арбокл.

2) разведывать комплексы слоев, лежащих под несогласным залеганием или между двумя горизонтами несогласного залегания.

Леворсен считал, что целью поисков залежей нефти и по первому и по второму принципу должно быть открытие не отдельных месторождений, а целых нефтегазоносных геологических провинций, каждая из которых может в свою очередь содержать серии или группы месторождений.

Весьма близкой к системе заложения глубоких разведочных скважин при поисках стратиграфических выклинивающихся залежей нефти и газа является система заложения глубоких разведочных скважин при поисках экранированных сбросами и взбросами залежей нефти и газа (рис. 80 и 81).

Основным моментом при этом является точное установление места разлома, прослеживание его по простиранию и выявление его экранирующих свойств и особенностей. При уверенном фиксировании на геологической или на структурной карте сбросового или взбросового нарушения первые глубокие разведочные скважины следует закладывать вблизи нарушения и в случае

обнаружения залежи газа или нефти начать разведку ее по профилю, закладывая скважины последовательно вниз по падению продуктивного горизонта и прослеживая затем обнаруженную экранированную залежь новыми профилями в противоположных направлениях по простиранию продуктивного пласта от первого (основного) профиля.

При разведке моноклиналиных залежей нефти или газа первые глубокие разведочные скважины закладываются по профилю (или сразу по нескольким профилям) вкрест простирания

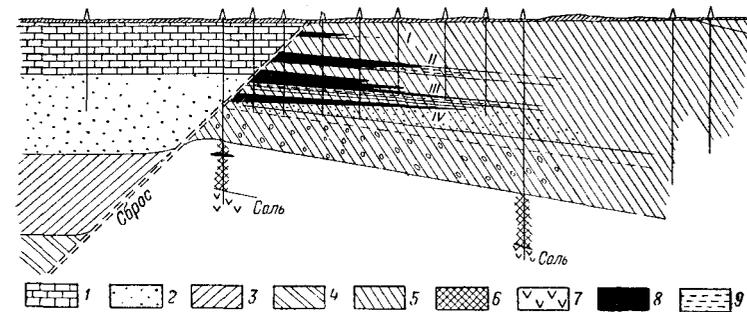


Рис. 80. Поперечный разрез Доссорского месторождения нефти.

I — сенон + турон; 2 — сеноман + альб; 3 — апт; 4 — неоком; 5 — юра; 6 — пермо-триас; 7 — соль; 8 — нефтяной песок; 9 — водяной песок.

пластов, по аналогии с разведкой любого из крыльев антиклинальной или брахиантиклинальной складки. В отличие только от этого при разведке моноклиналиных залежей нефти или газа является необходимым установить еще контур, точнее — границу продуктивности залежи в верхней зоне моноклинали, близкой к выходам продуктивных пластов на поверхность. Иногда эту границу устанавливают структурно-колонковым бурением.

При разведке литологических залежей нефти и газа<sup>1</sup>, среди которых были выделены рукавообразный, лентообразный (шнуроподобный) и гнездообразный типы [65, стр. 243], заложение глубоких разведочных скважин производится в полном соответствии с формой песчаных линз (в поперечном разрезе) и характером распространения их в плане.

Например, заложение глубоких разведочных скважин при разведке рукавообразной залежи нефти или газа, типа Май-

<sup>1</sup> Обычно этот тип залежей нефти и газа определяют глубоким разведочным бурением попутно, в процессе поисков и разведки структурных залежей, так как методы геофизической разведки не дают пока определенных указаний на установление различных по форме и виду песчаных линз, к которым приурочиваются скопления нефти и газа.

Допускается, что некоторое указание на возможное наличие литологических залежей нефти и газа могут дать геохимические методы разведки при надежном и уверенном определении газообразных углеводородов.

копской рукавообразной залежи, может производиться по способу «разведки клином», разработанному И. М. Губкиным. Этот способ дает возможность проследить залежь нефти по всей площади месторождения. Расположение скважин в этом случае

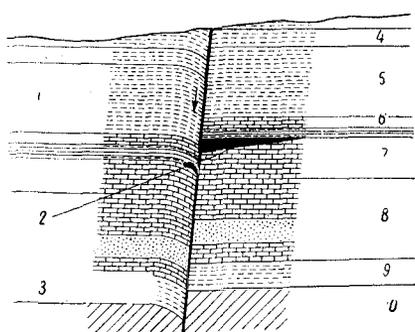


Рис. 81. Поперечный разрез через месторождение Люлинг (США).

1 и 5 — мергели Тэйлор; 2 — нефтяная залежь; 3 и 9 — песок тринити; 4 — свита Милвэй; 6 — меловой известняк; 7 — доломитовый известняк Эдвардс; 8 — доломитовый известняк Гленроз; 10 — сланцы.

показано на рис. 82. На этом рисунке указаны от линии I—I точки последовательного заложения скважин (по нумерации) и мощность песчаной линзы, обнаруженная каждой из этих скважин.

При рукавообразном простирании песчаной линзы указанный метод заложения глубоких разведочных скважин является единственным правильным способом, так как при прослеживании подобного типа залежей нефти или газа профилями получили бы большое количество неудачных скважин вследствие практической невозможности заранее

предугадать направление всех изгибов и извилин рукава.

Метод «разведки клином», или метод разведки тремя скважинами, оправдал себя полностью при прослеживании рукаво-

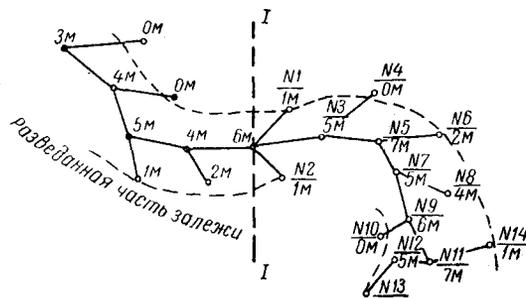


Рис. 82. Размещение скважин при доразведке рукавообразной залежи.

Последовательность бурения скважин соответствует порядку номеров скважин. Пунктир показывает контур залежи.

образного вида залежи нефти на Войвожском месторождении на Южном Тимане, в пределах северо-восточной части Русской платформы. Здесь подобного типа залежи нефти были обнаружены в самой нижней части нижнефранского подъяруса верх-

него девона, на границе со средним девонем. Форма и существование рукава песчаной линзы связаны, однако, не с погребенным руслом реки, как это установлено в Майкопском районе, а с весьма прихотливым и извилистым очертанием береговой линии моря, в прибрежной части которого происходило отложение крупных размеров песчаных линз, впоследствии насыщенных нефтью и газом.

При разведке лентообразных залежей нефти или газа, приурочивающихся к песчаным линзам, со слабо выраженным выклиниванием и простиранием [65, стр. 250], при отсутствии резких изгибов и своеобразных выступов, наиболее правильной системой заложения глубоких разведочных скважин является сочетание метода разведки тремя скважинами (клином) с профильным методом. Характер комплексирования этих методов зависит в каждом отдельном случае от ширины песчаной линзы, ее мощности в средней части и особенностей простирания линзы. По такой системе проводится, в частности, разведка указанного типа залежей нефти и газа в пределах Ижма-Омринского района в северо-восточной части Русской платформы.

Заложение глубоких разведочных скважин при разведке залежей нефти и газа, приуроченных к песчаным линзам, характеризующимся резким выклиниванием и резким изменением простиранием, при различных выступах в виде «залювов» и прочих форм типа майкопских «зональных» залежей, описано Г. А. Хельквистом<sup>1</sup>.

### Выбор точек для заложения опорных скважин

И. М. Губкин для изучения строения кристаллического фундамента платформы, палеогеографических условий осадкообразования платформенного чехла (покрова) и характера нефтегазоносности с целью научного обоснования выбора наиболее рационального направления геологопоисковых и разведочных работ на нефть предложил бурить специальные глубокие разведочные скважины, которые он назвал «структурными».

В частности, он считал необходимым для разрешения проблемы нефтеносности Среднерусской платформы, разведать этот район рядом структурных скважин как в широтном, так и в меридиональном направлениях.

Такие скважины получили в дальнейшем название опорных скважин. Начиная с 1947—1948 гг., бурение их стало проводиться во многих районах нашей страны систематически, по определенному разработанному плану.

Внедрение в СССР, впервые в мире, в практику поисковых работ опорного бурения ознаменовало наступление нового этапа в деле дальнейшего изучения геологического строения огромной

<sup>1</sup> Г. А. Хельквист. Зональные залежи и методика их разведки. Гос-топтехиздат, 1944.

территории нашей страны. Этот этап характеризуется внедрением широких региональных исследований с целью выявления общих закономерностей как в геологическом строении отдельных крупных участков на платформах и в геосинклинальных областях, так и в распространении главным образом залежей нефти и газа в их пределах.

Исходя из основной задачи опорного бурения, заключающейся в изучении мало исследованных или совсем не исследованных глубоким разведочным бурением районов — стратиграфии, литолого-фациальных особенностей, характера нефтегазонасности и строения складчатого фундамента осадочных образований, — и вытекают основные условия выбора точек для заложения опорных скважин.

Так, например, для регионального геологического изучения и установления перспектив нефтегазонасности Азово-Кубанской равнины, Терско-Маньчской впадины и Ставропольского края было запроектировано и пробурено 15 опорных скважин.

Обычно расстояния между опорными скважинами выбираются равными 150—300 км и более, хотя в отдельных, конкретных, случаях могут быть несколько меньшими.

Для выбора точки заложения опорной скважины не обязательно устанавливать поднятие (структурную форму), но весьма желательно, чтобы выбор точки определялся благоприятными для нефтегазонакопления условиями.

#### БУРЕНИЕ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Бурение разведочных скважин, геологическое обслуживание их и интерпретация полученных результатов очень подробно описаны в трудах М. Ф. Мирчинка [94], И. О. Брода и Е. Ф. Фролова [17] и других исследователей. В частности, хорошее изложение способов обработки разрезов разведочных скважин с целью использования их для различных геологических и структурных построений при решении ряда практических задач, связанных с поисками и разведкой промышленных залежей нефти и газа, можно найти в работе И. Я. Фурмана [145]. Поэтому следует обратить внимание только на следующие моменты.

Существенно важным при бурении глубоких разведочных скважин на новых площадях является корреляция разрезов по скважинам. Эта корреляция производится с целью определения стратиграфического положения забоев бурящихся скважин в каждый определенный момент времени, выявление вскрытых и пройденных каждой из скважин пород стратиграфического разреза, сопоставления между собой разрезов пробуренных скважин.

Выше мы отметили, что корреляция разрезов по скважинам производится по определенным опорным или маркирующим го-

ризонтам (реперам), которые выделяются или устанавливаются на основании целого ряда макроскопических, микроскопических, химических, геофизических и прочих признаков.

Таблица 8

Виды корреляционных признаков

Основные виды	Значение корреляции и применяемые способы	
	узкое (местное)	широкое (региональное)
По внешним признакам (макроскопические)	По литологическому составу кернов По литологическому составу шламма По механическому составу обломочных пород Палеонтологический (по макрофауне)	— — —
Микроскопические	Петрографический (по шлифам и данным микро-минералогического анализа) Микрофаунистический По пыльцевому анализу	
По химическому составу пород	По углеродному коэффициенту По карбонатности По редким элементам	
По геофизическим свойствам пород	По электрокаротажу По $\gamma$ -каротажу По термокаротажу По магнитным свойствам	— — —
По техническим свойствам пород (буримости и размываемости)	По срабатываемости долот По времени бурения одного метра По кавернометрическим измерениям	— — —
По нефтегазопроявлениям и битуминозности пород	По газовому каротажу По интенсивности нефтепроявлений По химическому составу нефтей и газов По содержанию и компонентному составу битуминозных веществ в породах, определяемому люминесцентным исследованием	

И. О. Брод и Е. Ф. Фролов [17] представили все существующие в настоящее время виды корреляционных признаков в виде таблицы (табл. 8).

Корреляцию разрезов по скважинам следует выделить на первое место среди остальных методов интерпретации потому, что четкая и уверенная корреляция приводит к правильным структурным и палеотектоническим построениям, а это в свою очередь в значительной степени обеспечивает успешные выявление промышленных залежей нефти или газа в недрах разведваемой площади.

На практике, наряду с применением палеонтологических, петрографических, споро-пыльцевых, геохимических и других методов изучения, широко используются результаты электрокаротажных, газокаротажных (включая люминесцентно-битуминологическую съемку) и мехкаротажных исследований (рис. 83 и 84).

При детальной обработке (интерпретации) данных разведочного бурения, особенно в сложнопорубенных геологических условиях, часто ставящих в весьма затруднительное положение даже квалифицированных геологов, результаты палеонтологического и петрографического, а в последнее время — споро-пыльцевого исследований оказывают геологу неизменную услугу при сопоставлении разрезов скважин и при различных структурных и палеотектонических построениях.

Следующим важным моментом при проведении глубокого разведочного бурения на новых площадях и в новых районах является необходимость бурения первых разведочных скважин до нижнего ожидаемого или допускаемого нефтеносного горизонта. Надо вскрывать всю предполагаемую толщу продуктивных отложений и вести опробование на нефтегазоносность всех горизонтов продуктивной свиты, в порядке снизу вверх, начиная с нижнего, если имеются хотя бы малейшие основания для этого.

Подобная система разведки месторождения (снизу вверх) прочно вошла в практику поисковых работ, давая возможность в результате удачной проходки двух-трех первых разведочных скважин получить необходимое представление о характере нефтегазоносности всего разреза осадочных отложений, слагающих разведваемую структуру. Это обстоятельство в свою очередь дает возможность получить предварительное, но более или менее уверенное представление о перспективах разработки месторождения, составить план работ по оконтуривающей разведке и заранее подготовиться к освоению (эксплуатации) нового месторождения.

Не менее важным моментом при проведении глубокого разведочного бурения на новых площадях является отбор керна при проходке первых глубоких разведочных скважин. Подобный отбор керна необходим для уточнения стратиграфии и получения представления о характере нефтегазонасыщения пластов-коллекторов и их физических свойств.

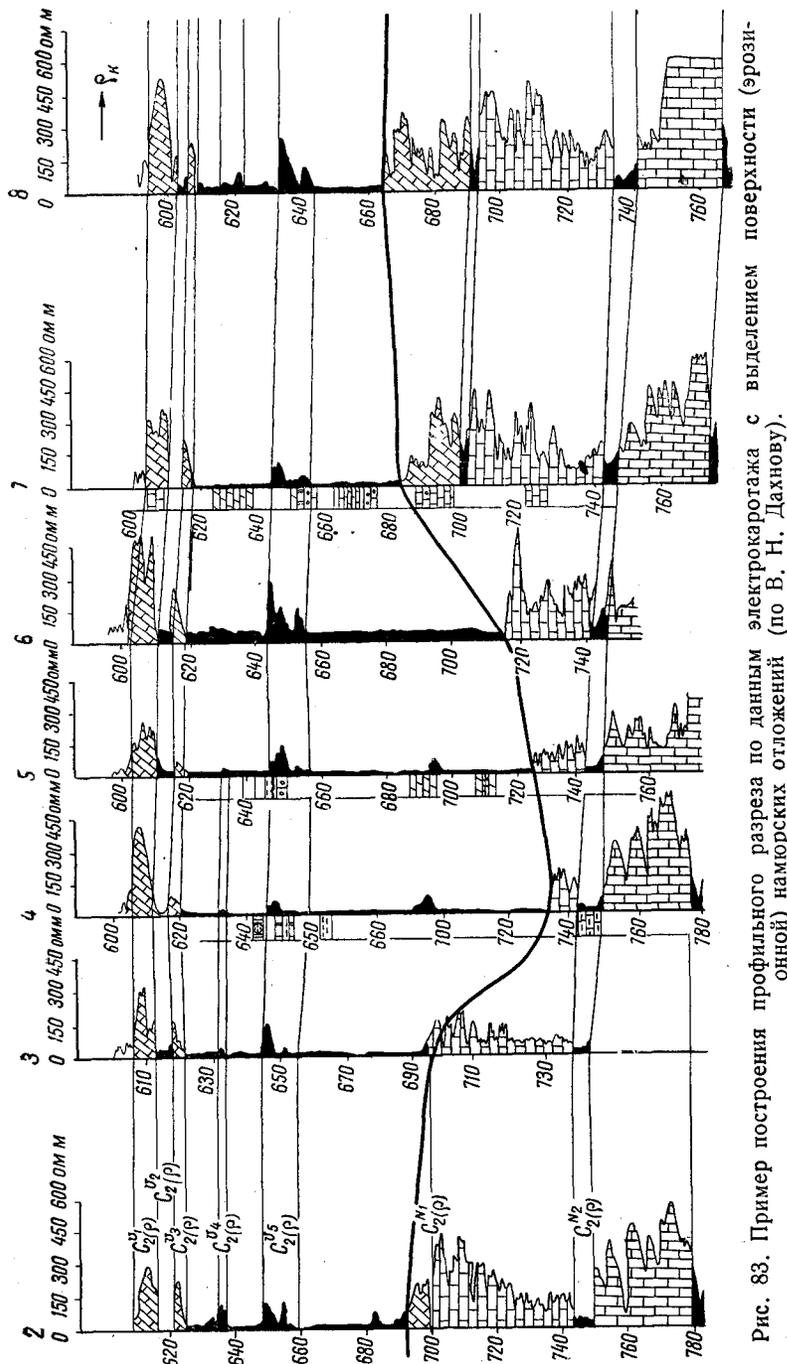


Рис. 83. Пример построения профильного разреза по данным электрокаротажа с выделением поверхности (эрозийной) намюрских отложений (по В. Н. Дахову).

В тех случаях, когда не представляется возможным в процессе проходки разведочных скважин отбирать керн или отобрать его в недостаточном количестве, следует, как это и де-

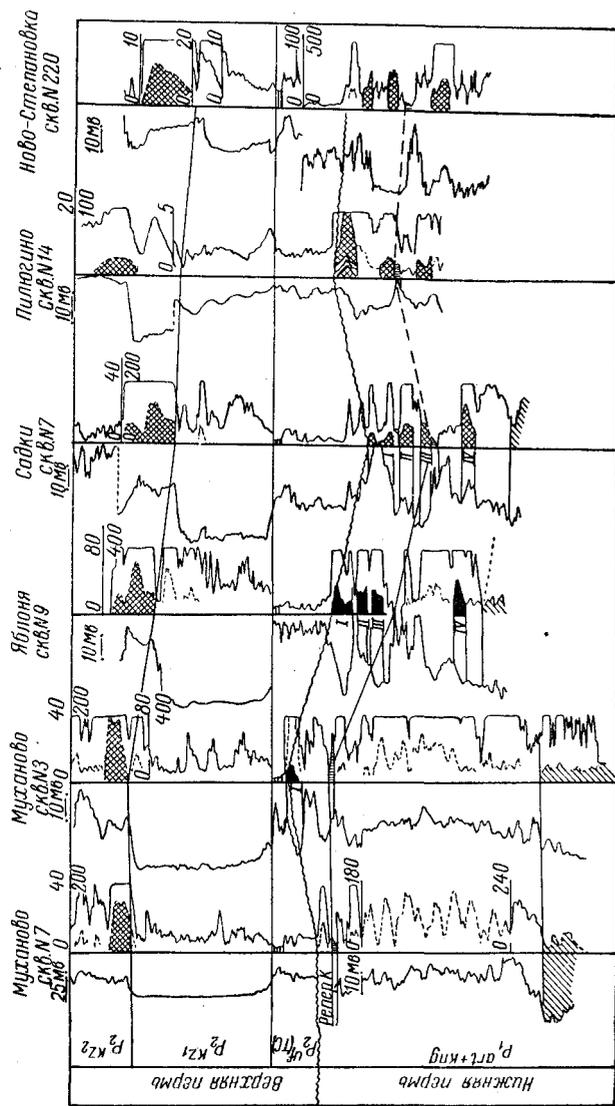


Рис. 84. Схема сопоставления геоэлектрических разрезов нижнепермских отложений Куйбышевского Заволжья.

1 — горизонт нефтеносных доломитов; 2 — породы с установленной промышленной нефтеносностью.

ляется, провести максимальный отбор образцов пород боковым грунтоносом.

В 1949—1951 гг. И. П. Соловьевым, А. В. Шевченко и Л. З. Шпильманом [123] были разработаны и внедрены в практику промыслово-геофизических исследований скважин аппара-

тура, методика и технология так называемого селективного отбора образцов пород боковыми грунтоносами.

Этот отбор производится при помощи специального скважинного снаряда СПГ (стремянка с переводником грунтоносная, рис. 85) емкостью на 12 камер бесштуцерных боковых грунтоносов, с управлением от селективно-переключающего устройства типа СП-2.



Рис. 85. Специальный скважинный снаряд СПГ (стремянка с переводником грунтоносная).

Этот метод отбора образцов пород при применении его в Краснодарском крае показал высокий экономический и производственный эффект, что наглядно видно из данных работы Ильской промыслово-геофизической базы за 1950 и 1952 гг. (табл. 9).

Таблица 9

Данные работы Ильской промыслово-геофизической базы за 1950 и 1952 гг.

Год	Количество камер, опущенных в скважину	Количество взятых образцов	Количество ско-польемых операций	Суммарное время за год, часы	Среднее время на 1 образец, мин.	Примечание
1950	6353	4786	2110	4236	53	Отбор грунтов трехкамерной сборкой
1952	5839	3884	486	584	9	Отбор грунтов многокамерной сборкой

Однако в последнее время некоторые исследователи предлагают бурить первые разведочные скважины на новых площадях без отбора керна. Так, например, Ф. И. Левкин [80], на основе анализа отбора керна колонковыми долотами в разведочных скважинах на ряде площадей объединения Краснодарнефть вследствие незнания заранее точного залегания того или иного пласта в какой-либо скважине, предлагает первые скважины, закладываемые на разведочной площадке или вне ее, бурить без отбора керна колонковыми долотами.

Это, по мнению Ф. И. Левкина, значительно увеличит скорости бурения и сократит расходы дорогостоящих утяжелите-

лей. Взамен же бескернового бурения первых разведочных скважин на новых площадях он предлагает решать вопрос о наличии вскрытых скважиной коллекторов на основании каротажных данных, а нефтеносность определять на основе керна, отбираемого боковыми грунтоносами. Изучение же физических свойств нефтеносных пластов по керну, отбираемому колонковыми долотами, он считает возможным производить в разведочных скважинах только тогда, когда будет получено полное представление о залегании пласта, чтобы безошибочно отбирать керн. Но лучше всего, по мнению Ф. И. Левкина, отбирать керн колонковыми долотами с целью изучения физических свойств пласта в эксплуатационных скважинах. Он считает, что это будет значительно дешевле, быстрее и с наибольшим эффектом и в целом не принесет ущерба тем геологическим задачам, которые ставятся перед разведочным бурением.

Вопрос о бескерновом бурении первых глубоких разведочных скважин на новых площадях, поднятый в печати Ф. И. Левкиным, не новый вопрос. Он был объектом весьма оживленной дискуссии среди геологов-нефтяников в середине тридцатых годов, вскоре после внедрения в нефтяную промышленность электрического каротажа скважин и системы разработки месторождений «снизу вверх». Тогда многие геологи считали рациональным бурить разведочные скважины на новых площадях без отбора керна. И только после того, как на новой площадке будут установлены по электрокаротажу и шламу промышленные притоки нефти или газа и данная площадь получит промышленное значение, тогда уже в порядке оконтуривания выявленных залежей производить в оконтуривающих скважинах отбор керна для уточнения стратиграфии и изучения физических свойств нефтеносных пластов.

Даже тогда в основной массе геологов это течение не нашло отклика, так как бурить на новой площади или в новом районе первые глубокие разведочные скважины без отбора керна — это значит не только ничего не знать о коллекторах нефти и газа и их физических свойствах, но не иметь и необходимых представлений о стратиграфии отложений, вскрываемых в первых разведочных скважинах, и совсем не ориентироваться в положениях забоев скважины в определенные моменты времени. При дизъюнктивной нарушенности разведваемой структуры все эти затруднения еще более возрастают. В этих условиях установленный в одной скважине по электрокаротажу промышленный приток нефти или газа без привязки к стратиграфическому разрезу может быть не обнаружен в другой, ближайшей разведочной скважине.

При настоящих требованиях к подготовке новых месторождений к промышленной разработке и эксплуатации надо идти, наоборот, по пути усиления и улучшения отбора кернов в первых разведочных скважинах на новых площадях.

Следует напомнить, что на одной из выездных сессий Технического Совета б. Министерства нефтяной промышленности (происходившей в мае — июне 1953 г. в Октябрьске) было отмечено, что в проведении исследовательских и проектных работ по проектированию систем разработки новых нефтяных месторождений имеется еще много недостатков, в которых в значительной степени повинны также и работники разведочных и нефтедобывающих предприятий, которые в период разведки и пробной эксплуатации первых скважин не всегда выявляют все необходимые данные о строении пласта, о контурах нефтеносности, о физической характеристике пласта и о насыщающих его жидкостях.

Также было отмечено, что неполнота и неточность исходных для проектирования данных происходит по причине недостаточной разведанности как месторождений, так и района в целом<sup>1</sup>.

Для того же, чтобы отбор керна в первых и в последующих глубоких разведочных скважинах на новых площадях не отразился на скорости проходки разведочного бурения, не удорожал бы и не лимитировал его, необходимо всеми мерами рационализировать технику отбора керна путем конструирования и широкого внедрения наиболее совершенных колонковых долот и в первую очередь таких долот, которые бы легко и быстро производили отбор керна, без подъема всего инструмента на поверхность. В этом теперь главная задача.

#### **ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИНАХ ПРИ ИХ БУРЕНИИ**

Геохимические исследования при бурении разведочных скважин производятся с целью обнаружения естественных проявлений (микропроявлений) нефти и газа как прямых признаков, указывающих на возможное открытие в пределах разведываемой площади залежей этих полезных ископаемых.

Эти исследования сводятся в основном к проведению (в скважинах) газового каротажа и люминесцентно-битумного каротажа.

В последнее время наиболее подробно газовый каротаж скважин был описан Ю. М. Юровским, П. А. Левшуновым и О. Б. Миркиным [153], которые всесторонне осветили основные положения этого метода, проведение исследований на практике и геологическую интерпретацию показаний этих исследований.

Сущность газового каротажа следующая. В процессе бурения скважин в случае вскрытия насыщенных нефтью или газом пластов жидкие и газообразные углеводороды, содержащиеся

<sup>1</sup> Передовая статья «Совершенствовать и шире внедрять научно обоснованные методы разработки нефтяных и газовых месторождений». НХ, № 9, 1953.

в выбуренном пространстве скважины и отчасти в зоне, непосредственно прилегающей к этому пространству, попадают в глинистый циркуляционный раствор и могут быть обнаружены в нем на поверхности даже при весьма незначительном содержании.

Допускается, что сравнительно большая вязкость глинистого циркуляционного раствора и ограниченное пространство ствола скважины, по которому он движется, обеспечивают определенное сохранение местоположения зоны повышенного содержания газов в движущемся растворе.

При газовом каротаже выходящий из устья скважины глинистый раствор эпизодически или непрерывно исследуется на содержание в нем газообразных и жидких углеводородов. Одновременно с этим могут быть подвергнуты исследованию также и пробы шлама и, если имеются, то и образцы керна, благодаря чему представляется возможным дополнять и уточнять результаты газового каротажа, полученные по глинистому раствору.

Газы, извлеченные из глинистого циркуляционного раствора, подвергаются анализу на содержание в них газообразных углеводородов (метан, этан, пропан и др.).

Признаки жидкой нефти, содержащиеся в растворе, определяются специальной люминесцентной аппаратурой.

Таким образом, по данным исследования глинистого раствора шлама и керна представляется возможным изучать распределение газообразных и жидких углеводородов по всему разрезу вскрытых скважиной пород и устанавливать участки (интервалы), характеризующиеся повышенным содержанием микроконцентраций углеводородов.

Эти участки повышенных содержаний микроконцентраций газообразных и жидких углеводородов указывают на наличие залежей нефти и газа, вскрытых разведочной скважиной.

Считается, что если отбивка однопластовой залежи газовым каротажом для большинства случаев производится сравнительно легко, то значительно сложнее представляется расчленить многопластовую залежь нефти или газа. Установлено, что многопластовые залежи, разделенные к тому же незначительными по мощности глинистыми пропластками, отбиваются газовым каротажом как однопластовая, мощных размеров залежь (например, кирмакская свита продуктивной толщи на Апшеронском п-ове и т. п.).

Говоря о сложности отбивки часто чередующихся, незначительной мощности пропластков глин и песков (песчаников), нельзя не отметить и того важного обстоятельства, что методами промысловой геофизики удалось в настоящее время проводить изучение в скважинах тонкопереслаивающихся отложений.

В случае проведения газового каротажа по нескольким скважинам в пределах одной какой-либо определенной структуры или площади представляется возможность изучить уже и пло-

щадное распространение газопоказаний по отдельным продуктивным горизонтам. Это дает возможность уточнить и скорректировать план и направление глубокого разведочного бурения на данной структуре или площади.

При изучении качественного состава анализируемых углеводородных газов по газовому каротажу в совокупности с показаниями люминесцентного анализа образцов раствора, шлама и керна можно уже предсказать и характер вскрытой залежи: нефтяная или газовая залежь (рис. 86 и 87).

Как правило, насыщенные нефтью пласты-коллекторы отличаются повышенными значениями тяжелых углеводородов, а насыщенные газом — повышенными значениями метана. Однако повышенные значения в этом случае газопоказаний на газокаротажной диаграмме не всегда могут по ряду причин [153] указывать на нефтеносность или газоносность пласта. Поэтому для уточнения нефтяной или газовой залежи следует применять люминесцентно-битумный каротаж, т. е. определение количественного содержания и качественного состава битумов, производимое по кернам, шламу и глинистому раствору, отбираемым через определенные интервалы при бурении скважин.

В этом случае обнаружение люминесцентным анализом в глинистом циркуляционном растворе (шламе, керне) следов нефти будет указывать на наличие пласта (горизонта), насыщенного нефтью. Отсутствие же в растворе (шламе, керне) следов нефти при повышенном его газонасыщении по газовому каротажу может свидетельствовать о наличии газонасыщенного или водогазонасыщенного пласта. Таким образом, люминесцентный анализ в указанных случаях существенно дополняет газовый каротаж и дает в комплексе с ним уже практически однозначное указание на наличие нефтяной или газовой залежи<sup>1</sup>.

В связи с этим глинистый циркуляционный раствор должен, следовательно, систематически подвергаться люминесцентному анализу в процессе бурения разведочных скважин.

Для наибольшей убедительности необходимо газокаротажную диаграмму и диаграмму люминесцентно-битумного каротажа интерпретировать с учетом электрокаротажных данных.

Так, благодаря тому, что на электрокаротажной диаграмме водоносные горизонты по параметру кажущегося сопротивления (КС) отбиваются резко заниженными значениями, представляется возможным отличать продуктивные пласты, насыщенные нефтью и газом, от газоводоносных по высоким значениям КС.

Таким образом, для пласта-коллектора, насыщенного нефтью, является характерным: 1) повышенные газопоказания по дан-

<sup>1</sup> П. А. Левшунов [78] предлагает для получения однозначных данных при газокаротажных исследованиях скважин провести исследования с сожжением сероводорода и водорода параллельно с определением в процессе газокаротажных работ всех водоносных горизонтов по стволу скважины.

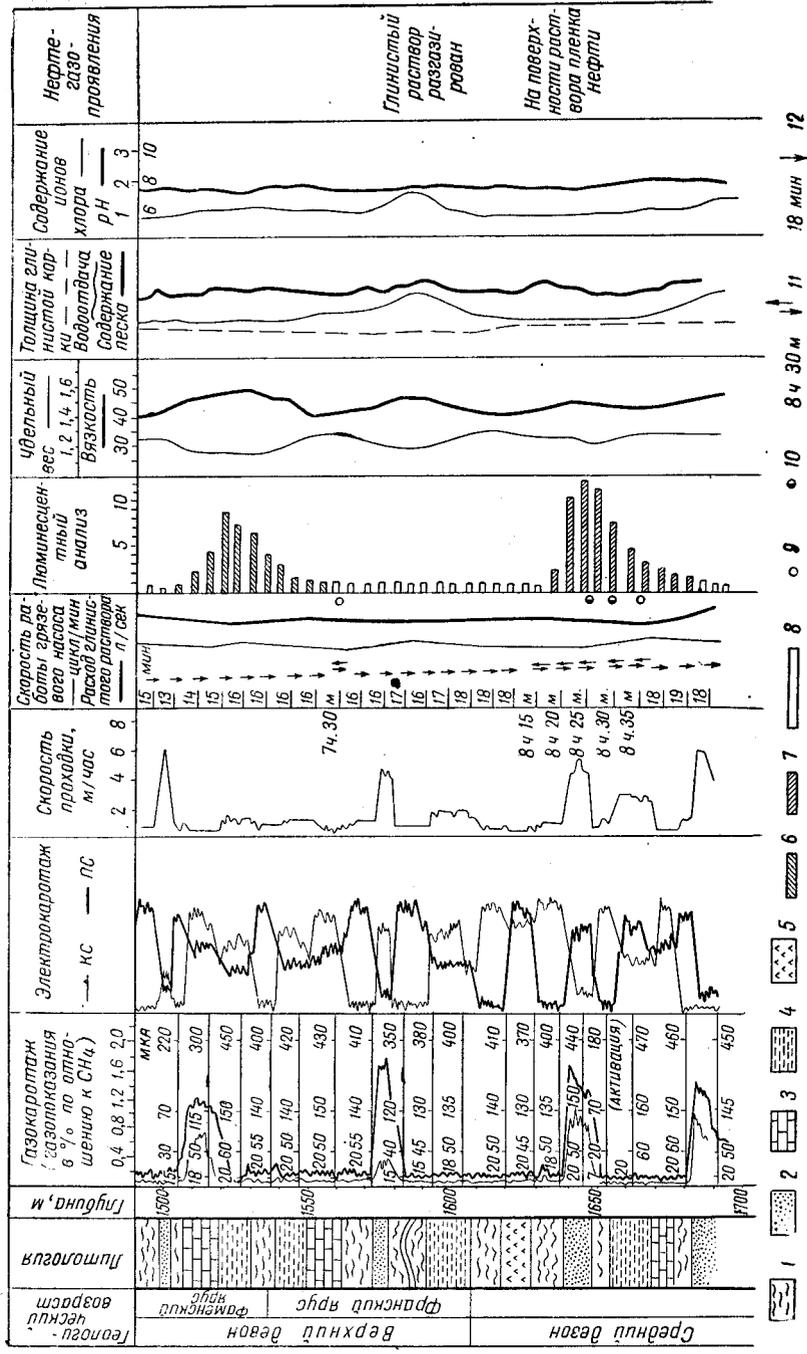


Рис. 83.

1 — глины; 2 — песок; 3 — известняк; 4 — песчаник; 5 — ангарит; 6 — желтый цвет с коричневым оттенком; 7 — коричневый цвет; 8 — голубой цвет; 9 — трехрабочее долото диаметром 113/4"; 10 — долото КМК диаметром 113/4"; 11 — спуск и подъем инструмента, глинистого раствора отсутствовала 8 ч. 30 м.; 12 — наращивание инструмента, циркуляция отсутствовала 18 мин.

ным газокаротажной и электрокаротажной диаграммам; 2) следы жидких углеводородов в глинистом циркуляционном растворе — по люминесцентно-битумному каротажу; 3) повышенные значения скорости проходки (исключая случаи залегания

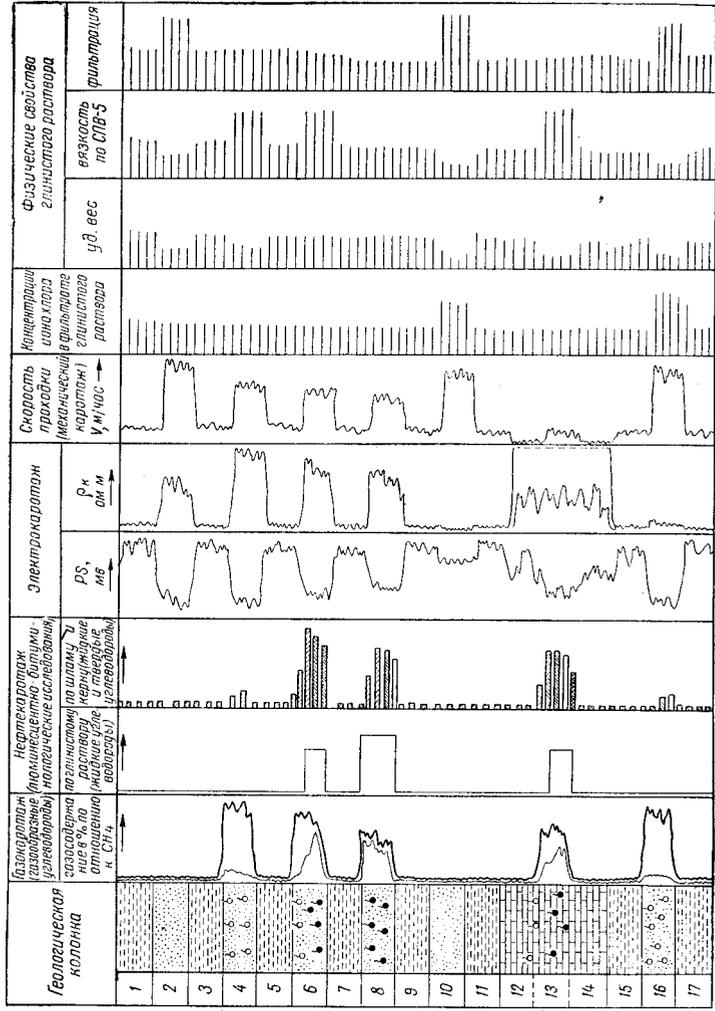


Рис. 87.

1 — глины; 2 — водоносные пески, насыщенные пресной водой; 3 — глина; 4 — газоносные пески; 5 — глина; 6 — нефтяные пески, насыщенные газом (малый газовый фактор); 7 — глина; 8 — известняк непродуктивный; 9 — известняк, насыщенный нефтью и газом; 10 — известняк непродуктивный; 11 — глина; 12 — известняк непродуктивный; 13 — известняк, насыщенный нефтью и газом; 14 — известняк непродуктивный; 15 — глина; 16 — водоносные пески, насыщенные углеводородами; 17 — глина.

продуктивных горизонтов в твердых породах); 4) повышенная вязкость раствора; 5) повышенные значения КС и 6) отрицательные показания самопроизвольной поляризации (ПС).

Насыщенный газом пласт-коллектор (газовая залежь) в большинстве случаев характеризуется: 1) относительно повышенными газопоказаниями — по данным газокаротажной и элек-

трокаротажной диаграмм; 2) отсутствием следов жидких углеводородов в глинистом циркуляционном растворе — по данным люминесцентно-битумного каротажа; 3) повышением значения скорости проходки; 4) пониженной величиной удельного веса глинистого раствора; 5) повышенной его вязкостью; 6) повышенными значениями КС и 7) отрицательными значениями ПС.

Пласт-коллектор, насыщенный водой (водоносный горизонт), но содержащий в каком-либо количестве газообразные углеводороды, характеризуется; как правило: 1) повышенными газопказаниями; 2) отсутствием следов жидких углеводородов в глинистом растворе; 3) повышенными значениями скорости проходки; 4) пониженными значениями удельного веса и вязкости раствора; 5) повышенными значениями водоотдачи глинистым циркуляционным раствором; 6) повышенными значениями содержания ионов хлора в фильтрах этого раствора; 7) повышенными значениями параметра КС и 8) отрицательными показаниями ПС.

В течение последних лет с применением газокаротажных станций (ПГС) было прокаотировано несколько сот тысяч метров; были выделены новые нефтегазосодержащие горизонты и залежи в ряде нефтегазоносных областей.

В качестве примера на рис. 88 приведены результаты газового каротажа одной из скважин [153].

Газовый каротаж проводился на этой скважине в 1951 г. В интервале 305—1246 м были прокаотированы отложения среднего карбона (подольский, каширский, верейский горизонты и башкирский ярус) и нижнего карбона (серпуховская, окская угленосная свита и турнейский ярус).

В разрезе указанной скважины повышенные концентрации горючих по данным газового каротажа приурочены к следующим интервалам: 1) 581—600,5 и 606,5—612 м (верейский горизонт) с показаниями газонасыщения по сумме горючих газов до 3%; 2) 1161—1180 м (угленосная толща) с показаниями до 2%, (пласт Б); 3) 1188—1195 и 1205—1221 м (турнейский ярус) со средними значениями газонасыщения до 4%.

Для промышленного опробования были рекомендованы интервалы 1205—1221 и 1187,5—1195 м. В результате опробования был получен промышленный приток нефти. Скважина фонтанировала легкой безводной нефтью.

Данные газового каротажа с точки зрения использования их как прямых показателей обнаружения залежей нефти и газа приобретают особенно важное практическое значение при проведении глубокого разведочного бурения в пределах платформенных областей при поисках промышленных залежей нефти, приуроченных к карбонатным отложениям, которые, как известно, не выявляются электрическим каротажем.

Интересный в этом отношении пример на опыте работ в Куйбышевской области приводит В. А. Лобов [83]. Он отмечает, что на одном из месторождений в скважине, исследованной газовым каротажем, было установлено несколько новых интервалов по-

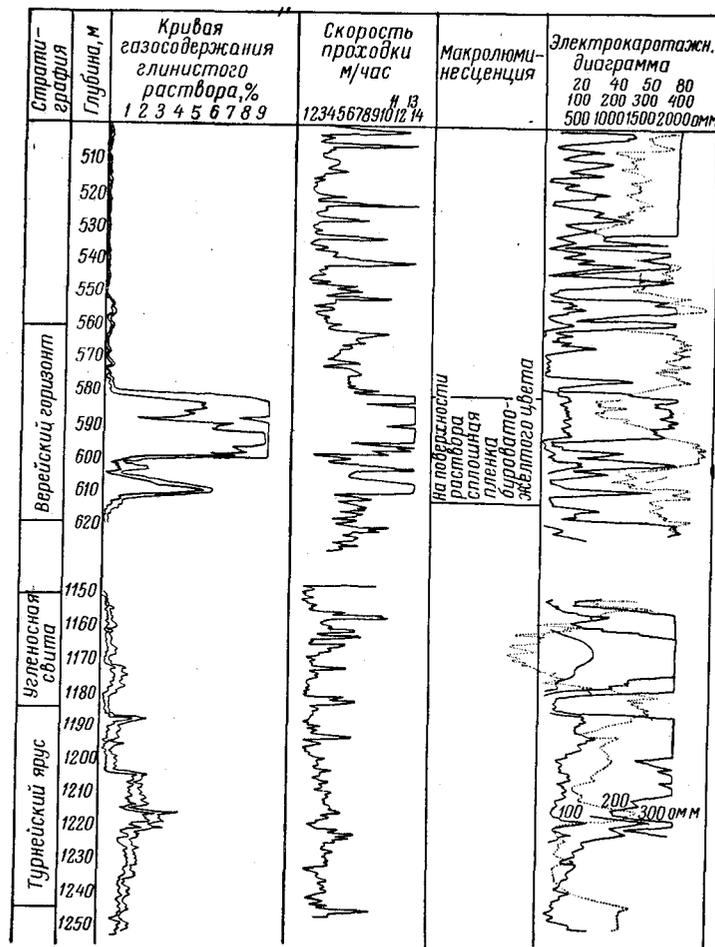


Рис. 88. Результаты газового каротажа (по Ю. М. Юровскому, П. А. Левшунову и О. Б. Миркину).

вышенного газонасыщения пород, приуроченных к отложениям, которые раньше проходились скважинами или без отбора керна, или с недостаточным отбором керна, причем поднимаемые породы хотя и имели иногда следы слабого нефтенасыщения, тем не менее плотность этих пород исключала возможную их нефтеносность. Электрометрические исследования в разрезах данных

скважин не выделяли объектов для опробования, поэтому указанным интервалам не придавалось должного значения.

То же самое В. А. Лобовым было отмечено на других площадях, где были выявлены подобные же перспективные горизонты, которые указывали, во-первых, на региональный характер новых нефтепроявлений и, во-вторых, на необходимость их серьезного изучения и проведения промышленного опробования.

Таково значение газового каротажа при выделении ряда новых перспективно-нефтеносных горизонтов, приуроченных к новым свитам, которым ранее не придавалось должного значения при проведении геологоразведочных и научно-исследовательских работ на нефть и газ.

Одновременно В. А. Лобов советует во избежание пропуска продуктивных горизонтов расширить интервалы отбора керн и в первую очередь отбирать керн в тех интервалах, перспективность которых устанавливает газовый каротаж.

Отдавая должное газовому каротажу при обнаружении залежей нефти и газа, приуроченных к карбонатным отложениям, необходимо разрабатывать методику выделения насыщенных нефтью пластов в карбонатных породах, пользуясь и данными электрического каротажа, а также показаниями других геофизических методов, так как охватить газовым каротажем все количество разведочных и эксплуатационных скважин весьма затруднительно.

Люминесцентно-битумный каротаж как метод получения непрерывной качественно-количественной характеристики битуминозности пород, проходимых скважиной, стали применять и в целях выделения, как было отмечено выше, характерных и сопоставимых по битуминозности пачек пород как своеобразных опорных битумных горизонтов для корреляции разрезов скважин, а также для построения профилей и структурных карт [109, 116, 143].

В заключение следует отметить, что если при помощи комплексных показаний газового каротажа, люминесцентно-битумного каротажа и других данных представляется в настоящее время возможным давать качественную оценку проходимых скважинами пластов, то количественная сторона вопроса остается пока нерешенной.

Интересным также с практической точки зрения является положительное разрешение задачи о предсказаниях наличия залежей нефти или газа при помощи комплексного использования газового и люминесцентно-битумного каротажа до вскрытия залежи (газоотдающего пласта) в процессе бурения. Однако эту задачу из-за недостаточности фактического материала нельзя в настоящее время считать положительно решенной.

Предполагается, что такая задача может быть решена по керну. Так, обнаружение по газокерновому каротажу незначительного нарастания газосодержания по мере углубления сква-

жины может позволить, при прочих благоприятных условиях, предсказывать приближение к продуктивному горизонту, т. е. газоотдающему источнику.

При обычной методике газового каротажа (по глинистому циркуляционному раствору) эту же задачу, как полагают Ю. М. Юровский и др. [153], решить, по-видимому, будет трудно, так как происходящие в процессе бурения изменения естественного газосодержания глинистого раствора вследствие влияния вышележащих горизонтов и различных добавок в раствор (добавка нового раствора, заливка нефти, смазка инструмента и т. д.) могут иметь большие значения, чем аналогичные изменения за счет диффузии или эффузии газа из нижележащих продуктивных горизонтов.

Однако знание и учет в процессе бурения скважин факторов, которые при определенных условиях искажают данные газового каротажа, может значительно повысить эффективность использования комплексного метода газового и люминесцентно-битумного каротажа. Как известно, к искажающим факторам относятся: 1) последующее влияние, в той или иной степени, пройденных газо-нефтеносных пластов; 2) остаточное газосодержание глинистого раствора после их вскрытия; 3) добавка в глинистый циркуляционный раствор нефтепродуктов для улучшения его качества при прохождении «обваливающихся зон» разреза; 4) закачка в скважину нефти для извлечения прихваченного инструмента; 5) возможное влияние горючих газов неуглеводородного состава; 6) погрешности в подсчете величины отставания глинистого раствора и другие.

Скорость проходки скважин также может оказать влияние на газосодержание глинистого циркуляционного раствора: чем больше за единицу времени выбуривается породы, тем больше, следовательно, должно быть газосодержание раствора и — наоборот. Таким образом, количество газа, поступающего в процесс бурения в единицу времени в глинистый циркуляционный раствор, будет пропорционально объему выбуренной породы и обратно пропорционально объему проциркулировавшего раствора через определенный газоотдающий интервал пород.

В связи с изложенным нетрудно видеть, что при проведении газового каротажа необходимо самым тщательным образом фиксировать и учитывать не только целый ряд физико-химических, но и технических параметров.

В последнее время на показания газового каротажа стало сказываться применение при бурении в твердых устойчивых породах в качестве промывочной жидкости не глинистого раствора, а воды.

В результате бурения скважин на воде можно сделать следующие выводы.

1. Применение воды для промывки скважин при бурении обуславливает резкие изменения в данных газового каротажа, свя-

занные с усилением его чувствительности; в результате возрастания газопроявлений усиливаются влияния пройденных нефтегазовых пластов.

2. В условиях бурения скважин с применением воды для промывки забоя вместо глинистого раствора не применимы количественные критерии, выработанные по результатам газового каротажа в обычных условиях для оценки целесообразности опробования пластов, так как при этом даже обводненные пласты проявляют себя как промышленно продуктивные.

3. Внедрение способа промывки скважин водой ставит перед газовым каротажом ряд неотложных задач в области методики, аппаратуры и интерпретации.

В заключение следует еще раз отметить, что в обычных условиях газовый каротаж приобретает особое значение только в тех случаях, когда электрокаротаж не в состоянии дать положительных результатов.

В этом отношении большое практическое значение приобретает метод люминесцентного анализа, особенно в части выявления пластов-коллекторов, содержащих тяжелую асфальтовую нефть, характеризующуюся незначительным газовым фактором, так как такие пласты, при неглубокой дегазации глинистого раствора, часто не отбиваются совершенно на газокаротажной диаграмме.

Кроме того, люминесцентно-битумный каротаж приобретает интерес и с точки зрения возможности предсказания вскрытия нефтяной залежи.

В таких случаях, как отмечают В. Н. Флоровская и В. Г. Мелков [139], заслуживающим внимания моментом является определение в толщах, вмещающих нефтяные залежи, ослабевающего к периферии ореола рассеянных бесцветных углеводородов. Масштабы улового распространения таких ореолов зависят от масштабов отдающего источника, его качественного состава и средней величины полной пористости толщи, прикрывающей нефтяную залежь. Возникновение таких ореолов около нефтяных залежей может быть объяснено способностью легких углеводородов фильтроваться практически через все осадочные породы.

Исходя из опыта изучения нефтяных месторождений Татарии, Башкирии, Северного Кавказа, Ферганской долины, они считают, что если на протяжении 50—100 м вертикального разреза по керну буровой скважины постоянно обнаруживаются легкие углеводороды и их количественное содержание имеет тенденцию к возрастанию, то это должно свидетельствовать о наличии на глубине отдающего источника, т. е. залежи нефти.

Таким образом, при помощи комплексного использования метода газового и люминесцентно-битумного каротажа, учитывая существующие еще ограничения этого метода при современном состоянии его развития, представляется возможным решать следующие геологические задачи.

1. Выявлять в процессе бурения скважин естественные микропроявления нефти и газа.

2. Отбивать интервалы глубин залегания пластов-коллекторов, с которыми связаны эти проявления, т. е. устанавливать возможные нефте-газовые залежи в недрах разведываемой площади или структуры.

3. Определять характер жидкости и газа таких залежей (нефтяная или газовая залежь).

Помимо этого, комплексное использование газового и люминесцентно-битуминозного каротажа дает возможность предсказывать в процессе бурения разведочных скважин наличие нефтяной или газовой залежи без вскрытия долотом пласта-коллектора, связанного с такой залежью.

#### **ПОДГОТОВКА ВЫЯВЛЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ (МЕСТОРОЖДЕНИЙ) НЕФТИ И ГАЗА К ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Всего только пятнадцать-двадцать лет тому назад подготовка к промышленной разработке и эксплуатации выявленных залежей нефти с любым режимом и на любом месторождении производилась очень примитивно. После открытия залежи и подготовки для обеспечения запланированного развития добычи нефти, началась разработка и эксплуатация залежи и одновременно продолжалось дальнейшее ее оконтуривание. Одновременная разработка и оконтуривающая разведка иногда протекали в течение нескольких лет, причем в отдельных случаях разработка задерживалась оконтуривающей разведкой.

Не производилось тогда ни должного изучения физических свойств пластов-коллекторов и насыщающих их жидкостей и газа в пластовых условиях, ни замера пластовых давлений, ни режима пластов. Устанавливалась только производительность притока, да и то преимущественно не на оптимальном режиме работы скважин, а суждение о проницаемости и особенностях строения нефтеносного пласта производилось главным образом по электрокаротажной диаграмме, иллюстрируемой иногда только в отдельных частях образцами пород отобранных кернов.

В настоящее время у нас нет ни одного нефтедобывающего предприятия, где не изучались бы указанные свойства нефти и нефтеносных пластов-коллекторов, так как без этого изучения бессмысленно сейчас составление проекта разработки и эксплуатации любой залежи.

По сути дела, подготовка определенной залежи нефти к промышленной разработке и эксплуатации начинается непосредственно после открытия этой залежи глубоким поисковым или поисково-структурным бурением, т. е. с момента начала ее оконтуривания.

В отличие от прошлого, оконтуривающая разведка в настоящее время продолжается непрерывно вплоть до полного оконтуривания залежи, установления положения внутреннего и внешнего контуров нефтеносности и определения режима залежи. Только после этого начинается разработка и эксплуатация оконтуренной залежи нефти на основе составленного проекта разработки и генеральной схемы эксплуатации.

Основой проекта разработки оконтуренной залежи является выбор наиболее рациональной системы разработки, т. е. такой системы, при которой возможно экономически и технически целесообразно извлекать максимальное количество нефти из пласта-коллектора, к которому приурочивается оконтуренная залежь.

Советскими учеными совместно с работниками производства на базе открытия ими законов физики нефтяного пласта и подземной нефтяной гидравлики, а также на основе непрерывного обогащения науки данными практики созданы теория и методы рациональной разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластовых давлений, а также восстановления давлений в ранее разработанных и истощенных залежах<sup>1</sup>.

Применение методов поддержания и восстановления пластового давления в нефтяной залежи увеличивает срок фонтанной эксплуатации и дает народному хозяйству нашей страны, помимо дополнительного извлечения нефти, выражающегося в миллионах тонн<sup>2</sup>, еще и огромный экономический эффект.

Так, общий размер экономии, полученный лишь на бурении при разработке новыми методами только одного Туймазинского нефтяного месторождения в Башкирии, составляет более 3 миллиардов рублей.

Напомним, что на Июльском Пленуме ЦК КПСС была дана в развернутом постановлении четкая программа ликвидации отставания в некоторых отраслях нефтяной промышленности, обеспечивающая дальнейший рост и развитие добычи нефти. В постановлении указано также на необходимость широкого применения «прогрессивных методов добычи нефти: поддержание пластового давления путем законтурного заводнения, вторичные методы и гидравлический разрыв нефтяных пластов».

Соколов и Левин<sup>3</sup>, развивая положение о высокой экономической эффективности метода поддержания пластового давле-

<sup>1</sup> Научные основы такой разработки исчерпывающе изложены в работе А. П. Крылова, М. М. Глоговского, М. Ф. Мирчинка, Н. М. Николаевского и И. А. Чарного. Научные основы разработки нефтяных месторождений. Гостехиздат, 1948.

<sup>2</sup> Эти методы дают возможность увеличить отдачу нефти из пласта до 65—75% и значительно ускорить сроки разработки нефтяных залежей (месторождений).

<sup>3</sup> Соколов и Левин. Экономическая эффективность внедрения новой техники. Правда, 16 сентября, 1955.

ния путем законтурного и площадного заводнения, отмечают, например, что разработка этим методом крупнейшего в СССР Ромашкинского нефтяного месторождения в Татарской АССР обусловит значительное сокращение буровых работ, что даст общую экономию за период эксплуатации этого месторождения по крайней мере в 100 миллиардов рублей.

Такова экономическая эффективность нового метода поддержания пластового давления путем законтурного и площадного заводнения.

Основными принципами новой системы разработки нефтяных месторождений с применением законтурного и внутриконтурного заводнения являются рациональная расстановка эксплуатационных скважин и поддержание искусственным путем оптимального давления в пределах их забоев и во всей нефтяной залежи.

В отношении рациональной расстановки эксплуатационных скважин следует отметить, что многочисленные исследования и многолетняя практика разработки большинства нефтяных месторождений установили взаимную связь в работе эксплуатационных скважин в случаях сплошного разбуривания нефтяной залежи по равномерной и плотной сетке, особенно при напорных режимах работы залежей. Это обстоятельство являлось основным элементом нерациональности систем разработки в прошлом.

Поэтому в настоящее время разработка нефтяных залежей с водонапорным режимом при поддержании пластового давления с применением законтурного заводнения производится по системе кольцевых рядов (батарей) скважин. По мере выхода (т. е. обводнения) из эксплуатации первого внешнего ряда (кольца) скважин, в эксплуатацию вводится следующий внутренний ряд и т. д., до полного разбуривания всей залежи.

В случае слишком большой общей площади нефтяной залежи увеличивают длину перемещающихся контуров нефтеносности, в целях увеличения интенсивности разработки залежи применяют внутриконтурное заводнение залежи.

При внутриконтурном заводнении нефтяной залежи производится как бы разрезание очень крупных залежей рядами нагнетательных (инжекционных) скважин. В этом случае вдоль ряда нагнетательных скважин, по обе стороны от него, располагаются ряды эксплуатационных скважин.

Направление линий разрезания нефтяной залежи выбирается в полном соответствии с тектоническими особенностями месторождения и физическими свойствами пласта-коллектора.

Искусственное поддержание пластового давления осуществляется нагнетанием в пласт воды, газа и воздуха. При этом во всех случаях осуществляется приближение «контур питания» непосредственно к нефтяной залежи. Благодаря этому в ней и поддерживается на высоком уровне пластовое давление.

Для осуществления современной рациональной системы разработки нефтяной залежи (месторождения) на базе отмеченных выше принципов размещения скважин и поддержания пластового давления при составлении проекта разработки и генеральной схемы эксплуатации требуются следующие данные, которые должны быть получены в процессе оконтуривания залежи нефти.

1. Нанесенные на структурную карту по кровле нефтеносного пласта, к которому приурочивается данная залежь, внутренний и внешний контуры нефтеносности (и газоносности).

2. Подсчитанные и утвержденные запасы нефти и газа<sup>1</sup>.

3. Подробные сведения о пористости и проницаемости (абсолютной или общей, полезной и эффективной) нефтеносного пласта-коллектора; гранулометрическом составе и эффективном диаметре зерен; размерах и форме порового пространства и проч.

4. Точные определения: вязкости нефти при нормальном давлении и в пластовых условиях; физических свойств и химического состава нефти, газа и воды; поверхностного натяжения нефти; давления насыщения; растворимости газа в нефти и усадки нефти и т. д., а также знание минералогического состава нефтеносного пласта-коллектора; цементирующего вещества и характера уплотнения кластического материала.

В заключение рассмотрим, как производится подготовка залежей нефти и газа, расположенных под морским дном, к промышленной разработке и эксплуатации. В отношении таких месторождений нефти, обладающих водонапорным режимом, В. С. Мелик-Пашаев [87] считает необходимым, чтобы подготовка их к разработке и разработка проводилась при выполнении следующих основных условий.

1. Началу разработки их должно обязательно предшествовать полное оконтуривание нефтяных залежей, дающее возможность правильно наметить систему разработки и местоположение основных гидротехнических сооружений.

2. Разбуривание их, как правило, должно производиться методом двуствольного бурения, дающего возможность сократить наполовину количество оснований под буровые вышки.

3. Разработку малопластовых морских нефтяных месторождений необходимо производить при помощи эстакад — методом кустового бурения наклоннонаправленных скважин, а многопластовых — в случае неглубокого залегания нефтеносных горизонтов — методом кустового бурения вертикальных скважин, соблюдая последовательность ввода в эксплуатацию горизонтов снизу вверх.

4. Разработку осуществлять по наиболее приемлемой для морских месторождений системе — ползущей по простиранию,

дающей возможность разбуривать нефтяную залежь по мере строительства эстакады; эта система позволяет также разбуривать залежь по всей ширине и сводить к минимуму разрыв во времени вступления в эксплуатацию между двумя соседними рядами скважин.

5. Не придерживаться соблюдения при разработке морских малопластовых месторождений последовательности ввода в разбуривание нефтяных горизонтов по системе снизу вверх, а предусматривать и осуществлять одновременный ввод в разработку всех высоко- и среднедебитных нефтяных горизонтов, что является более рациональным в условиях моря.

6. Производить разработку морских нефтяных залежей обязательно при одновременном осуществлении мероприятий по поддержанию пластового давления.

В. С. Мелик-Пашаев считает, что рассмотренные выше условия в полной мере могут быть использованы также при разработке нефтяных залежей с газовым режимом.

<sup>1</sup> Хорошим руководством при подсчете запасов нефти и газа, вышедшим из печати в последнее время, является труд проф. М. А. Жданова и А. А. Карцева [42].

## ГЛАВА ШЕСТАЯ

### **ВЫБОР НАИБОЛЕЕ РАЦИОНАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГОПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К КОНКРЕТНЫМ УСЛОВИЯМ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ИССЛЕДУЕМЫХ НОВЫХ ПЛОЩАДЕЙ, РАЙОНОВ И ОБЛАСТЕЙ**

#### **РАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ОТДЕЛЬНЫХ ПЛОЩАДЕЙ И РАЙОНОВ В ПРЕДЕЛАХ ПЛАТФОРМЕННОЙ ОБЛАСТИ И ПРЕДГОРНЫХ ПРОГИБОВ**

И. М. Губкин в работе [30] отмечал, что одним из крупнейших достижений советской нефтяной геологии является открытие совершенно нового типа нефтяных месторождений, приуроченных к платформенным областям, связанных с пологими антиклинальными поднятиями (валами) и четковидно расположенными вдоль их сводовых линий куполами и брахиантиклиналями. Это открытие — подчеркивал он — значительно расширяет нефтяные возможности и перспективы нашей родины, благодаря тому, что указанные структуры насчитываются десятками на территории восточной части Русской платформы.

Благоприятные перспективы нефтегазоносности на Русской платформе распространяются и далее в северном и северо-восточном направлениях, в пределы Тимано-Печорской нефтегазоносной области.

Таким образом, в деле дальнейшего развития советской нефтяной и газовой промышленности Русская платформа приобретает исключительно важное народно-хозяйственное значение.

Поэтому выбор правильного, наиболее рационального комплекса геологопоисковых и разведочных работ для отдельных нефтеносных и нефтегазоносных областей Русской платформы, обеспечивая максимальную успешность открытия здесь новых нефтяных и газовых месторождений, будет способствовать дальнейшему непрерывному росту добычи нефти и газа в нашей стране.

Из чисто практических соображений, с целью наибольшего удобства в ориентировке при рассмотрении наиболее рациональных комплексов геологопоисковых и разведочных работ для отдельных нефтеносных и газонефтеносных областей Русской платформы, освещение выбора такого комплекса целесообразно начать с северо-восточной ее части.

В пределах северо-восточной части Русской платформы, охватывающей Тимано-Печорскую нефтегазоносную провинцию (рис. 89), наиболее рациональный комплекс геологопоисковых работ оказалось необходимым разрабатывать для шести геологически обособленных районов: 1) каменноугольных пород на Южном Тимане; 2) пермских пород на Южном Тимане и в пределах западного борта Печорской депрессии; 3) центральной части Печорской депрессии; 4) Печорской (Большекожвенской) тектонической гряды и восточного борта Печорской депрессии; 5) Предуральского прогиба и 6) Среднего Тимана.

Для области развития каменноугольных пород, лучше всего изученной, в пределах которой кристаллический фундамент платформы залегает сравнительно неглубоко, поиски структур, благоприятных для промышленного скопления нефти, рационально производить рекогносцировочными геологическими исследованиями и главным образом путем проведения детальных геологосъемочных работ, с применением картировочного бурения, а также электроразведки методом ВЭЗ. Однако электроразведка редко дает положительные результаты, что объясняется главным образом резкой изменчивостью параметров, приводящей к искажению и неточностям отбивки опорных электрических горизонтов. Поэтому установленные ею аномалии часто не подтверждаются структурно-колонковым бурением.

Когда мощность четвертичных отложений является недостижимой для картировочного бурения или появляется необходимость ускорить выявление новых структур, прибегают при поисках этих структур к заложению различной длины поисково-рекогносцировочных профилей структурно-колонковых скважин, которые доводят до различных маркирующих горизонтов в среднем и нижнем карбоне. При обнаружении поднятия в отложениях карбона сгущают на этом участке расстояния между структурно-колонковыми скважинами до 2—2,5 км (обычно на профиле скважины закладываются одна от другой на 4—5 км) и проводят параллельные профили.

Практика показала, что поиски и подготовка структур к глубокому разведочному бурению, в пределах этого района могут наиболее рационально производиться при помощи структурно-колонкового бурения по маркирующим горизонтам главным образом в среднем карбоне, залегающим согласно с продуктивными горизонтами девона, так как сейсморазведка из-за неблагоприятных сейсмогеологических условий также не дает здесь положительных результатов.

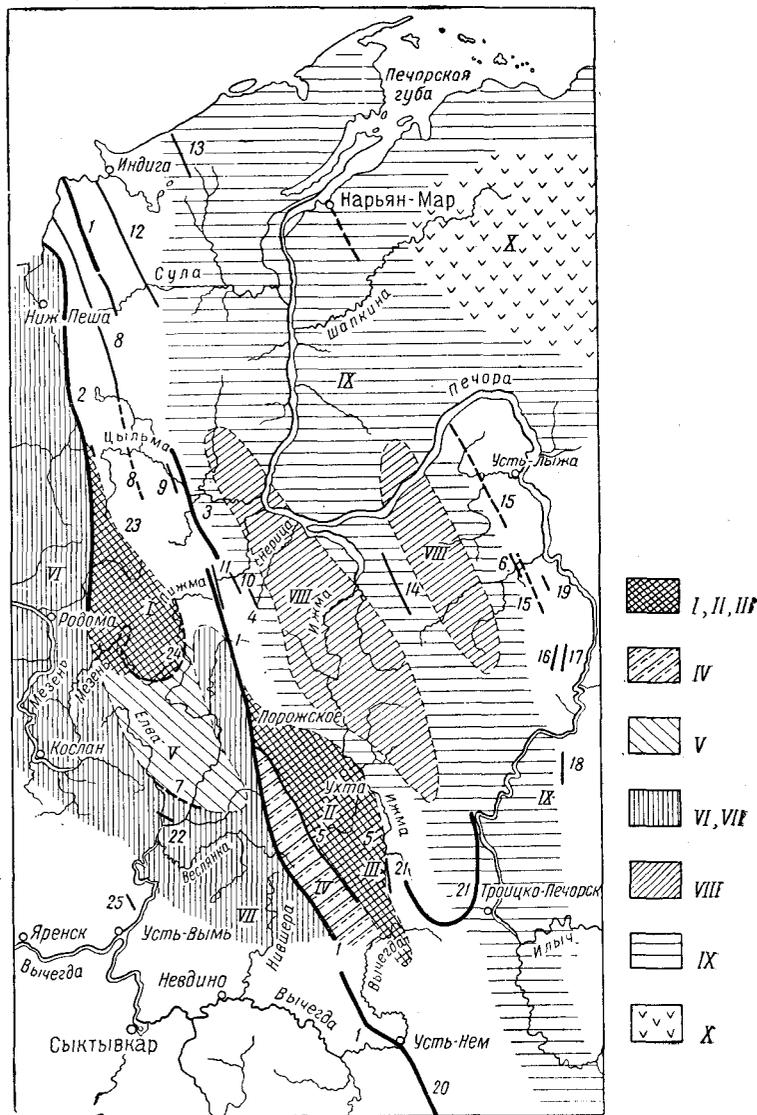


Рис. 89. Тектоническая схема части Тимано-Печорской провинции, 1941 г.  
(По Н. Н. Тихоновичу).

1—направление основных тиманских разломов; 2—Мезенский сброс; 3—Мыльский сброс; 4—Нерицкая флексура; 5—Ухтинские сбросы; 6—Большекожвинский сброс; 7—Елвинская флексура; 8—Косминская гряда; 9—Номбургская складка; 10—Верховский купол; 11—Новожиловский купол; 12—Чайцынский камень и Каменноугольная гряда; 13—Песчанско-седунжские поднятия; 14—Себежская складка; 15—Болшекожвинская или Печорская гряда; 16—Западносопелская складка; 17—Воя-сопелская складка; 18—Миш-парма; 19—Худюльская складка; 20—Ныробская гряда; 21—Верхнеижемские складки; 22—Вислянский купол; 23—Центральный антиклиналь Среднего Тимана; 24—предполагаемый Южночетласский сброс; 25—Сереговский купол.

I—Четласский горст; II—Ухтинская складка; III—Верхнеижемский антиклиналь; IV—Ухтинский грабен; V—Вымьско-Обдырская периклиналь; VI—Мензенская депрессия; VII—Вымьская депрессия; VIII—глубокие впадины Печорской депрессии; IX—Печорская депрессия; X—Большеземельский погребенный массив.

Описанный рациональный комплекс геологопоисковых работ для карбонового поля на Южном Тимане может оказаться благоприятным и для мало еще изученного Среднего Тимана, в пределах которого кристаллический фундамент залегает на еще меньшей глубине.

Для района развития пермских отложений на Южном Тимане и в пределах западного борта Печорской депрессии (со сравнительно глубоким залеганием кристаллического основания), наиболее рациональным комплексом геологопоисковых работ является: 1) для поисков новых структур, благоприятных для промышленного скопления нефти и газа — электроразведка, дающая по пермским опорным (электрическим) горизонтам вполне удовлетворительные показания, а в редких случаях — проложение отдельных сейсмических профилей<sup>1</sup>; 2) для подтверждения, изучения и подготовки выявленных структур к глубокому разведочному бурению — сейсморазведка (площадная), в комплексе со сравнительно ограниченным объемом структурно-параметрического бурения, ориентируемым на вскрытие опорных горизонтов в отложениях среднего и нижнего карбона.

Зона развития пермских отложений Южного Тимана по погружению в восточном и юго-восточном направлениях переходит в пределы Предуральского прогиба. Восточная граница Русской платформы проходит здесь в пределах второй излучины р. Илыча (от устья) и в северном направлении прослеживается до Воясопьянской складки, восточное крыло которой переходит в западный борт Предуральского прогиба (см. рис. 89).

Наиболее рациональным комплексом геологопоисковых работ для изучения общего строения Предуральского прогиба и поисков в его пределах структур, благоприятных для промышленного скопления нефти, можно считать маршрутные геологические исследования, гравиметровая съемка и проведение отдельных рекогносцировочных сейсмических профилей. Окончательная проверка и подготовка выявленных структур к глубокому разведочному бурению производится только площадной сейсморазведкой, в комплексе с весьма ограниченным объемом глубокого структурного и параметрического бурения, в случае, если маркирующие горизонты карбона на отдельных площадях окажутся практически на достигаемой глубине для структурно-колонкового бурения.

Есть основания допускать, что сейсморазведка будет в состоянии устанавливать и выклинивающиеся пласты и несогласное залегание пород, давшие возможность обнаружить выклинивающиеся и несогласные залежи нефти и газа.

<sup>1</sup> В еще более редких случаях возможно заложение единичных профилей структурно-колонковых скважин, на которые может быть возложена еще задача и уточнения стратиграфии, с попутным установлением возможных признаков нефтегазоносности в отложениях перми и мезозоя.

Остается сказать, что для Печорской тектонической гряды, включая и восточный борт Печорской депрессии, наиболее рациональным комплексом геологопоисковых работ можно признать: 1) для поисков структур главным образом маршрутная гравиметрическая съемка и, в меньшей мере, электроразведка; 2) для проверки, изучения и подготовки выявленных структур к глубокому разведочному бурению — детальная гравиметрическая съемка и структурно-колонковое бурение в комплексе с картировочным бурением, или сейсморазведка (площадная) в комплексе с ограниченным объемом структурно-параметрического бурения для детализации и расшифровки отдельных участков.

Для центральной части Печорской депрессии, являющейся наименее изученной, комплекс геологопоисковых работ аналогичен рассмотренному для Предуральяского прогиба.

Принимая во внимание значительную осложненность Тимано-Печорской провинции и, в особенности, Южного Тимана дизъюнктивными нарушениями, весьма желательно сочетать геологические и геофизические исследования с геохимическими методами, преимущественно — с газовой съемкой и газокерновым каротажем. В этом случае необходимо только организовать надежное и уверенное определение газообразных углеводородов, особенно — тяжелых углеводородов. Геохимические исследования в Тимано-Печорской провинции следует проводить лучше всего одновременно с подготовкой новых площадей к глубокому разведочному бурению и только в отдельных случаях — до этой подготовки. Это потому, что в первом случае можно будет использовать структурно-колонковые и взрывные сейсмические скважины для газокернового каротажа.

Глубокие разведочные скважины в пределах структур (площадей), подготовленных к глубокому разведочному бурению, закладываются, как было указано выше, по профильной системе, однако из-за опасения возможного смещения сводов структуры по маркирующим горизонтам верхнего и среднего карбона по отношению к своду структуры по нефтегазоносным горизонтам девона следует первыми бурить скважины центрального профиля, проложенного через максимально приподнятую часть структуры, и центральные скважины на двух соседних профилях (с каждой стороны), с целью получить крестовый профиль и сразу же установить указанное смещение, если оно окажется.

Такой порядок разведки структур глубоким разведочным бурением является наиболее рациональным не только для северо-восточной части, но и для всей восточной части Русской платформы, на которой также развит целый ряд стратиграфических несогласий, характеризующихся региональным распространением.

Эти несогласия в разрезе осадочного комплекса пород на платформе ясно свидетельствуют о том, что длительные периоды

постепенного накопления осадков неоднократно прерывались здесь наступлением перерывов в нормальном развитии литогенеза, обусловленных поднятием страны в периоды восходящих форм волнообразно-колебательных движений земной коры [96].

Подобные перерывы в течение верхнепалеозойского времени фиксируются: 1) на протяжении нижнего девона; 2) в начале среднего девона; 3) в начале верхнего девона; 4) в начале нижнего карбона (в конце турнейского и угленосного веков, в течение и после тульского времени, в конце визейского века и на протяжении намюра); 5) между средним и верхним карбоном; 6) между нижней и верхней пермью; 7) между верхним и нижним татарским веками и 8) в конце татарского времени.

Указанные перерывы в нормальном развитии литогенеза на платформе, обусловленные проявлением здесь волнообразно-колебательных движений, обычно сопровождались разрушением и размывом ранее отложившихся осадков.

Принимая во внимание, что указанные выше перерывы в нормальном развитии литогенеза на платформе и сопровождающие их в большинстве случаев внутрiformационные размывы могут в каждом отдельном случае привести к смещению и несовпадению сводов структур по различным стратиграфическим горизонтам верхнего палеозоя, практикуемый порядок бурения пяти первых глубоких разведочных скважин на структуре по крестовому профилю является наиболее правильным, так как позволяет быстро установить указанное смещение.

Зона развития пермских отложений Южного Тимана получает широкое развитие далее в южном направлении, в пределах Пермского Прикамья. Схема тектонического строения этой области представляется неодинаково различными исследованиями. На рис. 90 показана, например, тектоническая схема П. И. Левицкого, который считает направление тектонических линий (осей) Полазненско-Краснокамской антиклинали и Осинско-Шалашненского поднятия северо-восток-юго-западным, под острым углом с осью Уфимской антиклинали.

Совершенно иным представляет себе это направление Н. Д. Кованько (рис. 91), в работе<sup>1</sup> которой можно найти общее геологическое описание рассматриваемой области; это направление она представляет себе практически параллельным простиранию зоны складчатого Урала<sup>2</sup>.

Следует отметить, что в районе южного погружения Тимана на юг от Троицка-Печорска и устья р. Илыча осевые линии тектонических поднятий изменяют северо-западно-юго-восточное направление на меридиональное, практически параллельное про-

<sup>1</sup> Н. Д. Кованько. О тектонике района Полазненского антиклинала (Пермское Прикамье). БМОИП, отд. геологии, т. XXII (6), 1947.

<sup>2</sup> См. также статью Е. Н. Ларионовой «Девонские и силурийские отложения Краснокамско-Полазненского антиклинала». Изв. АН СССР, сер. геол., № 4, 1949.

стиранию здесь зоны складчатого Урала. Это же направление прослеживается далее на юг в Пермскую область.

Поэтому тектоническая схема Н. Д. Кованько заслуживает определенного внимания.

Наиболее рациональным комплексом геологопоисковых и разведочных работ на территории Пермской области может быть признан комплекс, обусловленный широким распростране-

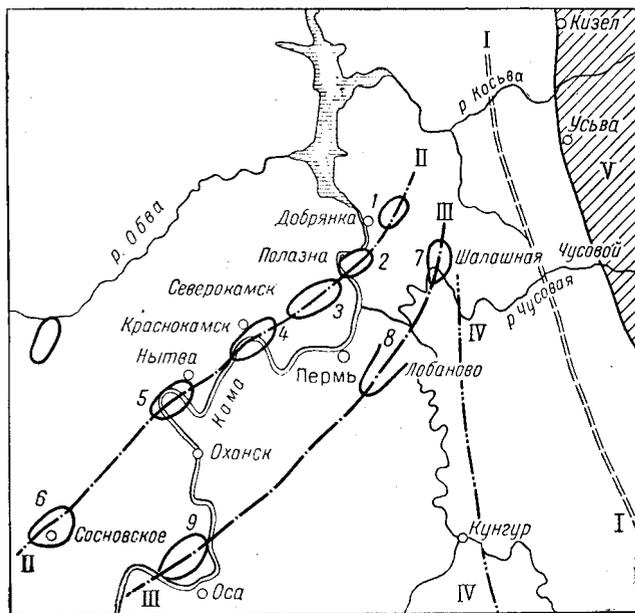


Рис. 90. Тектоническая карта Пермского Приуралья (по П. И. Левицкому).

I—ось Предуральской синклинали; II—ось Полазненско-Краснокамской антиклинали; III—ось Осинско-Шалашненского поднятия; IV—ось Уфимской антиклинали; V—зона складчатого Урала.  
 Название структур: 1—Яринская; 2—Полазненская; 3—Северокамская; 4—Краснокамская; 5—Нытвенско-Таборская; 6—Черновская; 7—Шалашненская; 8—Лобановская; 9—Осинско-Беляевская.

нием пермских отложений. Благодаря этому поиски новых структур следует производить здесь электроразведкой и геологическими исследованиями как маршрутными, так и площадными, на фоне общей гравитационной и магнитометрической изученности территории. Проверка, изучение и подготовка выявленных структур к глубокому разведочному бурению производится сейсморазведкой, в комплексе с определенным объемом структурно-колонкового бурения.

Для зоны Предуральского прогиба комплекс геологопоисковых работ должен быть аналогичен зоне прогиба в пределах южного погружения Тимана; дополнительным методом может явиться здесь электроразведка.

Наиболее рациональный комплекс геологопоисковых и разведочных работ разработан с достаточно исчерпывающей полнотой для сравнительно сложной в геологическом отношении территории Башкирской АССР. Этот комплекс направлен на поиски и разведку промышленных залежей (месторождений) нефти как в пределах восточной части Русской платформы, так и зоне Предуральского прогиба. Последний подробно описан А. А. Трофимуким.

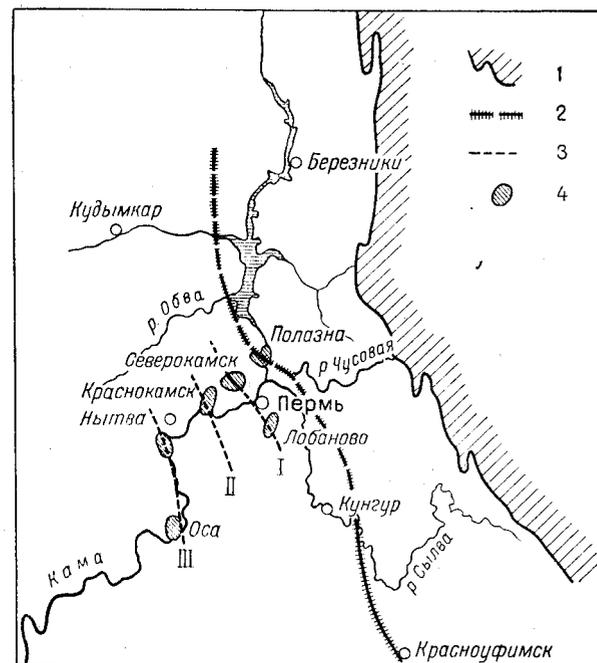


Рис. 91. Схема тектоники Пермского Прикамья (составила Н. Д. Кованько).

I—зона складчатого Урала; 2—ось Уфимской антиклинали; 3—оси структур второго порядка, осложняющих западное крыло Уфимской антиклинали; 4—частные структуры.  
 I—линия Северокамско-Лобановская; II—Краснокамская; III—Нытвенско-Осинская.

В пределах восточной части Русской платформы (рис. 92) на ряде площадей установлено практически согласное залегание сводов структур по кровле спериферового подъяруса казанского яруса верхней перми со всеми остальными более глубоко залегающими горизонтами, вплоть до продуктивных горизонтов девона (нарышевский горизонт). Такими структурами являются Туймазинская (рис. 93) и др.

Эти структуры являются наиболее четко выраженными. Они имеют асимметричную форму строения, с относительно более крутыми восточными крыльями. Характерным для них является постоянство мощности пермских отложений.

На многих других площадях (Ардатовская, Михайловка, Копейкубово, Кайраклы, Сараево, Каргалы и др.) свод структуры по более глубоким стратиграфическим горизонтам смещается в западном направлении по отношению к своду структуры по верхнепермским отложениям (рис. 94).

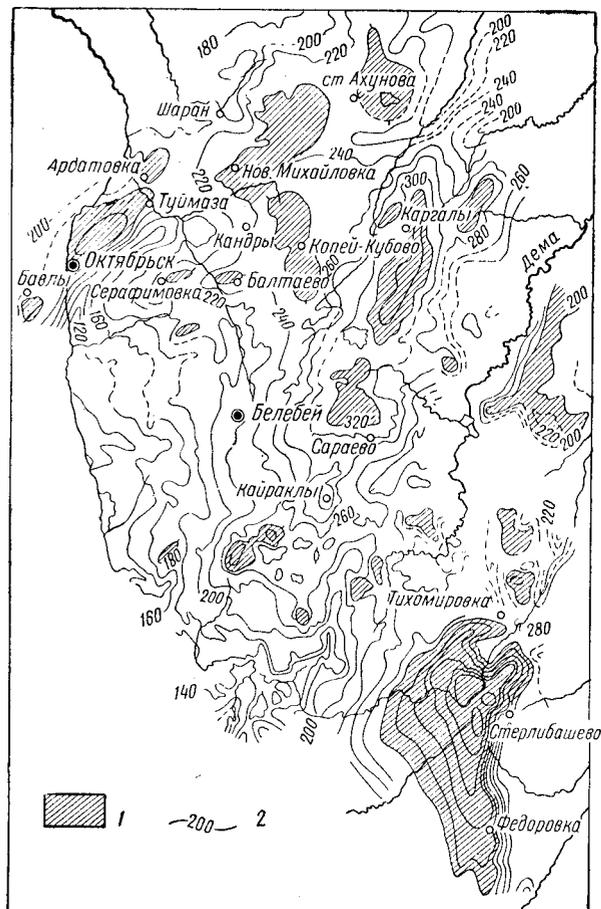


Рис. 92. Обзорная карта структур Западной Башкирии.

1 — структуры; 2 — стратонизогипсы кровли спириферового подъяруса пермской системы.

Главной причиной, обуславливающей несоответствие свода верхнепермских структур со сводом по нижезалегающим стратиграфическим горизонтам, является неравномерная, возрастающая к востоку мощность пермских отложений.

В пределах первого и второго типов структур со сводом более глубоко залегающих стратиграфических горизонтов, вплоть

до продуктивных горизонтов девона, согласным является свод структуры по кровле артинских отложений.

Интересно отметить, что в западной Башкирии верхнедевонские отложения в сводовых частях брахиантклинальных складок, картируемых по артинским отложениям, имеют, так же как и в ряде других районов, уменьшенную мощность. Это обстоятельство обеспечивает более резкий подъем девонских нефтяных горизонтов в сводовых частях структур.

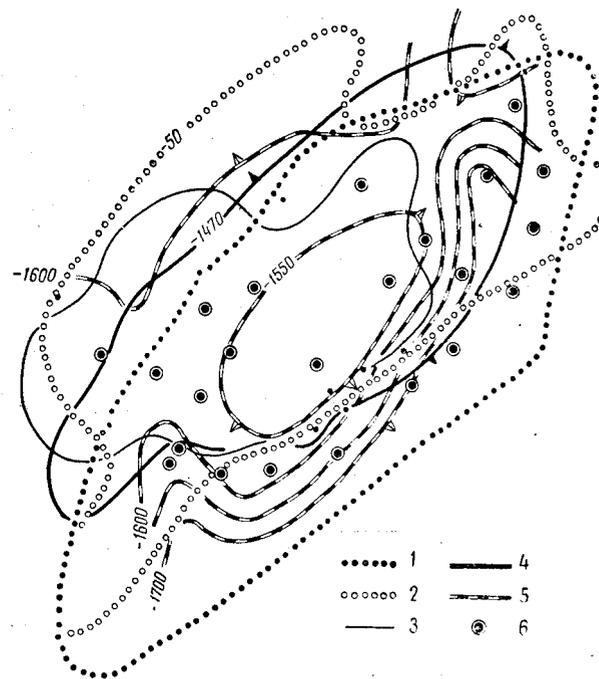


Рис. 93. Туймазы (по А. А. Трофимуку).

1 — контур структуры по кровле спириферового подъяруса; 2 — контур структуры по кровле артинского яруса; 3 — контур структуры по кровле угленосной свиты C<sub>1</sub>; 4 — контур структуры по кровле нарышевского горизонта; 5 — изогипсы рельефа кристаллического фундамента; 6 — буровые скважины.

Изложенные особенности строения платформенных брахиантклинальных складок западной Башкирии определили собой выбор следующего наиболее рационального комплекса геолого-поисковых и разведочных работ:

1) электроразведка, позволяющая выявлять положение кровли кунгура, и, возможно, поверхности артинских отложений;

2) сейсморазведка, позволяющая выявлять поведение различных горизонтов вплоть до угленосной свиты нижнего карбона.



ложение. Это обстоятельство значительно облегчает поиски подобного типа складок, которые обычно отыскиваются не на простирании оси уже обнаруженных складок, а восточней или западней этой линии, с учетом конкретных данных геологической съемки и геофизической разведки, полученных в пределах интересующего участка.

Обычно в пределах Предуральяского прогиба восточной Башкирии геологической съемкой крупных масштабов удаётся выявить примерные границы прогиба, наметить в общих чертах границы его подзон и детализировать геологическое строение каждой из зон. При этом на основе послонного картирования маркирующих горизонтов, слагающих уфимскую свиту, выделяют полосу мульды, антиклинальных структур и диапировых складок.

Одновременно определяется и природа выявляемых среди красноцветных отложений уфимской свиты поднятий кунгура и устанавливается, являются ли эти поднятия связанными с нормальной складчатостью или с диапировыми явлениями.

Эти исследования в комплексе с данными геофизической разведки позволяют установить детали геологического строения отдельных участков Предуральяского прогиба, заслуживающих определенного внимания с точки зрения возможного обнаружения в их недрах промышленных залежей нефти и газа.

Для полного представления о выборе наиболее рационального комплекса геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ на Русской платформе следует рассмотреть еще комплекс поисково-разведочных работ, который целесообразно применять в Саратовском и Нижнем Поволжье, учитывая, что о рациональном комплексе проведения таких работ в Куйбышевском Поволжье и в Татарской АССР подробно было сказано выше.

Для Саратовского Поволжья и прилегающей части Нижнего Поволжья наиболее рациональным является следующий комплекс геологопоисковых и разведочных работ [138]: 1) геолого-съемочные работы с целью поисков и предварительного изучения новых структур; 2) гравиметрическая съемка, позволяющая выявить общие контуры строения поверхности карбона; 3) электроразведка на площадях приподнятых (по данным гравиметрии) участков, которая позволяет детализировать геологическое строение и в отдельных случаях выявлять новые поднятия; 4) сейсморазведка методом отраженных волн в комплексе со структурно-колонковым бурением на выявленных поднятиях, перспективных с точки зрения возможного обнаружения залежей нефти и газа, с целью проверки, изучения и подготовки их к глубокому разведочному бурению.

Структурно-колонковые скважины закладываются с целью определения глубины размыва карбона и бурятся до его вскрытия. В результате можно судить о стратиграфическом соотноше-

ний карбона с вышележащими комплексами пород и степени разрушенности и размыва каменноугольных отложений.

Возможно, что в дальнейшем, когда геофизические методы разведки в состоянии будут определять контуры и морфологию перспективных структур, то структурно-колонковое бурение будет сведено к минимуму и, возможно, в нем затем совсем отпадет необходимость. Подготовка же новых структур к глубокому разведочному бурению будет производиться геофизическими методами разведки, главным образом сейсморазведкой.

Таким образом, рациональный комплекс геологопоисковых и разведочных работ определяется особенностями геологического строения каждой из рассмотренных областей, местными условиями, обуславливающими наличие различных геофизических параметров литолого-стратиграфического разреза, и достигнутыми техническими возможностями каждого из геофизических методов разведки.

#### **РАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ОТДЕЛЬНЫХ РАЙОНОВ В ПРЕДЕЛАХ ГЕОСИНКЛИНАЛЬНЫХ ОБЛАСТЕЙ**

Рассмотрим районы Кавказской геосинклинальной нефтегазоносной области и в первую очередь юго-восточную часть Большого Кавказа (Азербайджан).

Исторически можно выделить два периода в проведении геологопоисковых и разведочных работ, тесно связанных с применением и развитием в Азербайджане геофизических методов разведки [68, 69 и др.].

В течение первого периода (1926—1937 гг.) основными методами при рекогносцировочных исследованиях и поисках структур, благоприятных для промышленного скопления нефти и газа, являлись: геологическая съемка, магниторазведка, гравиторазведка и электроразведка. В отдельных редких случаях этими методами, в зависимости от степени эффективности, решались задачи и детального изучения некоторых структур.

Вариометрическая съемка не получила значительного распространения вследствие того, что поисковая эффективность ее главным образом на опыте сравнительно большого объема работ в Прикуринском районе оказалась невысокой.

Магниторазведка хотя и показала относительную эффективность для решения частных задач структурной геологии, но вследствие сложной интерпретации материалов могла быть использована главным образом только в виде дополнительного метода разведки.

Одним из наиболее распространенных методов рекогносцировки и поисков новых структур явилась электроразведка. В сравнительно небольшой период времени этим видом съемки были покрыты в Азербайджане почти все основные нефтегазоносные районы, включая и морские площади. Малоэффективной

электроразведка оказалась только в Кировабад-Нафталанском и в Прикаспийском районах. Электроразведкой была заснята площадь, значительно большая площади, заснятой каким-либо другим методом геофизической разведки.

Сейсморазведка с первых же лет применения в Азербайджанской ССР показала большие возможности как в отношении поисков новых структур, так и детализации уже известных, а также при изучении и подготовке новых структур к глубокому разведочному бурению.

В течение второго периода (1938—1946 гг.) электроразведка как поисково-рекогносцировочный метод геофизической разведки свертывается, уступая место другим методам<sup>1</sup>. Начинает быстро развиваться как детальный метод — сейсморазведка, а в качестве рекогносцировочного метода съемка с гравиметрами.

С 1941 г. в Азербайджане широко разворачиваются сейсмические работы на суше и одновременно приступают к проведению опытных морских сейсморазведочных работ. Начинается применение на море и съемки с гравиметрами.

К 1947 г. в результате морской сейсморазведки было освещено геологическое строение достаточно широкой прибрежной морской полосы, протягивающейся вокруг Апшеронского п-ова (рис. 96). В результате полученного при этом материала были построены структурные схемы по условным сейсмическим горизонтам на большей части исследованной площади (рис. 97 — профиль по линии А—А<sub>1</sub>; рис. 98 — профиль по линии Г—Г<sub>1</sub>).

Таким образом, в пределах юго-восточной нефтеносной области Кавказа, на территории Азербайджанской ССР сейсморазведка методом отраженных волн оказалась наиболее эффективным методом геофизической разведки, особенно на морских участках.

Исходя из изложенного при подготовке перспективных структур к глубокому разведочному бурению в Азербайджанской ССР наиболее рациональным комплексом геологопоисковых и разведочных работ в настоящее время на нефть и газ признается следующий:

1) для рекогносцировочных исследований и поисков благоприятных для промышленных скоплений нефти и газа структур — геологическая съемка, преимущественно крупных масштабов, гравиразведка, иногда электроразведка;

<sup>1</sup> Это произошло потому, что к началу 1938 г. электроразведкой были почти полностью засняты Апшеронский п-ов с прилегающими к нему морскими площадями и Прикуринский район. В Кировабад-Нафталанском районе вследствие неблагоприятных условий электроразведка не получила распространения. Неблагоприятными ввиду разнородности по электросопротивлению верхнего комплекса отложений оказались условия для электроразведки и в пределах Прикаспийской низменности. Поэтому с 1939 г. электроразведочные работы на нефть в Азербайджанской ССР вообще прекратились.

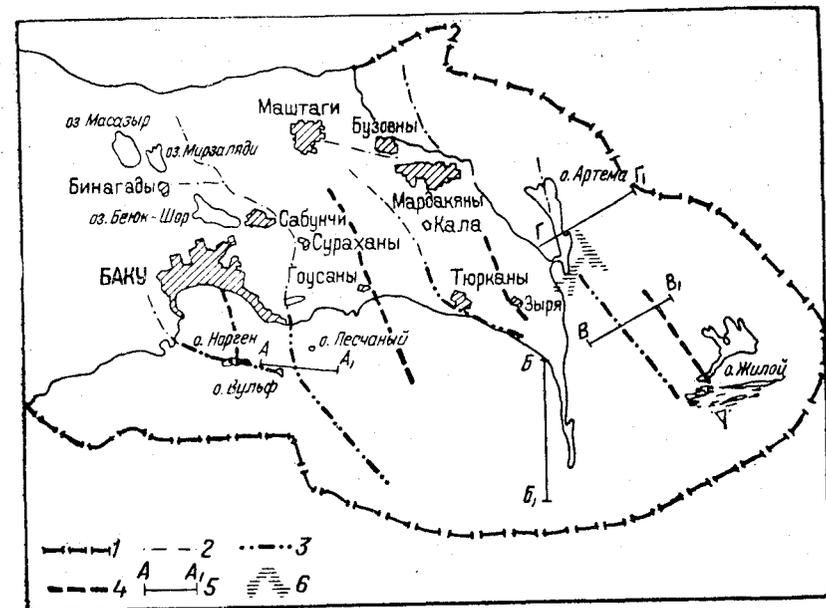


Рис. 96. Схема тектонического строения морских участков по данным сейсморазведки (по В. И. Куликову).

1 — контур площади, заснятой сейсморазведкой; 2 — оси антиклинальных складок по данным бурения; 3 — оси антиклинальных складок по данным сейсморазведки; 4 — оси синклинальных складок по данным сейсморазведки; 5 — линии разрезов по сейсмическим профилям; 6 — области тектонических нарушений.

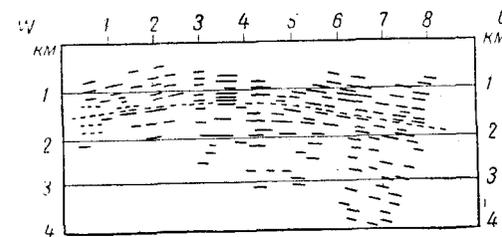


Рис. 97. Сейсмический профиль А—А<sub>1</sub>.

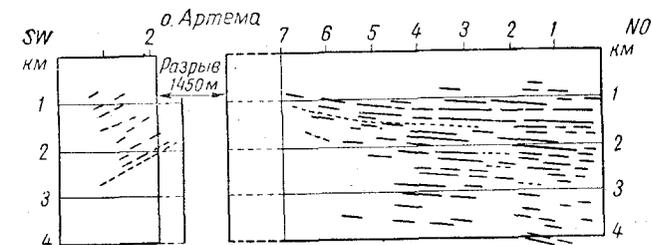


Рис. 98. Сейсмический профиль Г—Г<sub>1</sub>.

2) для детального изучения выявленных структур и подготовки их к глубокому разведочному бурению — сейсморазведка отраженными волнами в комплексе со структурно-колонковым бурением или без него.

При выборе точек для заложения первых глубоких разведочных скважин принимать во внимание и учитывать смещение сводов структур по разным стратиграфическим горизонтам.

Практика показывает, что учитывать смещение свода структуры по различным стратиграфическим горизонтам при подготовке ее к глубокому разведочному бурению и при выборе точек для заложения первых глубоких разведочных скважин с целью поисков промышленных залежей нефти и газа в пределах геосинклинальных областей является настолько же важным и необходимым, как и при нефтепоисковых работах на платформе.

В этом отношении весьма поучительным и весьма интересным примером может служить установление смещения свода Андиганской структуры, расположенной в пределах юго-восточной части Ферганской долины.

Андиганский район<sup>1</sup>, по данным полевой геологии, представлен двумя тектоническими линиями. На первой из них располагаются Шариханская и Бостонская антиклинальные складки, а на второй собственно Андиганская складка.

На основании детальных геологосъемочных работ 1934 г. Андиганская структура представлялась спокойной антиклинальной складкой, вытянутой в направлении юго-запад-северо-восток на протяжении 23 км, с пологим северным крылом (8—10°) и более крутым южным крылом (12—15°). К югу от центральной части Андиганской складки, в 2—2,5 км от поверхностной оси, после небольшого синклинального прогиба располагается Шариханская складка, протягивающаяся на восток почти в широтном направлении на 7 км (по отложениям бактрийского яруса плиоцена). Далее на восток в широтном направлении располагается Бостонская складка протяженностью в 6 км.

Заложенные в 1937 г. на Андиганской складке на профиле через структуру три первые глубокие разведочные скважины (по данным геологических исследований и гравиметровой съемки) показали глубинное строение складки, отличное от строения по геологической и гравиметрической съемкам.

Последующие разведочные работы установили, что ось Андиганской складки, проведенная по кровле III пласта сумсарского яруса (морской палеоген), не совпадает с поверхностной осью, а отклоняется от нее к югу на более крутое, южное крыло (рис. 99). Смещение глубинной оси на западной периклинали по отношению с поверхностной составляет всего только 200—

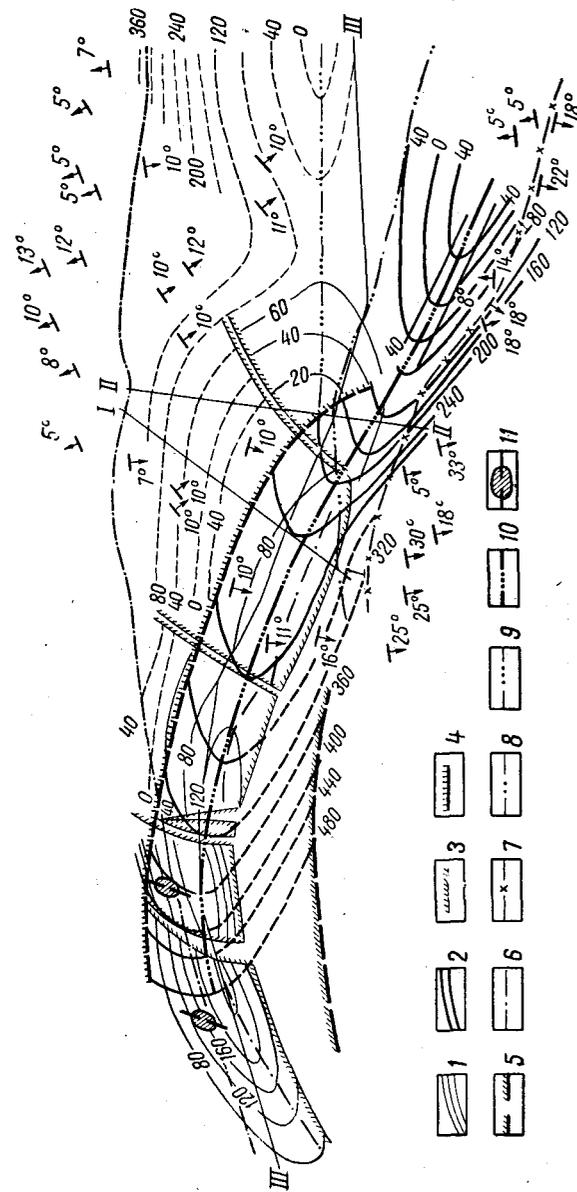


Рис. 99. Структурная карта Андиганского нефтеносного района по кровле III пласта (по И. П. Зубову и А. М. Хуторову).

1—изогипсы по кровле III пласта андиганской складки; 2—изогипсы по кровле III пласта шариханской складки; 3—нарушение в кровле III пласта андиганской складки; 4—пересечение плоскостью нарушения III пласта поднавигата; 5—поверхностная ось андиганской складки; 6—поверхностная ось шариханской складки; 7—поверхностная ось андиганской складки; 8—поверхностная ось синклиналы между андиганской и шариханской складками; 9—ось по кровле III пласта андиганской складки; 10—ось по кровле IV пласта шариханской складки; 11—нарушения, прослеженные на поверхности.

<sup>1</sup> И. П. Зубов и А. М. Хуторов, Андиганское нефтяное месторождение. НХ, № 12, 1948.

250 м, однако по направлению к востоку ось морского палеогена все больше и больше отклоняется к югу, в результате чего в пределах расположения профилей I—I и II—II (см. рис. 99) проекция расстояния между поверхностной и глубинной осями достигает почти 2 км (рис. 100).

В результате бурения большого количества скважин в пределах Андижанского месторождения здесь, помимо смещения осей складки по отложениям плиоцена и палеогена, было обнаружено еще шесть крупных дизъюнктивных нарушений практически поперечного простирания. К востоку от пятого (сбросо-

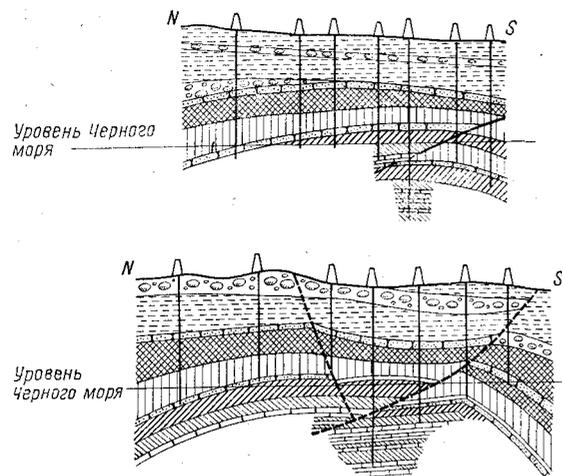


Рис. 100. Поперечные геологические разрезы Андижанского нефтяного месторождения по профилям I—I (вверху) и II—II (внизу).

вого) нарушения в палеогеновых отложениях намечилось вполне определенное нарушение складки и оконтурилась нефтяная залежь III пласта (рис. 101).

Все изложенное выше является интересным и поучительным в практике нефтепоисковых работ потому, что, установив на основании полевых геологических исследований асимметричность структуры по глубоким палеогеновым отложениям, как это теоретически рисуется, должен сместиться на северо-запад в сторону пологого крыла складки. Результаты же глубокого бурения показали обратное: палеогеновый свод Андижанской складки по отношению к неогеновому своду сместился в сторону крутого юго-западного крыла структуры на юг.

Это явление оказалось свойственным и другим антиклинальным складкам Южной Ферганы, а также некоторым структурам в северной части Ферганской долины. И. П. Зубов

и А. М. Хуторов, анализируя имеющиеся в этом отношении материалы, объясняют это явление перекачиванием оси складки.

Они отмечают, что аналогичные явления перекачивания оси наблюдаются в молассовых отложениях Трансильвании, где оси передовых антиклинальных складок смещаются, удаляясь от краевых поднятий, ограничивающих опускающийся бассейн накопления осадков.

И. П. Зубов и А. М. Хуторов считают, что для Ферганской долины решающим фактором в этом отношении является увеличение мощностей всего комплекса молассовых отложений

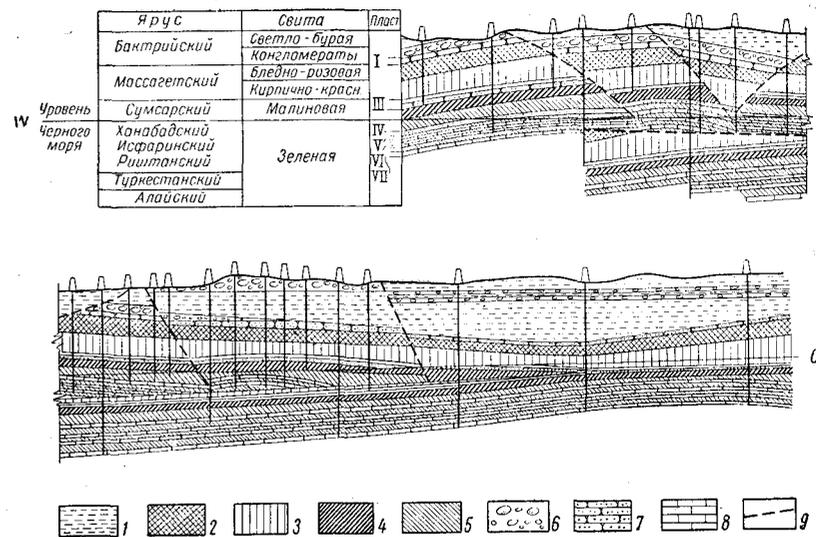


Рис. 101. Продольный геологический разрез Андижанского нефтяного месторождения по профилю III—III.

I—глина светло-бурая; 2—глина бледно-розовая; 3—глина кирпично-красная; 4—глина малиновая; 5—глина зеленая; 6—конгломераты; 7—песчаники; 8—известняки; 9—нарушения.

бактрийского яруса в 1,5—2, а иногда и в 3 раза по мере движения от периферии к центру долины. За счет усиленной аккумуляции терригенного материала от поднятий к депрессии весьма четко наблюдается увеличение мощности отдельных свит на сравнительно небольшом участке, даже в пределах Андижанской антиклинальной складки.

Так, рассматривая профили I—I и II—II (рис. 101), можно наглядно видеть, как каждый вышележащий пласт, имеющий явно увеличивающиеся мощности, дает по мере прослеживания в направлении с южного крыла (через свод) на северное крыло точку перегиба кровли пласта не в месте свода вышележащего пласта, а несколько далее к северу, хотя северное крыло Андижанской складки является более пологим, чем южное.

Таким образом, на примере Андиганской складки еще раз видно, какое большое практическое значение при поисковых работах как в пределах геосинклинальной области, так и на платформе имеет установление смещения сводов структур, подготавливаемых к глубокому разведочному бурению, и определение положения сводов по залеганию промышленно-нефтеносных горизонтов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе автор попытался на основе освещения научно-теоретических предпосылок организации и проведения геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ в новых районах осветить современные методы поисков и разведки промышленных залежей (месторождений) нефти и газа на новых площадях. Это было сделано как в общем, так и применительно к конкретным геологическим условиям в пределах платформенных, геосинклинальных и солянокупольных областей нашей страны.

Предварительно, с целью облегчения поисков промышленных залежей нефти и газа и подтверждения при этом благоприятных перспектив, весьма подробно рассмотрены естественные проявления нефти и газа как на земной поверхности, так и в скважинах.

Таким образом, можно считать, что поставленную задачу — всесторонне рассмотреть и проанализировать все существующие способы геологопоисковых и разведочных работ, полностью направленные на успешное открытие и подготовку к промышленной разработке новых залежей (месторождений) нефти и газа в наиболее короткие сроки, — мы выполнили по силе своих возможностей.

Поэтому остается только сказать, что если рассмотренные в предлагаемой читателю работе вопросы формирования залежей (месторождений) нефти и газа и изложенные в ней теоретические и практические основы поисков и разведки этих залежей окажут какую-либо помощь советским разведчикам в их успешной поисковой деятельности, то автор будет считать, что достиг поставленной цели.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Абрамович М. В. и др. Классификация подземных вод нефтяных месторождений Апшеронского полуострова. Азнефтеиздат, 1934.
2. Абрамович М. В. Поиски и разведка залежей нефти и газа. Азнефтеиздат, 1945.
3. Авдусин П. П. Грязевые вулканы. Петрографические исследования. Изд. АН СССР, 1948.
4. Алексеев Ф. А. Современное состояние и задачи геохимических методов поисков нефти. НХ, № 10 и 11, 1953.
5. Алексеев Ф. А. Поднять роль геофизических методов в разведке нефтяных и газовых месторождений. НХ, № 1, 1954.
6. Андреев Д. К. О закономерностях связи рельефа со структурными формами и об их роли для изучения тектоники Приволжской возвышенности. БМОИП, отд. геол., т. XXIII (4), 1948.
7. Аширов К. Б. Анализ условий формирования нефтяных месторождений платформенного типа на примере Самарской Луки. НХ, № 4, 1954.
8. Баба-заде Б. К. О методике поисков погребенных структур и связанных с ними залежей нефти. Азербайджанское НХ, № 7, 1949.
9. Бакиров А. А. и Мирчинк М. Ф. О некоторых вопросах теории геотектонического развития крупных структурных элементов земной коры в связи с изучением их нефтегазоносности. НХ, № 9, 1951.
10. Байбаков Н. К. За новый подъем нефтяной промышленности. НХ, № 1, 1954.
11. Белоусов В. В. Гравитация и тектогенез. Изв. АН СССР, серия географ. и геофиз., 1941.
12. Белоусов В. В. Гравитационные аномалии и процессы тектогенеза. ДАН СССР, т. XXXI, № 3, 1941.
13. Блюмер Эрнст. Нефтяные месторождения. Основы геологии нефти. Изд. НТУ ВСНХ СССР, 1929.
14. Брод И. О. и Еременко Н. А. О миграции нефти и газа и классификации миграционных процессов. Вестн. МГУ, № 3, 1947.
15. Брод И. О. и Еременко Н. А. Основы геологии нефти и газа. Изд. МГУ, 1950.
16. Брод И. О., Гришин Г. Л. и Мирчинк М. Ф. О научных основах поисков новых нефтегазоносных районов. НХ, № 2, 1949.
17. Брод И. О. и Фролов Е. Ф. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1950.
18. Буялов Н. И. Структурная и полевая геология. Гостоптехиздат, 1953.
19. Васильев В. Г. Разведка и бурение на газ и нефть в США. Гостоптехиздат, 1949.
20. Вассоевич Н. Б. О классификации естественных нефтепроявлений. Азерб. НХ, № 6 (102), 1930.
21. Вассоевич Н. Б. Волновые тектонические движения и миграция нефти. Азерб. НХ, № 4, 1951.
22. Коллектив авторов. Геохимические методы поисков нефти. Сб. статей, № 1, Нефтегазосъемки. Гостоптехиздат, 1950.

23. Геллер Е. М. О результатах газового каротажа в условиях промывки водой бурящихся скважин. НХ, № 3, 1954.
24. Гефер Г. Нефть и ее производные. Перевод с немецкого, 1908.
25. Горин В. А. О некоторых закономерностях в распределении нефти в подкирмакинской свите при боковой миграции. Азерб. НХ, № 2 и 3, 1946.
26. Грязнов Н. К. Бактериальная съемка в Шугуровском районе. Новости нефт. техн., 1947.
27. Губкин И. М. Учение о нефти. ОНТИ, 1932.
28. Губкин И. М. Тектоника юго-восточной части Кавказа в связи с нефтеносностью этой области. ОНТИ, 1934.
29. Губкин И. М. К вопросу о генезисе нефтяных месторождений Северного Кавказа. Тр. XVII сессии МГК, 1940.
30. Губкин И. М. Избранные сочинения. Том 1. Изд. АН СССР, 1950.
31. Дахнов В. Н., Рябинкин Л. А., Шнеерсон Б. Д. Геофизические методы разведки нефтяных месторождений. ГОНТИ, 1939.
32. Дахнов В. Н. Изучение тонкослоистых разрезов скважин методами промысловой геофизики. НХ, № 9, 1953.
33. Дахнов В. Н. Каротаж скважин, интерпретация каротажных диаграмм. Гостоптехиздат, 1941.
34. Дахнов В. Н. Промысловая геофизика. Гостоптехиздат, 1947.
35. Дитц О. Г., Лютц А. Ф. и Федоров Н. В. Курс геодезии. Изд. геодез. и картогр. литер. ГУГК при СНК СССР, 1940.
36. Дьяконов Д. П. Измерение естественных потенциалов в скважинах в условиях влияния блуждающих токов. НХ, № 4 и 5, 1939.
37. Добрянский А. Ф. Горючие сланцы СССР. Ленгостоптехиздат, 1947.
38. Егоров Н. Г. Исторический очерк американской нефтяной промышленности, 1877.
39. Еременко Н. А. и Максимов С. П. Исследование естественных нефтегазопроявлений. Гостоптехиздат, 1953.
40. Жабрев Д. В. Геологические предпосылки поисков газовых месторождений в Азербайджане. Азерб. НХ, № 3, 1947.
41. Жабрев Д. В., Хацкевич Н. И. Об оценке нефтеносности по гидрохимическим показателям. Азерб. НХ, № 8, 1950.
42. Жданов М. А., Карцев А. А. Нефтепромысловая геология и гидрогеология. Гостоптехиздат, 1958.
43. Жунко В. И. Горючие газы из Прибалтийских сланцев. Гостоптехиздат, 1948.
44. Задов Л. П. и Вайнбаум С. Я. Цветность пород как нефтепоисковый признак. НХ, № 8, 1952.
45. Закс С. Л. Отбор и исследование кернов на водо- и нефтенасыщенность. НХ, № 6, 1947.
46. Закс С. Л. Основы горного дела и шахтной добычи нефти. Гостоптехиздат, 1954.
47. Зерчанинов И. К. О преобразованиях структур платформенного типа в процессе их формирования и об отображении этого процесса на приуроченных к ним залежах нефти. НХ, № 12, 1953.
48. Иванчук П. К. Геологическая эффективность геофизических исследований в нефтяной промышленности. Новости нефт. техн., 1947.
49. Израелин А. Д. и Хацкевич Н. И. Опыт расчленения разреза мезозойских отложений методом полукачественного спектрального анализа. Азерб. НХ, № 2, 1954.
50. Израелин А. Д. и Хацкевич Н. И. Опыт корреляции разреза третичных отложений методом полукачественного спектрального анализа. Азерб. НХ, № 5, 1953.
51. Калицкий К. П. Геология нефти (лекции, читаемые в Ленинградском Горном Институте). Серия журн. Нефт. и сланц. хоз. Петрограф., 1921.
- 51а. Карцев А. А., Табасаранский З. А., Суббота М. И. и Могилевский Г. А. Геохимические методы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1954.
52. Кириков А. П. и Тверской П. Н. Радиоактивные геофизические методы в приложении к геологии. ОНТИ, Горгонефтеиздат, 1934.
53. Клубов В. А. О путях развития газосъемочного метода поисков нефти. НХ, № 5, 1954.
54. Коровин М. К. Геотектонический принцип и его значение для стратиграфии и геологической хронологии. Изв. АН СССР, серия геол., 3, 1950.
55. Коржев А. Новый метод документации геологического разреза скважин. Новости нефт. техн., 1947.
56. Коротков С. Т. Соображения о расстановке опорных скважин на Северном Кавказе. НХ, 2, 1949.
57. Косыгин Ю. А., Швембергер Н. А., Никитина Ю. П. О некоторых закономерностях расположения соляных куполов Южной Эмбы. БМОИП, отд. геол., т. XXII (2), 1948.
58. Ковда В. А. и Славин П. С. Почвенно-геохимические показатели нефтеносности недр. Изд. АН СССР, 1951.
59. Ковда В. А. и Славин П. С. Почвенно-генетический метод. Новости нефт. техн., 1948.
60. Комаров С. Г. Каротаж. Азнефтеиздат, 1939.
61. Козлов А. Л. и Шипелькевич В. М. Тектоническое строение по данным геофизических исследований. Сб. Совет. геол. № 4, 1945.
62. Ковалевский Ю. С. Профили компенсации и техника их построения. НХ, № 7, 1951.
63. Ковнер С. С. и Шнеерсон Б. Л. К вопросу сопоставления термического метода разведки с гравитационным и электрическим. АН СССР, т. XVII, № 1, 1945.
64. Козленко С. П. К методике разведки в Саратовском Заволжье. НХ, № 9, 1950.
65. Кремс А. Я. Вопросы формирования залежей нефти и газа. Гостоптехиздат, 1954.
66. Кремс А. Я. К вопросу о факторах, обуславливающих газоносность нефтеносных свит. НХ, № 12, 1950.
67. Кремс А. Я. Каротаж скважин и его значение для геологии. Азнефтеиздат, 1932.
68. Куликов В. И. Результаты сейсморазведки вблизи Апшеронского полуострова. НХ, № 6, 1947.
69. Куликов В. И. Опыт применения геофизических работ в Азербайджане при поисках нефтеносных структур. Изд. ЦИМТнефти, 1948.
70. Кузнецов А. В. О теоретических основах поисков нефти и газа на Русской платформе. НХ, № 9, 1952.
71. Купалов-Ярополк И. К. Газовая разведка в США. БТЭИ ЦИМТнефти, 1947.
72. Купалов-Ярополк И. К. Новые данные о Хобдинском вале. Новости нефт. техн., геология, № 12. Гостоптехиздат, 1948.
73. Куканов В. М. Гидрогеологические закономерности как фактор в установлении и изучении глубинных нефтеносных структур. Сб. Советская геология, № 4, 1945.
74. Ламакин В. В. Об изучении четвертичных движений земной коры в области Печорской равнины. ДАН СССР, т. XII, № 5, 1948.
75. Ламакин В. В. Современное поднятие земной поверхности на Средней Печоре. Изв. АН СССР, серия геол., № 4, 1945.
76. Левинсон В. Г. О методике обнаружения погребенных структур на равнинах Предкавказья. Новости нефт. техн., № 4, Гостоптехиздат, 1947.
77. Левинсон В. Г. Проблемы грязевого вулканизма и геохимическая битуминология. Сб. «Результаты исследования грязевых вулканов Крымско-Кавказской геологической провинции». Изд. АН СССР, 1939.

78. Левшунов П. А. К вопросу различия нефтеносных горизонтов от газоносных по данным газокаротажа. НХ, № 8, 1951.
79. Лепехин И. Дневные записки путешествия по разным провинциям Российского государства. Спб., ч. IV, 1805.
80. Левкин Ф. И. Бурить разведочные скважины без отбора керн. НХ, № 8, 1953.
81. Лебедев А. Г. Влияние перфорации на освоение нефонтанирующих скважин. НХ, № 11, 1953.
82. Лиллей Э. Р. Геология нефти и природного газа. Перевод с английского. ОНТИ, 1938.
83. Лобов В. А. О дальнейшем развитии газового каротажа. НХ, № 9, 1953.
84. Логачев А. А. Воздушная магнитная съемка и опыт ее применения в геолого-поисковых работах. Госгеолиздат, 1947.
85. Лукавченко П. И., Смирнов Л. П. и Федынский В. В. Гравиметрическая разведка нефтяных месторождений СССР. НХ, № 11, 1947.
86. Максимов М. И. К вопросу о залегании нефти и газа в связи с тектоникой восточной части Русской платформы. НХ, № 4, 1953.
87. Мелик-Пашаев В. С. Некоторые вопросы разработки морских месторождений нефти. Азерб. НХ, № 9, 1953.
88. Мелик-Пашаев В. С. Геологическое обоснование выбора профиля наклонно-направленных скважин. Азерб. НХ, № 3, 1950.
89. Мелик-Пашаев В. С. Зависимость газопроявлений в процессе бурения от проницаемости пластов. Азерб. НХ, № 7, 1950.
90. Мехтиев Ш. Ф. и Дигурова Т. М. О некоторых критериях для суждения об аутигенности или аллотигенности рассеянных битумов. ДАН СССР, т. ХС, № 5, 1953.
91. Мелков В. Г. и Флоровская В. Н. Опыт применения люминесцентного анализа при геологоразведочных работах на нефть. Новости нефт. тех. 1942.
92. Мирошниченко В. П. Аэрогеосъемка. Госгеолиздат, 1946.
93. Мирчинк М. Ф. Основные результаты геологоразведочных работ на нефть и газ за годы Отечественной войны. НХ, № 1, 1945.
94. Мирчинк М. Ф. Нефтепромысловая геология. Гостоптехиздат, 1946.
95. Мирчинк М. Ф., Васильев В. Г. и Высоцкий И. В. К вопросу о поисках газа и нефти в Центральных областях Советского Союза. НХ, № 9, 1949.
96. Мирчинк М. Ф. и Бакиров А. А. О геотектоническом развитии Русской платформы в связи с изучением ее нефтегазоносности. НХ, № 1, 1951.
97. Могилевский Г. А. Бактериальные методы поисков нефти и газа. Новости нефт. тех., 1947.
98. Могилевский Г. А. Микробиохимические методы поисков нефти и газа. Гостоптехиздат, 1953.
99. Нестеров Л. Я. и др. Курс электроразведки. ГОНТИ, 1938.
100. Николаев Н. И. Неотектоника (к итогам совещания по вопросам новейших движений и деформаций земной коры). МОИП, отд. геол., т. XXIII, 5, 1948.
101. Пажитнов К. А. Очерки по истории Бакинской нефтедобывающей промышленности. Гостоптехиздат, 1940.
102. Передовая: За высокую эффективность геологопоисковых и разведочных работ в соответствии с директивами XIX Съезда Коммунистической партии Советского Союза. НХ, № 12, 1952.
103. Пробст А. Е. Из истории организации в России добычи и переработки нефти. АН СССР, отд. экономики и права, № 4, 1950.
104. Пустовалов Ч. П. Петрография осадочных пород, ч. 1. Гостоптехиздат, 1940.
105. Розанов Л. Н. К методике поисков смещенных глубинных структур. НХ, № 12, 1949.
106. Рыбаков Ф. Ф. К вопросу о характере смещения платформенных структур и методе поисков структур глубоких горизонтов. НХ, № 4, 1951.
107. Рыбаков Ф. Ф. и Березина М. Д. Опыт использования данных спектрального анализа пород для корреляции геологических разрезов. НХ, № 5, 1954.
108. Ронов А. Б. Объемный метод изучения колебательных движений земной коры в применении к истории колебательных движений Европейской части СССР. Изв. АН СССР, серия геол., № 1, 1949.
109. Салаев С. Г. и Павлова В. А. О значении люминесцентно-битуминологического каротажа при разведке олигоцен-миоценовых отложений юго-восточного Кавказа. Азерб. НХ, № 3, 1954.
110. Салов Н. В. За критическую историю нефтяной техники и технологии. НХ, № 7, 1950.
111. Саркисян С. Г. Литологические особенности некоторых осадочных пород Армянской ССР как показатели их возможной нефтеносности и газоносности. НХ, № 3, 1949.
112. Саркисян Б. М. О формировании залежей нефти продуктивной толщи Апшеронского полуострова. Азерб. НХ, № 6, 1947.
113. Сборник: 25 лет Коми АССР. Изд. Обкома ВКП(б) и Совета Министров Коми АССР, 1946.
114. Сенюков В. М. Проблема нефтеносности Ленинградской области и пути ее практического разрешения. Сб. «Советская геология», № 1, 1941.
115. Сенюков В. М. Создать новые нефтяные базы вблизи промышленных центров страны. Советская геология, № 6, 1941.
116. Семина М. Д. и Флоровская В. Н. Корреляция третичных отложений Ставрополя люминесцентным методом. Разведка недр, № 3, 1950.
117. Сердобольский И. Окислительно-восстановительный потенциал почв и грунтов. Новости нефт. тех., 1948.
118. Смехов Е. М. Добыча нефти в капиталистических странах. Гостоптехиздат, 1953.
119. Соколов В. А. Прямые геохимические методы поисков нефти. Гостоптехиздат, 1947.
120. Соколов В. А. Геохимические методы поисков нефти и газа. Новости нефт. тех., 1948.
121. Соколов В. А. Газовая съемка. ГОНТИ, 1936.
122. Сорокин Л. В., Урысон В. О., Рябинкин Л. А. и Дольцкий В. А. Курс геофизических методов разведки нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, 1950.
123. Соловьев И. П., Шевченко А. В. и Шпильман Л. З. Селективный отбор грунтов в объединении «Краснодарнефть». НХ, № 8, 1953.
124. Соколов В. Л. и Климушина Л. П. Опыт геолого-структурного картирования в зоне Керенско-Чембарских поднятий. Новости нефт. тех., № 5, 1948.
125. Сухарев Г. М. Температурные условия в третичных отложениях Загеречной равнины как показатель возможной ее нефтегазоносности. НХ, № 10, 1948.
126. Сухарев Г. М. Поиски нефтяных месторождений в связи с гидрогеологическими условиями Восточного Предкавказья. Азерб. НХ, № 7—8, 1946.
127. Сухарев Г. М. О гидрогеологических условиях формирования нефтяных и газовых залежей в Терско-Дагестанской нефтеносной провинции. НХ, № 10, 1947.
128. Суббота М. И. Новая методика газокерновой съемки. Сб. работ, № 1. Геохимические методы поисков нефти. Гостоптехиздат, 1952.
129. Суббота М. И. К вопросу об изучении растворенных в воде газов при поисках нефти. Азерб. НХ, № 12, 1948.
130. Сулин В. А. Воды нефтяных месторождений в системе природных вод. Гостоптехиздат, 1946.
131. Сулин В. А. Воды нефтяных месторождений. ОНТИ, 1935.
132. Сулин В. А. Гидрогеология нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, 1948.

133. Успенская Н. Ю. Об основных типах нефтегазоносных платформенных структур. ДАН СССР, т. III, № 4, 1946.
134. Трофимук А. А. К методике разведки структур туймазинского типа в западной Башкирии. НХ, № 8, 1948.
135. Ульянов А. В. К вопросу о научных основах перспективной оценки нефтегазоносных областей. Тр. Института нефти АН СССР, том III, 1954.
136. Федоров С. Ф. и др. Нефтяные месторождения Советского Союза. ОНТИ, 1935.
137. Федоров С. Ф. Некоторые данные по вопросу формирования нефтяных месторождений и методам их поисков. Тр. Инст. нефти АН СССР, т. I, вып. 2, 1950.
138. Федоров С. Ф. и Кутуков А. И. Геологическое строение и нефтегазоносность Саратовского Поволжья. Изв. АН СССР, серия геолог., № 3, 1950.
139. Флоровская В. Н., Мелков В. Г. Люминесцентный анализ битуминозных горных пород. Новости нефт. тех., 1948.
140. Флоровская В. Н. Новый люминесцентный метод обнаружения битуминозности горных пород. ДАН СССР, том XXXI, № 4, 1941.
141. Флоровская В. Н. и Мелков В. Г. Введение в люминесцентную битуминологию. Госгеолиздат, 1946.
142. Флоровская В. Н. и Мелков В. Г. К вопросу о природе свечения нефти. НХ, № 1, 1950.
143. Флоровская В. Н. Геологическая интерпретация результатов люминесцентно-битуминологического каротажа. Разведка недр, № 1, 1953.
144. Форш Н. Н. К методике структурного анализа платформенных тектонических структур. Госоптехиздат, 1953.
145. Фурман И. Я. Геологические построения по данным бурения. Азнефтеиздат, 1948.
146. Халтурин Д. С. Перспективы поисков новых месторождений. Новости нефт. тех., геология, 1948.
147. Хагер Д. Практическая геология нефти. Перев. с англ. Серия редакции журн. НХ, 1926.
148. Хаин В. Е. Опыт общей классификации явлений смещения сводов антиклинальных поднятий. МОИП, отдел геол., т. XXVIII, вып. 3, 1953.
149. Хаин В. Е. К вопросу о геотектонических критериях прогноза нефтеносности. Азерб. НХ, № 3, 1953.
150. Храмов Н. А. Поиски и разведка озокеритовых месторождений. Госоптехиздат, 1952.
151. Чихачев С. М. О природе структур южной части Западно-Сибирской низменности. НХ, № 5, 1954.
152. Шорников Б. Я. О несоответствии структурных поверхностей карбона и мезозоя и методике подготовки площадей к промышленной разведке и разработке. НХ, № 4, 1954.
153. Юровский Ю. М., Левшунов П. А., Миркин О. Б. Газовый каротаж нефтяных скважин. Госоптехиздат, 1953.
154. Яковлев В. П. Гидродинамический анализ недр. ОНТИ, 1937.
155. Яковлев В. П. Исследование упругих колебаний жидкости в пористых пластах. НХ, № 1, 1946.
156. Яковлев В. П. Гидрологическая разведка на нефть в свете контурной кинематики. Азерб. НХ, № 12, 1948.
157. Яковлев В. П. Гидрологическая разведка нефтяных и газовых горизонтов. Госоптехиздат, 1953.
158. Якупов Г. Я. О методике крелиусного структурно-картировочного бурения. НХ, № 8, 1951.
159. Ясенев Б. П., Туркельтауб Н. М., Суббота М. И. О путях совершенствования геохимических методов поисков нефти. НХ, № 3, 1954.
160. Levorsen. Discovery thinking. Bull. A. A. Poj, vol. 27, No. 7, 1943. По реферату И. Н. Стрижова.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
От автора . . . . .	3
Предисловие . . . . .	7
<b>Глава первая. Научно-теоретические предпосылки организации и проведения геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ на новых площадях и обоснование выбора наиболее рационального направления этих работ . . . . .</b>	<b>9</b>
Главные факторы (критерии) возможного обнаружения залежей нефти и газа . . . . .	9
Цели и задачи геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ и методы их решения . . . . .	13
Геологопоисковые работы . . . . .	13
Разведочные работы (глубокое разведочное бурение) . . . . .	13
Этапы и стадии проведения геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ . . . . .	15
Существующий порядок проведения геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ на новых площадях . . . . .	19
Научно-теоретические предпосылки организации и проведения геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ на новых площадях . . . . .	21
Обоснование выбора наиболее рационального направления геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ . . . . .	25
<b>Глава вторая. Естественные проявления нефти и газа как прямые признаки залежей их в земной коре . . . . .</b>	<b>42</b>
Естественные нефтегазопроявления на земной поверхности . . . . .	43
Роль и значение естественных нефтегазопоявлений на земной поверхности . . . . .	47
Классификация естественных нефтегазопоявлений на земной поверхности . . . . .	51
Краткое описание естественных нефтегазопоявлений на земной поверхности . . . . .	55
Видимые на земной поверхности нефтегазопоявления . . . . .	55
Невидимые на глаз признаки или микропроявления нефти и газа на земной поверхности . . . . .	73
Естественные нефтегазопоявления в скважинах при бурении . . . . .	74
Проявления нефти и газа в разведочных скважинах при бурении . . . . .	75
<b>Глава третья. Косвенные признаки возможного обнаружения залежей нефти и газа . . . . .</b>	<b>80</b>
Изменение окраски пород . . . . .	80
Литолого-стратиграфические признаки . . . . .	83
Гидрогеологические признаки . . . . .	84
Гидрологические признаки . . . . .	90
Геоморфологические признаки . . . . .	92

	Стр.
<b>Глава четвертая. Современные методы геологопоисковых работ на нефть и газ</b>	96
Геологические методы исследования	98
Задачи рекогносцировочных и детальных геологосъемочных работ	98
Подготовка структур (площадей) к глубокому разведочному бурению на нефть и газ при помощи структурно-колонкового бурения	101
Установление смещения сводов структур по различным стратиграфическим горизонтам	101
Выделение опорных (маркирующих) горизонтов	113
Геофизические методы разведки	118
Цели и задачи	118
Геологическая интерпретация материалов геофизической разведки	129
Геохимические методы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений	148
Газовая съемка	151
Газокерновая и водно-газовая съемки	156
Люминесцентно-битуминологическая съемка	157
Метод окислительно-восстановительного потенциала (ОВП)	161
Почвенно-генетический или почвенно-геохимический метод	163
Микробиологический метод	165
Рациональная методика комплексного проведения геологических и геофизических исследований	169
<b>Глава пятая. Разведка глубоким бурением промышленных залежей (месторождений) нефти и газа на новых площадях</b>	180
Рациональная система размещения (заложения) глубоких разведочных скважин	182
Выбор точек для заложения разведочных скважин при поисках антиклинальных (сводовых) залежей нефти и газа	182
Выбор точек для заложения поисково-структурных разведочных скважин	186
Выбор точек для заложения разведочных скважин при поисках и разведке других типов залежей нефти и газа	189
Выбор точек для заложения опорных скважин	195
Бурение, геологическое обслуживание разведочных скважин и интерпретация полученных результатов	196
Геохимические исследования в разведочных скважинах при их бурении	203
Подготовка выявленных залежей (месторождений) нефти и газа к промышленной разработке и эксплуатации	213
<b>Глава шестая. Выбор наиболее рационального комплекса геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ применительно к конкретным условиям геологического строения исследуемых новых площадей, районов и областей</b>	218
Рациональный комплекс для отдельных площадей и районов в пределах платформенной области и предгорных прогибов	218
Рациональный комплекс для отдельных районов в пределах геосинклинальных областей	231
Заключение	238
Литература	239

*Кремс Андрей Яковлевич*  
**ПОИСКИ И РАЗВЕДКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**  
 Ведущий редактор *Л. И. Шорохова*  
 Корректор *Русецкая Е. К.*  
 Технический редактор *Ганина Л. В.*  
 Подписано к набору 15/V 1959 г.  
 Подписано к печати 29/IX 1959 г.  
 Формат 60×92<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Печ. л. 15,5.  
 Уч.-изд. л. 15,80. Т-09741.  
 Тираж 2600 экз. Зак. 1545/10. Цена 9 р. 40 к.  
 Гостоптехиздат.  
 Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.  
 Типография «Красный Печатник».  
 Ленинград, Московский проспект, 91.