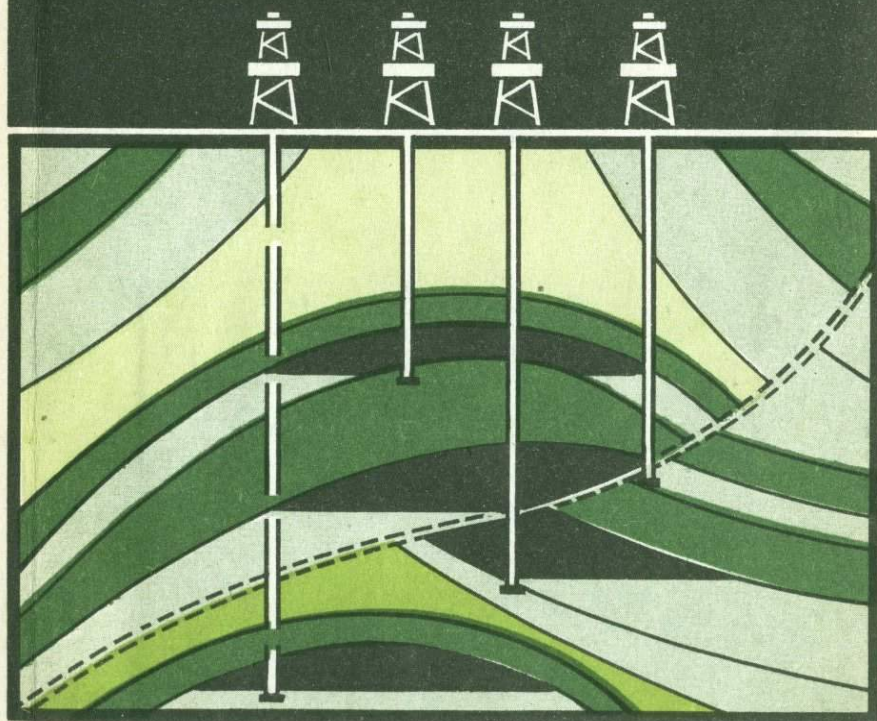


**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ
ОСНОВЫ
РАЦИОНАЛЬНОЙ
МЕТОДИКИ ПОИСКОВ
НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**



АКАДЕМИЯ НАУК СССР
МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ
И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ
ОСНОВЫ
РАЦИОНАЛЬНОЙ
МЕТОДИКИ
ПОИСКОВ
НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ

3122



ИЗДАТЕЛЬСТВО "НАУКА"
МОСКВА 1979



Авторы:

А.Г. Алексин, В.Т. Хромов, Н.В. Мелик-Пашаева, Л.П. Климушина,
И.Л. Гребнева, А.В. Томкина, И.К. Байрак, А.И. Варущенко,
С.Д. Васютинская, Т.В. Долицкая, Т.В. Хорошилова, Г.Ф. Колобова,
Л.М. Гарнецкая.

Геологические основы рациональной методики поисков нефтяных месторождений.
М: Наука, 1979.

В книге для ряда типовых геологических ситуаций рассмотрены все стадии поискового этапа от региональных исследований и подготовки площадей до поискового бурения. Геологические условия солянокупольных областей древних платформ изучены на примере Прикаспийской впадины; в качестве модели для молодых платформ послужили Западно-Сибирский и Предкавказский регионы. Условия передовых прогибов рассмотрены на материалах Западно-Кубанского и Терско-Каспийского прогибов. Показано существенное влияние на методику поисково-разведочных работ специфических особенностей данных геологических ситуаций. Учет этих особенностей совместно с детальным анализом проведенных геолого-поисковых исследований позволил разработать конкретные рекомендации методического характера для всех рассматриваемых стадий поискового этапа в каждом регионе. Рекомендации касаются этапности, методики ведения отдельных видов работ, рационального комплексирования и последовательности их применения.

Книга предназначена для геологов-нефтяников.

Табл. 1; ил. 17; библиограф. 36 назв.

Ответственный редактор

А.Н. ШАРДАНОВ

Успехи поисково-разведочных работ в СССР обеспечили создание сырьевой базы нефтяной промышленности. Масштабы и эффективность нефтегазопроисковых работ должны соответствовать быстро растущим ее требованиям. Причинами, затрудняющими достижение этой задачи, являются:

1. Усложнение геологических условий поисков и разведки новых месторождений. Это связано с необходимостью проведения во все возрастающем объеме поисков залежей на значительных глубинах (свыше 4–5 тыс. м), изучения нижних структурных этажей осадочного чехла под мощными соленосными толщами и в условиях несовпадения структурных планов, поисков месторождений и залежей, контролируемых зонами регионального выклинивания и стратиграфического несогласия коллекторских толщ, выхода в новые неосвоенные районы территории страны и шельфов окружающих морей.

2. Стабилизация объемов поисково-разведочного бурения.

3. Несовершенство методов (особенно геофизических) подготовки площадей к поисковому бурению в новых геологических условиях, в результате чего качество подготовки структур ухудшилось и фонд их значительно сократился, а в ряде районов практически исчерпан.

4. Недостаточное научное обоснование отдельных поисковых направлений и зачастую отсутствие увязки с их прогнозной оценкой.

Для ряда районов несвоевременное проведение региональных геолого-геофизических исследований, что приводит к запаздыванию определения новых перспективных направлений и концентрации на них поисково-разведочных работ.

5. Трудности, связанные с переводом геолого-поисковых работ на новую, более совершенную технику, предназначенную для применения в сложных геологических условиях.

Многие из этих причин прямо или косвенно связаны с несовершенством методов, комплексирования их, последовательности применения и общей стадийности работ. Поэтому повышение эффективности поисково-разведочных работ во многом зависит от совершенствования методики всего геологоразведочного процесса. Важное значение при этом имеет типизация объектов (геологических ситуаций), особенности которых определяют методику работ на всех стадиях данного процесса. Это справедливо как для осадочных бассейнов в целом, так и для отдельных зон нефтегазонакопления, а также (в той или иной ме-

ре) для локальных объектов разного типа. Отсюда вытекает важное теоретическое и практическое значение разработки геологических основ рациональной методики применительно к нефтегазоносным бассейнам, расположенным в различных геотектонических зонах земной коры.

В работе главнейшие геотектонические зоны рассмотрены на ряде примеров. Так, древние платформы представлены на примере Прикаспийской впадины, примерами молодых платформ послужили Западная Сибирь, Предкавказье, из краевых прогибов рассмотрены Западно-Кубанский и Терско-Каспийский. Все эти регионы принадлежат к различным типам нефтегазоносных бассейнов или их частям. С методической точки зрения примеры выбраны так, чтобы охарактеризовать различный уровень достигнутой эффективности поисковых работ, как известно, являющейся функцией общей разведанности территорий и соответственно длительности и темпов проводимых геологоразведочных работ. Геологические ситуации названных территорий при различной их разведанности послужили моделями для выявления основных факторов, определяющих общую методику поисков.

В то же время по каждому региону даны конкретные рекомендации по методике поисков на основных направлениях.

В работе приняты следующие сокращения:

- МТЗ — метод магнитотеллурического зондирования
- МТТ — метод теллурических токов
- МПВ — метод преломленных волн
- МОВ — метод отраженных волн
- ТЗ — точечное зондирование
- МГСЗ — метод глубинного сейсмического зондирования
- МОГТ — метод общей глубинной точки
- МТП — метод магнитотеллурического профилирования
- ВЭЗ — вертикальное электрическое зондирование
- ДЭЗ — дипольное электрическое зондирование
- НСП — непрерывное сейсмическое профилирование
- ВСП — вертикальное сейсмическое профилирование
- АК — акустический каротаж
- МРНП — метод регулируемо-направленного приема
- МПОВ — метод проходящих обменных волн
- МОГ — метод обращенного годографа
- СК — сейсмокаротаж
- ОНП — однократное непрерывное профилирование
- СПФ — способ плоского фронта
- ПМЗ — промежуточная магнитная запись
- КМПП — корреляционный метод прямых поисков
- ЗСП — зондирование становлением поля
- ЭРО — эллиптическая развертка отражений
- КМТП — комбинированный метод теллурического профилирования
- ЗСМ — зондирование становлением магнитного поля

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ БАССЕЙНОВ И ОБЛАСТЕЙ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Прикаспийская впадина. Рассматриваемая впадина является частью Северо-Каспийского нефтегазоносного бассейна, входящего в группу южных окраинных бассейнов Русской платформы¹.

В тектоническом отношении это крупная отрицательная структура, осложняющая юго-восточный угол платформы — экзогональная впадина [Журавлев, 1972]. Кристаллический фундамент впадины на северо-западе и в центре — архейско-протерозойский, на юго-востоке предположительно позднепротерозойский (рифейский). Поверхность фундамента расчленена тектоническими нарушениями на ряд блоков, ступенчато погружающихся от бортов к центру от 5—7 до 20—25 км. По глубинам залегания в пределах впадины выделяются три геотектонические области: бортовая, зона склона и центральная депрессия. Бортовой уступ в рельефе фундамента фиксируется серией глубинных нарушений. На западе и севере — это Волгоградский, Жадовский и Илекский разломы, совпадающие с гравитационной ступенью; на востоке — Сакмаро-Коклектинский разлом, на юге — Култукский разлом и юго-восточное подземное продолжение главного надвига Донбасса. Зона склона на западе и севере представляет собой довольно крутую моноклиаль с глубиной залегания от 6 до 12 км. На юго-западе выделяется крупный Астраханский свод. На восточной окраине впадины прослеживается зона перикратонного опускания, ограниченная с внутренней стороны системой выступов и сводов фундамента: Имбекский, Жаркамышский, Утыбайский и другие [Иванов Ю.А. и др., 1977].

Осадочный чехол впадины характеризуется значительными мощностями (свыше 20 км) и сложностью строения, обусловленной прежде всего наличием в разрезе соленосной толщи. В осадочном чехле выделяются подсолевой, солянокупольный и покровный структурные этажи.

Подсолевой структурный этаж сложен типично платформенными морскими и прибрежно-морскими образованиями, общая мощность которых колеблется от 1,5 км в прибортовых частях до 10 км и более в центре впадины. Вскрыты эти отложения лишь в бортовой зоне, поэтому в настоящее время существуют различные представления об их составе и стратиграфическом объеме. Самые древние — верхнепротерозойские и нижнепалеозойские отложения, известные в

¹ Отнесение регионов к нефтегазоносным бассейнам проведено по классификации И.О. Брода и И.В. Высоцкого [Нефтегазоносные..., 1965].

районах обрамления, представлены морскими, преимущественно терригенными осадками (рифей—венд Пачелмского прогиба, ордовик—силур Соль-Илецкого свода и силур восточного склона Кудиновско-Волгоградской зоны поднятий). В пределах Прикаспийской впадины присутствие этих отложений можно предположить исходя из общей палеогеографической обстановки. Разрез платформенного чехла впадины обычно начинается отложениями девона. В толще палеозойских подсолевых образований в пределах бортовых зон, по данным сейсморазведки, регионально прослежено несколько отражающих горизонтов: P_3 — условно поверхность терригенного девона, P_2 — поверхность в верхах среднего карбона (кровля терригенных верейских отложений на северо-западном борте), P_1 — кровля подсолевых отложений. Пластовые скорости ($v_{пл}$) между этими горизонтами значительно изменяются по площади. Так, на западном борту они составляют 5000—6000 м/с. Аналогичные значения установлены на Щучкинско-Западно-Тепловском профиле, где $v_{пл}$ между P_1 и P_3 вблизи бортового уступа равны 6000 м/с, а южнее (15—20 км) — 5000 м/с. На востоке впадины эти значения изменяются от 4000 до 5900 м/с. [Неволин Н.В. и др., 1977 г.]. Наличие этих реперов и определенная аналогия с районами обрамления позволяют условно выделить в составе подсолевого этажа три структурных подэтажа.

Первый структурный подэтаж (средне-верхнедевонский) в пределах северо-западной бортовой зоны представлен прибрежно-морскими, преимущественно терригенными отложениями с маломощными прослоями известняков. В направлении к центру впадины наблюдается уменьшение в разрезе песчаных пород и появление темноцветных карбонатно-аргиллитовых разностей. Стратиграфические объемы подэтажа характеризуются сложными соотношениями, что связано как с особенностями древнего рельефа, так и с интенсивными движениями во французское время. В центральной части впадины анализ волнового поля между горизонтами Φ и P_3 свидетельствует о преимущественно терригенном составе отложений. Структурная поверхность подэтажа (отражающий горизонт P_3) в пределах северной и западной бортовых зон представляет собой моноклинал, наклоненную к центру впадины и осложненную локальными поднятиями, амплитудой до 200 м. В зоне гравитационной ступени выделяется пологий уступ, иногда сопровождаемый сбросами, амплитудой 0,3—0,5 км.

В восточной части впадины наблюдается обратное падение горизонта P_3 к краевым швам платформы. Пониженная прибортовая зона, около 10 км в поперечнике, протягивается с севера до широты структуры Кенкияк. Тектонические нарушения, намечаемые по данным сейсморазведки (зоны потери корреляции), имеют различную ориентировку, амплитуды их достигают 200—400 м. Поверхность горизонта P_3 осложнена многочисленными брахиантиклиналями и структурными носами, в простирании которых не устанавливается четкой закономерности. Как правило, размеры поднятий крупные, очертания неправильные. Амплитуды поднятий колеблются от 120 до 720 м. Структурный план горизонта P_3 в основном повторяет структурный план фундамента, что свидетельствует о преимущественном формировании этого

подэтажа в результате собственно платформенных тектонических напряжений — движений блоков фундамента Восточно-Европейской платформы.

Перспективы нефтегазоносности подэтажа оцениваются достаточно высоко, так как к отложениям терригенного девона приурочены основные нефтеносные горизонты районов обрамления. Но в Прикаспийской впадине эти горизонты представляют интерес лишь во внешней бортовой зоне, где залегают на технически доступных глубинах. В настоящее время промышленная нефтегазоносность установлена на Западно-Ровенской и Краснокутской площадях. В этой зоне возможно открытие не только структурных, но и литолого-стратиграфических залежей, связанных с выклиниванием или срезанием пластов на склонах поднятий фундамента.

Второй структурный подэтаж (среднефранско-верейский) объединяет отложения между отражающими горизонтами P_3 и P_2 , в разрезе которых можно выделить четыре литолого-стратиграфических комплекса, соответствующих определенным этапам развития впадины.

1. Среднефранско-турнейский комплекс — мелководно-морские карбонатные осадки, мощность которых изменяется от 1000 (внешняя бортовая зона) до 200 м (зона бортового уступа) в основном за счет выпадения отдельных горизонтов девонской части разреза.

2. Нижневизейский комплекс включает терригенную прибрежно-морскую субугленосную формацию мощностью от 25 м на северо-востоке до 100 м на северо-западе впадины.

3. Нижне-среднекаменноугольный комплекс сложен карбонатной мелководно-морской формацией мощностью от 330 м на севере бортовой зоны до 850 м в более южных районах; во внутренней же части впадины фиксируется резкое сокращение мощности формации до 10 м. На Астраханском своде вскрыты темные битуминозные известняки. На востоке впадины наблюдается значительное увеличение терригенных прослоев в направлении к краевым швам платформы.

4. Верхнебашкирско-верейский комплекс представлен субугленосной терригенной прибрежно-морской формацией, мощность которой изменяется от 100–150 (северо-западное обрамление) до 700–1000 м (внутренняя бортовая зона); на северо-востоке мощность формации 25–50 м.

Общие мощности отложений подэтажа довольно хорошо выдержаны по площади: в пределах северо-западной бортовой зоны увеличиваются к центру от 1,2 до 1,7 км; на востоке, напротив, возрастают к краевым швам от 2,0 до 2,5 км.

Характеризуя в целом литолого-фациальный состав рассматриваемого структурного подэтажа северо-западной бортовой зоны, следует отметить два главных момента: 1 — при общей выдержанности суммарных мощностей увеличение роли терригенных пород в направлении к центру впадины; 2 — изменение в этом же направлении фациальных условий осадконакопления в сторону их глубоководности. Для восточного района впадины отмечается обратная закономерность: значительное уменьшение терригенной "составляющей" в направлении от борта к центру.

Современный структурный план территории по горизонту P_2 (кровля рассмотренного подэтажа) в целом наследует структуру более глубокого горизонта, но в значительно сглаженном виде. Для локальных структур характерно уменьшение амплитуд до 100–300 м.

Перспективы нефтегазоносности подэтажа связаны с бортовыми зонами впадины, где открыто Антиповское месторождение, выявлена стратиграфическая залежь на Марьевской площади, получены промышленные притоки на Западно-Ровенской площади. В нижнебашкирских известняках внутренней бортовой зоны открыто газовое Лободинское месторождение; в пределах Астраханского свода — газоконденсатные Аксарайское и Воложковское месторождения. На юго-востоке промышленные притоки получены из отложений среднего-верхнего карбона на Тортайской площади. Наибольший интерес представляют зоны повышенных мощностей, протягивающиеся на северо-западе параллельно борту, выяснение природы и трассирование которых является одной из задач региональных исследований.

Третий структурный подэтаж (каширско-артинский) включает надверейские подсолевые отложения, заключенные между отражающими горизонтами P_2 и P_1 .

На западе, северо-западе и севере внешней бортовой зоны впадины они представлены в сульфатно-карбонатной мелководно-морской формации мощностью 800–1000 м. Наличие рифовых фаций доказано на Сарпинско-Тингутинском, Карпенском и Западно-Тепловском пересечениях.

Во внутренней бортовой зоне появляются глинисто-карбонатные образования незначительной мощности — 25–50 м. Резкое сокращение мощностей отражается в крутом погружении горизонта P_1 , постепенно сливающегося с горизонтом P_2 ("карбонатный клин"). На Астраханском своде вскрыты аналогичные глинисто-карбонатные образования мощностью 100–150 м.

Структурный план западных и северных районов впадины по горизонту P_1 представляет собой моноклираль, обращенную к центру впадины и круто падающую в зоне борта. Ниже борта поверхность несколько выполаживается и сливается с горизонтом P_2 . Моноклираль осложнена структурными носами, террасами и крупными поднятиями.

С нижнепермскими отложениями связано Оренбургское месторождение во внешней зоне, а также ряд мелких газовых месторождений: Лиманское, Нариманское, Краснокутское, Мокроусовское, Карпенское и др.

На востоке впадины отложения подэтажа представлены терригенной мелководно-морской формацией с появлением грубообломочного материала в зоне борта. Мощности отложений значительно увеличиваются к краевому шву впадины от 0,2 до 2,5 км. Изменение мощностей происходит как в результате сокращения разреза, так и вследствие полного выпадения отдельных горизонтов. В современном структурном плане по горизонту P_1 на востоке впадины прослеживается четкая моноклираль, наклоненная к центру впадины (глубина от 2 до 7 км). На фоне моноклинали фиксируется флексурный перегиб амплитудой

200–600 м, ориентированный в субмеридиональном направлении, параллельно борту впадины. Центральная часть впадины представляет собой относительно плоскую поверхность с отметками –9 – –11 км, разбитую серией нарушений на отдельные блоки.

В соотношении структурных планов горизонта P_1 с залегающими ниже отмечается их общее несоответствие. Если строение территории по глубоким горизонтам подчинено в основном "типично платформенным" направлениям тектонических линий, то структурный план по горизонту P_1 на востоке впадины характеризуется четким преобладанием субмеридиональных (уральских) тектонических простираний. Для локальных структур района типично уменьшение контрастности и размеров вверх по разрезу, а также некоторые смещения в плане. Значительные перспективы нефтегазоносности подсоловых отложений на востоке впадины подтверждены открытием Кенкиякского и Каратюбинского нефтяных месторождений, многочисленными нефтегазопроявлениями по всем горизонтам нижней перми (площади Кумсай, Остансук, Курсай). Здесь возможны открытия месторождений, приуроченных к высокоамплитудным структурам. Однако в настоящее время не выявлены региональные зоны нефтегазонакопления.

Солянокупольный структурный этаж подразделяется на три подэтажа: солевой, нижний надсолевой и верхний надсолевой.

Солевой подэтаж представлен мощной соленосной формацией кунгурского возраста: каменная соль с прослоями ангидритов, доломитов, калийных солей и терригенных пород. В разрезах соленосной толщи выделяются снизу вверх три пачки: нижняя сульфатно-терригенная (300–500 м), галогенная (до 3000 м) и верхняя сульфатно-терригенная (до 600 м). Во внутренних районах впадины основная роль принадлежит каменной соли. Характер изменения мощностей нижней сульфатно-терригенной пачки заслуживает особого внимания, так как ее кровля является достаточно интенсивным отражающим горизонтом S и при интерпретации сейсмических данных часто принимается за первый подсоловой горизонт (P_1). Кроме того, нижняя терригенная пачка интересна еще и тем, что к проницаемым прослоям доломитов приурочены газовые залежи (Карпенская, Западно-Тепловская, Ждановская). Рассматриваемая формация на востоке впадины залегаёт несогласно на нижних структурных этажах, срезая подсоловые горизонты от артинских до каменноугольных отложений. В западном направлении стратиграфический диапазон несогласия последовательно уменьшается. Возрастные границы соленосной формации, вероятно, скользящие. Современные мощности формации, искаженные соляной тектоникой, колеблются от 10 км в соляных штоках до полного отсутствия в межкупольных мульдах. Первичная мощность пластовой соли изменялась от 1 км по окраинам до 4 км во внутренних районах впадины [Журавлев, 1972]; $v_{пл}$ сейсмических волн соленосного комплекса равны 4500–4600 м/с.

Современный структурный план поверхности соли определяется широким развитием соляных куполов (более 1300), разделенных мульдами и впадинами, в которых отметки залегания кровли достигают

–8 – –10 км. На глубине все соляные купола связаны солевыми пере-
мычками в систему гряд, ориентировка которых в прибортовых райо-
нах параллельна борту; в западной части наблюдаются северо-западные
и северо-восточные, а на востоке впадины — субмеридиональные нап-
равления. Довольно строгие линейность и ориентировка соляных гряд,
по-видимому, обусловлены структурой подсолевого ложа.

Нижний надсолевой подэтаж (верхнепермско-триасовый) сложен в
основании красноцветной терригенной формацией верхней перми, мо-
лассовой — в Актюбинском Приуралье и молассовидной — во внутрен-
них районах впадины. Залегающие выше отложения триаса представлены
пестроцветной полифациальной терригенной формацией; в западной
части среднетриасовую толщу слагает морская сероцветная терригенно-
карбонатная субформация. Верхнепермско-триасовый структурный
подэтаж характеризуется $v_{пл} = 3000–3500$ м/с. В толще рассматривае-
мых отложений выделяется ряд отражающих горизонтов, наиболее
выдержанными из которых являются: V — кровля пермско-триасовых
отложений; K — кровля известняков триаса; D — подошва триасовых
образований. На северо-востоке наиболее уверенно выделяется горизонт
P–T. Мощность подэтажа достигает 4–5 км, что составляет около по-
ловины мощности всего надсолевого разреза. Резкое региональное
увеличение мощности этажа происходит сразу за бортовым уступом
и прослеживается параллельно ему, градиент мощности составляет
50–100 м/пог. км. Локальное распределение мощностей обусловлено
развитием солянокупольного тектогенеза. На сводах большинства купо-
лов верхнепермско-триасовые отложения прорваны соляными штоками,
а в межкупольных мульдах мощность их превышает 5 км. В ряде мульд,
где соль выжата, верхнепермско-триасовые отложения залегают на под-
солевых.

Нефтегазоносность подэтажа связана с продуктивными горизонта-
ми нижнего и среднего триаса, к которым приурочены многочислен-
ные месторождения: Бугринское, Шаджинское и другие — на юго-западе;
Куриловское — на севере; Прорва, Буранкуль, Сагиз и другие — на
юго-востоке. Перспективы нефтегазоносности связываются с межкуполь-
ными мульдами и погребенными поднятиями, приуроченными к регио-
нальным зонам высокого градиента мощности.

Верхний надсолевой структурный подэтаж (юрско-палеогеновый),
сложенный морскими, мелководно-морскими, реже — континенталь-
ными терригенно-карбонатными отложениями, отделен от подстилающих
региональным несогласием. В породах этого подэтажа $v_{пл}$ от 2200 до
3000 м/с. С рассматриваемой толщей связывается шесть опорных
отражающих горизонтов: I — кровля отложений верхнего мела, II —
кровля пород нижнего мела, IIa — отложения апта, III — подошва от-
ложений нижнего мела, IIIa — верхнеюрские отложения, IV — подош-
ва отложений средней юры.

Мощность юрско-палеогеновых отложений достигает в центре впа-
дины 3,5 км. Региональное увеличение мощностей различных форма-
ций в западной части впадины происходит, подобно верхнепермско-
триасовым, в зонах высокого градиента мощностей этих формаций,

протягивающихся параллельно борту и последовательно смещающихся во времени от бортов во внутренние районы впадины.

Промышленная нефтегазоносность этажа связана с верхнеюрскими, аптскими и альбскими отложениями. Имеющиеся данные по нефтегазоносности свидетельствуют о наличии довольно четкой связи с зонами высокого градиента мощности (западная часть впадины). Поэтому выявление и трассирование структур II порядка является основной задачей изучения надсолевого комплекса Прикаспийской впадины.

Покровный этаж (плиоценово-четвертичный) охватывает полифациальную песчано-глинистую формацию мощностью порядка 700 м в центре впадины. Здесь обнаружены непромышленные залежи газа и отмечены нефтегазопроявления в верхнеплиоценовых отложениях.

Как следует из вышеприведенного обзора, Прикаспийская впадина характеризуется сложным тектоническим строением, обусловленным наличием нескольких структурных этажей, несоответствием структурных планов по различным горизонтам, развитием интенсивного диапиризма и др. Трудности изучения этого региона связаны также с его огромной площадью, значительными мощностями осадочного чехла и большими глубинами залегания нижних структурных этажей. Поэтому изученность впадины в настоящее время остается недостаточной и многие вопросы геологического строения трактуются неоднозначно.

Западная Сибирь. Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн приурочен к внутренней части крупнейшей по размерам мегавпадины, ограниченной с запада, юга и юго-востока горными сооружениями герцинского, каледонского и байкальского возраста (Урал, Саяно-Алтай, Енисейский кряж). Герцинский орогенез, замкнувший Уральскую геосинклиналь, оформил современный жесткий, гетерогенный по составу и возрасту фундамент бассейна, включающий значительные площади древних срединных массивов с плащобразным залеганием пород палеозоя. В период альпийского орогенеза в Западно-Сибирском бассейне преобладали тектонические движения разрывного характера, создавшие типично блоковую структуру фундамента.

В строении Западно-Сибирского бассейна выделяют три структурных этажа.

Первый структурный этаж, или собственно складчатый фундамент [Маркевич, Афанасьев, 1972], включает сложный комплекс палеозойских и более древних образований, представленных метаморфизованными литифицированными терригенно-карбонатными породами морского генезиса, насыщенными разнообразными интрузиями. Образование фундамента глубоко эродированы, по ним повсеместно развита кора выветривания. Состав и внутренняя структура этого этажа в настоящее время недостаточно изучены. Поверхность палеозойских отложений является во многих районах благоприятной для образования отраженных волн (горизонт А).

Перспективы нефтегазоносности этих отложений связываются в основном с приповерхностными зонами выветривания на структурно-эрозионных останцах рельефа. В Приуральской части в этих отложениях

открыты многочисленные залежи нефти и газа (Даниловское, Молодежное, Березовское и др.), большая часть которых связана в единую гидродинамическую систему с залежами в вышележащих юрских отложениях. Считается, что и своим происхождением они обязаны перетоку углеводородов из мезозойских комплексов. Это снижает перспективы поисков в отложениях первого этажа. Однако условия залегания нефти на Даниловском месторождении ниже поверхности фундамента на 50—35 м, а также наличие в нефтях и конденсатах значительных количеств микрофоссилий древнего палеозоя (Похромское, Каменное, Верхнетарское и другие месторождения) указывают на то, что отложения первого структурного этажа можно рассматривать как самостоятельный нефтесодержащий комплекс в районах распространения срединных массивов [Медведев, Климушина, 1976].

Второй структурный этаж сложен палеозойскими и нижнемезозойскими осадочно-вулканогенными породами, прерывисто залегающими на складчатом фундаменте. Вопрос о стратиграфическом объеме этажа до сих пор остается дискуссионным. Так, некоторые исследователи (Н.Н. Ростовцев, И.И. Нестеров и др.) состав этажа ограничивают рамками пермско-триасовых (возможно, нижнеюрских) отложений туринской и челябинской серий; другие (А.Л. Яншин, В.Г. Васильев и др.) эти же образования относят к нижнему подэтажу платформенного чехла. В областях с догерцинским складчатым фундаментом (юго-восточная часть бассейна) второй структурный этаж охватывает отложения нижнего и среднего палеозоя, представленные платформенными морскими карбонатными и терригенно-карбонатными формациями, мощность которых превышает 2—3 км.

В толще палеозойских отложений прослеживаются отражающие горизонты K_1 и K_2 (Широтное Приобье и Шаимский район), для которых характерны большие (по сравнению с вышележащими мезозойскими отложениями) углы наклона, а также наличие разломов и выклиниваний. Среднее значение $v_{пл}$ этих отложений равно 5—6,2 км/с.

На герцинском фундаменте рассматриваемый этаж слагают пермско-триасовые эффузивно-терригенные мелководно-морские и континентальные образования, прорванные дайками, мелкими интрузиями и покровами трапповой формации общей мощностью до 3 км. В южной половине бассейна эти отложения распространены в узких грабенообразных впадинах типа Челябинской или выполняют неровности палеозойского рельефа.

Выделяются два типа разрезов: омско-тюменский, распространенный на юге и западе района и представленный в основном глинистыми породами с покровами эффузивов, и ажарминский, распространенный на юго-востоке и сложенный песчаными породами, очень слабо литифицированными с покровами эффузивов. В Северной области фиксируется сплошное развитие пермско-триасовых отложений значительной мощности, по данным МТЗ — порядка 3 км. Точные данные об их составе отсутствуют, предполагается терригенный, в основном глинистый характер. С горизонтами второго структурного этажа связываются отраженные волны групп T_1, T_2, T_3, T_4 . Горизонты T_2, T_3, T_4

отождествляются с границами внутри отложений челябинской серии и прослежены в последнее время главным образом в северных районах Западной Сибири. В отложениях челябинской серии $v_{пл} = 4000-4500$ м/с.

Значительные перспективы нефтеносности связываются с карбонатными палеозойскими отложениями, особенно в рифовых фациях, развитие которых установлено вдоль восточного борта Колтогорского прогиба. К южному окончанию полосы рифовых массивов приурочено Малоичское месторождение нефти. Промышленные притоки нефти и газа из пород силура и девона получены в юго-восточной части бассейна на ряде площадей (месторождения Верхнетарское, Медведевское, Фестивальное и др.). Основные перспективы нефтеносности триасовых отложений связываются с Северной областью бассейна.

Третий структурный этаж, включающий отложения от среднеплейстоценовых до четвертичных, залегает несогласно на образованиях фундамента или нижележащих этажей. Сложен он в основном терригенными, континентальными и мелководно-морскими отложениями мощностью от 1 до 8 км. Литологический состав отложений по всему разрезу довольно однообразный: глины, аргиллиты, алевролиты, песчаники. В направлении к бортовым районам наблюдается увеличение песчаности разреза. Отложения третьего структурного этажа характеризуются постепенным нарастанием $v_{пл}$ с глубиной от 2200 до 4000–4500 м/с. С рассматриваемой толщей связывается до 10 отражающих горизонтов, основными из которых являются: С — кровля сена, Г — кровля сеномана, М — кровля нижеалымской подсвиты апта в Приобье, покурская свита на севере, Б отождествляется с баженовской свитой волжского яруса (в Шаимском районе — с кровлей тутлейской свиты) и по всей территории Западной Сибири является наиболее динамически выраженной и надежной границей.

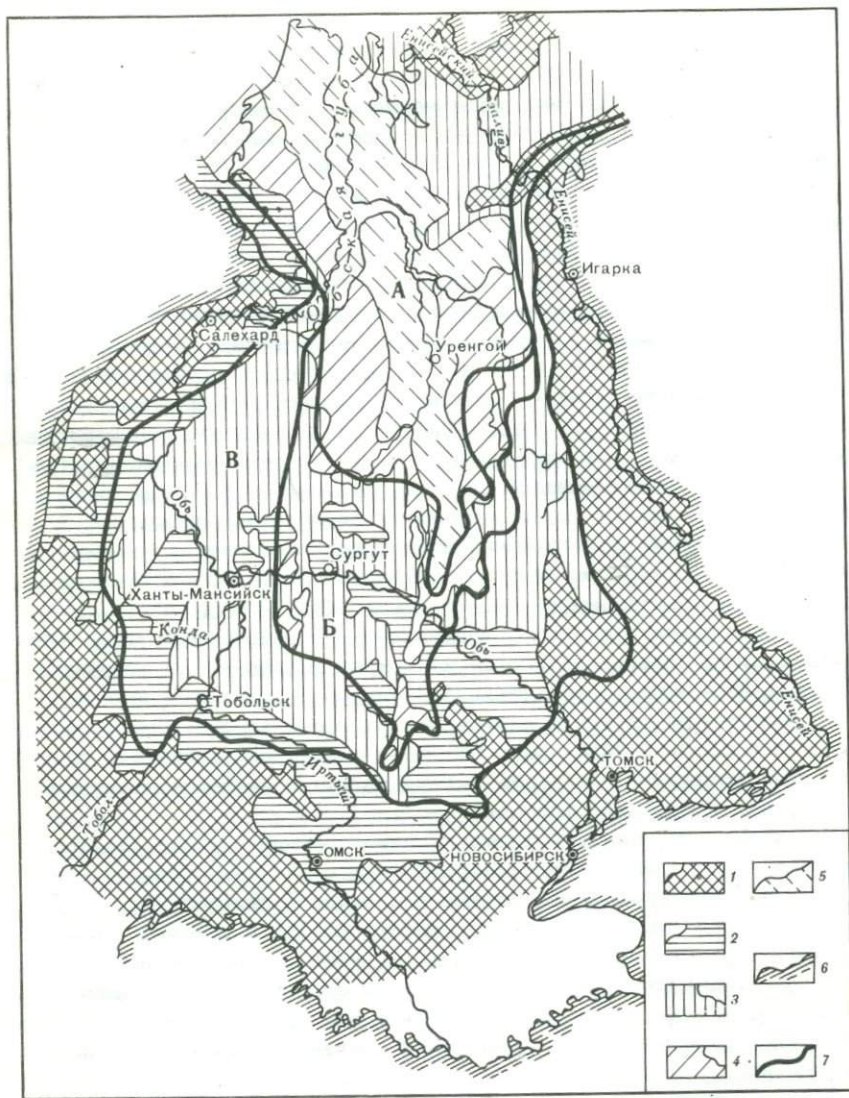
По изменению мощностей мезозойско-кайнозойских отложений в Западно-Сибирском бассейне выделяются три области, ограниченные узкими зонами повышенных градиентов мощностей (рис. 1).

1. Краевая область несплошного распространения континентальных угленосных юрских отложений, резко изменчивых в мощности (от 0 до 2200 м) и развитых в многочисленных локальных грабенах и неровностях доюрского рельефа; мелководно-морских, разнофациальных маломощных верхнеюрских и меловых отложений со следами перерывов в осадко-накоплении.

2. Центральная область сплошного распространения континентальных ниже-среднеюрских, морских верхнеюрских и меловых отложений, устойчивых в мощностях и фациях. Она приурочена к внутренней части бассейна южнее широты Северных Увалов. Мощность отложений верхнего структурного этажа колеблется от 2200 до 3500 м.

По современным данным, поверхность юрских отложений Центральной области наклонена на север неравномерно и образует две субширотные ступени: Обь-Иртышскую на глубине 2,2–3,5 км и Среднеобскую на глубине 3,5–4,5 км.

3. Северная область распространения в основном морских юрских и меловых образований (часто мелководных) повышенной мощности.



Р и с. 1. Схема нефтегеологического районирования Западно-Сибирского бассейна по типам залежей, совмещенная со схемой районирования (по А. П. Соколовскому) по истории развития локальных структур.

А — Северная область газового накопления. Массивные залежи в сеноманском и пластово-сводовые газоконденсатные в нижне-неокомском комплексах. **Б** — Центральная область нефтегазоаккумуляции. Пластово-сводовые залежи в неокомском и литолого-стратиграфические в неоком-юрском комплексах. **В** — Краевая область нефтегазового накопления. Мелкие пластово-сводовые и литолого-стратиграфические залежи с различными экранами в юрском комплексе. Области, в пределах которых структурный план поверхности заводоуковской серии сформировался в основном (55–60%): 1 — к концу валанжина, 2 — к концу неокома, 3 — к концу сеномана, 4 — в послевержнемеловое время, 5 — в послеолигоценное время; границы: 6 — палеозойского обрамления, 7 — областей

(4–7,5 км), подстилаемых отложениями второго (пермско-триасового) структурного этажа. К настоящему времени западная, восточная и южная границы Северной области откартированы методом МТЗ и подтверждены другими геофизическими методами. Северная граница области не установлена, но по сейсмическим материалам в районе Ямбурга наблюдается подъем доюрских отложений, резкое несовпадение структурных планов (Тамбейская структура) и сокращение всего разреза верхнего структурного этажа.

В Западно-Сибирском бассейне основные структуры I и II порядка являются "сквозными" и прослеживаются по всей толще платформенного чехла, значительно выходящая в верхней части разреза. Так, амплитуды поднятий Шаимского вала, Сургутского и Нижневартовского сводов по кровле меловых отложений по сравнению с юрскими уменьшаются более чем в 2–2,5 раза. Анализ изменения мощностей и фаций мезозойско-кайнозойских отложений в пределах бассейна в плане обнаруживает симметричный характер увеличения мощностей относительно осевой части и, напротив, асимметричную картину развития фаций с четким смещением глинистых фаций к западу, почти вплотную к Уральскому обрамлению. Это пространственное несоответствие изменения мощностей и фаций отражает различные тектонические режимы в пределах платформы и ее обрамления, определяющие размещение зон нефтегазонакопления.

Зоны нефтегазонакопления приурочены ко всем трем основным областям бассейна, но значительно разнятся по объему и составу углеводородов.

Промышленная нефтегазонасыщенность связана с юрским, неокомским и альб-сеноманским комплексами пород. Отмечаются также отдельные приходы нефти из приповерхностных триасовых и палеозойских отложений. Доказанный интервал нефтегазонасыщенности юрско-меловых отложений превышает 4000 м (от 600 до 4600 м).

В Северной области распространены высокоамплитудные локальные структуры линейного простирания, содержащие газовые залежи в сеноманском продуктивном комплексе.

В Центральной области распространены крупные, средние и мелкие по размерам и амплитуде локальные структуры с различной выраженностью по горизонтам чехла. Основные нефтяные залежи связаны с неокомским продуктивным комплексом и приурочены как к резким линейным структурам II порядка, осложняющим Сургутский и Нижневартовский своды (Пимский вал с Усть-Балыкским, Мамонтовским и другими месторождениями), так и к изометричным, типично сводовым структурам (Самотлорская).

В Краевой области мелкие нефтяные и газовые месторождения, принадлежащие юрскому комплексу, приурочены к структурам III порядка на внутренних бортах антеклиз, четко выраженным только по нижним горизонтам мезозоя.

Предкавказье. Рассматриваемая территория вместе с окаймляющими ее с юга альпийскими краевыми Западно-Кубанским и Терско-Каспийским прогибами входит в состав Азово-Кубанского и Среднекаспийского

нефтегазоносных бассейнов, относящихся к группе Предкавказско-Копетдагских бассейнов.

В настоящее время в пределах изучаемой территории выделяются семь нефтегазоносных областей [Юдин, 1977], в скобках указаны продуктивные отложения: 1 — Азово-Кубанская с районами Ейско-Березанским (нижнемеловые) и Восточно-Кубанским (нижнемеловые, юрские, сарматские и палеоцен-эоценовые); 2 — Ставропольская с районами Северо-Ставропольским (хадумские, майкопские, плиоценовые и нижнемеловые) и Южно-Ставропольским (палеоцен-эоценовые); 3 — Терско-Кумская с районами Прикумско-Сухокумским (нижнемеловые, юрские, триасовые и палеогеновые), Чернолесским (палеоцен-эоценовые и меловые) и Восточно-Маньчским (нижнемеловые и триасовые); 4 — кряж Карпинского (нижнемеловые и юрские); 5 — Северо-Кавказский краевой массив (нижнемеловые и юрские); 6 — Западно-Кубанская (палеоцен-эоценовые, майкопские, неогеновые); 7 — Терско-Каспийская (верхне- и нижнемеловые, миоценовые и юрские).

На описываемой территории выделяются следующие крупные тектонические элементы: в Западном Предкавказье — Каневско-Березанский вал, Восточно-Кубанская впадина и Тимашевская ступень; в Центральном Предкавказье — Ставропольский свод, восточный склон которого занимает Арзгиро-Мирненская зона поднятий; в Восточном Предкавказье — вал Карпинского, Восточно-Маньчский прогиб, Прикумская зона поднятий, Чернолесская впадина и Кизлярская ступень.

Осадочный чехол платформенной части Предкавказья, сложенный в основном отложениями морского происхождения, залегающими с резким угловым несогласием на дислоцированных породах фундамента, подразделяется на четыре структурных этажа.

Первый структурный этаж — верхнепермско-триасовый — представлен терригенно-карбонатно-эффузивными породами, которые в отличие от палеозойских менее дислоцированы и значительно метаморфизованы. До сих пор остается дискуссионным вопрос относительно их тектонического положения. Одни исследователи рассматривают его как самостоятельный структурный этаж — переходный комплекс, другие — как нижний структурный этаж платформенного чехла.

Верхнепермско-триасовые образования преимущественно распространены в северных частях Западного (Каневско-Березанский вал, северная зона Тимашевской ступени, район Расшеватской структуры) и Центрального Предкавказья, а также в Восточном Предкавказье (область их развития ограничивается с севера и юга региональными разломами — Северо-Маньчским и Кизлярским). Максимальная мощность отложений триаса в Восточном Предкавказье составляет 2 км (Восточно-Маньчский прогиб), а в Западном Предкавказье превышает 3 км (Каневско-Березанский вал).

Отложения триасовой системы включают в Восточном Предкавказье три литолого-стратиграфических комплекса: 1 — терригенно-карбонатный нижнетриасовый, 2 — терригенно-карбонатно-эффузивный среднетриасовый, 3 — терригенно-эффузивный верхнетриасовый.

Верхнепермско-триасовый комплекс характеризуется значениями $v_{пл}$, которые по территории колеблются от 4200 до 5930 м/с. С кровлей перм-

ско-триасовых отложений связаны отражающие горизонты: в Западном Предкавказье $I_1(n)$, в Восточном Предкавказье P—T (I—T). Прослежено несколько отражающих горизонтов, отождествляемых с горизонтами во внутритриасовой толще — T_3, T_2, T_1 . К кровле пермско-триасовых отложений приурочены и преломляющие горизонты: t_{IV} в Западном Предкавказье и t_n в Восточном (границные скорости $v_r = 4600-5500$ м/с).

В региональном плане рельеф поверхности отложений триаса в основном соответствует структуре вышележащих этажей. Так, обычно структурно-эрозионные структуры триаса в меловых и палеогеновых отложениях выражены валобразными поднятиями (Березанский, Каневский, Старомиинско-Ленинградский валы). Неповсеместное распространение триасовых отложений (30% площади), их значительный размыв и различные стратиграфические объемы в отдельных областях обуславливают отсутствие четкого соотношения поверхностей триасовых отложений и фундамента. В свою очередь немногочисленные данные о внутренней структуре триасового комплекса позволяют предположить, что она повторяет в общих чертах рельеф поверхности фундамента.

Проблема нефтегазоносности триасовых отложений, возникающая в последнее десятилетие, очень сложна. В настоящее время в Восточном Предкавказье (Прикумско-Сухокумский район) установлены залежи нефти и газа, связанные с карбонатной и терригенно-карбонатной пачками первого и второго комплексов (Зимнеставкинское, Совхозное, Восточное и другие месторождения). В карбонатных отложениях первого комплекса обнаружены ловушки стратиграфического срезания, геоморфологически выраженные в доюрском рельефе и перекрытые отложениями юры (Зимнеставкинская, Урожайненская и др.). В Восточном Предкавказье перспективными для поисков залежей в триасе являются Величаевская зона поднятий, склоны Озек-Суатского выступа, бортовые части Восточно-Маньчского прогиба. В Западном Предкавказье определенный интерес представляют южные районы. Успешным поискам залежей в триасе в значительной степени препятствует слабая изученность разреза и структурного плана этих отложений.

Второй структурный этаж охватывает отложения юрской системы, несогласно залегающие на пермско-триасовых образованиях или породах фундамента. Развита она в Восточном Предкавказье почти повсеместно, а в Западном — в основном в Восточно-Кубанской впадине. От вышележащего этажа рассматриваемые отложения отделяются региональным размывом, в связи с чем часто из разреза выпадают отложения верхней юры. Структурные планы юрских и меловых отложений несколько не соответствуют друг другу, особенно по локальным составляющим. Смещение сводов по отдельным структурам достигает 3—4 км. В строении этажа участвуют два крупных литолого-стратиграфических комплекса.

Нижне-среднеюрский комплекс представлен преимущественно терригенными мелководно-морскими отложениями, максимальная мощность которых зафиксирована на южном борту Восточно-Кубанской впадины — 1718 м. Наименее развиты нижнеюрские отложения: осевая часть вала Карпинского, Восточно-Кубанская впадина и Прикумская зона поднятий. Отложения средней юры распространены более широко и захватывают

почти всю территорию Восточного Предкавказья. Вследствие регрессивного характера юрских бассейнов, а также регионального размыва между юрскими и меловыми отложениями в рассматриваемом комплексе широко развиты зоны выклинивания и срезания различных литологических пачек. Региональные зоны выклинивания прослежены в пределах Восточно-Кубанской впадины и Прикумско-Сухокумского района. По данным сейсмических исследований, подобные зоны намечены на Тимашевской ступени, предполагаются в районе Кизлярской ступени и Чернолесской впадины.

Нефтегазоносность комплекса доказана в пределах Прикумской зоны поднятий (Зимняя Ставка, Русский Хутор и др.), вала Карпинского (Каспийское месторождение) и Восточно-Кубанской впадины (Советское, Баракаевское, Юбилейное и др.). В Восточном Предкавказье выделены пять продуктивных пластов, площади распространения которых сокращаются от древних к более молодым.

Верхнеюрский комплекс представлен мелководно-морскими и сульфатными лагунными породами и развит сравнительно ограниченно. Наибольшая мощность отмечается в пределах внутриплатформенных впадин — Восточно-Кубанской (2800 м) и Чернолесской (1500 м), где из-за наличия сульфатно-галогенных пород комплекс подразделяется на три толщи: подсолевую, солевую и надсолевую.

Подсолевая толща келловей-оксфордского возраста сложена в нижней части терригенными, а в верхней — карбонатными образованиями. Терригенная часть наиболее широко распространена в Восточно-Кубанской впадине, где мощность ее в осевой зоне превышает 280 м. С этими отложениями связаны залежи нефти и газоконденсата в бортовых зонах впадины (Баракаевская, Юбилейная, Южно-Советская). В наиболее погруженных участках вскрыт нефтенасыщенный керн (Лабинская площадь) и отмечены газопроявления (Темиргоевская площадь).

Продуктивность верхней карбонатной части толщи, представленной преимущественно известняками мощностью от 190 м в осевой зоне до 0 м на бортах, установлена пока лишь в центральной части Восточно-Кубанской впадины.

Соленосная толща кимеридж-титонского возраста Восточно-Кубанской впадины сложена каменной солью, гипсами, ангидритами с прослоями глин, мощностью от 1170 м в осевой части впадины до 0 м — в бортовых частях. В Чернолесской впадине толща представлена каменной солью, чередующейся с пластами красно-бурых ангидритов, аргиллитов, мергелей и реже известняков; мощность в осевой зоне впадины достигает порядка 700 м.

Надсолевая толща титонского возраста состоит из чередующихся пестроокрашенных песчаников, алевролитов и глин. Мощность ее в центральной части Восточно-Кубанской впадины достигает 720 м (Лабинская площадь). В Чернолесской впадине в этой толще присутствует еще карбонатная пачка (120 м), из которой зарегистрирован мощный выброс воды с содержанием нефти.

За пределами внутриплатформенных впадин (Прикумская зона поднятий) вернеюрские отложения мощностью до 200 м представлены в объеме только подсолевой толщи. Газоконденсатные залежи установлены на

Сухокумской, Русском Хуторе и других площадях. Для верхнеюрских отложений также характерно наличие протяженных зон литологического выклинивания и стратиграфического несогласия, которые прослеживаются в Западном Предкавказье в Восточно-Кубанской впадине и Беломечетской синклинали, а в Восточном – в пределах Чернолесской впадины, Кизлярской ступени и Прикумской зоны поднятий.

Юрские отложения характеризуются $v_{пл} = 4100-4800$ м/с, в известняках и доломитах $v_{пл} = 5500$ м/с. С юрскими отложениями связаны опорный отражающий горизонт 2К-1 и условные горизонты 1-1, 2-1 (Восточное Предкавказье), 1-1₃; 2-1₃; 1₃о; 1₂ (Западное Предкавказье).

Основной интерес для поисков залежей в отложениях второго структурного этажа представляют подсолевые структуры в глубоко погруженных участках Восточно-Кубанской и Чернолесской впадин и зоны регионально-литологического выклинивания и стратиграфического несогласия в бортовых частях Восточно-Кубанской впадины, на южных склонах Кизлярской и Тимашевской ступеней, а также вдоль северного борта Восточно-Маньчского прогиба.

Третий структурный этаж – мел-палеогеновый, а местами и миоценовый, развит повсеместно. Верхний предел структурной выраженности этажа является скользящим, в связи с чем стратиграфический объем его неодинаков в различных районах.

Так, в пределах Ставропольского свода и прилегающих районов дислоцированность отмечается почти по всему разрезу, а в Прикумском районе практически не дислоцированы породы среднего и верхнего майкопа.

В третьем структурном этаже выделяются все крупные тектонические элементы, но по сравнению с низзалегаящими этажами они имеют более сглаженную форму, а Восточно-Маньчский прогиб по нижнемеловым отложениям представляет собой моноклираль. Отложения, слагающие этот этаж, можно подразделить на три комплекса.

Нижний – карбонатно-терригенный нижнемеловой комплекс в Восточном Предкавказье представлен мелководно-морскими карбонатными и терригенными образованиями мощностью до 1200 м. На северо-западе Западного Предкавказья $v_{пл} = 3800-4000$ м/с, в центральной и юго-восточной частях Восточно-Кубанской впадины $v_{пл}$ возрастают до 4000–4500 м/с. В Восточном Предкавказье в отложениях нижнего мела $v_{пл} = 3200-4300$ м/с. С кровлей толщи нижнего мела в Западном Предкавказье связан отражающий горизонт К₁а1, в Восточном Предкавказье – горизонт I К₁.

В Восточном Предкавказье в разрезе комплекса выделяется до 13 продуктивных пачек, каждая мощностью порядка 80–50 м, причем основное количество залежей приурочено к неоком-нижнеаптским и альбским отложениям (XIII–VIII, I пачки). В Западном Предкавказье комплекс сложен терригенными мелководно-морскими осадками мощностью до 700 м. Здесь газоносны отложения аптского и альбского ярусов.

Следует отметить, что в Восточном Предкавказье последовательное выпадение из разреза нижних горизонтов нижнего мела в сторону Ставропольского свода обуславливает присутствие значительных по протяженности зон выклинивания продуктивных пачек, которые представляют интерес для поисков залежей стратиграфического и литологического типов.

Средний — карбонатный верхнемеловой комплекс сложен мелководно-морскими известняками и доломитами с подчиненными прослоями терригенных пород. Мощность его изменяется от 200 до 700 м. Отложения распространены на всей рассматриваемой территории, кроме локальных участков в пределах вала Карпинского и Ставропольского свода. Нефтегазоносность установлена только на отдельных площадях Чернолесской впадины (Прасковейская) и Прикумской зоны поднятий (Величаевская, Восточная) и в южной части Восточно-Кубанской впадины (Тульская).

В Западном Предкавказье $v_{пл}$ этого комплекса в региональном плане увеличиваются с севера на юг от 2600 до 5030 м/с. Преобладают значения 3500—4800 м/с. В Восточном Предкавказье также наблюдается увеличение $v_{пл}$ от 2400 (вал Карпинского) до 5260 м/с (северный склон Терско-Каспийского прогиба). В Западном Предкавказье в известняках верхнего мела стратифицируются два отражающих горизонта — K_2 ср и K_2 st. Первый приурочен к верхней части верхнемеловых отложений, второй — к пачке плотных известняков верхнего турона—коньяка—нижнего сантона. В Восточном Предкавказье с границей верхнего мела связан отражающий горизонт K_2 .

Верхний — палеоцен-эоценовый комплекс представлен мелководно-морскими терригенными и частично карбонатными породами, достигающими наибольшей мощности в западной части Ставропольского свода и в Восточно-Кубанской впадине (1200 м). В восточной зоне вала Карпинского эти отложения вообще отсутствуют.

По площади $v_{пл}$ комплекса меняются от 2300 до 4100 м/с. Причем по геофизическим параметрам в Западном Предкавказье отчетливо выделяются две толщи: одна из них относится к фораминиферовым отложениям и характеризуется $v_{пл} = 2300—2800$ м/с, другая, палеоценовая, имеет $v_{пл} = 2800—3100$ м/с; с кровлей фораминиферовых отложений связывается отражающий горизонт F, который в Восточном Предкавказье опорный. В Западном Предкавказье прослеживается отражающий горизонт — P_g.

Следует отметить наличие в разрезе большого количества песчано-алевролитовых пластов, имеющих различную площадь распространения, в связи с чем они представляют интерес для поисков литологических залежей [Юдин, Томкина, 1975]. Продуктивность палеоцен-эоценовых отложений установлена в пределах южного склона Северо-Ставропольского вала и в западной части Прикумской зоны поднятий, а продуктивность майкопских (включая хадумский горизонт) и чокрак-караганских — на Ставропольском своде.

Четвертый структурный этаж имеет преимущественно моноклиальное строение. Как отмечалось выше, нижняя граница его является скользящей и поэтому в Центральном Предкавказье разрез начинается с плиоценовых, а в Восточном и Западном — с олигоценовых отложений. В составе этажа выделяются два литолого-стратиграфических комплекса.

Олигоцен-миоценовый комплекс сложен в основном морскими терригенными отложениями майкопской серии, мощность которых достигает в Восточном Предкавказье 1500 м, в Западном — 900 м. В основании разреза в Восточном Предкавказье выделяется хадумский горизонт, сложенный мергелистыми образованиями. Для комплекса характерно увеличение

средних $v_{пл}$ с глубиной от 1700 до 2400 м/с. В пределах комплекса наблюдается постепенное возрастание $v_{пл}$ от 1800 до 3000 м/с; со скоростными границами связаны отражающие горизонты В, С, Мк, Мп в Западном и Рг в восточном Предкавказье.

В Прикумском районе и Чернолесской впадине нефтеносность связана с отложениями хадумского горизонта. Большой интерес, особенно возросший после открытия Бейсугской залежи, представляют зоны выклинивания отдельных песчано-алевролитовых пластов майкопа в западной части Каневско-Березанского вала и обрамления Ставропольского свода.

Плиоцен-антропогеновый комплекс сложен морскими ачкагыльскими и апшеронскими отложениями (мощность 2000 м) за исключением Центрального Предкавказья, где он представлен континентальными образованиями. Обращает внимание то, что рассматриваемый комплекс в несколько сглаженном виде повторяет строение нижних структурных этажей.

Западно-Кубанский и Терско-Каспийский краевые прогибы. Краевые прогибы представляют собой узкие отрицательные структуры, расположенные между подвижным бортом эпигерцинской платформы и мегантиклинорием Большого Кавказа. Южная граница прогибов проходит вдоль шовно-разрывной зоны, отделяющей их от Кавказского складчатого сооружения; северная контролируется ступенчатым опусканием края платформы по системе субпараллельных разломов. Западно-Кубанский прогиб имеет асимметричное строение. Его южный борт сравнительно узкий, крутой, осложнен разрывами и складками, образующими несколько антиклинальных зон. Северный борт широкий, с редкими поднятиями малой амплитуды. В юго-восточной части прогиба прослеживается крупный погребенный Шапсуго-Апшеронский вал. В отличие от Западно-Кубанского Терско-Каспийский прогиб не обладает столь характерной асимметрией. Его центральная часть дислоцирована и осложнена крупными разрывными нарушениями. Палеозойский фундамент в пределах прогибов погружен на глубины 7–12 км и более.

В осадочном чехле, включающем отложения от палеозойских до современных, можно условно выделить три структурных этажа: подсолевой юрский, верхнеюрско-олигоценый и миоцен-плиоценовый, несоответствия между которыми обусловлены, по-видимому, наличием в разрезе пластичных толщ нижнего миоцена и гипсово-ангидритово-соленосных пород верхней юры.

Нижний структурный этаж на полную мощность нигде не вскрыт. Представлен он, по-видимому, платформенными формациями мелководно-морских терригенных отложений общей мощностью до 5–6 км. Вдоль южных бортов развиты отложения геосинклинальных формаций, характеризующиеся значительными мощностями и более глинистым составом.

Структурный план этажа еще не изучен. В Терско-Каспийском прогибе предполагается существование подсолевых антиклинальных структур, своды которых в результате проявлений надвиговой тектоники смещены относительно свода надсолевых поднятий к югу в пределах Сунженского и к северу от Терского хребтов [Байрак, Томкина, 1976].

Средний структурный этаж в нижней части сложен сво-

образной пластичной гипсово-ангидритово-соленосной толщей ранне-среднетитонского возраста, перекрытой карбонатами верхнего титона (центральная часть Терско-Каспийского прогиба). Вышележащий карбонатно-терригенный нижнемеловой комплекс представлен мелководно-морскими отложениями, включающими многочисленные песчано-алевролитовые горизонты с хорошими коллекторскими свойствами. В наиболее полном стратиграфическом объеме эти отложения развиты в Терско-Каспийском прогибе, где достигают мощности 1800 м. В пределах платформенного склона Западно-Кубанского прогиба наблюдается отсутствие отдельных стратиграфических подразделений (берриас, валанжин, низы апта). Верхнемеловой комплекс сложен в обоих прогибах карбонатными мелководно-морскими отложениями мощностью до 500 м, представленными в Терско-Каспийском прогибе довольно однообразной известняковой толщей, а в Западно-Кубанском — имеющими флишоидный облик. В крайних зонах Западно-Кубанского прогиба фиксируется сильный размыв отложений верхнего мела. Палеоцен-эоценовый комплекс в Терско-Каспийском прогибе состоит из мергельно-известковистых пород мощностью от 50 до 220 м. В Западно-Кубанском прогибе он представлен чередованием терригенных и карбонатных разностей мелководно-морского происхождения, которые вдоль южной шовной зоны образуют флишевую толщу (до 2,5 км) с мощным (до 300 м) кумским песчаным горизонтом.

По отложениям среднего структурного этажа вдоль южного прибортового края Западно-Кубанского прогиба выделяется серия антиклинальных зон (Азовская, Калужская, Левкинская и др.), в пределах которых локальные поднятия амплитудой 150—1000 м нарушены разрывами и часто опрокинуты к северу. Северный борт прогиба осложнен редкими малоамплитудными (15—25 м) поднятиями. Основная продуктивность этих структурных зон связана с палеоцен-эоценовыми отложениями центральной части южного борта (Крымское, Ново-Дмитриевское, Левкинское и другие месторождения). Нефтегазосодержащими могут оказаться здесь мезозойские породы, залегающие на глубинах свыше 5 км. Наиболее интересным для поисков нефти и газа в меловых и юрских отложениях является Шапсуго-Апшеронский вал, в пределах которого установлены зоны регионального выклинивания и стратиграфического несогласия, а на ряде локальных структур (Восточно-Кубанская, Заречная и др.) уже зафиксированы газопроявления.

В мезозойских и палеоценовых отложениях центральной части Терско-Каспийского прогиба развиты высокоамплитудные складки значительной протяженности, осложненные крупными нарушениями типа взбросов и надвигов субширотного и небольшими сбросами субмеридионального простирания. Эти складки в центральной части прогиба образуют ярко выраженные Сунженскую и Терскую антиклинальные зоны (Передовые хребты), в пределах которых установлена нефтегазоносность верхнемеловых и открыто несколько залежей в нижнемеловых и юрских отложениях.

К северу от Терского хребта по пластам среднего структурного этажа выявлены складки (Северо-Малгобекская и др.), сопутствующие круп-

ным структурам антиклинальной зоны и являющиеся нефтегазоносными по отложениям верхнего мела. Подобные складки намечаются (по сейсмическим материалам) к югу от Сунженского хребта (например, южнее Карабулак-Ачалукского поднятия).

Верхний структурный этаж обоих прогибов выполнен молассовыми формациями собственно краевого прогиба, максимальная мощность которых достигает 5–6 км (в том числе 2–2,5 км – породы майкопской серии).

Вдоль южного борта Западно-Кубанского прогиба осадочный комплекс майкопской серии моноклинально перекрывает складки, выраженные в меловых и палеоцен-эоценовых отложениях. В западных приосевых районах прогиба они образуют ряд диапировых складок, к одному из которых приурочено Анастасиевско-Троицкое газонефтяное месторождение.

В зоне южного борта прогиба нефтяные и газовые залежи обнаружены в ловушках литологического типа, связанных с выклиниванием песчаных пластов майкопской серии. Нефть и газ содержатся и в многочисленных пластах песчаников в вышележащих средне-верхнемиоценовых и плиоценовых отложениях главным образом в западной части прогиба.

Надмайкопские отложения Терско-Каспийского прогиба характеризуются очень сложным строением. Антиклинальные складки имеют сравнительно небольшие размеры, крутые склоны и разбиты многочисленными сбросами и надвигами, причем на всем протяжении Терского хребта отмечается тенденция опрокидывания складок на север, а в пределах Сунженского хребта – на юг.

Нефтегазоносность верхнего структурного этажа прогиба связана с песчаными пластами карагана и чокрака, которые продуктивны как в надвиговых, так и поднадвиговых частях структур. Распределение залежей нефти и газа по разрезу и площади всех перечисленных этажей показывает, что скопления углеводородов приурочены в основном к центральной части Терско-Каспийского и складчатому борту Западно-Кубанского прогибов.

Исходя из особенностей геологического строения и изученности нижних структурных этажей краевых прогибов можно считать перспективными для поисков антиклинальные поднятия мезозойских отложений приразломных участков, крупные положительные элементы (валы) на глубинах свыше 5 км, а также зоны стратиграфического срезачия и регионального выклинивания коллекторских толщ в меловых и юрских отложениях на склонах крупного Шапсуго-Апшеронского вала в Западно-Кубанском прогибе и в юрских отложениях на северном борту Терско-Каспийского прогиба.

Таким образом, из всего вышеизложенного следует, что большое внимание в связи с нефтегазоносностью должно быть уделено изучению геологического строения подсолевых юрских отложений, зон выклинивания их в пределах внутриплатформенных впадин, а также уточнению структурного плана триасовых комплексов в Восточном Предкавказье. Особой проблемой является строение и нефтегазоносность пород палеозойского фундамента.

ОСОБЕННОСТИ МЕТОДИКИ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

СТАДИЙНОСТЬ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ (современное состояние вопроса)

Прежде чем перейти к анализу методики поисковых работ применительно к рассмотренным геологическим условиям, необходимо кратко остановиться на современном состоянии вопроса о стадийности геологоразведочного процесса в целом.

Рациональная последовательность выполнения различных видов исследований была разработана в 1967—1968 гг. на единой методической основе [Жабрев и др., 1968] в виде схемы стадийности, которая была утверждена в 1969 г. Она предусматривает деление геологоразведочного процесса на два этапа: поисковый и разведочный. Поисковый этап подразделяется на три стадии (региональные геолого-геофизические работы, подготовка площадей к поисковому бурению, поиски месторождений или залежей нефти и газа) и завершается оценкой запасов нефти и газа открытого месторождения (залежи) по категориям C_2 и C_1 . Разведочный этап оканчивается подготовкой месторождения к разработке с подсчетом запасов по категориям В и C_1 . Применение подобного деления в существенной мере повлияло на повышение эффективности геологоразведочных работ и способствовало установлению общих принципов оценки их результатов.

Следует отметить, что упомянутая схема стадийности [Жабрев и др., 1968] хотя и претерпела существенные изменения, но еще далека от совершенства. Это выражается в оценке конечных результатов работ на соответствующих этапах и стадиях, которая заключается в обосновании (подсчета) запасов определенных категорий. Вместе с тем предметная форма объектов поисков и разведки нефти и газа предопределяет необходимость разработки для каждой стадии наряду с категоричностью запасов строгого перечня типовых объектов освоения.

Кроме того, для применяемой на практике схемы стадийности поисково-разведочных работ требуется более четкое определение границ подразделений, установление которых базируется на правильном проектировании работ, последовательности и комплексности решения задач каждой стадии и четкой форме отчетности о ее результативности и обеспеченности данными, необходимыми для производства последующих стадий. Схема стадийности должна предусматривать также возможность ускоренного ведения поисково-разведочного процесса, минуя те или иные стадии работ.

Например, из схемы стадийности (1969 г.) [Жабрев и др., 1968] известно, что окончанием поискового этапа является предварительная геолого-

экономическая оценка запасов открытого месторождения (залежи) по категориям C_2 и C_1 . Требование к подсчету запасов по категории C_1 , согласно Инструкции по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов [1971], значительно повысилось, что, безусловно, требует дополнительного бурения некоторого количества поисковых скважин после скважины-первооткрывательницы. Это подтверждается сложившейся практикой работ [Жабрев и др., 1968] и служит причиной нечеткости границ между поисковым и разведочным этапами.

В настоящее время наметилась тенденция возрастания удельного веса поисковых работ. Особенно повышается (а в будущем станет еще более значительной) роль опережающих региональных геолого-геофизических исследований, которые будут проводиться с использованием совершенно новых методов. Например, сущность региональной стадии кардинально изменяет применение аэрокосмических и других современных методов.

Изложенное указывает на необходимость постоянного совершенствования стадийности поисково-разведочных работ, которое является важным рычагом рационального регулирования их ведения. В связи с этим безотлагательного решения требуют следующие вопросы.

Во-первых, ввиду важности целевого назначения, многообразия и комплексности применяемых методов (в том числе геологических, геофизических, аэрокосмических и др.) и больших объемов выполняемых работ региональные исследования должны быть выделены в самостоятельный этап (регионально-рекогносцировочный). Последний рекомендуется разделять на две стадии: региональную и рекогносцировочную.

Во-вторых, в поисковый этап следует ввести заключительную, принципиально новую поисково-оценочную стадию. К этой стадии относятся все работы, направленные на получение поисковой оценки промышленных масштабов месторождения (залежи), открытого первой продуктивной скважиной. Определение границы новой стадии с разведочным этапом представляет особую трудность, поскольку она носит не физический, а экспертный характер. Другими словами, завершение поисково-оценочных работ должно определяться специальным экспертным документом о принятии запасов месторождения (залежи) по категориям C_1 и C_2 в рационально установленных соотношениях. Эти соотношения являются оптимальными, когда запасы категории C_1 составляют 20–30%. Выделение новой поисково-оценочной стадии отвечает принципу ускорения геологоразведочного процесса и эффективного его ведения, способствует возможности быстрого освоения некоторых (прежде всего небольших по величине) месторождений, минуя их разведку.

Практикой работ доказано принципиальное различие в степени подтверждаемости запасов категории C_2 на месторождениях и на перспективных структурах, что обуславливает необходимость выделения запасов последних в особую категорию. Поэтому предлагается оценку запасов не апробированных бурением ловушек вести по категории C_3 , менее точной, чем C_2 , но все же относящейся к локальному прогнозу, поскольку подсчет запасов предлагаемой подгруппы базируется на параметрах конкретной ловушки, а не площади региона.

Схема стадийности геологоразведочного процесса на нефть и газ

Этап	Стадия	Цели и задачи работ	Виды и методы работ	Категория запасов, тип целевого объекта
Регионально-реконгосцировочный	Региональные геолого-геофизические работы	Выявление осадочных и нефтегазоносных бассейнов (НГБ), основных черт их глубинного строения, получение общей оценки перспектив нефтегазоносности	Комплексные геологосъемочные, аэрокосмические, геофизические работы (масштаба 1:500000 и мельче), опорное, параметрическое бурение	D_2 и D_1 , объемная модель нефтегазоносного бассейна
	Рекогносцировочные геолого-геофизические работы	Выявление и картирование возможных зон нефтегазонакопления и установление первоочередных районов для постановки поисковых работ	Среднемасштабные (1:200000–1:100000) геологосъемочные, геофизические работы, параметрическое бурение, специальные гидрогеологические и геохимические съемки	D_1 и D_2 , объемная модель зоны нефтегазонакопления
Поисковый	Подготовка площадей к поисковому бурению	Выявление (поиск) перспективных на нефть и газ площадей и подготовка их к поисковому бурению	Детальные (масштаба 1:50000 и крупнее) геофизические работы, геолого-структурная, специальная геохимическая съемка, прямые методы, структурное бурение	D_1 , C_3 , форма, площадь и амплитуда (объем) ловушки; априорные представления о залежи
	Поиск месторождений (залежей) нефти и газа	Открытие месторождений (залежей) нефти и газа	Поисковое и структурно-поисковое бурение	C_2 и C_1 , предварительная объемная модель месторождения (залежи)
Разведочный	Поисковая оценка промышленной значимости выявленного месторождения нефти и газа	Предварительная оценка промышленных масштабов открытого месторождения (залежи) нефти и газа	Поисково-оценочное бурение, детализационные полевые и скважинные геофизические исследования	C_1 и C_2 , детализированная объемная модель месторождения (залежи)
	Разведка месторождений (залежей) нефти и газа	Подготовка выявленных промышленных месторождений (залежей) нефти и газа к разработке с подсчетом запасов по промышленным категориям	Разведочное бурение, промыслово-геофизические работы, детализационные полевые и скважинные геофизические исследования, опытно-промышленная эксплуатация	C_1 и В, достоверная объемная модель месторождения (залежи)

В-третьих, конечные цели каждой стадии работ необходимо определять не только в виде подсчета запасов соответствующих категорий, но и по конкретной предметной форме целевых объектов освоения.

Цели региональных и детальных работ должны быть объединены принципом получения трехмерных представлений об изучаемых геологических телах. Для региональных исследований — это объемные модели осадочных и нефтегазоносных бассейнов или их частей, зон нефтегазонакопления; для подготовки к поисковому бурению — различные формы ловушек; для поисков и разведки — объемные модели месторождений и залежей (предварительные для поисков и конкретные и детальные для разведки).

В предлагаемом проекте схемы стадийности геологоразведочного процесса на нефть и газ (таблица) определены цели и задачи работ на каждой стадии, названы виды и методы исследований, необходимые для решения поставленных вопросов, указаны типы целевых объектов освоения и категорий запасов.

Далее рассматриваются общие принципы и методика проведения работ на всех существующих в настоящее время стадиях поисков.

СТАДИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Цели, задачи и общие принципы проведения региональных работ. Главной целью стадии, как известно, являются выделение в осадочном бассейне областей и зон нефтегазонакопления и количественная оценка перспектив их нефтегазоносности. Это достигается последовательным решением основных геологических задач, в соответствии с которыми все региональные работы в СССР разделяются на три цикла: 1 — установление границ осадочного бассейна, общей мощности, состава и структуры осадочного чехла; 2 — тектоническое районирование бассейна, включающее изучение нижних слоев земной коры (картирование фундамента поверхностей Мохоровичича и Конрада); 3 — выделение возможных зон нефтегазонакопления, а также установление в них типов поисковых объектов [Абрикосов и др., 1972].

В общем случае геологические условия нефтегазоносных бассейнов требуют постановки региональных работ для изучения и прогнозной оценки: 1 — верхнего структурного этажа; 2 — нижнего (погребенного) структурного этажа или этажей; 3 — зон регионального выклинивания и стратиграфического несогласия.

Порядок региональных исследований создает возможность одновременного ведения или частичного совмещения нескольких циклов и даже стадий поисков на данной территории по разным структурным этажам. Однако на практике (и это свойственно ряду регионов СССР) отмечается резкое снижение объемов региональных исследований до полного их прекращения сразу после первых крупных открытий, например, месторождений нефти и газа в верхнем этаже осадочной толщи. Это почти всегда приводит в дальнейшем к резкому снижению эффективности поисков.

В настоящее время можно констатировать относительно хорошую региональную изученность большинства территорий до глубины 3000—4000 м. Недостаточно изученными остаются нижние этажи осадочного чехла, а также более глубокие части земной коры. Выяснение структуры последних, как показывают новейшие исследования, имеет важное значение для оценки нефтегазоносности.

Получение и обобщение всесторонней и максимально достоверной фактической информации, необходимой для решения задач региональных работ, в целом может быть обеспечено только при соблюдении следующих основных методических положений.

Обязательна комплексность региональных работ. Комплекс региональных работ должен предусматривать возможность взаимодополнения и взаимопроверки информации, полученной разными методами. Эти методы должны объединять как способы непосредственного изучения осадочной толщи (опорное, параметрическое бурение, геофизические исследования), так и способы прогнозирования ее строения (аэрометоды, космические съемки, структурная геоморфология, неотектоника и т.д.). Для каждой данной геологической ситуации комплексы проводимых региональных работ должны быть оптимально подобранными.

Обязательно сочетание систем опорных (по разработанной программе) и рядовых (облегченных) наблюдений. Региональные работы включают: точечные наблюдения (бурение скважин), пунктирные (короткие профильные пересечения), маршрутные (структурно-геоморфологические), профильные (региональные пересечения буровыми скважинами или геофизическими исследованиями ГСЗ, КМПВ, МОВ или МОГТ, МТП), площадные наблюдения — съемки: геологическая, аэрокосмическая и геофизическая (КМПВ, МОГТ, грави- и магниторазведка).

Проведение на опорной сети профилей различных видов геофизических работ и бурение достаточно большого количества параметрических скважин, а также оптимальное пересечение этими профилями наиболее перспективных объектов, где планируются первоочередные поисковые работы, создают предпосылки существенной концентрации региональных и детальных поисковых работ вдоль таких направлений, т.е. позволяют намечать работы уже не по профилям, а по "опорным полосам".

Обязателен принцип преимущественного опережения региональных работ. Региональные работы должны подготавливать основу для широкого разворота поисков и разведки в пределах выявленных зон нефтегазоаккумуляции. Важнейшим является получение в результате региональных работ достоверной нефтегеологической модели как бассейна в целом, так и отдельных крупных его частей.

Обязательно одновременно с региональными работами научное обобщение их результатов. Вместе со сбором информации необходима широкая и углубленная научная систематизация ее и обобщение по единым программам, а также научное обоснование характера и объема необходимых дополнительных исследований для проверки результатов региональных работ, подтверждения и уточнения рабочих гипотез.

Несомненно, что работы I цикла при отсутствии данных об индивидуальных различиях между геологическими объектами могут проводиться для

всех регионов исходя из общих принципов и положений, изложенных выше. При этом необходимо обратить внимание на некоторые моменты.

Во-первых, следует строго придерживаться указанного принципа преимущественного опережения региональных работ и отказаться от подмены их задач на чисто поисковые. Например, в 1962 г. в Западной Сибири прекращено опорное бурение, в результате которого открыто три нефтегазоносных района, а параметрическое бурение заменено бурением одиночных поисковых скважин. Последние бурились на локальных поднятиях с задачей вскрытия наибольшей мощности мезозойско-кайнозойских отложений (по возможности до фундамента). На северо-западном борту Прикаспийской впадины закладывались профильно-параметрические скважины с чисто поисковыми целями. В условиях, когда сейсморазведка не давала однозначных результатов (особенно по терригенному девону), это в какой-то мере было оправдано и привело к открытию отдельных месторождений. Однако подобное использование всего объема параметрического бурения неприемлемо.

Во-вторых, во всех регионах необходимо создание сети опорных профилей с комплексированием геофизических методов (особенно сейсморазведкой). На таких профилях необходимо бурение достаточного количества параметрических скважин. Пока ни один из региональных профилей не является в полной мере опорным.

Региональные работы II и III циклов по задачам и методам уже определяются конкретной геологической обстановкой. Работы этих циклов в настоящее время ведутся и планируются во многих регионах. Специфические особенности геологического строения каждого из этих регионов создают трудности чисто методического характера. Ниже приводится несколько примеров проведения региональных работ по выбранным типам нефтегазоносных бассейнов, строение которых рассмотрено в предыдущем разделе. По каждому региону даны результаты выполненных исследований, достигнутая их геологическая эффективность, поставлены проблемы, требующие своего разрешения, и разработаны конкретные рекомендации по ведению и рациональному комплексированию дальнейших региональных геолого-геофизических работ. В конечном итоге это позволяет оценить рассматриваемые примеры с точки зрения типизации геологических ситуаций и установить, насколько геологические особенности древних, молодых платформ и краевых прогибов могут определить (или определяют) методикой этих исследований.

Прикаспийская впадина. Региональные работы, выполненные в Прикаспийской впадине, в целом оказались достаточно эффективными. Здесь, за исключением некоторых юго-восточных районов и акватории Каспийского моря, можно считать решенными геологические задачи I и даже в значительной мере II циклов. Главными результатами региональных работ являются: 1 — установление границ нефтегазоносного бассейна и выяснение основных черт строения его осадочного чехла и кристаллической части земной коры. С помощью ГСЗ и гравиразведки прослежены границы Мохоровичича и Конрада, отмечено резкое сокращение мощности до полного выклинивания гранитного слоя к центру впадины; 2 — картирование по данным КМПВ одной из важнейших для нефтегазоносного райони-

рования поверхности – кровли фундамента (правда, преимущественно по внешней части бортовой зоны, где намечена полоса выступов, протягивающаяся параллельно линии борта; во внутренних районах впадины наличие выступов, ограниченных разломами, только предполагается); 3 – картирование сейсморазведкой МОВ и МОГТ поверхности подсолевых палеозойских отложений и отражающих горизонтов внутри подсолевой толщи. Полученные данные позволили выявить хотя и общие, но главные особенности структуры этого перспективного в нефтегазоносном отношении комплекса, тем самым подготовив первичную основу для постановки поисковых работ.

Однако геологическая эффективность региональных работ оказалась существенно сниженной по следующим причинам.

Невысокая точность сейсмических построений по подсолевым горизонтам. Материалы бурения на структурах обнаруживают значительные расхождения с данными сейсморазведки (Нагорная и Шубар-Кудук – 780 м; Каратюбе – около 300 м и т.д.).

Неповсеместное прослеживание подсолевых горизонтов, что затрудняет и делает неоднозначным отождествление последних как в пределах одной площади, так и по всему региону в целом. Решение этих проблем может быть достигнуто при комплексировании сейсморазведки с параметрическим бурением, проведенным на большие глубины, и при последовательном опережении и взаимном дополнении одного вида работ другим, а также с совершенствованием методики и техники полевых наблюдений и методов обработки.

Малоисследованным вопросом в изучении подсолевых отложений является выяснение его литолого-фациального состава (см. предыдущий раздел). В последние годы эти отложения вскрыты довольно многочисленными скважинами, но основная часть последних тяготеет к бортовой зоне, а глубина вскрытия подсолевого комплекса во внутренних частях впадины составляет в среднем 300–500 м и редко превышает 1000 м. Эта задача может быть решена бурением параметрических (возможно, и сверхглубоких) скважин, заложенных в тщательно выбранных районах.

Дискуссионными до сих пор являются вопросы о характере (тектоническом или седиментационном) бортового уступа на западе и севере, а также о его сочленении с герцинскими складчатыми сооружениями на юге и востоке впадины. Резкие различия в геологическом строении этих зон создают естественные трудности при геологической интерпретации геофизических материалов, прежде всего сейсмических профилей, пересекающих зону сочленения.

Окончательно не решен вопрос о соотношении структурных планов надсолевого и подсолевого комплексов. Здесь наблюдаются неоднозначные и сложные зависимости, выяснение которых также связано со степенью достоверности исследований.

Строение надсолевого комплекса выяснилось путем бурения скважин на куполах, а также при помощи сейсморазведки МОВ и очень редких профилей МОГТ, которые к тому же были сконцентрированы только в некоторых районах. Бурение параметрических скважин на надсолевой комплекс в междукупольных мульдах, которое предусматривалось в плане ИГиРГИ 30

(1969 г.), не было осуществлено. Таким образом, расшифровка региональных структурных и палеоструктурных планов надсолевых отложений продолжает оставаться основным вопросом изучения этого комплекса.

Нерешенность многих важнейших геологических задач региона совершенно определенно указывает на недостаточность региональных исследований в Прикаспийской впадине.

Вместе с тем доля (или удельный вес) региональных работ в общем объеме поискового этапа за последний период в целом снизилась от 32,8% в 1971 г. до 8% в 1975 г., а роль поисков соответственно возросла. Однако низкая результативность последних говорит о том, что региональные исследования в целом не обеспечили в регионе фронта для широкого разворота поисково-разведочных работ. Поэтому такие исследования должны быть продолжены в достаточных объемах.

Рассмотрение достигнутой геологической эффективности региональных работ во впадине приводит к выводу, что полное решение основных геологических задач в регионе, необходимых для обеспечения резкого повышения результативности поисков месторождений нефти и газа, невозможно без применения новых, более эффективных методических приемов. Существующее и планируемое на сегодняшний день в Прикаспийской впадине размещение региональных работ не дает требуемых результатов, поскольку большая часть скважин попадает на участки с одинаковыми структурно-геологическими условиями, поставляя одну и ту же информацию, а равномерное, постепенное сгущение сети региональных сейсмических профилей, зачастую обеспеченных редкими параметрическими скважинами, преимущественно располагаемыми вдоль борта впадины, задерживает своевременное решение геологических задач. Также нежелательно распыление детальных поисков по произвольно выбранным и в различной степени подготовленным объектам. Интерпретация и переинтерпретация имеющегося и поступающего геолого-геофизического материала по региону пока приводит к росту количества выдвигаемых моделей строения и гипотез, научных идей по различным геологическим аспектам, что не позволяет достаточно правильно и обоснованно рекомендовать выбор первоочередных, наиболее перспективных объектов.

Представляется целесообразным в современных условиях, когда в регионе детальные поисковые работы начинают доминировать (более 50% затрат всех работ поискового этапа), в то время как его геологическое строение еще изучено недостаточно, все необходимые виды региональных исследований и одновременно ведущиеся с ними детальные поиски концентрированно направить только на некоторые определенно выбранные участки [Хромов, 1974; Долицкая, Хромов, 1976].

Наиболее рациональной является концентрация поисковых работ в узких протяженных полосах, радиально рассекающих Прикаспийскую впадину. При этом учитываются огромные размеры впадины и особенности ее геологического строения. Во-первых, как показали проведенные исследования, региональные зоны высоких градиентов мощности (зоны нефтегазоаккумуляции) различных подразделений как надсолевого, так и подсолевого комплекса субпараллельны бортовому уступу и смещены относительно друг друга на большие расстояния (рис. 2). Поэтому радиальные полосы

значительной протяженности вкрест простираения этих зон дадут возможность выделить и проследить их с большой достоверностью. Во-вторых, во внутренних частях каждого надсолевого седиментационного бассейна намечаются региональные прогибы — трогги, неодинаковые по размеру и по-разному ориентированные. Полосы, пересекающие прогибы по оптимальным направлениям, позволят установить плановое положение и конфигурацию этих прогибов. В-третьих, работы по рекомендуемой методике дадут определенную информацию о поисковых объектах обоих комплексов. В-четвертых, направленная концентрация работ предопределяет оптимальную затрату труда, времени и средств, что делает подобные работы более экономичными.

В конечном итоге достоверные данные по одним и тем же тектоническим зонам на целом ряде пересечений (полос) дадут возможность интерполяции по всей впадине и получения необходимого представления о зонах нефтегазонакопления, а в них — установления всех типов поисковых объектов.

Однозначное представление о строении того или иного объекта должно иметь вид правильной модели, созданной на основе наилучшим образом полученной информации, т.е. оно должно иметь объемное выражение. Поэтому важно изучение впадины (объекта) не по профилям (т.е. в плоскости), а по полосам. Высокая концентрация таких работ целесообразна, по-видимому, не более чем на трех-четыре полосах. Однозначное решение геологических задач для различных тектонических зон и отложений позволит отказаться от многих других вариантов строения или гипотез, а вместе с ними и от многих предположительных типов поисковых на нефть и газ локальных объектов. Проведение работ на последующих полосах будет иметь более целевой характер уже по непосредственному поиску месторождений нефти и газа. Основной объем детальных поисков по завершению региональных наблюдений предлагается также сосредоточить на объектах, выявленных в пределах полос. В этом смысле предлагаемая методика является не только способом регионального изучения впадины, а имеет определенную поисковую направленность.

Таким образом, если большинство планируемых полос можно считать поисковыми, то три-четыре из них следует отнести к разряду "опорных полигонов". Последние, несомненно, будут носить опытно-методический характер. На этих полигонах возможна целенаправленная отработка различных геофизических методов, их рациональных комплексов, а также установление необходимых объемов профилно-параметрического бурения.



Р и с. 2. Принципиальная методическая схема региональных нефтегазопроисловых работ Прикаспийской впадины

1 — граница Прикаспийской впадины; 2 — изогипсы поверхности подсолевых отложений, км; 3 — тектонические нарушения; региональные палеоструктуры: 4 — артинских отложений, 5 — триасовых, 6 — юрских, 7 — меловых, 8 — палеогеновых, 9 — верхнеплиоценовых; 10 — опорные полигоны (цифры на рисунке): 1 — Луговопротейский, 2 — Узенский, 3 — Кенкиякский, 4 — Каратонский; 11 — поисковые полосы (цифры на рисунке): 5 — Урдинская, 6 — Озинковская, 7 — Оренбургская, 8 — Терескенская, 9 — Каспийская, 10 — Астраханская, 11 — Халганско-Челкарская

Поисковые полосы и опорные полигоны должны иметь размеры, обеспечивающие при высокой концентрации работ выполнение указанных задач. Длина полос зависит от величины смещения надсолевых и подсолевых палеоструктурных зон (зон высокого градиента мощности) в плане. Поэтому полосы протягиваются от борта впадины до ее центра. Ширина полос обуславливается такими факторами, как снятие искажающего влияния соляной тектоники, размеры уже выявленных региональных структур и узлов их пересечений, масштабы поисковых объектов (солянокупольных структур во внутренних районах впадины и подсолевых — на ее борту), и определяется как минимально допустимая. Представляется, что поисковая полоса должна включать один или несколько поисковых объектов по различным тектоническим зонам. Анализ этих факторов [Хромов и др., 1971] показал, что ширина поисковой полосы и опорного полигона, равная 40 км, соответствует этим требованиям.

Конкретное обоснование опорных полигонов и поисковых полос дано для западной и восточной частей впадины, в определенной мере отличающихся строением и требующих, следовательно, решения разных проблем.

В западной части впадины (см. рис. 2) ориентировочно намечаются два опорных полигона (Узенский, Луговопролейский) и четыре поисковые полосы (Озинковская, Урдинская, Халганско-Челкарская, Астраханская). Опорные полигоны позволят получить достоверную информацию о строении саратовской и волгоградско-астраханской частей Прикаспийской впадины и подготовить площади для поисково-разведочных работ. Например, первый из них — Узенский — расположен в наиболее изученной по надсолевому комплексу северо-западной части впадины. Он наилучшим образом пересекает все выделенные палеоструктурные элементы этого комплекса, захватывает узлы их пересечений, участки, где уже выявлена промышленная нефтегазоносность, связанная с зонами высокого градиента мощности и где имеются благоприятные объекты, ряд из которых подготовлен для поискового бурения. Кроме того, полигон пересечет намечаемую по данным бурения и геофизических исследований зону закономерно смещенных в плане разновозрастных палеозойских бортовых уступов шириной 20—30 км. На выбранном участке борта впадины пробурен профиль параметрических и довольно большое количество глубоких поисковых скважин, доказана промышленная нефтегазоносность подсолевых отложений (Карпенская, Ждановская, Краснокутская, Хуторская площади) и выявлен еще ряд благоприятных поисковых объектов. Совокупность данных по проведенным и планируемым работам позволит создать правильную геологическую модель северо-западного борта Прикаспийской впадины и достоверно оценить его перспективность.

Для этой цели на Узенском полигоне (рис. 3, вкл.) нами планируется 950 пог.км сейсмических профилей (МОГТ) и 55 000 пог.м бурения (11 скважин, в том числе три скважины на подсолевой комплекс). Дополнительное количество детальных поисковых работ на подготовленных в подсолевом и надсолевом комплексах объектах (их пять) составит 20 пог. км бурения. Проведение полного объема всех планируемых работ потребует, по-видимому, два-три года.

В восточной части впадины рекомендуются два опорных полигона (Кен-жиякский, Каратонский) и три поисковые полосы (Оренбургская, Терескен-ская, Каспийская), намечаемые в наиболее перспективных районах.

Планирование поисковых полос и полигонов на западе и на востоке впадины осуществлено так, что их можно объединить в единую систему (см. рис. 2). Конечной целью этих значительных по объему и разнообразных по виду работ, проводимых по предлагаемой методике, является решение проблемы Прикаспийской впадины — установление ее действительного места среди нефтедобывающих районов европейской части СССР.

Западная Сибирь. Освоение Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в настоящее время может рассматриваться как типичный пример, на котором видны все преимущества и недочеты в теоретическом обосновании и проведении региональных поисково-разведочных работ. Главные задачи региональных исследований I цикла были решены в этом регионе до 1961 г. Региональные работы выполнялись различными методами, в результате чего был выработан рациональный комплекс, который успешно применяется почти вплоть до настоящего времени. В этот период вся территория бассейна была покрыта гравиметрической и аэромагнитной съемкой региональных масштабов, было закончено профильное колонковое и опорное бурение, электроразведка ВЭЗ и ДЭЗ и выполнены основные варианты маршрутной сейсморазведки МОВ (сухопутный и речной варианты). Удельный вес региональных работ в первое десятилетие (50-е годы) был максимальным. Из суммы затрат на поисковый этап на региональные работы приходилось около 60% в 1948—1953 гг. и более 30% в 1954—1960 гг.

В 1961—1975 гг. решались в основном региональные задачи II цикла: 1 — картирование структурного плана отложений мезозойского чехла, выделение на основании тектонического районирования зон нефтегазонакопления; 2 — изучение рельефа поверхности фундамента. При решении этих задач широко использовался комплекс геофизических исследований, ведущую роль среди которых играли сейсмические методы. Если при выполнении первой задачи исследования проводились главным образом сейсморазведкой (сейсмозондирование и сейсмопрофилирование) МОВ и в последнее время МОГТ, то при решении второй задачи преобладала МОГТ и сейсморазведка ТЗ КМПВ, КМПВ вдоль региональных трасс, ГСЗ и регистрация обменных волн землетрясений (с 1970 г.). Электроразведочные исследования (1956—1968 гг.) МТТ и МТЗ (с 1968 г.) применялись при решении обеих задач.

К настоящему времени региональными геофизическими работами покрыта вся площадь Западной Сибири, но объемы их по территории размещены неравномерно. Наиболее полно, вплоть до фундамента, изучено геологическое строение западной и южной частей Западной Сибири, где получено много данных МОВ, КМПВ и сотни скважин доведены до фундамента. В районе Широкого Приобья сейсморазведкой МОВ и МОГТ достаточно хорошо изучено строение осадочного чехла, но в значительно меньшей степени — поверхность фундамента. Работы КМПВ по системе непрерывного профилирования отработано всего три региональных профиля (1970—1974 гг.) и несколько коротких профилей-рассечек. Общая длина профи-

лей КМПВ составляет здесь 1646 км. Сведения о строении фундамента были получены еще в 1963—1965 гг. в результате работ ТЗ КМПВ и профилей ГСЗ, дающих представление о строении земной коры вплоть до поверхности Мохоровичича. Однако объем этих исследований в данном районе явно недостаточен.

Наименее изученным районом является северная часть территории Западной Сибири. Работы КМПВ, освещающие строение и глубину залегания фундамента, проводились в южной половине Северной области Западной Сибири. На остальной же площади фактических данных о глубинах залегания фундамента нет. В северной части отработано около 1200 пог.км профилей КМПВ, причем следует отметить, что здесь на двух профилях общей протяженностью 82,4 км применено комплексирование КМПВ с МОГТ, что позволило с большей точностью определить глубины залегания поверхности фундамента и получить разрез осадочного чехла. И все же для северных районов Западной Сибири, где фундамент находится на глубине от 4 до 10 км, удалось (хотя и с малой точностью) построить структурную схему по его поверхности, используя корреляционные связи между глубинами до фундамента, с одной стороны, и глубинами до баженовской свиты и значениями аномалий силы тяжести — с другой. При этом параметр $H\delta$ (глубина до баженовской свиты) являлся определяющим, а Δg — корректирующим.

Благоприятные сейсмогеологические условия района обеспечили высокую эффективность региональных работ. Результаты их легли в основу работ последующих стадий поисково-разведочного процесса, ориентированных в эти годы на освоение нефтегазоносности верхнего структурного этажа до глубин порядка 3 км. Удельный вес региональных работ в общем объеме поисковых уменьшился до 17, 2% в 1961—1965 гг. и до 10% в 1966 — 1970 гг. Это понижение связано с завершением работ определенными методами в пределах всего нефтегазоносного бассейна в целом и ликвидацией некоторых их видов (колонковое бурение, электроразведка методом ВЭЗ—ДЭЗ и др.) по геолого-экономическим соображениям — как продолжительных и дублирующих результаты. Такой процесс формирования рационального комплекса региональных работ совершенно закономерен. Увеличение объема работ методами сейсмозондирования МОВ (масштабы 1:500 000, 1:200 000), НСП (в том числе и речного) не компенсировало это снижение. Следует считать, что темп снижения региональных работ в 1965—1970 гг. был слишком высоким, что сказалось главным образом на занижении объемов работ по методам, решающим группу вопросов региональной стадии в основном уже III цикла — изучение глубоко залегающих горизонтов мезозойского чехла, доюрских образований и поверхности фундамента.

По мере уменьшения резерва крупных антиклинальных структур возникает необходимость выявления зон нефтенакопления новых типов, связанных с глубоко погруженными горизонтами чехла (Северная область) и с отложениями доюрских структурных этажей. В связи с этим становится все более очевидным, что проведенный объем региональных геофизических работ в Западной Сибири, и особенно в ее северной части, не обеспечил выполнения поставленных задач. Несколько возросший удельный объем

региональных работ (с 9,9% от общих затрат на поисковые работы в 1965—1970 гг. до 14% в 1971—1975 гг.) оказался также недостаточным.

Качественно новые цели, связанные с изучением нижней части мезозойского чехла и подстилающих пермско-триасовых, верхнепалеозойских отложений и фундамента, определением глубины залегания последнего и его вещественного состава, а также строения более глубоких горизонтов, требуют не только увеличения объемов региональных работ, но и разумного комплексирования геофизических методов (сейсморазведка МОВ, МОГТ, КМПВ, ГСЗ, гравиразведка, электроразведка МТЗ и др.).

Для решения региональных задач II—III цикла предлагается широко применять:

1) площадное сейсмическое зондирование бассейна преломленными волнами (ЗПВ) с густотой наблюдений 1 пункт на 50—100 км², что должно обеспечить построение карт доюрской поверхности с сечением изогипс не более 250 м;

2) КМПВ по непрерывным маршрутам в комплексе с МОГТ позволит проследить рельеф поверхности фундамента и соотношение его с горизонтами осадочного чехла;

3) ГСЗ по четырем широтным маршрутам Северной области, что даст представление о строении поверхности фундамента и внутренней структуре земной коры, возможно, расчленил ее верхнюю часть по составу, типам структур и прояснит природу гравимагнитных аномалий.

В Краевой области (юг, юго-восток), где разворачиваются поисковые работы на палеозой, следует, видимо, вернуться к региональным съемкам с применением ДЭЗ как прямого метода поиска аномальных участков по минерализации вод, которое может быть использовано как непосредственный указатель на глубинный переток вод и связанную с ним нефтегазоносность; необходимо также провести МОГТ методом НСП.

Необходимость продолжения и расширения параметрического бурения очевидна. Наименее изученной в региональном плане является Северная область. Здесь совершенно нет скважин, которые бы вскрыли полный разрез юрских отложений. Наличие данных бурения необходимо для стратификации сейсмических горизонтов группы Т, предположительно относимых к триасовым отложениям, и определения вещественной характеристики триасового комплекса.

По принятому в 1975 г. плану региональных работ, разработанному с участием ИГи РГИ, в Северной области намечено бурение 13 параметрических скважин. С методической точки зрения представляется обязательным определение последовательности решения при помощи скважин геологических задач и соответственно очередности их бурения. Так, совершенно очевидна необходимость изучения южной, юго-восточной и предполагаемой северной границ Северной области, что в значительной мере предопределяет эффективность последующего поискового бурения на глубокие горизонты юры и перми—триаса. В связи с этим намечается бурение четырех первоочередных параметрических скважин. Две из них необходимо пробурить на западном (водоразделы рек Надыма, Казыма и Пима) и восточном (на борту Колтогорского трога) участках с целью вскрытия на максимальную глубину отложений в пограничной зоне между Центральной и Север-

ной областями, что будет способствовать изучению зоны выклинивания мощной толщи пермско-триасовых (?) отложений. Третью скважину целесообразно пробурить на продолжении того же профиля в пределах Толькинского купола, как наиболее высокой структуры Александровско-Газовской антеклизы, которая, очевидно, имеет сокращенный разрез мезозоя. Это позволит получить первые данные о наличии и размерах зон выклинивания и перспективах нефтегазоносности. Четвертой скважиной предполагается проверить наличие северного ограничения Северной области, намеченного в районе Ямбурга по сокращению мезозойского разреза на меридиональном региональном сейсмическом профиле.

Предкавказье. На территории эпипалеозойской Предкавказской платформы можно считать законченными два первых цикла регионального изучения. В результате выполненных работ в осадочных бассейнах выделены структурные этажи и основные крупные тектонические элементы, проведено районирование территорий на перспективные и бесперспективные районы по отдельным комплексам.

Основными проблемами работ III цикла в рассматриваемом регионе являются дальнейшее изучение региональных зон выклинивания мезозойских отложений в бортовых частях крупных депрессий, исследование глубоко погруженных горизонтов, и прежде всего подсолевого комплекса пород во внутриплатформенных впадинах, а также выяснение строения нижнего структурного этажа, сложенного триасовыми отложениями. Так, в последние годы сейсмические исследования в Восточно-Кубанской впадине были направлены на выявление и прослеживание зон выклинивания пород-коллекторов юрского разреза. Внедрение в практику сейсмических исследований МОГТ позволило увеличить глубину изучения, проследить в юрских отложениях до трех-пяти сейсмических горизонтов и на этой основе точнее наметить положение зон выклинивания.

Точность локализации горизонтов для разных участков составляет 300–1500 м. Повышение этой точности — насущная задача ближайшего будущего. Следует отметить безрезультатность бурения ряда параметрических скважин (Южно-Леушковская, Южно-Соколовская, Северо-Ладожские), заложенных с целью изучения зон регионального выклинивания. Полученные отрицательные результаты должны быть учтены при выборе местоположения новых параметрических скважин. В целом вся впадина или отдельные ее районы могут послужить опорными полигонами для разработки методики поисков объектов неантиклинального типа.

Перспективными в нефтегазоносном отношении являются подсольевые отложения юры в Восточно-Кубанской и Чернолесской впадинах. Глубины залегания толщи (приблизительно 5 км) вполне доступны для современной техники бурения параметрических и глубоких поисковых скважин. Трудности заключаются в том, что сейсморазведка даже наиболее совершенным методом — МОГТ не обеспечивает пока надлежащей точности вследствие экранирующего влияния соли.

В настоящее время с целью получения необходимых основных данных и определения нефтегазоносности подсольевых отложений даже для относительно небольшого Лабинского участка потребовалось заложение трех-четырёх параметрических скважин. Это показывает, что только комплексация

сейсморазведки с глубоким бурением может повысить ее разрешающую способность.

Большого внимания заслуживает изучение триасовых образований, что подтверждается открытием в них залежей нефти и газа в Прикумской зоне поднятий. В настоящее время сейсморазведкой МОГТ прослеживается известняковый пласт нижнего триаса, который, по-видимому, повторяет рельеф поверхности фундамента, и поэтому совместное исследование в комплексе МОГТ (осадочный чехол) и КМПВ (фундамент) будет способствовать выявлению структурных и других ловушек, благоприятных для скопления нефти и газа.

Контрастные выступы фундамента, например Спокойненский, представляют несомненный интерес с точки зрения возможного примыкания к ним пластов-коллекторов. Другими объектами в триасовых, а возможно, и во всех глубоко залегающих горизонтах мезозоя являются зоны трещиноватости, благоприятствующие скоплению в них залежей нефти и газа и контролирующиеся глубинными разломами. На основании гравиметрических и сейсмических исследований (КМПВ) в Восточно-Кубанской впадине уже намечены субмеридиональные (Кошехабльский, Темиргоевский, Вознесенский) и субширотный (Черкесский) разломы, уточнение положения которых требует постановки дополнительных региональных, а затем и поисковых работ.

Все вышеизложенное предопределяет необходимость продолжения региональных исследований в Предкавказье. Однако в регионе наблюдается тенденция к их сокращению. Так, доля параметрического бурения в общем объеме поискового бурения снизилась с 17% в 1971 г. до 13,8% в 1973 г.

В отношении региональных геофизических исследований следует отметить, что доля затрат на последние в общем объеме этих работ уменьшилась с 27,8% в 1971 г. до 21,2% в 1972 г. и еще более сократилась в последующие годы, что обусловлено увеличением роли детальных геофизических исследований. Такое снижение удельного веса региональных геофизических работ и параметрического бурения отрицательно отражается на решении основных задач, особенно по изучению строения глубоко залегающих горизонтов. Объемы работ в регионе должны оставаться пока достаточно высокими.

Методически данные работы должны осуществляться с учетом следующих рекомендаций.

Для Восточно-Кубанской и Чернолесской впадин, а также восточного склона Ставропольского свода наиболее рациональным комплексом работ с целью установления зон выклинивания юрских и нижнемеловых отложений и характера взаимоотношения их с современным структурным планом является МОГТ с сокращенным шагом наблюдения в сочетании с глубоким структурно-профильным бурением. Для изучения наиболее погруженных частей рассматриваемых впадин эффективным методом исследования глубинного строения служит комплекс МОГТ и параметрического бурения на опорных профилях.

Таким образом, можно изучить как зоны регионального выклинивания ниже-среднеюрских отложений, так и область развития гипсово-соленосной толщи титонского яруса и известняков оксфорда.

В Арзгиро-Мирненском районе для изучения строения поверхности фундамента и пермско-триасовых отложений на основе анализа эффективности отдельных модификаций сейсмометрии выявляется целесообразность применения КМПВ в комплексе с МОГТ. В целях фиксации песчаных пачек и установления характера их связи с современным структурным планом наиболее рационально сочетание МОГТ с глубоким структурно-профильным бурением.

Структурно-профильное бурение рекомендуется проводить для уточнения границ выклинивания песчаных пачек в мезозойских отложениях и выяснения тектонического строения территории вблизи этих пачек [Алексин и др., 1971]. С этой целью был намечен профиль журавско-мирненских структурных скважин, по значению приравненных к параметрическим, бурение которых осуществляется. У зоны выклинивания IV пласта альба предлагается бурение глубоких скважин, расположенных по системе трех профилей. В первую очередь следует пробурить профиль между скв. 13 и 15, представляющий наиболее информативным.

Особой проблемой в исследуемом регионе является изучение палеозойского основания (девон—пермь). Породы, слагающие его, по-видимому, не всегда подвергались значительной метаморфизации и поэтому довольно часто сходны с низами осадочной толщи. В связи с этим на молодых платформах нет четкой границы между фундаментом и нижним структурным платформенным этажом (переходный комплекс).

Перспективность образований палеозоя доказывается пока еще немногочисленными примерами по Западному Предкавказью, хотя здесь и отмечается достаточное количество коллекторов как порового, так и трещинного типа. Газопроявления и небольшие притоки газа получены из коры выветривания на Тульской, Великой и Кущевской площадях. Трещиноватые глинисто-песчаные породы перми на Расшеватской площади с прилегающими к ним базальными песчаниками альба являются единым массивным резервуаром. На Армавирской площади из песчаников и трещиноватых глинистых сланцев нижнего карбона, имеющих пористость от 8 до 20% и проницаемость от 14 до 11мД, получен приток газа дебитом 183 тыс. м³/сут.

Перечисленные факты показывают, что имеются все предпосылки для поисков углеводородов в толще палеозоя, но до сих пор остаются невыясненными геологическое строение и масштабы промышленной нефтегазоносности этих отложений. Изучение нового комплекса рекомендуется проводить в начальный период бурения параметрических скважин, которое не следует ограничивать только вскрытием пород палеозоя при технических возможностях углубления забоя. Это будет способствовать также увеличению глубинности геофизических методов исследований, что позволит получить данные о строении наиболее погруженных толщ палеозойского разреза.

В качестве самостоятельной задачи следует рекомендовать бурение параметрических и отдельных поисковых скважин с вскрытием палеозойских отложений на значительную мощность для изучения литологического состава и выяснения нефтегазоносности слагающих пород.

Первоочередным районом для вскрытия палеозойских отложений является южная часть Ставропольского свода (Армави́ро-Невинномы́сский вал), где зафиксированы их наиболее высокие отметки порядка $-600 - -1200$ м и получен приток газа (Армави́рская площадь). С целью детального изучения стратиграфии, литологии и нефтегазоносности палеозойского разреза предлагается заложить профиль параметрических скважин, проходящих через Армави́рскую, Николаевскую и Янкульскую структуры. Длина профиля — 110 км с проектными глубинами скважин 4500–5000 м. Первую скважину с проектной глубиной 5000 м рекомендуется бурить на Армави́рской структуре (палеозойские отложения будут вскрыты на отметке -2500 м). Вторую скважину с проектной глубиной 4500 м намечается пробурить на расстоянии 45 км от первой, в пределах Николаевской структуры (кровля палеозойской толщи будет встречена на самой высокой отметке -650 м). Третью скважину, отстоящую на 65 км от второй, следует заложить на Янкульской структуре с проектной глубиной 5000 м (палеозойские отложения будут залегать на отметке -1800 м).

Тем самым в пределах Предкавказья будут охарактеризованы строение и перспективы нефтегазоносности наиболее высоко залегающих отложений палеозоя в значительном стратиграфическом диапазоне и в случае получения положительных результатов определится целесообразность более широкого развертывания поисково-разведочных работ на этот комплекс.

Краевые прогибы — Западно-Кубанский и Терско-Каспийский. В пределах Западно-Кубанского и Терско-Каспийского краевых прогибов региональные работы практически ограничились выявлением общего тектонического плана с оценкой перспектив нефтегазоносности лишь верхних комплексов осадочных образований. Поиск залежей на значительных глубинах (свыше 4–5 тыс. м) и месторождений, связанных с зонами стратиграфического несогласия и регионального выклинивания коллекторских толщ, привел в настоящее время к необходимости повторного проведения региональных исследований. Поэтому в 1969 г. для районов Предкавказья ИГиРГИ совместно с территориальными институтами был предложен план региональных геолого-геофизических исследований, в который позже на основании результатов проведенных геофизических и буровых работ были внесены коррективы. В 1971–1975 гг. региональные геолого-геофизические работы в краевых прогибах были направлены на решение таких проблем, как изучение рельефа фундамента, выяснение внутренней структуры и нефтегазоносности глубоко погруженных комплексов палеоцен-эоценовых и мезозойских отложений, прослеживание зон выклинивания песчаных пачек по бортам прогибов и прилегающих ступеней.

В результате проведенных геофизических региональных работ в пределах прогибов были получены новые данные о строении фундамента, положении глубинных разломов, установлено сложное разломно-блоковое строение мезозойских отложений Передовых хребтов и долин, примыкающих к ним, выявлены новые поднятия в прибортовых частях Терско-Каспийского и Западно-Кубанского прогибов. Эффективность

региональных исследований была повышена благодаря усовершенствованию методики сейсмопрофилирования КМПВ, применению высокоэффективного МОГТ, а также комплексированию их с параметрическим бурением.

В результате параметрического бурения было уточнено строение и подтверждена продуктивность глубоко погруженных (свыше 5 км) горизонтов палеогеновой толщи на южном борту Западно-Кубанского прогиба. В пределах прилегающей к прогибу с севера Тимашевской ступени были вскрыты дислоцированные и сильно метаморфизованные породы, по-видимому, позднепалеозойского возраста и установлено наличие маломощных (до 35 м) терригенных отложений келловоя. На Таманском полуострове впервые пройден разрез верхнемеловых отложений, которые оказались залегающими намного выше, чем предполагалось ранее. На северном борту Терско-Каспийского прогиба в результате бурения первой сверхглубокой параметрической скважины (1 — Бурунная, забой 7250 м) установлено наличие верхнеюрских отложений сокращенной мощности, залегающих на вулканогенно-осадочной толще триаса мощностью свыше 1 км. Пробуренная на Кизлярской ступени параметрическая скв. 1—Березкинская подтвердила выклинивание средне- и нижнеюрских горизонтов в северном направлении от прогиба. Следует отметить, что в пределах Терско-Каспийского прогиба задачи параметрических скважин решали многие глубокие структурно-поисковые скважины.

Несмотря на достижение определенных успехов при решении задач I и II циклов региональных работ, нельзя не констатировать, что объем выполняемых региональных геолого-геофизических исследований пока далек от требуемого. В Западно-Кубанском прогибе и на Тимашевской ступени до сих пор не выяснены контуры и строение глубоко погруженных Шапсуго-Апшеронского и Динского валов, с которыми связано одно из основных направлений поисково-разведочных работ. В Терско-Каспийском прогибе остаются неясными вопросы о геологическом строении и нефтегазоносности перспективных межхребтовых и при-бортовых зон Передовых хребтов, а также подсолевых юрских отложений.

Не была подтверждена намеченная сейсмическими работами линия выклинивания песчаных горизонтов майкопа на северном борту Западно-Кубанского прогиба, и поиски литологических залежей в этих отложениях были исключены из главных направлений поисково-разведочных работ. В Терско-Каспийском прогибе не точно определены строение поверхности и глубина залегания фундамента, а также местоположение разрывных нарушений.

Проведение параметрического бурения отстает от предусмотренного планом региональных работ [Алексин и др., 1971]. Из-за малого количества параметрических скважин не обеспечивается надежная корреляция отражающих границ в глубоко залегающих толщах мезозойских пород.

Информативность параметрического бурения могла быть значительно выше при обработке скважин полным комплексом промыслово-геофи-

зических исследований, непременно с проведением ВСП и АК, достаточном отборе кернового материала.

Опыт поисков нефти и газа в пределах прогибов показывает, что региональные геолого-геофизические исследования должны проводиться на технически доступную глубину с обязательным картированием поверхности кристаллического основания и получением структурного плана различных структурных этажей осадочного чехла с учетом возможного наличия зон регионального выклинивания и стратиграфического несогласия отложений. Все это учитывает упомянутый выше план региональных работ и методические разработки к нему, которые не потеряли своей значимости на сегодняшний день. Главным в них является вывод о целесообразности проведения региональных исследований в прогибах по системе опорных профилей субмеридионального и субширотного простирания, дополняющихся сетью рядовых геофизических профилей. По опорным трассам предусматривается обязательное комплексирование геофизических работ различными методами (КМПВ, МОГТ, МРНП, гравиразведка и МТЗ) и привязка к ним оптимального количества параметрических скважин.

Дальнейшее применение КМПВ на территории прогибов важно для изучения строения поверхности фундамента, а для прилегающих ступеней — и пермско-триасового комплекса. Проведение МОГТ и МРНП (в зависимости от местных условий) может дать ценные результаты о внутренней структуре сложно построенных участков вышележащей осадочной толщи.

В соответствии с главными направлениями поисково-разведочных работ основное внимание при проведении региональных исследований в Западно-Кубанском прогибе должно быть уделено выяснению строения и оценке нефтегазоносности Шапсуго-Апшеронского и Динского валов. Так, тщательного изучения требует северо-западное продолжение Шапсуго-Апшеронского вала и характер его сочленения с Анастасиевско-Краснодарской зоной поднятий. Это поможет по-новому оценить перспективы нефтегазоносности обоих участков. Большой интерес представляет северный склон Шапсуго-Апшеронского вала, где по палеоре-конструкциям намечается обширная приподнятая зона [Юдин, Байрак, 1975]. Особого внимания заслуживают установленные и предполагаемые зоны стратиграфического несогласия и литологического выклинивания верхне- и нижнемеловых, а возможно, и верхнеюрских отложений на склонах вала.

Таким образом, целесообразно в пределах обоих валов как на объектах первостепенной важности наметить самостоятельную систему из четырех-пяти региональных сейсмических профилей вкрест простирания каждого вала, связанных продольными профилями в осевых частях. Одному из пересечений, захватывающих оба вала, следует придать значение опорного с дублированием различными методами сейсморазведки и бурением параметрических скважин. На каждом валу должно быть намечено не менее трех скважин (на своде и крыльях).

На территории Тимашевской ступени необходимо решить проблему трассирования зон развития приразломных поднятий довольно большой

амплитуды, протягивающихся вдоль региональных нарушений (Новотитаровского, Тимашевского и др.). Самостоятельную задачу в Западно-Кубанском прогибе представляет изучение южного складчатого борта, где установлено значительное количество месторождений. Промышленно продуктивными являются как орогенные, так и доорогенные комплексы пород. Причем на южном борту возможно надвигание орогена на платформенный край. В связи с этим перед региональными работами стоит проблема достоверного картирования рельефа поверхности фундамента, трассирования региональных разломов в фундаменте прогиба и отражения их в осадочном чехле, а также изучения внутреннего строения сложно дислоцированных толщ.

Основными задачами региональных работ в пределах Терско-Каспийского прогиба являются, во-первых, выявление структурных особенностей и нефтегазоносности глубоко погруженных мезозойских комплексов пород в межхребтовых и прибортовых зонах Передовых хребтов, а также структурного плана подсолевых отложений; во-вторых, прослеживание зон выклинивания юрских отложений на его северном борту. Невыясненным остается соотношение геосинклинального и платформенного бортов прогиба.

Рекомендации по созданию рациональных комплексов региональных геолого-геофизических работ для типовых геологических ситуаций

Проведенный анализ региональных геолого-геофизических исследований и предложенные рекомендации по дальнейшему изучению нефтегазоносных бассейнов позволяют сделать некоторые обобщения.

1. Изучению нижних структурных этажей, являющемуся с последнее время во всех нефтегазоносных регионах первостепенной задачей, должны предшествовать исследования фундамента и отложений верхнего этажа осадочного чехла. Таким образом, осуществляется принцип исследования глубоко залегающих толщ как "снизу", так и "сверху". Изучение фундамента проводится комплексом геофизических исследований, включающим гравиразведку, магниторазведку, электроразведку МТЗ, МТТ и сейсморазведку КМПВ, МПОВ при главенствующей роли последней.

Изучение отложений верхней части осадочного чехла проводится в основном сейсморазведкой МОВ. Полученные в результате этих исследований данные позволяют с достаточной долей условности провести тектоническое районирование изучаемых территорий.

Совокупность перечисленных работ, опорного и параметрического бурения завершают I и II циклы исследований.

2. Во всех регионах (в том числе и в рассмотренных примерах) отмечаются трудности общего характера. Они связаны с освоением больших глубин, техническим и методическим несовершенством геофизических и прежде всего сейсмических исследований, которые не обеспечиваются достаточной сетью параметрических скважин.

Трудности изучения глубоко погруженных толщ геофизическими методами связаны во всех регионах со сложным внутренним строением покрывающих отложений (например, соленосных толщ в Прикаспийской впадине и Предкавказье), невыдержанным характером глубинных границ разделов (в частности, в переходных толщах молодых платформ), слабым уровнем полезных геофизических сигналов и обилием сравнительно интенсивных помех различной природы.

Трудности технического порядка преодолеваются совершенствованием старых и созданием новых методов и модификаций геофизических работ, а также методик обработки и интерпретаций информации. Техническое перевооружение, которое уже с начала 60-х годов было проведено дважды, обеспечило большую глубинность, более высокую чувствительность и точность этих работ. Однако достигнутый уровень еще недостаточен для решения всех задач, которые геологическая служба ставит перед геофизикой на современном этапе.

Следует отметить тенденцию применять одни и те же высокоэффективные методы (метод) к различным геологическим ситуациям. В прошлом, как показал анализ, использование одних и тех же методов в различных регионах при несовершенстве техники было обусловлено иными причинами, а именно — ограниченностью количества методов в период их разработки и становления.

Важнейший метод регионального исследования — бурение опорных и параметрических скважин применяется в регионах любого типа, так как без него невозможно получение надежных геофизических данных. При этом опорное бурение используется преимущественно при I цикле региональных работ, параметрическое бурение ведется от начала до завершения этих работ.

3. Рассмотренные примеры конкретных геологических ситуаций показывают, что особенности геологического строения территории определяют методику проведения региональных работ. Влияние этих особенностей почти не сказывается в период выполнения I цикла работ, когда не совсем ясна ситуация, с которой столкнутся исследователи и которая потом будет выявлена. Поэтому в таких условиях опробуются все имеющиеся высокоэффективные методы. Но уже во II и особенно III цикле региональных работ, когда идет выявление и оконтуривание зон нефтегазонакопления в бассейнах, на методику работ и постановку задач начинают влиять геологические особенности — специфика тектоники, состава, условий накопления осадочного чехла, строения фундамента и т.д.

Рассмотренные геологические ситуации (древние и молодые платформы, краевые прогибы) имеют с методической точки зрения различия, существенно сказывающиеся на проведении работ. Например, при изучении фундамента геофизическими методами возникает больше проблем в условиях молодых платформ, чем древних. Поверхность фундамента первых не является "жесткой" сейсмической границей. Наличие так называемого промежуточного комплекса, кровля которого часто принималась и принимается за поверхность фундамента (Западная Сибирь, Мангышлак, Предкавказье), ставит задачу самостоятельного его

картирования. Кристаллический фундамент древних платформ картируется относительно более уверенно и надежно даже на глубинах до 5—6 км (бортовые зоны Прикаспийской впадины). Рельеф фундамента этих платформ во многом определяет строение нижних этажей осадочного чехла, и поэтому региональная структура последних расшифровывается быстрее.

Большая контрастная выраженность зон выклинивания и стратиграфического срезания на молодых платформах создает условия для лучшего выявления и картирования этих зон по сравнению с древними платформами.

Значительные глубины краевых прогибов определяют сходство последних с экзогенальными впадинами платформ (например, Прикаспийской). Однако в прогибах почти всегда существуют трудности в изучении геосинклинальных склонов вследствие специфики их строения (активная, пликативная, разрывная, надвиговая тектоника, своеобразие толщ выполнения и т.д.).

Наличие соленосных отложений из-за экранирующих для сейсморазведки свойств при пассивной (Предкавказье) и особенно при активной (Прикаспийская впадина) соляной тектонике отрицательно сказывается на результативности региональных работ, направленных на изучение подсолевых толщ. В случае активного соляного диапиризма дополнительные большие трудности возникают при исследовании надсолевого комплекса, региональная структура которого вуалируется.

Относительно рационального комплексирования региональных работ для типовых геологических ситуаций можно сказать следующее.

При изучении краевых частей *древних платформ* в условиях, близких Прикаспийской впадине, основной задачей является достижение однозначных представлений о строении различных тектонических зон. Это достигается только при существенной концентрации региональных исследований вместе с некоторым объемом детальных работ на определенных участках. Распыление этих работ по огромной территории в условиях глубочайших впадин и постепенное сгущение сети региональных сейсмических профилей не дают надлежащего эффекта. Указанный принцип может быть реализован с помощью предлагаемой методики ведения региональных и детальных работ по опорным полигонам и поисковым полосам.

Основу опорного полигона и поисковой полосы должен составлять опорный региональный сейсмический профиль или "широкий профиль" с дублированием различных методик, обеспеченный надлежащим количеством параметрических скважин, вплоть до сверхглубоких. Метод "широкого профиля", разработанный во Франции, позволяет получить объемное представление о пересекаемых объектах. Он начал опробоваться в СССР (Грозный, Волгоград-Луговопролейское пересечение) и может стать ведущим при исследовании территорий по опорным полигонам и поисковым полосам. Следует проверить возможность унификации применения подобной методики и в других регионах, поскольку концентрация работ на определенных участках в любом случае позволит однозначно решать геологические задачи.

Основной задачей региональных работ на *молодых платформах* является изучение палеозойских (включая триас) структурных этажей и плохо картируемых глубоко погруженных частей мезозойско-кайнозойского структурного комплекса. Кроме того, для последнего стоит задача выявления и оконтуривания зон нефтегазоаккумуляции, связанных с ловушками неантиклинального типа.

При изучении мезозойско-кайнозойских отложений встречаются обычно две ситуации. Первая — когда верхний структурный этаж в силу благоприятных сейсмогеологических условий и относительно небольших глубин (до 3–4 км) оказывается изученным достаточно быстро, полно и эффективно сейсморазведкой МОВ, дополненной другими мелкомасштабными геофизическими методами — электроразведкой, гравиразведкой, магнитометрией (Западная Сибирь). В этих условиях на глубинах, превышающих возможности сейсморазведки МОВ, необходимо применение КМПВ и других глубинных методов для прослеживания нижних горизонтов чехла и фундамента. Оконтуривание зон нефтегазоаккумуляции, связанных с литологическим выклиниванием и стратиграфическим срезанием, может проводиться попутно с ведущимися детальными поисковыми геофизическими работами и поисковым бурением.

Вторая ситуация — когда строение мезозойских отложений более сложно и обусловлено наличием, например, пластичных соленосных и глинистых толщ в глубоко прогнутых внутриплатформенных впадинах (Предкавказье). В этих условиях появляется необходимость изучения на больших глубинах общего структурного плана подсолевых отложений и его взаимоотношения с надсолевыми толщами. В бортовых частях внутриплатформенных впадин должны быть прослежены и детализированы зоны выклинивания и стратиграфического несогласия подсолевых и надсолевых толщ.

Для решения указанных задач на бортах внутриплатформенных впадин или на склонах крупных сводов и ступеней целесообразно применять сейсморазведку МОГТ в сочетании со структурно-профильным бурением, что позволяет изучать зоны выклинивания надсолевых и подсолевых образований. Структурный план подсолевых отложений в наиболее погруженных частях впадин устанавливается только комплексом МОГТ и параметрического бурения. Этот комплекс позволяет определять также область развития гипсо-соленосных толщ.

Региональное изучение нижних структурных этажей на молодых платформах осложняется особым характером строения так называемого промежуточного комплекса и гетерогенного фундамента. Задачи изучения этих толщ могут решаться комплексом МОГТ (для определения их внутреннего строения) и КМПВ (для прослеживания границ раздела толщ и поверхности фундамента) в сочетании с бурением параметрических скважин. Названный комплекс позволяет в целом охарактеризовать площади распространения и мощности указанных толщ.

Наиболее целесообразно заложение оптимальной сети опорных и рядовых региональных сейсмопрофилей. Вдоль опорных профилей сейсмо-

разведка сопровождается некоторыми видами электроразведки и гравиразведкой повышенной точности. При неблагоприятных поверхностных условиях сейсмопрофилирование может быть заменено ТЗ в определенном масштабе.

В *краевых прогибах* задача региональных работ состоит в изучении строения рельефа поверхности фундамента, структурных особенностей и нефтегазонасыщенности глубоко погруженных толщ осадочного чехла, а также зон выклинивания коллекторских горизонтов. При наличии гипсово-ангидритово-соленосных или глинистых пород большой мощности, способствующих проявлению надвиговой тектоники, важной задачей является выяснение соотношения структурных этажей, несоответствия между которыми обусловлены существованием в разрезе упомянутых пластичных толщ. Существенным вопросом в этой геологической ситуации остается определение характера сочленения платформенного и геосинклинального бортов прогибов, поскольку в глубоко погруженных платформенных отложениях под надвинутыми на них орогенными образованиями (иногда полностью перекрывшими внутренние части краевых прогибов) могут существовать зоны нефтегазонакопления.

Оптимальным в пределах краевых прогибов, как и на платформах, является проведение работ по опорным и рядовым трассам. На платформенной территории прогибов при современном техническом уровне наиболее эффективно применение КМПВ с обязательным наблюдением (на отдельных участках) МОГТ. В условиях сложно построенных геосинклинальных бортов прогибов необходимо КМПВ комплексировать с МРНП (возможно, совместно с электроразведкой МТЗ, МТП и гравиразведкой повышенной точности). Все трассы должны быть обеспечены бурением оптимального количества параметрических скважин.

Применение КМПВ на территории краевых прогибов важно для изучения строения поверхности фундамента, а сейсморазведка МОГТ и МРНП может дать ценные сведения о внутреннем строении всего осадочного чехла, в том числе и на больших глубинах.

В заключение следует сказать, что конкретные геологические ситуации ставят перед региональными работами еще более сложные и разнообразные задачи, поэтому типизация геологических условий возможна только в самых общих чертах, которые мы попытались здесь осветить. Эти типы могут служить лишь первыми ориентирами при планировании региональных работ II и, главное, III цикла в тех или иных районах.

СТАДИЯ ПОДГОТОВКИ ПЛОЩАДЕЙ К ПОИСКОВОМУ БУРЕНИЮ

Цели, задачи и общие принципы проведения работ. Конечной целью работ рассматриваемой стадии является, как известно, подготовка к поисковому бурению перспективных площадей и подсчет запасов по категории S_2 , а для новых районов — по подгруппе D_1 . К основным задачам стадии

относятся: детальное изучение геологического строения исследуемого района; поиски локальных ловушек в различных структурных этажах; выбор и детализация строения первоочередных объектов для подготовки к поисковому бурению по (возможно) продуктивным комплексам отложений или другим горизонтам, стражающим их структуру.

Выявление и подготовка площадей к бурению ведется комплексом геолого-геофизических методов.

Роль геофизических методов при поисках нефтяных и газовых месторождений исключительно велика. Геофизическими методами было подготовлено под глубокое бурение более 90% площадей. Ежегодно для этих целей выделяется около 20% средств от общих ассигнований на геолого-разведочные работы на нефть и газ. Ведущее место в комплексе принадлежит сейсморазведке (85% объема всей полевой геофизики). Геофизические работы на стадии подготовки ловушек к поисковому бурению условно подразделяют на последовательно проводимые: 1) — рекогносцировочную съемку, 2) — поисковую съемку и 3) — детальную съемку.

Рекогносцировочная съемка. Основным методом съемки является сейсморазведка в комплексе с гравиразведкой, аэромагниторазведкой и электроразведкой. Все эти методы сочетаются с глубоким параметрическим и иногда с профильным бурением, необходимым для изучения геологического строения осадочного чехла и при интерпретации геофизических данных.

В сейсморазведке используют КМПВ и МПОВ в сочетании с МОГТ и в сложно построенных районах МРНП. Работы могут проводиться по редкой сети непрерывных профилей или в виде площадных или линейных зондирований как КМПВ, так и МОВ. Сеть профилей или зондирований должна быть рассчитана на выявление и оконтуривание структур II порядка. Их размеры прогнозируются на основе геологических представлений, полученных на региональном этапе и по данным других геофизических методов, предшествующих проектируемым исследованиям. При освоении севера СССР широко применялись речные сейсморазведочные работы МОВ.

На рекогносцировочной стадии исследований роль гравиразведки, аэромагнитной съемки, электроразведки значительно более высока, чем на всех последующих стадиях поисков и разведки, и обычно эти работы проводятся перед сейсмическими исследованиями. Гравиразведка обеспечивает съемку с сечением изоаномал 1—2 мгл. Проводится аэромагнитная съемка масштаба 1:200 000 (сечения карт 25—50 гамм). Применяется электроразведка МТТ, МТП, КМТП, МТЗ и ЗСМ.

В результате проведенных грави-, аэромагнитных и электроразведочных исследований в зафиксированных физических полях устанавливаются структуры II порядка, их размеры и простирания, намечаются зоны нефтегазонакопления, а также выявляются типы локальных объектов и первоочередные участки для постановки детальных работ.

Поисковая съемка. Задачей поисковой съемки является выявление структур III порядка и ловушек неантиклинального типа. Основным методом ее решения до 1970 г. был МОВ в обычной модификации, ко-

торый освещал строение осадочного чехла до глубины 3—3,5 км. С 1970 г. основным методом становится МОГТ и в сложно построенных районах — МРНП, позволяющие увеличить глубину исследований до 6—8 км.

Масштаб сейсмической съемки 1:100 000 — 1:50 000. При этом густота сети профилей МОВ составляет 0,5—0,7 пог. км/км². В зависимости от размеров структур расстояние между разведочными профилями устанавливается в 1,5—2 км, между связующими — 4—6 км. Для поисков ловушек неантиклинального типа нужна, как правило, более густая сеть профилей. Высокие требования к точности определения границ ловушек неструктурного типа приводят к необходимости комплексирования сейсморазведки с бурением параметрических скважин. В настоящее время поиски ловушек этого типа производятся в небольшом объеме.

Детальная съемка. Целью детальной съемки служит подготовка выявленных объектов, перспективных на нефть и газ, под глубокое поисковое бурение. Съемка проводится в основном сейсморазведкой МОВ в различных модификациях. Густота сети МОВ при детальной съемке в зависимости от размеров подготовленных структур и их амплитуды составляет от 0,7 до 2—3 пог. км/км² площади. Густота профилей часто обуславливается не только размерами структур, но и качеством отражений. При переходе на методику ОГТ качество отражений значительно улучшилось, что дает возможность в некоторых случаях разрядить сеть профилей. В районах со сложным геологическим строением используют МРНП и МОГ.

В СССР при подготовке площадей в некоторых районах применяется *структурное и структурно-поисковое бурение*, иногда в комплексе с геофизическими методами (Пермская область, Татария, Башкирия и некоторые другие районы).

Роль структурно-поискового бурения может совершенно измениться при его техническом совершенствовании путем создания унифицированных стандартных комплексов, обеспечивающих как бурение скважин малого диаметра самодвижущимися высокопроходимыми станками до глубин 2500 м и более, так и их опробование испытателями пластов во время бурения и полноценные исследования и опробования после его завершения. Использование структурно-поискового бурения предполагается при поисково-разведочных работах, целенаправленных на неантиклинальные типы залежей (и структуры малого размера) в верхнем структурном этаже, располагающихся на относительно небольших глубинах.

Особое место в рассматриваемой стадии занимают *прямые методы* прогнозирования разреза и наличия скоплений углеводородов. В ряде районов страны в опытным порядке прямые поиски осуществляются комплексом методов сейсморазведки, грави- и электроразведки, газохимической, бактериальной, радиометрической и другими видами съемки, и уже получены положительные результаты. Можно ожидать в десятой пятилетке начала внедрения на поисковом этапе ряда методов, и прежде всего геофизических.

Рассмотрим состояние с подготовкой ловушек к глубокому бурению по рассматриваемым регионам.

Прикаспийская впадина. В подсолевых отложениях выявление структур и подготовка их под глубокое поисковое бурение осуществляются в основном сейсморазведкой. В результате исследований регионального этапа, рекогносцировочной и поисковой съемок, проводившихся сейсморазведкой КМПВ, МПОВ, МОВ и в последнее время МОГТ, выявлено более 150 объектов по отражающим горизонтам P_1 , P_2 и P_3 , которые в западной части впадины соответственно приурочены к поверхности ангидритовой толщи низов кунгурского яруса, поверхности отложений среднего карбона и отложениям терригенного девона. Наиболее уверенно прослеживается отражающий горизонт P_1 . Рекогносцировочная съемка МОВ, МОГТ (расстояние между профилями 2–5 км), а затем поисковые и детальные съемки проведены не везде, а только на ряде участков бортовой и внутренней прибортовой зон впадины.

В последнее время основным методом подготовки структур к поисковому бурению является сейсморазведка, главным образом МОГТ. Исключением в этом отношении составляет западная часть впадины, где при подготовке применяется комплекс структурно-поискового бурения, высокоточной гравиразведки и сейсморазведки. Ряд структур был выявлен профильно-параметрическим бурением. Методика подготовки площадей сводится к созданию полигональной сети сейсмических профилей, в основном располагаемых через 0,5–2 км вкост простираения изучаемой структуры. Густота сети профилей, как правило, составляет 1–1,3 км/км². Масштаб структурных карт при передаче структур под глубокое бурение – 1:50 000, реже 1:100 000. МОГТ обеспечивает прослеживаемость отражающих горизонтов, связанных с подсолевыми отложениями, всего лишь на 25–40%. Наличие соляных куполов, которые характеризуются широким диапазоном изменения углов наклона и мощностей соляных тел, приводит к образованию сложной волновой картины при исследованиях МОВ (петли, интерференция), что при интерпретации в некоторых случаях может привести к появлению ложных структур. Правильная корреляция волн и расшифровка полученной волновой картины часто из-за этого затруднена и требует большого искусства. Трудности картирования сейсморазведкой локальных подсолевых структур заключаются в недостаточном знании вертикального и горизонтального изменения скоростных характеристик осадочной толщи. Значительные искажения в построениях подсолевых отражающих горизонтов дают вносимые в скоростную модель среды упрощения, заключающиеся в рассмотрении соли как односкоростной толщи. Между тем в основании соленосной толщи прослеживается сульфатно-терригенная пачка переменной мощности (0–700 м). Изучение скоростных характеристик невозможно без достаточной опорной сети параметрических скважин, в которых были бы проведены исследования ВСП и СК.

Сейсморазведка МОВ с магнитной записью обеспечивает кондиционность результативных структурных карт с сечением изогипс не менее 200 м. При такой точности большинство подсолевых структур не

может считаться уверенно выделенными, так как значительная их часть имеет амплитуды до 100 м. Это подтверждают повторные сейсмозъемки и бурение глубоких скважин. Расхождение сейсмических данных с материалами бурения достигало 400 м (Локтыбай) и даже 800 м (Шубар-Кудук). Результаты, полученные МОГТ, отличаются более высокой точностью, но и они пока не обеспечивают необходимой кондиционности.

С целью повышения точности структурных построений на структуре Улькентюбе был опробован графоаналитический способ центровых лучей (СЦЛ-1), учитывающий сейсмический снос в пространстве, разработанный в ИГиРГИ (Глотов О.К.).

В последнее время в рассматриваемом районе в опытным порядке на отдельных площадях (Карпенская, Краснокутская и др.) проведены прямые поиски скоплений углеводородов. В данных исследованиях применялся комплекс методов, включающих кроме сейсморазведки высокоточную гравиметрию и электроразведку. На указанных структурах установлен высокий уровень поглощения сейсмических волн и область разуплотнения пород, приуроченных к подсолевым нефтяным залежам.

Примеры Карпенской, а также Кенкиякской площадей показывают все трудности по подготовке подсолевых структур.

Карпенское месторождение (рис. 4, вкл.) приурочено к поднятию, выявленному в 1964 г. сейсморазведкой МОВ. В 1965 г. попытка детализации поднятия сейсмозъемкой МОВ-ОНП, МРНП, СПФ не увенчалась успехом, поскольку основное внимание в тот период было обращено на разведку девонских и каменноугольных отложений, по которым сейсморазведка вообще не давала сколько-нибудь надежных материалов. Почти одновременно было начато бурение параметрических (структурно-профильных) скважин (Карпенский профиль). Получение кратковременных притоков газа из верейских отложений в скв. П-6 и промышленной нефти из граничных слоев кунгурского и артинского ярусов в скв. Г-13 послужило толчком к бурению (1970–1971 гг.) глубоких поисковых скважин на этой площади. К этому времени Карпенское подсолевое сейсмическое поднятие, несмотря на неоднократные переинтерпретации сейсмического материала опытными методическими и тематическими партиями, неуверенно выделялось в виде структурного носа или структуры приразломного типа, что послужило причиной заложения ряда скважин не в оптимальных условиях.

В 1970–1971 гг. детальной сейсморазведкой МОВ-ОНП, МОВ-ОГТ (плотность профилей до $3,44 \text{ пог.км/км}^2$) Карпенское и выявленное этой же съемкой Восточно-Карпенское поднятия подготавливаются под глубокое поисковое бурение. Морфология и положение сводов этих структур резко отличаются от предыдущей рисовки (см. рис. 4).

Кенкиякское месторождение (рис. 5) приурочено к поднятию, выявленному площадными сейсморазведочными работами МОВ-КМПВ в 1959–1961 гг. при уточнении глубинного строения соляного купола. В 1962–1965 гг. структура уточняется сейсмозъемками МОВ-ПМЗ,

МРНП. В 1969 г. в своде структуры была заложена вторая параметрическая скв. (П-88), первая скв. П-12, вскрывшая часть солевой толщи, ликвидирована по техническим причинам. Бурение скв. П-88 показало резкое расхождение с данными сейсморазведки. Так, подошва соли оказалась на 350 м ниже. Сейсмический горизонт был неправильно стратифицирован — отнесен к сульфатно-терригенной пачке (горизонт VII) в основании кунгура.

Уже на стадии поискового бурения сейсмический материал не раз пересматривался (1970—1971, 1972, 1974 гг.), выполнялись отдельные дополнительные профили МОВ (1969 г.). Проводилась повторная сейсмосьемка МОВ по уплотненной сети (1970 г.) и МОГТ (1974 г.). Однако и эти уточнения, и разные варианты структурных схем существенно корректировались бурением.

В настоящее время задача детализации структурного плана осуществляется бурением 13 глубоких поисковых скважин.

В надсолевом комплексе при выявлении и подготовке площадей к поисковому бурению применяются: структурно-геологическая съемка (восточная часть впадины), сейсморазведка МОВ, МРНП и в последнее время МОГТ, метод скважинной сейсморазведки, структурно-поисковое бурение. На отдельных площадях проводится высокоточная гравиразведка и геохимическая съемка.

Сейсморазведка является основным видом работ при подготовке структур к поисковому бурению. Изучение структурных планов надсолевого разреза и поверхности соли осуществлялось МОВ, реже КМПВ, МРНП и в последнее время МОГТ.

Региональными гравиметрической и структурно-геологической съемками, а также рекогносцировочной сейсморазведкой выявлено более 1500 соляных куполов и межкупольных поднятий. Из них около 380 структур подготовлено сейсморазведкой под глубокое бурение. Сейсмические профили располагаются рационально, с большой густотой наблюдений. Существенных расхождений данных сейсморазведки с бурением нет. Однако многие детали строения, необходимые для размещения поисковых скважин, остаются неясными. Плохо изученными являются присводовые участки куполов, где наблюдается потеря корреляции сейсмических волн, часто положение разломов оказывается возможным установить только после бурения. Остаются неизученными крутые склоны соли, плохо обстоит дело с картированием пермско-триасовых отложений, которому препятствует наличие кратных волн. Внедрение МОГТ частично улучшило положение; так, более надежно удастся выделить границы, связанные с пермско-триасовыми отложениями, значительно сужена зона потери корреляции вблизи контакта пород со склоном соляного купола.

Метод скважинной сейсморазведки (МСС) используется для изучения конфигурации соляных тел (Кульсары, Сагиз, Мортук, Коктау и др.). Точность метода зависит от знания закона распространения скоростей и параметров наблюдения.

В целом можно считать, что методика подготовки структур в надсолевой толще достаточно отработана. Комплекс методов подобран

оптимально и гибко применяется в соответствии с теми или иными геологическими условиями, что видно из приводимых ниже примеров.

Месторождение Прорва (тип глубоко погруженных соляных куполов)— здесь был применен следующий комплекс геолого-поисковых и разведочных работ: 1 — гравиметрическая съемка масштаба 1:200 000, 2 — рекогносцировочная и детальная сейсморазведка масштаба 1:500 000.

Гравиметрическая съемка оказалась малоэффективной для глубоко погруженных структур. Сейсморазведочные работы МОВ рекогносцировочно-площадного характера на площади были начаты в 1955 г. Расстояние между профилями — 4 км со сгущением в пределах выявленного Прорвинского поднятия до 1 км. Структурная карта по III отражающему горизонту (рис. 6) послужила основой для постановки глубокого поискового бурения, которое было начато в 1959 г. Первая же поисковая скважина (№1) в сводовой части Восточно-Прорвинского поднятия установила промышленную нефтеносность келловейских отложений. Однако последующее бурение показало довольно существенные расхождения с данными геофизики. Поэтому сейсморазведка МОВ была повторена в 1961 г.

Изучение и подготовка к поисково-разведочному бурению нижнего (пермско-триасового) подэтажа начаты после получения промышленного притока нефти из триасовых отложений в скв. 11а на Восточно-Прорвинском поднятии постановкой в 1973 г. рекогносцировочных площадных сейсморазведочных работ МОГТ (плотность сейсмопрофилей 0,2 пог. км/км²). В целом эффективность подготовки на Прорве оказалась достаточно высокой, хотя блоковое строение месторождения сейсморазведкой не устанавливается, что снижает результативность поискового бурения, особенно на пермско-триасовые отложения.

На месторождении Мартыши (тип погруженных соляных куполов) подготовка структуры к глубокому бурению осуществлялась следующим комплексом методов: 1 — гравиметрическая съемка, 2 — сейсморазведка МОВ и КМПВ, 3 — структурно-поисковое бурение.

Если гравиразведка для соляных куполов с залеганием ядра на глубинах 1000 м и более оказалась малоэффективной, то структурные карты по I (?) (подошва третичных отложений), III (подошва неокома) и VI (поверхность соли) отражающим горизонтам (рекогносцировочные и детальные сейсмосъемки МОВ, КМПВ 1959—1960 гг.) легли в основу структурно-поискового и поисково-разведочного бурения.

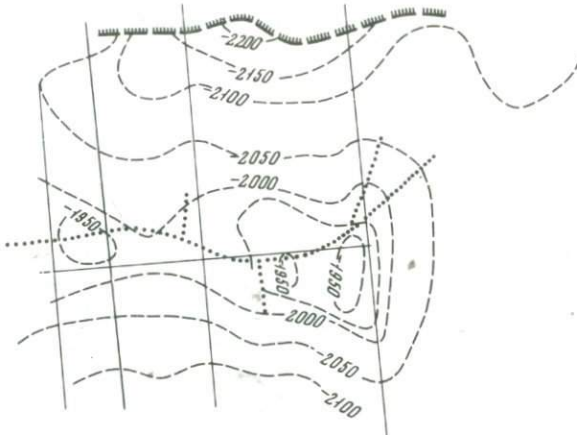


Р и с. 5. Эволюция представлений о структуре подсолевого месторождения Кенкиак. Структурные карты. Поисковый этап: IА, Б — стадия подготовки к поисковому бурению (А — по А.В. Роллер, А.П. Скутиной, 1962 г.; Б — по М.С. Садырову, 1971 г.), IIА, Б — стадия поисков месторождений (А — по В.М. Пилифосову, 1974 г.; Б — по Л.Г. Кирюхину, 1977 г.)

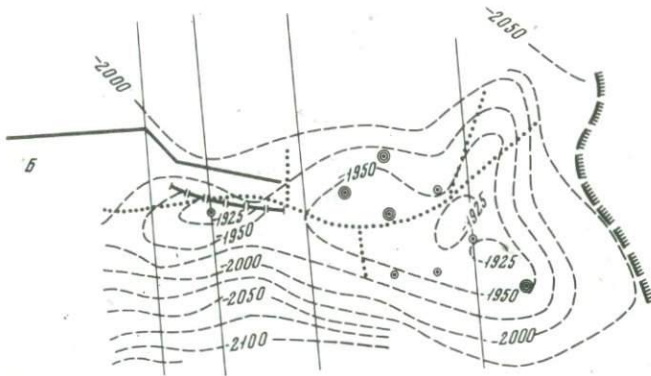
1 — сейсмические профили; скважины: 2 — давшие промышленный приток нефти из артинских отложений, 3 — глубокие (пробуренные и бурящиеся), 4 — проектные; изогипсы, м: 5 — по отражающему горизонту П₁, 6 — по кровле II продуктивного горизонта; 7 — крутой уступ соли; 8 — внешний контур нефтеносности II продуктивного горизонта

I

A



B



1



2



3



4



5



6



7



8



9



10



11

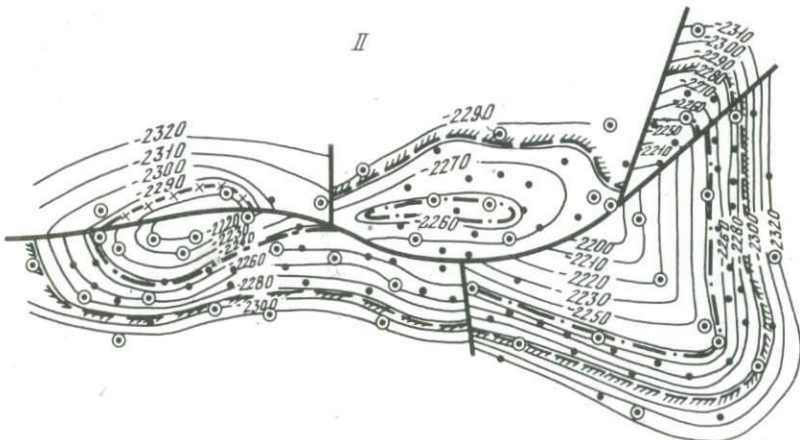


12



13

II



Бурение структурно-поисковых скважин было начато в 1961 г. Всего на площади пробурено 18 структурно-поисковых скважин. Скважины закладывались как на сейсмических профилях, так и вне их профилями вкрест простираня структуры и проходились со сплошным отбором керна. Максимальная глубина скважины — 785 м, средняя — 457 м. Структурно-поисковой скв. К-2 была выявлена апт-неокомская залежь на Южных Мартышах. Это позволило уже в том же 1961 г. перейти к глубокому поисково-разведочному бурению.

Следует отметить, что примененный комплекс работ по выявлению и подготовке структуры оказался достаточно эффективным (за исключением гравиразведки), хотя выявление промышленной нефтеносности Мартышей было осуществлено более ранним в общем комплексе методом — структурно-поисковым бурением.

На месторождении Кенкияк (соляная купол с неглубоким залеганием пород) выявление и подготовка структуры под глубокое поисковое бурение осуществлялись гравиразведкой, сейсморазведкой, геологическими съемками и структурно-поисковым бурением.

Гравиразведка оказалась эффективным методом выявления структур с неглубоким (500—1000 м) залеганием соляного ядра. В 1932 г. рекогносцировочной гравиразведкой был обнаружен минимум силы тяжести — Мобль-Берды. Гравиметрическая съемка масштаба 1:200 000 в 1952 г. подтвердила наличие минимума Мобль-Берды, соответствующего соляному куполу Кенкияк. Геологическая же съемка, проводившаяся несколько раз в масштабах 1:200 000, 1:50 000 и 1:25 000, дала очень мало сведений по площади.

Площадные сейсморазведочные работы велись в двух модификациях — МОВ и КМПВ. Проведенная первоначально сейсмосьемка МОВ (1959 г.) отличалась невысокой точностью, глубина залегания кровли соли была завышена на 500—600 м, что привело к неправильному определению проектных глубин скважин. При использовании данных сейсморазведки МОВ и первых пробуренных поисковых скважин сейсмосьемка КМПВ дала более правильную картину залегания поверхности соли, а также установила пологую подсолевую структуру на глубинах 3,3—3,4 км. Недостатком проведенной сейсморазведки было отсутствие сколько-нибудь достоверных данных о крутых склонах соляного штока.

В 1962 г. осуществляется сейсмосьемка МРНП, в результате которой детализируются крутые склоны северного и южного крыла. Применение структурного бурения оказалось весьма эффективным в условиях



Р и с. 6. Эволюция представлений о структуре месторождения Прорва. Структурные карты. IА, Б — поисковый этап (А — стадия подготовки к поисковому бурению, по С.В. Гольдину, 1955 г.; Б — стадия поисков месторождений, по Ганееву, 1961 г.); II — разведочный этап, по П.А. Думчеву, 1970 г.

1 — сейсмпрофили; скважины: 2 — глубокие поисковые, 3 — глубокие разведочные, 4 — эксплуатационные; тектонические нарушения: 5 — по данным сейсморазведки, 6 — по данным бурения, 7 — выявленные на разведочном этапе; 8 — границы потерь корреляции III отражающего горизонта; изогипсы, м: 9 — по III отражающему горизонту, 10 — по кровле песчаной части I пласта II среднекембрийского горизонта; внешний контур: 11 — нефтегазоносности, 12 — газовой шапки, 13 — газоносности

Кенкияка. Месторождение было открыто структурными скважинами К-17 и К-34, что послужило толчком к площадным структурно-поисковым работам. Одновременно начато было и глубокое поисково-разведочное бурение.

Таким образом, геологическая эффективность работ стадии подготовки площадей к поисковому бурению, оцененная по степени подтверждаемости структур, показывает следующее.

Подсолевые структуры, подготовленные к глубокому бурению в целом по впадине, опоискованы на 50—60%. Из последних, в связи с полным отсутствием структурных условий, выведено более 20% площадей. Однако на многих площадях пробурена одна (редко две) скважина, что не позволяет судить о наличии или отсутствии благоприятных структурных условий.

В надсолевом комплексе положение с подготовкой структур на первый взгляд намного лучше. Нет принципиальных расхождений сейсмических данных с данными, полученными бурением в верхней части мезозойских отложений. Подтверждаемость структур, введенных в поисковое бурение, особенно подготовленных комплексом работ (геокартирование, сейсморазведка и структурное бурение), очень высока. Из 180 структур, охваченных глубоким поисковым бурением, не подтвердилось не более 10.

Точность подготовки ловушек у крутых склонов соляного тела и глубоко погруженных структур на уровне пермско-триасовых отложений еще низка.

В целом удельный вес работ по подготовке площадей к поисковому бурению за 1970—1975 гг. в Прикаспии, оставался достаточно стабильным и в среднем составляет 22,2% от общих затрат на поисковый этап.

Для повышения эффективности подготовки структур к поисковому бурению, особенно в подсолевых отложениях, необходимо значительное усовершенствование методики сейсморазведочных работ МОГТ — основного метода подготовки ловушек в этом комплексе.

Западная Сибирь. Подготовка площадей к глубокому поисковому бурению производилась в регионе в начальный период (1948—1960 гг.) площадным колонковым бурением в комплексе с сейсморазведкой МОВ, а с 1961 г. только сейсморазведкой МОВ по методике НСП. В 1971 г. началось внедрение в производство МОГТ, который в настоящее время становится основным методом работ на этой стадии.

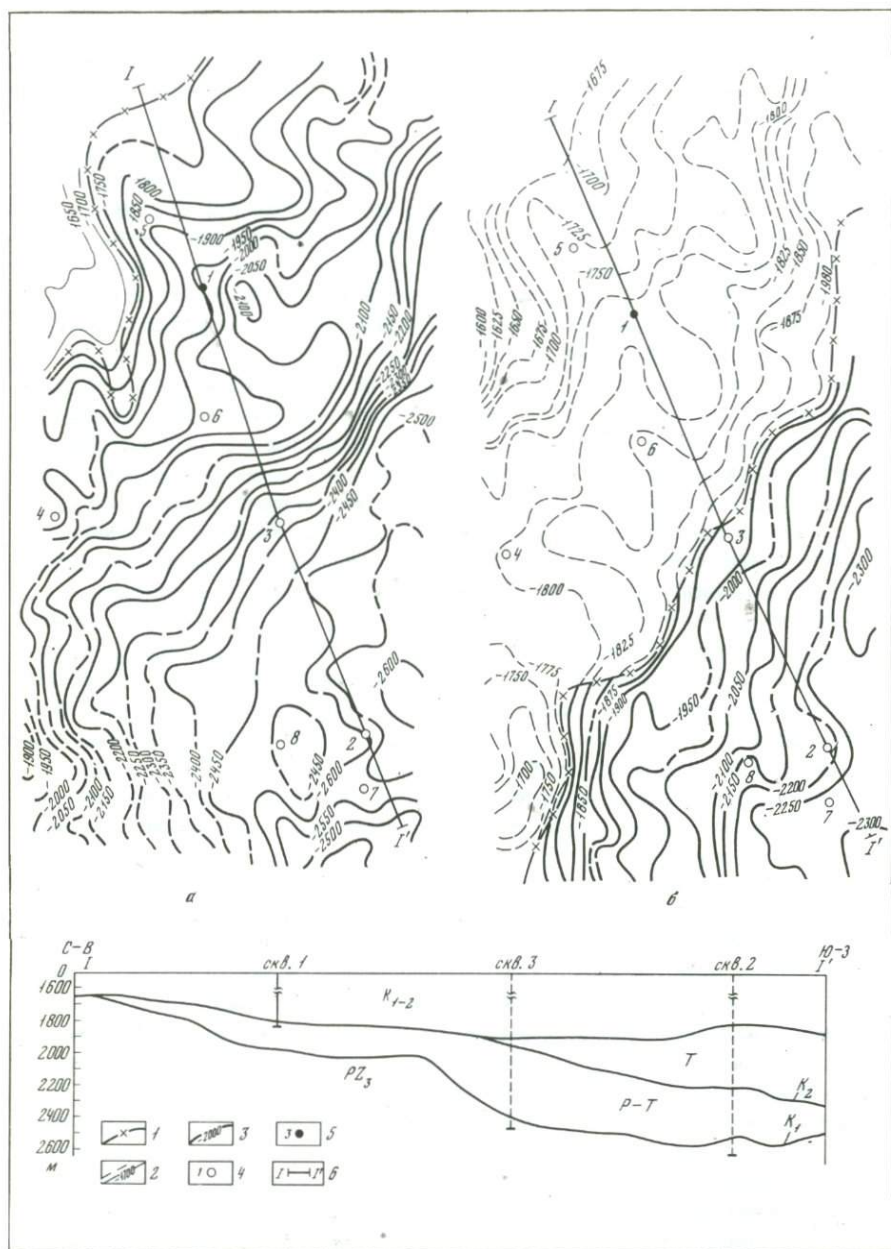
Высокая геологическая эффективность сейсморазведки МОВ в Западной Сибири определяется благоприятными сейсмогеологическими условиями (градиентный характер низкоскоростного разреза, обуславливающий относительно небольшой уровень волн-помех, наличие в разрезе региональных опорных отражающих горизонтов, спокойный характер складок и т.д.). В Краевой и Центральной областях, где МОВ применяется с 1948 г., принят масштаб съемки 1:100 000 и 1:50 000, плотность сеймопрофилей 1,0—1,6 пог. км/км². На севере Западной Сибири (междуречье Надыма, Пура и Таза), где сейсмические исследования проводятся с 1965 г., масштаб поисковой съемки, основными

объектами которой являются крупные антиклинальные поднятия II порядка, составляет 1:200 000 и даже мельче. Сейсморазведкой МОВ изучена верхняя часть осадочного чехла до 3—3,5 км. В этом интервале глубин регистрируются отражающие горизонты, основными из которых являются С, Г и М, приуроченные соответственно к отложениям сена, подошве турона и низам отложений апта. Отражающий горизонт Б, относящийся к битуминозным аргиллитам баженовской свиты верхней юры, работами МОВ прослеживается практически на всей территории Западной Сибири, но наиболее четко регистрируется в пределах Среднего Приобья. Большая часть (90%) подготовленных структур выявлена именно по горизонту Б.

В девятой пятилетке перед геологами Западной Сибири были поставлены новые задачи: 1 — выявление зон выклинивания и стратиграфического несогласия; 2 — изучение глубоко погруженных горизонтов осадочного чехла; 3 — уточнение строения ранее выявленных структур и контуров разведываемых залежей. Решению перечисленных задач способствует внедрение в практику работ МОГТ. Впервые в Западной Сибири съемки МОГТ были выполнены в 1971—1972 гг. на Салымской, Верхнесалымской структурах, Федоровской и Аганской площадях. Результаты применения работ МОГТ показали, что такие исследования существенно повышают информативность и достоверность подготовки структур к поисковому бурению. При этом резко увеличилась глубинность сейсморазведки — зафиксированы отраженные волны в нижне- и среднеюрских отложениях и в доюрском комплексе (отражающие горизонты Т, Т₁, Т₂, А, К₁ и К₂). В настоящее время МОГТ входит в обязательный комплекс работ по подготовке площадей к поисковому бурению. Объем работ МОГТ, выполненных в Западной Сибири, составляет более 16 тыс. пог. км профилей.

Приведем несколько примеров геологической эффективности исследований МОГТ. Детальные сейсмические работы МОГТ, проведенные в 1973—1974 гг. на Алешкинской площади, позволили выделить участки, осложненные тектоническими нарушениями, а также наметить зоны выклинивания коллекторов в неокомских отложениях.

Алешкинская площадь подготовлена для поисков литолого-стратиграфических залежей в отложениях валанжинского яруса. Крупномасштабные съемки (1:50 000) МОГТ, проведенные в 1973—1974 гг. на Обь-Юганской площади (Сургутский район), позволили уточнить строение участка в зоне сочленения юго-западного склона Пимского вала с Тундринской котловиной. Повышена достоверность прослеживания всех отражающих горизонтов и число их увеличено до семи. Получены первые данные о геологическом строении толщи ниже отражающего горизонта Б. Кроме того, выделены зоны литолого-фациального замещения пород внутри мегионской свиты. Благодаря внедрению МОГТ стало возможным изучение внутренней структуры палеозойского комплекса. Работы МОГТ на Малоичской и Круглой площадях в 1973—1974 гг. показали, что внутри палеозойской толщи фиксируются отражающие горизонты (К₁ и К₂), которые залегают с более крутыми углами падения, чем вышележащие отложения (рис. 7). Точность сейс-



Р и с. 7. Круглая площадь, по У.Г. Ишаеву. Структурные карты по отражающим горизонтам K_1 (пермь—триас?) (а), K_2 и А (пермь—триас, палеозой) (б) и геологический профиль

1 — линия выклинивания отложений перми—триаса; изогипсы, м; 2 — горизонта А, 3 — горизонтов K_1 и K_2 ; скважины и их номер: 4 — проектные, 5 — пробуренные; 6 — линия профиля

мических исследований МОГТ оценивается для отражающего горизонта $B \pm (25 \div 60)$ м, для группы горизонтов $T \pm (50 \div 80)$ м. Для повышения точности определения глубин залегания отражающих горизонтов необходимы данные, полученные в результате проведения комплекса геофизических исследований в параметрических скважинах (АК, ВСП, СК и др.). С 60-х годов в Западной Сибири проводятся экспериментальные и теоретические исследования, направленные на изучение возможностей сейсморазведки для прямого обнаружения углеводородов. Кроме местных организаций (СНИИГГИМС, ЗапСибНИГНИ), исследования проводят МИНХиГП, ВНИИгеофизика, ИГиРГИ. Примером использования кинематических характеристик волн для прогнозирования залежей углеводородов в Западной Сибири могут служить работы, основанные на анализе величин Δt — разности времен отражения от кровли и подошвы пласта, возможно, насыщенного нефтью или газом. Аномальное увеличение значений Δt связывается с наличием залежи. На ряде месторождений Западной Сибири (Самотлорское, Енты-Пурское, Салымское и др.) зафиксировано отчетливое увеличение Δt в своде структуры. Примером применения динамических параметров сейсмических колебаний для прогнозирования залежей нефти и газа может явиться использование программы КМПП, разработанной в МИНХиГП (М.Б. Рапопорт). В результате применения данной программы на Мамонтовском месторождении удалось уточнить контур залежи нефти. Изучаются "прямые" возможности и других геофизических методов (электроразведка — ЗСП, высокоточная гравиразведка, магниторазведка). Эффективность сейсмических работ по выявлению и подготовке структур к бурению в Западной Сибири до глубин 2500—3000 м достаточно высока. Общая подтверждаемость структур составила 95% в Центральной области и до 99% в Северной (ввиду наличия крупных структур).

За последнее время сейсморазведкой обработано 600 тыс. пог. км профилей и выявлено 700 локальных структур. Детально подготовлена и передана под глубокое бурение 471 структура. На выявление и подготовку одной структуры затрачено в среднем 540 км сейсмопрофилей. Введено в бурение (на 1 января 1976 г.) 409 локальных структур, из которых более чем на 200 открыты залежи нефти и газа, на 146 получены отрицательные результаты, остальные еще находятся в бурении. В последние годы отмечается некоторое снижение количества подготовленных к глубокому бурению структур, а также удельного веса этой стадии в общем объеме поискового этапа.

С целью повышения эффективности подготовки структур к глубокому бурению и учитывая то, что объектами исследований данных работ становятся глубоко погруженные комплексы осадочного чехла (I, T, P) и ловушки неструктурного типа, следует совершенствовать не только методику, технику и обработку данных МОГТ, но более рационально использовать комплекс геофизических методов (электроразведка, гравиразведка, магниторазведка, термометрия).

Особой проблемой в Западной Сибири стала разработка критериев выбора первоочередных объектов поиска в нижних структурных этапах. Для выбора таких объектов А.И. Гусевой, И.Е. Лейфманом,

Т.Н. Корневой (МГУ) и Л.П. Климушиной (ИГиРГИ) разработана методика обнаружения перетока палеозойских нефтей [Корнева, 1976; Гусева и др., 1977], позволяющая выявить первоочередные объекты. Таковыми прежде всего могут являться месторождения (Мыльджинское, Южно-Мыльджинское, Лугинецкое, Верхнесалатское, Усть-Сильгинское), на которых рекомендуется поисковое бурение на доюрские отложения.

Предкавказье. Из всех рассматриваемых нефтегазодобывающих районов старейшим является Предкавказье, где проходили апробацию и опытные исследования многие геологические и геофизические методы. В настоящее время здесь продолжает совершенствоваться методика выявления и подготовки объектов к глубокому бурению в различных геотектонических условиях эпипалеозойской платформы и краевых прогибов, что в свою очередь будет способствовать поиску новых нефтегазоносных комплексов в тех районах, где глубинное геологическое строение исследовано недостаточно хорошо.

В качестве основных методов для выявления и подготовки структур к глубокому поисковому бурению на большей части Предкавказья используются сейсмические. Рассматриваемая территория почти полностью исследована сейсмическими работами МОВ, что позволило выявить и подготовить к бурению локальные структуры III порядка в верхней части осадочного чехла, включая меловые отложения по отражающим горизонтам F , K_2 , $1K_1$ и $2K_1 - I$ (в Центральном и Восточном Предкавказье) и по горизонтам B , C , M_k , M_p , F , F , K_2 , K_1 (в Западном Предкавказье). Густота сети профилей МОВ доходила иногда до $1,5-2,5$ км/км². Некоторые площади были перекрыты сейсмической съемкой МОВ по 2-3 раза. Структурные карты по отражающим горизонтам для верхней части разреза построены в масштабе 1:50 000 с сечением стратозоигипс через 20-25 м, а на отдельных участках равнинного Дагестана и Ставрополя в масштабе 1:25 000 с сечением через 10 м. В результате работ МОВ было выявлено 400 структур.

Структуры, залегающие на глубинах более 3,5 км (юра и перм-триас), практически стало возможным разведывать начиная с 1970-х годов благодаря внедрению в производство МОГТ. Данными исследованиями пока покрыта часть территории Предкавказья. На начало 1977 г. было отработано свыше 53 тыс. пог. км профилей МОГТ. Густота сети на разведочных площадях $0,5-1,5$ км/км². Отражающие горизонты, связанные с пермско-триасовыми и подсолевыми отложениями юры, достаточно надежно зафиксированы в некоторых районах Предкавказья: горизонты I_3^0 , I_2 и I_1 , связанные с подсолевыми отложениями и прослеженные на отдельных участках Восточно-Кубанской впадины, и горизонты A , T_3^+ , T_1 , приуроченные соответственно к кровле триасовых отложений, к верхне- и нижнетриасовым комплексам и зафиксированные в пределах Манычского прогиба и Прикумской зоны поднятий. Вместе с тем изучение внутренней структуры пермско-триасовых комплексов работами МОГТ недостаточно эффективно, поскольку в Предкавказье имеются площади (Арзгиро-Мирненская зона, Старо-Минский и Северо-Кочубеевский участки), в пределах которых отражающие горизонты глубже поверхности триаса, или вооб-

ще не прослеживаются, или прослеживаются спорадически и корреляция их во многих местах затруднена. Это, по-видимому, связано с ухудшением акустических свойств и отсутствием четкого представления о волновом поле пермско-триасовых отложений (нижний структурный этаж), что объясняется не только слабой изученностью этих отложений специальными сейсмическими методами (позиционные расстановки, зондирование Майсгрев, ВСП), но и незначительным количеством скважин, вскрывших данный разрез. Стратиграфическая привязка зарегистрированных волн (I—T, T₁, T₂, T₃, T₄, P—T и др.) осуществлена лишь в единичных, далеко отстоящих друг от друга скважинах, а в некоторых тектонических зонах и вовсе отсутствует. На начало 1977 г. МОГТ было выявлено 85 структур, 29 из них в отложениях триаса, 10 по подсолевым горизонтам. Со времени внедрения в производство МОГТ (с 1968 г.) на территории Предкавказья ежегодно подготавливается в среднем 20—22 структуры, при этом количество выявленных структур с годами несколько сокращается, а глубинность изучения разреза возрастает. Среднеквадратические ошибки МОГТ при картировании глубоко погруженных нижнеюрских и пермско-триасовых горизонтов составляют ±40—60 м.

В целом по Предкавказью сейсмическими методами обеспечивается подготовка к глубокому бурению 94% всех объектов.

Следует отметить, что в Западном Предкавказье впервые в Советском Союзе стали проводиться специальные опытно-методические работы, направленные на выявление неантиклинальных ловушек. В настоящее время применение анализа амплитудных аномалий показало возможность использования его в качестве поискового принципа при локализации зон выклинивания. Основные исследования с целью поисков ловушек неантиклинального типа проводились в пределах бортов Восточно-Кубанской впадины (выклинивание юрских отложений) и южного борта Западно-Кубанского прогиба (песчаная толща майкопа, расположенная между горизонтами Мп и Мк). Сейсмическими исследованиями выявлено более 10 неантиклинальных ловушек.

В настоящем разделе при анализе состояния методики выявления ловушек и подготовки их к глубокому поисковому бурению основное внимание уделяется наиболее сложным и трудно изучаемым районам, отличающимся низкой эффективностью поисковых работ. Это внутриплатформенная Восточно-Кубанская впадина, в которой интерес представляют исследования глубоко залегающих подсолевых отложений, а также Арзгиро-Мирненская зона поднятий, где наблюдается плохая сходимость сейсмических данных с материалами глубокого бурения.

В Восточно-Кубанской впадине сопоставление по данным сейсморазведки и бурения структурных планов одноименных или близко расположенных горизонтов показывает значительное сходство последних. Наибольшее совпадение наблюдается для структур, закартированных по меловым отложениям. В связи с этим большинство структур в настоящее время уже выявлено и подтверждено бурением. С 1956 г. наблюдается уменьшение общей площади подготовленных структур в 1,6 раза, а структур средних размеров в 2,5 раза.

Приведем пример хорошей подтверждаемости структуры в пределах *Великой площади*, расположенной на западном борту Восточно-Кубанской впадины, где в 1958–1962 гг. проводились сейсмические исследования МОВ. По отражающим горизонтам С, F и K_1 , сходным по конфигурации, она представляет складку северо-северо-восточного простирания (размеры по K_1 и 5x4 км). В 1972 г. сейсмические материалы по отражающему горизонту K_1 были переинтерпретированы, в результате чего на площади выделены два купола — северный и южный. Первый подтвержден данными бурения глубоких скважин, а на втором проектируется заложение разведочной скважины.

Примером частичного подтверждения сейсмической интерпретации данными глубокого бурения является структура, расположенная в пределах *Юбилейной площади*, где в 1967–1968 гг. сейсмическими исследованиями МОВ по горизонту K_1 (п) и I_2 было выявлено поднятие с амплитудой около 80 м. Структурные карты, построенные на основе сейсмических исследований, показывают достаточно хорошую сходимость по горизонтам K_1 (п) и I_2 . В то же время на некоторых участках площади отмечается несоответствие сейсмических построений данным глубокого бурения. Так, последние материалы глубокого бурения дают основание предполагать наличие двух куполов — западного и восточного, хотя по сейсмическим данным картируется только восточный. Существование Восточно-Юбилейного поднятия, выявленного МОВ, также внушает сомнения. Следует отметить, что структурные планы юрских отложений не совпадают со структурными планами меловых и неогеновых отложений, которые имеют широтное простирание. В дальнейшем (1969–1971 гг.) ввиду прослеживания зон выклинивания юрских отложений на Юбилейной площади и расположенной южнее Тенгинской были проведены профили МОГТ.

Помимо приведенных примеров, имеются случаи, когда представление о строении структур, ранее закартированных и включенных в фонд подготовленных, в дальнейшем значительно изменялось. Это касается в основном подсолевых структур.

На примере наиболее разбуренной *Лабинской площади* установлено значительное расхождение данных бурения и МОГТ. Изучение ее началось с 1947 г. постановкой магнитометрических и гравиметрических работ, которыми складка не была обнаружена. В 1958 г. сейсмическими исследованиями МОВ по отражающим горизонтам K_2 и I_3 было выявлено поднятие (размеры по K_2 9x4,5 км), но со значительным смещением свода (около 5 км) по более древним отложениям в северо-восточном направлении. В 1963 г. из-за отсутствия на площади исследований ВСП горизонт I_3 по сопоставлению с разрезом Южно-Советской площади первоначально был отнесен к оксфордскому ярусу. В настоящее время установлено, что на Лабинской площади горизонт I_3 соответствует поверхности мощной соленосной толщи (горизонт 2– I_3) и поэтому характеризует строение галогенных отложений (поднятие), а не карбонатного комплекса оксфорда (терраса). Таким образом, глубина залегания горизонта по данным бурения на 1500 м выше, чем предполагалось по результатам МОГТ.

При проведении сейсмических исследований МОГТ расстояние между меридиональными профилями составляло 4–6 км, между широтными — 2 км, между профилями северо-западного направления — 3 км.

Структурный план подсолевых отложений по данным МОГТ представлен в виде моноклинали, которая погружается на юго-запад от –3600 до –4700 м. Такое несоответствие в структурных планах меловых, юрских (надсолевых) и юрских (подсолевых) комплексов, где получены промышленные притоки нефти, а также большие глубины залегания перспективных горизонтов свидетельствуют о необходимости детальных качественных исследований наиболее эффективными сейсмическими методами каждого структурного этажа с проверкой результатов отдельными параметрическими скважинами.

В 1963 г. Ю.А. Циплухин в пределах Лабинской площади выполнил гравиметрическую съемку, материалы которой были пересмотрены в 1975 г. В.И. Блюменцвайгом. Последний по двум профилям (II и III) северо-западного направления выделил теоретические локальные аномалии, по-видимому, связанные с изменением плотностных свойств в плане. Зона минимума сужается с востока на запад — от проф. III (район продуктивных скв. 4 и 6) к проф. II.

Арзгиро-Мирненская структурная зона характеризуется очень сложными сейсмо-геологическими условиями, что сказывается на картировании горизонтов, связанных с триасовыми и даже нижнемеловыми отложениями ($1K_1$). В Арзгиро-Мирненской зоне в течение нескольких лет в качестве метода подготовки площадей к глубокому поисковому бурению проводились сейсмические площадные исследования МОВ. Территория зоны покрыта равномерной сеткой профилей МОВ с расстоянием между ними в 1–2 км, некоторые участки перекрыты 2–3 раза, плотность сейсмических наблюдений в среднем достигает 0,7–0,8, иногда 1,5 пог. км/км². Но, несмотря на большую плотность сейсмических исследований, точность качественной оценки района этим методом недостаточна.

Наиболее остро стоит вопрос о точности сейсмических исследований и подготовке площадей к глубокому бурению на Сельском участке, где развиты мелкие локальные структурные поднятия. В последние годы большая часть рассматриваемой территории прокартирована по отражающему горизонту $1K_1$, а в пределах Южно-Серафимовского поднятия проводились исследования МОВ по горизонту $2K_1$. Построенные по этим отражающим горизонтам структурные карты оказались недостаточно достоверными. Так, 85% скважин, заложенных на сейсмической основе, попали в неблагоприятные структурные условия. Поэтому наращивание объемов сейсморазведочных работ в том плане, в котором они проводились, не имеет смысла. Отмеченная особенность поисковых работ в рассматриваемом районе характерна и для Расшеватско-Кропоткинского (Краснодарский край). На качество сейсмических данных в этих районах отрицательно влияют близость фундамента к картируемым поверхностям нижнемеловых пачек, резкое несоответствие структурных планов разновозрастных отложений, а также трудность выделения продуктивных объектов в низкоомных апт-альбских коллекторах.

В Мирненском районе структурное бурение (глубины порядка 1900 м) как самостоятельный метод не оправдало себя. Тем более его нельзя рекомендовать для Сельского участка, так как здесь фиксируется интенсивный (амплитуда до 100 м) размыв верхнемеловых отложений, определяющий несовпадение структурных планов горизонтов эоцена и продуктивных пластов мезозоя. По-видимому, наиболее рациональным комплексом работ на этой стадии можно считать сейсмические исследования МОГТ и радиометрические методы. При использовании данных сейсмики следует обратить внимание на выявившуюся из практики геолого-поисковых работ тенденцию к смещению действительного свода структурного поднятия по сравнению с закартированным по сейсмическим данным в юго-восточном и северо-восточном направлениях (в пределах Мирненско-Крутойрской зоны поднятий). Смещение достигает 1,5–2 км (рис. 8, вкл.).

Краевые прогибы — Западно-Кубанский и Терско-Каспийский. Сокрытие фонда антиклинальных структур в верхних структурных этажах прогибов привело к необходимости поисков залежей на значительных глубинах (свыше 4–5 км) и связанных с зонами стратиграфического несогласия и регионального литологического выклинивания коллекторских толщ. Поэтому главными типами поисковых объектов, перспективных на нефть и газ, на территории Западно-Кубанского прогиба являются погребенные рифогенные массивы и антиклинальные складки в глубоко погруженных палеогеновых и мезозойских отложениях, в Терско-Каспийском прогибе — линейные нарушенные поднятия и антиклинальные складки, сопутствующие крупным структурам, в верхнемеловом и смещенные антиклинальные поднятия в подсолевом юрском комплексах пород в пределах Передовых прогибов, а также блоковые структуры в межхребтовых зонах. На северных бортах прогибов, Тимашевской и Кизлярской ступенях с помощью сейсмических методов МОГТ, МОВ и структурного бурения могут быть выявлены объекты, связанные с неструктурными ловушками в нижнемеловых и юрских отложениях. Принципиально новым типом объектов для постановки нефтегазописковых работ в Западно-Кубанском прогибе служат нерасформированные палеоподнятия, одно из которых установлено на северном склоне Шапсуго-Апшеронского вала. В связи с этим большое практическое значение приобретает проведение детального палеоструктурного анализа перспективных территорий с целью выявления новых подобных структур. Нужно сказать, что картирование погребенного структурного этажа, а также зон регионального выклинивания и стратиграфического несогласия в ряде случаев затруднено, в связи с чем материалы сейсморазведки по глубоким отражающим горизонтам зачастую расходятся с данными бурения. Например, в юго-восточной части Западно-Кубанского прогиба не было подтверждено заливообразное выклинивание майкопских песков на Мартанской площади. Глубины залегающих майкопских отложений на северном борту Западно-Кубанского прогиба оказались на 400–750 м выше предполагаемых по сейсмике, несмотря на то что все поисковые скважины были пробурены в оптимальных структурных условиях.

При выявлении и подготовке к поисковому бурению структур на больших глубинах, а также при прослеживании продуктивных горизонтов в зонах регионального выклинивания и стратиграфического несогласия в пределах Предкавказских краевых прогибов достаточно хорошо зарекомендовал себя МОГТ, применяющийся сравнительно недавно.

На сложно построенных участках (южный борт Западно-Кубанского и центральная часть Терско-Каспийского прогибов) наиболее целесообразно применение МРНП по профилям вкрест простирания предполагаемых структурных осложнений.

На территории Терско-Каспийского прогиба в качестве методов для выявления поисковых объектов используются МРНП, МОГТ, МОГ с высокоточной гравиметрией, эффективность которой намного повышается при опережении работами ВЭЗ, что дает возможность построения карт с сечением не более 0,5 мгл.

Для отдельных районов краевых прогибов, например, для южного борта Западно-Кубанского прогиба, где маркирующие горизонты мезозоя залегают на больших глубинах, все еще сохраняет свое значение бурение структурных скважин, компенсирующих недостаточную точность сейсморазведки. Для выявления и подготовки поисковых объектов в зонах литологического выклинивания и стратиграфического несогласия на Тимашевской и Кизлярской ступенях наиболее эффективным является МОВ в комплексе со структурным бурением. В условиях Передовых хребтов для изучения сложно построенных структур желательно применение МОГ.

В ближайшее время намечается продолжить сейсмические исследования МОГТ с целью выяснения структурного плана и характера изменений мощностей палеогеновых и мезозойских отложений на западном погружении Шапсуго-Апшеронского вала, южном и северном бортах Западно-Кубанского прогиба. Планируется уточнение положения зоны выклинивания верхнеюрских и детальное изучение современной структуры палеогеновых и меловых отложений на прилегающей с севера Тимашевской ступени. Исследования с применением МОГТ на северном борту прогиба намечается проводить в комплексе с МОВ, а в восточной части южного борта — с МРНП.

В Терско-Каспийском прогибе предусматривается продолжение изучения тектонического строения межхребтовых зон с помощью структурно-профильного бурения. Детальные геофизические работы авторы рекомендуют применить для выяснения структурного плана подсольных отложений.

Рекомендации и общие выводы

Проведенный анализ состояния и методики работ по подготовке площадей к глубокому поисковому бурению на примере ряда регионов страны позволяет наметить пути их совершенствования и дать некоторые рекомендации методического плана.

Ценность перспективных площадей, подготавливаемых к глубокому бурению, обуславливается тремя главными показателями: объемом

ловушки, глубиной освещения разреза, степенью кондиционности подготовки [Кунин, 1975].

Проводящаяся в настоящее время оценка подготавливаемых объектов только по их количеству и площади (последняя учитывается не всегда) является недостаточной. Опыт работ свидетельствует о важности учета объема ловушки, величина которого оценивается площадью и амплитудой.

Увеличение глубины освещения разреза при подготовке структуры (или других объектов) диктуется необходимостью получения данных по разным структурным этажам, в том числе по фундаменту. При значительном несоответствии структурного плана разных этажей учет подготовленных объектов следует вести по каждому структурному этажу отдельно.

Третий важнейший и наиболее сложный показатель — степень кондиционности подготовки — определяется плотностью сетки наблюдений и их точностью. Теоретически допустимая предельно минимальная плотность сейсмопрофилей составляет 0,33–0,37 км/км² при масштабе 1:100 000 и 1,25–1,5 км/км² при масштабе 1:50 000, максимальная — соответственно 2,5–3,0 и 5–6 км/км². При недостаточной плотности профилей структура не должна включаться в фонд подготовленных объектов. Вместе с тем подготовку мелких (до 10 км²) и очень крупных (более 100 км²) и высокоамплитудных структур не обязательно, по-видимому, доводить до высшей степени детальности. При плотности сети, обеспечивающей необходимую детальность, кондиционность подготовки зависит исключительно от возможностей применяемых методов, и прежде всего сейсморазведки.

Подтверждаемость структуры, ее достоверность и соответственно оценка реальной точности сейсмических и других построений основаны на схождении данных геофизических работ и бурения. Для заключения о неподтверждаемости структуры необходимо наличие на каждой площади минимум двух скважин, добуренных до целевых горизонтов.

Анализ показал, что эффективность поисков находится в прямой зависимости от качества подготовки площадей к глубокому бурению. В сложных условиях проведения работ на рассматриваемой стадии, связанных с большими глубинами (4,5 км и более) и поисками ловушек неантиклинального типа, важное значение приобретает рациональное комплексирование геофизических и радиогеохимических исследований с параметрическим и структурно-поисковым бурением. Традиционный комплекс геофизических методов должен быть дополнен терморазведкой. Значительно повышается роль высокоточной гравиразведки, электроразведки и магниторазведки, применяемых в качестве прямых методов поисков залежей нефти и газа, а также проводимых с целью получения необходимой информации о вещественном составе горных пород.

Развитие всех геофизических методов должно идти по линии повышения их глубинности и разрешающей способности, создания системы наблюдений, обеспечивающих решение обратных геофизических задач

в трехмерном пространстве, и соответствующих алгоритмов и программ цифровой обработки геофизических данных на ЭВМ.

В каждом регионе необходимо на специально подобранных полигонах осуществлять опережающие опытно-методические работы, направленные на разработку методики поисков новых поисковых объектов, например неантиклинальных ловушек.

Следует подчеркнуть, что ведущим методом подготовки объектов остается (и в будущем, по всей вероятности, останется) сейсморазведка. Учитывая особое значение указанного метода в комплексе геологоразведочных работ на нефть и газ, рекомендуется усилить исследование методического характера в следующих направлениях.

1. Повышение точности сейсморазведки при картировании горизонтов с крутыми (более 20°) углами падения на основе решения волнового уравнения и способа ЭРО, а также применение площадных систем наблюдений (широкий профиль и профиль слалом) и специальных приемов интерпретации (способ центровых лучей и др.).

2. Повышение разрешающей способности метода путем регистрации колебаний на высоких частотах (50–500 Гц) с восстановлением истинного сигнала колебаний.

3. Развитие модификации поперечных волн с целью повышения точности картирования малоамплитудных структур и осуществления прямых поисков в комплексе с методикой, основанной на продольных волнах.

4. Широкое внедрение в практику сейсморазведочных работ МОГТ; дальнейшее совершенствование программ обработки, направленных на прямые поиски углеводородов, основанные на способах "яркого" и "темного" пятна, "псевдоструктур" под залежью, понижение пластовых скоростей, повышенное поглощение энергии, горизонтальности водо- и газонефтяного контактов и др.

5. Развитие моделирования и способов пересчета сейсмической записи в кривую акустического каротажа при известной форме возбуждаемого сигнала с целью расчленения тонкослоистого разреза.

6. Развитие методики работ с невзрывными источниками с использованием кодовых зондирующих сигналов.

7. Опробование, внедрение и дальнейшее развитие поляризационного метода сейсморазведки.

8. Развитие исследований по выработке методики прогнозирования буримости разреза и зон аномально-высоких пластовых давлений.

9. Расширение скважинных исследований методами ВСП и акустического каротажа на продольных и поперечных волнах.

10. Дальнейшее развитие, более широкое внедрение и комплексирование методов скважинной (МОГТ, ВСП) и наземной сейсморазведки на поисковом и даже разведочном этапах работ.

11. Перевод КМПВ и МОВ на цифровую регистрацию и обработку полученной информации на ЭВМ.

СТАДИЯ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (залежей) НЕФТИ И ГАЗА

Задачи, общие принципы проведения и методика поискового бурения. Стадия поисков месторождений (залежей) нефти и газа является заключительной на поисковом этапе проводимых поисково-разведочных на нефть и газ работ; она является наиболее капиталоемкой и по сути дела предопределяет общую эффективность поисков.

На рассматриваемой стадии в современном ее понимании предусматривается решение четырех основных задач: 1 — поиски месторождений (залежей); 2 — в случае успеха — предварительная оценка промышленной значимости открытых месторождений (залежей) на основе запасов категорий S_1 и S_2 ; 3 — обеспечение разведочного этапа достаточно определенной их объемной моделью; 4 — в случае отрицательных результатов — обоснование бесперспективности работ.

Остановимся на основных показателях поискового бурения в СССР. Бурение глубоких скважин для поисков месторождений и залежей нефти и газа характеризуется значительным повышением удельного веса (до 56%) на фоне почти стабильных общих объемов поисково-разведочного метража.

Несмотря на это, успешность поискового бурения по числу продуктивных структур (коэффициент успешности) не превышала 33%, и только в Западной Сибири она по-прежнему относительно высока (43%). Успешность бурения по числу продуктивных скважин (коэффициент удачи) при поисках месторождений несколько увеличилась (от 14,3 до 16,6), особенно в последние годы (1975 г. — 22,5).

Средний по стране объем бурения, затрачиваемый на открытие и оценку одного месторождения (с учетом бурения на непродуктивных площадях), за последнее десятилетие сохранялся примерно на одном уровне — около 17 тыс. м (6—7 скважин). По Западной Сибири эти показатели были несколько лучшими — около 14 тыс. м (4—6 скважин).

Следует, однако, отметить большее количество скважин и метража, затрачиваемых на оценку непродуктивной площади, по сравнению с этими же показателями, характеризующими открытие месторождения. Средняя глубина поисковых скважин из года в год последовательно возрастала, за последние 10 лет она увеличилась на 500 м, достигнув к 1975 г. 2849 м.

Таким образом, приведенные данные свидетельствуют о том, что поисковое бурение характеризуется в настоящее время повышением глубинности и увеличением объемов работ и что геологическая эффективность его находится не на должном уровне (при глубине залегания нефтегазоносных горизонтов, превышающих 3500 м, вышеназванные показатели бурения ухудшаются в 1,5—2,5 раза).

Причин этому несколько. Назовем три главнейшие из них.

1. Неудовлетворительное качество подготовки структур к бурению на относительно больших глубинах и особенно в геологически сложных условиях. Недостаточно высокая эффективность поискового бурения связана с неудовлетворительными результатами геофизических или

других работ, приводящими к полному или частичному несоответствию с данными бурения (смещение сводов структур, несоответствие морфологии, углов наклона и т.д.). В последнем случае если даже месторождение и открывается, то бóльшим, чем это необходимо, числом скважин. Характерно, что геофизические методы, и прежде всего сейсморазведка (ведущий метод), начинают неуверенное картирование объектов на глубинах 3000–3500 м. В то же время поисковое бурение в массовом количестве ведется именно у порога снижения точности сейсморазведки. При этом, как мы уже отмечали, существует устойчивая тенденция к росту средних глубин скважин, особенно в районах, где фонд антиклинальных поднятий на небольших глубинах (в верхнем структурном этаже) уже сократился.

Статистические данные (согласно М.Г. Лейбсону) показывают также, что "средние глубины открытий" меньше глубин скважин на 500–600 м, т.е. зачастую поисковые скважины просто "зависают" в неперспективной части разреза. Вместе с тем нередки случаи, когда поисковыми скважинами перспективный разрез изучался не полностью, эта задача по техническим и экономическим причинам отодвигалась на более поздние сроки. В результате появлялась необходимость повторных поисково-разведочных работ, включающих сейсморазведку, структурное бурение и бурение глубоких скважин на поиски пропущенных залежей.

Все это говорит о том, что общепризнанный принцип бурения поисковых скважин "до фундамента" и "на технически доступную глубину" должен быть применим, но применим более гибко; он обязателен при бурении в новых неосвоенных районах.

На изученных территориях глубины поисковых скважин должны быть строго дифференцированы.

2. Опоискование ловушек на малоперспективных и неперспективных землях. Относительно распространенности этой второй причины (47% площадей, выводимых из бурения с отрицательными результатами) следует сказать следующее. Даже в наиболее простой геологической ситуации, при поисковых работах в верхнем структурном этаже, успешность опоискования структур варьирует в широких пределах и зависит от нефтегеологической позиции района поисков. Наименьшая успешность во всех районах характерна для работ, проводимых на нефтегеологических границах: границах нефтегазоносного бассейна и границах зон нефтегазоаккумуляции. При поисках в нижних структурных этажах коэффициент успешности по территории бассейна должен меняться аналогичным образом, а в целом, возможно, будет еще ниже.

3. Слабое научное обоснование оптимизации поисков. Данная проблема — многоплановая. Это — вопросы определения числа необходимых поисковых скважин, выбора систем размещения и оптимальных расстояний между ними, очередности бурения, геологической информативности поисковых скважин и т.д.

Все существующие, применяемые на сегодня, внедряемые и рекомендуемые методические разработки по этим вопросам нацелены на решение указанных выше четырех главных задач поисковой стадии.

Рассмотрим задачу поискового бурения, направленного собственно на открытие месторождения. Практика показывает, что большинство месторождений выявляется первыми поисковыми скважинами. Так, за 1965–1975 гг. из общего числа открытых в СССР месторождений¹ первой скважиной выявлено 56%, второй — 18%, третьей — 12%, т.е. первыми двумя поисковыми скважинами выявлено 74% месторождений, а первыми тремя — 86%.

С рассматриваемой задачей смыкается и последняя, четвертая, задача стадии — оценка непродуктивности площади. По статистическим данным, около 66% площадей, оказавшихся непродуктивными, оценивались одной-двумя скважинами и около 80% — первыми тремя. Однако в то же время на 15–20% опбискованных площадей делаются открытия или они получают отрицательную оценку в результате бурения четырех и более скважин; значительный метраж устанавливается для площади, где пробурены четыре (и более) скважины, но они (площади), не получив оценки, переходят бурением на следующий год. Следовательно, при поисках, направленных на открытие месторождений, неоднократно повторяются случаи бурения многих скважин, что снижает эффективность работ, но бывает, что площадь неоправданно выводится из бурения с отрицательными результатами.

Все сказанное в целом предопределяет общую "стратегию" поиска, т.е. возможность проведения его либо одиночными скважинами (на большем количестве структур) или оптимально допустимым одновременным бурением на одной площади двух или трех поисковых скважин с целью открытия месторождения. Последнее, по-видимому, возможно в районах, где уже установлены зоны нефтегазоаккумуляции, доказана региональная продуктивность тех или иных горизонтов, а также отмечается достаточно высокое качество подготовки площадей. Такой методический принцип будет способствовать скорейшему установлению масштабов месторождений, но, естественно, на меньшем числе структур [Жабрев и др., 1968].

В итоге на сегодняшний день достаточно определенно сложилось методическое положение, по которому поисковое бурение, направленное на открытие месторождения, а в случае отрицательных результатов — для обоснованного вывода площади из поисков, ограничивается тремя скважинами.

Вторая и третья задачи стадии также взаимосвязаны как с первой задачей, так и между собой прежде всего необходимостью получения при ведении работ достаточно достоверной объемной модели залежи (и месторождения в целом), без которой рациональное ведение поисково-разведочных работ практически невозможно.

На объемных представлениях должен быть основан выбор системы расстановки и обоснование расстояний и для поисковых (причем при открытии месторождения и при оценке его промышленной значимости), и для разведочных скважин. Однако если для разведочного бурения это условие в какой-то мере выдерживается, то поисковое

¹ Имеются в виду месторождения и площади антиклинального строения.

бурение зачастую пока ведется на основании только верхней (структурной) поверхности залежи.

В настоящее время существуют следующие основные группы систем поискового бурения: одиночные скважины; профильные системы — одним (поперечным, продольным, диагональным) и двумя взаимопересекающимися профилями скважин ("поисковый крест"); непрофильные системы (треугольная, лучевая, "критического направления") и т.д.

Разработаны эти системы с целью открытия и оценки месторождения, но фактически не каждая система в достаточной степени обеспечивает выполнение поставленных задач.

Кратко остановимся на менее апробированных системах, представляющих значительный интерес и находящихся в стадии разработки, например, на бурении поисковых скважин в "критическом направлении" (ВНИГНИ, ВНИГРИ). По этой методике первая скважина бурится на складке в наиболее оптимальных условиях, т.е. на предполагаемом своде, следующие — на критическом направлении. Для небольших структур с неясно выраженными формами это будет одна скважина, закладываемая на участке наименее четкого элемента, определяющего замыкание ловушки, например на крыле, обращенном в сторону регионального подъема слоев. Для крупных и крупнейших структур с несколькими вершинами критическим направлением являются зоны "полного заполнения всех куполов" и "максимального заполнения ловушки". Первая поисковая скважина на таких структурах закладывается на гипсометрически самой высокой вершине (куполе), следующая бурится в седловине между куполами (зона полного заполнения всех куполов). Если вторая была удачной — третья скважина располагается или вблизи предполагаемого контакта, охватывающего вершины поднятия (когда контакт установлен), или в пределах последней замкнутой изогипсы, оконтуривающей все это крупное поднятие ("зона максимального заполнения ловушки"). Если вторая скважина оказалась законтурной, то разбуриваются своды каждого купола в отдельности.

Представляют большой интерес и некоторые другие методические приемы, пока еще не проверенные большим опытом работ, по-видимому, весьма перспективные. К ним относится, например, методика "шаг поискового бурения", разработанная Г.А. Габриэлянцем, или близкие к ней приемы заложения скважин в "зонах вероятнейшего местонахождения контактов", или "по указателю удельной высоты залежи", предложенные соответственно Н.Н. Осадько, Б.И. Барашем и Э.Л. Енгальчевым.

Для заложения скважин на тектонически нарушенных структурах или тектонически ограниченных ловушках на моноклинали А.М. Карапетовым предложен метод "положения опорных линий". Опорными линиями являются длинная ось складки и проекция следов плоскости нарушения (сброса или взброса), на пересечении этих линий закладываются первоочередные поисковые скважины.

Для газовых и газонефтяных залежей существует метод определения границ залежи и межфазовых контактов по результатам гидрогеологических исследований в первых скважинах. Однако для данного метода

необходимо бурение поисковых скважин не только на своде, но и в водоносной части структуры на каждом ее крыле. Данный метод более широко применим на этапе разведки.

Таким образом, можно констатировать, что для локальных объектов антиклинального строения в настоящее время предложены многочисленные системы расстановки поисковых скважин, что говорит о теоретической разработанности этой проблемы, однако практическое их внедрение идет замедленными темпами; только несколько методик апробировано и с успехом применяется на практике в различных геологических условиях. Сдерживающим моментом является отсутствие обоснованной типизации объектов поиска.

Что касается неантиклинальных объектов, то методика их поисков находится на стадии разработки. В тех немногочисленных районах, где осуществляют их поиски в зонах литологического выклинивания и стратиграфического срезания, перспективные участки разбуривают короткими профилями скважин (по две-четыре скважины) вкрест простирающихся зон или методом "клина". Определенным усовершенствованием является предложенное К.С. Масловым "зигзаг-профильное заложение поисковых скважин в сочетании с опорным профилем", в большей мере применимое для выявления дельтовых, авандельтовых зон и палеорусел, чем непосредственно для поиска залежей, связанных с этими палеогеографическими элементами.

Н.И. Марковским и другими исследователями [1962] разработан способ поиска литологических и комбинированных залежей по "направлению положительных показателей нефтеносности", например по количеству растворенных в водах углеводородных газов. Для этого необходимо бурение поисковых скважин по треугольнику. Если в первых трех скважинах залежь не установлена, то по данным трех скважин строится результирующая линия информативных компонентов, показывающая направление максимального их развития. По этому направлению закладываются две новые скважины в системе следующего треугольника и т.д.

Поиски рифовых тел и связанных с ними залежей, а также оценка их промышленной значимости проводятся в настоящее время по методике, применяемой к антиклинальным объектам. Доказана эффективность использования для поисков рифовых залежей метода "критического направления", а для оконтуривания — кустового метода бурения, разработанного Г.П. Ованесовым.

Особым типом локальных объектов являются диапировые структуры, и прежде всего соляные купола, особенность которых заключается в том, что для них характерно все разнообразие залежей. Причем на одном куполе может быть встречена почти вся гамма их. В связи с этим поисковое бурение на соляных куполах требует индивидуального подхода, так как каждое крыло, каждый блок купола является самостоятельным объектом поисков. Методически здесь применимы самые различные варианты рассмотренных систем.

В заключение следует отметить, что разработка того или иного метода (а этот процесс будет неуклонно продолжаться) и его эффектив-

ное применение возможно только при высококачественном техническом исполнении.

Прикаспийская впадина. Поисковое бурение во впадине составляет от 66 до 85% общего объема поисково-разведочного метража соответственно для юго-восточной и северо-западной ее частей. Оно ведется по двум направлениям: на подсолевые и надсолевые отложения, причем первые являются в настоящее время основным объектом поисков. Переориентация работ на подсолевые отложения в основном произошла в 1970-е годы (79% всего объема бурения). В некоторых районах впадины (западная часть) бурение планируется только на подсолевые объекты. В других — Эмбенский нефтеносный район — объемы бурения на надсолевые отложения сохранялись несколько большими, чем на подсолевые (соответственно 57 и 43% общего объема бурения).

В целом за этот период коэффициент удачи составил 0,1, а коэффициент успеха — 0,22.

Подсолевые отложения поисковыми работами охвачены только в краевых частях впадины. В западных бортовых районах бурением опосковано 28 площадей и выявлено семь месторождений. В южных и восточных районах — в Казахстанской и Оренбургской частях впадины, а также на Астраханском своде — поисковое бурение проведено на 45 площадях и открыто восемь различных по масштабам месторождений нефти и газа.

Подтверждаемость бурением локальных структурных объектов, выявленных и подготовленных сейсморазведкой (реже в комплексе со структурным бурением и гравиразведкой), составляет около 33%. Особые трудности возникают при картировании девонских отложений.

Следует отметить, что зачастую площадь выводилась с отрицательными результатами, хотя на ней были пробурены одна-две скважины.

Невысокая эффективность бурения, находящаяся в противоречии с прогнозной оценкой подсолевых отложений, объясняется отсутствием надежной структурной основы, обусловленным трудностью картирования подсолевых осадочных толщ на больших глубинах геофизическими методами и незначительным количеством глубоких поисковых скважин. В связи с этим до сих пор нет четкой рабочей гипотезы относительно пространственного положения зон нефтегазоаккумуляции (т.е. нефтегеологического районирования).

Первоначальной геологической основой проведения глубокого бурения в бортовой зоне являлось представление о наличии погребенных поднятий в низах осадочной толщи, в целом соизмеримых с существующими в пределах платформенного обрамления и (или) прослеживающихся во впадину. Поднятия контролируются выступами фундамента, закартированными сейсморазведкой КМПВ (МПОВ), МОВ. В некоторых случаях (на востоке впадины) бурение велось на отдельных произвольно выбранных локальных поднятиях. В пределах выступов фундамента и на подсолевых структурах закладывались первые одиночные и профилно-параметрические скважины. Так, в Волгоградской и Саратовской областях в связи с тем, что сейсморазведка надежно не картировала поверхности фундамента и терригенного девона, закла-

дывались профили из двух-трех скважин перпендикулярно борту впадины. По сути дела, параметрическое бурение решало структурно-поисковые задачи. Иногда эти скважины являлись первооткрывательницами нефтяных и газовых месторождений. Однако в целом, как это уже отмечалось, подмена задачи параметрического бурения задачами поискового, сокращение региональных работ и даже невыполнение уже сокращенных их объемов отрицательно сказались на эффективности поисковых работ.

В настоящее время все большее обоснование получает концепция седиментационной природы бортовых зон Прикаспийской впадины, в пределах которых трассируются терригенные и карбонатные тренды.

Такое представление изменило характер объектов поисков (риффы, литолого-стратиграфические ловушки и т.д.) и саму методику размещения скважин по сравнению с ранее применявшейся, поперечной к борту, на продольную по гребню карбонатных трендов. Однако это направление работ не привело к повышению их эффективности, хотя изучен пока только нижнепермский карбонатный уступ. Оказалось, что его гребень осложнен цепочкой мелких биогермных тел, обводненных или содержащих небольшие нефтегазовые и газовые скопления. При существующей степени изученности возможность открытия ряда новых месторождений в нижнепермских отложениях реально имеется только для Оренбургского участка борта. Рифовые карбонатные тренды девона и карбона еще требуют своего изучения, но масштабы месторождений также не ожидаются большими.

Особый интерес в отношении перспектив поисков углеводородов представляет Астраханский свод. По своему геотектоническому положению в зоне смыкания герцинских складчатых сооружений и древней платформы, стабильному приподнятому положению относительно глубоких депрессий он однотипен Соль-Илецкому своду, к которому приурочено Оренбургское газовое месторождение. Подобные газовые скопления можно ожидать в карбонатах палеозоя на Астраханском своде, который образует единое поднятие с Северо-Каспийским. Размеры, внутреннее строение и структурная расчлененность обеих структур пока еще не выяснены; особый интерес представляют склоны Астраханского свода, где мощность подсолевых отложений палеозоя резко возрастает. Реальным подтверждением этого являются открытия промышленного газа на Воложсковской и Ширяевской площадях. Большое внимание уделяется терригенной сероцветной молассе сакмарско-артинского возраста в восточной части впадины, где сделано уже два открытия (Кенкияк и Каратюбе), а также поискам погребенных поднятий в терригенном девоне и карбоне. Ряд объектов выявлен в Оренбургской части впадины. Однако следует отметить, что представление о некомпенсированном развитии Прикаспийской впадины заставляет пересмотреть перспективность всего подсолевого палеозоя во внутренних прибортовых частях, где он, по-видимому, будет представлен малоэнергичными глубоководными осадками.

Необходимо учитывать, что строение локальных объектов в особых геологических условиях бортовой части Прикаспийской впадины (ког-

да такими объектами являются не просто структурные, но и комбинированные ловушки, а также рифы, тектонически ограниченные структурные носы на моноклиналях и т.д.) и сложность подготовки их геофизическими методами в значительной мере сказываются на методике поискового бурения (системах размещения поисковых и первых разведочных скважин, порядке их бурения и расстояниях между ними).

Ниже на конкретных типовых примерах поисков залежей нефти и газа по основным для Прикаспия направлениям геологопоисковых работ рассматривается история открытия ряда месторождений и осуществляемая методика размещения скважин. Следует подчеркнуть, что поисковые работы в подсолевом палеозое — относительно новое направление, связанное главным образом с большими глубинами и, как указывалось, сложной геологией.

Западно-Ровенское месторождение (Саратовская область), выявленное в 1971 г., является примером разведки в отложениях терригенного и карбонатного девона бортовой части впадины. Это многопластовое месторождение, промышленная нефтегазоносность установлена в воробьевских, ардатовских, кыновско-пашийских, саргаевских горизонтах. Здесь за 8 лет пробурено 12 поисково-разведочных скважин. В связи со сложностью подготовки площади сейсмическими методами разведка девонских объектов не завершена, при этом не была соблюдена этажность поисков и разведки. Зачастую глубокие скважины решали чисто структурные задачи.

Карпенское месторождение связано с биогермной нижнепермской постройкой на северном борту Прикаспийской впадины. Открытие этого месторождения положило начало новому направлению поисков рифов вдоль бортового уступа впадины. На Карпенской площади бурение начато в 1963 г. Заложение профиля параметрических (структурно-поисковых) скважин имело целью изучение строения бортового уступа и нефтегазоносности подсолевого палеозоя (девон, карбон). В 1967—1968 гг. на склонах выявленного сейсморазведкой МОПВ выступа фундамента было поставлено поисковое бурение на карбон и терригенный девон. Третьей по счету поисковой скв. 11 (бурение начато в 1968 г.) была открыта залежь газа в верейских отложениях. При опробовании в 1970 г. в интервале 4046—4048 м, 4072—4105 м получен приток газа с абсолютно свободным дебитом в 12 тыс. м³/сут. Это в значительной мере повысило интерес к площади. Залежь газа в верейских отложениях не оконтурена и, видимо, имеет непромышленное значение.

В 1971 г. опробование интервалов разреза в скв. 13, расположенных непосредственно под солью (1662—1700 м), привело к открытию новой газонефтяной залежи. Дебит нефти на 6 мм штуцере составил 30 м³/сут, газа — 45 тыс. м³/сут. Бурение поисковой скважины-открывательницы (первоначально разведочная на верейские отложения), четвертой в последовательности расстановки скважин, было начато в 1969 г. На настоящий период в пределах рассматриваемой площади пробурены три структурных скважины и 23 глубоких (см. рис. 4), из

них три параметрических, 13 поисковых и 10 разведочных; семь скважин пробурено до глубины 5000 м, одна — до 4500 м, четыре — до 3000—3700 м, остальные (на нижнепермский объект) — до 1700—2000 м. Выявлены четыре залежи, приуроченные к невыдержанным коллекторам доломитов в толще ангидритов (пограничные слои кунгурского — артинского ярусов). Наибольшую площадь имеет нижняя залежь (горизонт К-1) в верхах артинских отложений. Промышленные притоки нефти и газа из этого горизонта получены в семи скважинах. Остальные ограниченные по размерам залежи вскрыты и опробованы единичными скважинами. Общий коэффициент удачи составил 0,4.

В связи с трудностями подготовки площади сейсморазведкой оказалось необходимым бурение большого количества поисковых и разведочных скважин. Методически здесь, как и на других площадях (например, Западно-Тепловское месторождение), при расстановке скважин не был учтен рифовый характер объектов. Для детализации строения были проведены повторные площадные работы МОВ—ОНП и МОВ—ОГТ уже в процессе бурения. Структурные построения сейсморазведки 1972 г. (второе и третье приближения) оказались достаточно точными (см. рис. 13).

Кенкиякское месторождение является единственным примером поисков в терригенных нижнепермских отложениях, где пробурено большое количество скважин и, по существу, уже начата его разведка. Изучение опыта поисковых работ на Кенкияке необходимо для рационального их планирования на многих последующих структурах.

Первая попытка изучения подсолевой структуры Кенкияк глубоким бурением была предпринята в 1962 г. (параметрическая скв. П-12 не вышла из соли). В 1969 г. бурится ее дублер скв. П-88, при бурении которой зафиксированы интенсивные нефтегазопоявления.

Структурной основой для планирования поискового бурения явилась сейсмическая структурная карта по отражающему горизонту П₁, составленная по данным детальных исследований МОВ и МРНП, проведенных в 1962 г. и обобщенных в 1963 г.

По этой структурной карте (см. рис. 5) намечен первый поперечный профиль скважин через центральную часть складки, в который входили, кроме сводовой скв. П-88, скв. Г-91 на северном крыле и скв. Г-90 на южном крыле. Первая была забурена в 1971 г., вторая — в 1972 г.

Получение притока нефти в скв. П-88 в 1972 г. из артинских отложений нижней перми послужило толчком к развороту поисковых работ. В то же время данные бурения этой скважины показали значительные расхождения с сейсмическими построениями. Завышение сейсморазведкой кровли подсолевых отложений достигало 350 м. Это обстоятельство было учтено при последующих геофизических построениях (1971, 1972, 1974 гг.) и детализационных работах, которые в том или ином объеме проводились в 1970, 1972 и 1974 гг.

Все новые построения также потребовали уточнения, особенно это касалось восточной периклинали и южного крыла структуры. Поэтому

забуренные в 1973 г. поисковые скважины Г-94 и Г-99 (соответственно на южном крыле и восточной периклинали) выполняют скорее функции структурных скважин, чем решают задачи оценки промышленной значимости выявленной залежи.

В этом же году на своде бурится поисковая скважина Г-93 как дублер скважины П-88, затем скважина Г-104 (дублер скв. Г-93). Таким образом, чтобы изучить в оптимальных условиях подсолевые отложения, потребовалось бурение на своде структуры четырех близко расположенных скважин.

По плану на площади Кенкияк было намечено пробурить тремя поперечными профилями 18 скважин. Все они отнесены к категории поисковых и, кроме оценочных задач, будут решать и чисто структурные, поскольку сейсморазведка пока дает самые различные варианты структуры. На 1 января 1977 г. на месторождении было пробурено девять скважин, четыре из них ликвидированы по геологическим причинам, а две находятся в пробной эксплуатации. В бурении и опробовании находятся еще семь скважин.

В настоящее время установлена продуктивность пяти подсолевых сакмарско-артинских горизонтов, промышленный приток нефти получен и из низов кунгурской соленосной толщи. Однако строение залежей, как и сама структура площади, остается неясным. Предложено несколько вариантов строения. По одним представлениям (ВНИГНИ, АНРЭ), залежи связаны с антиклинальной ловушкой субмеридионального простирания, юго-восточная периклинали которой еще не установлена (см. рис. 5); амплитуда складки до 300 м. Эти представления в целом согласуются с результатами последней переинтерпретации сейсмических материалов. По другим (Казнефтегазразведка, КазНИГРИ, ИГиРГИ) — это структурный нос широтной ориентировки, ограниченный с востока тектоническими нарушениями. Предполагают, что в этом направлении залежи контролируются литологическими экранами. Кроме того, допускается, что залежи нефти вообще не приурочены к структурной ловушке; терригенные сероцветные молассовые отложения нижней перми в этом районе, как и вдоль всего восточного борта впадины, образуют ряд мощных конусов выноса, перекрывающих карбонатный шельфовый уступ каменноугольных отложений. Части этих конусов выноса (Кенкияк, Каратюбе и др.) морфологически выражены и образуют сложные ловушки.

При всем многообразии вариантов строения ясно одно: опыт поискового бурения на Кенкияке показывает, что нельзя вводить в бурение структуру, подготовленную сейсморазведочными работами шестидесятилетней давности. Это, как отмечалось, имеет место в целом ряде случаев. Несомненно, каждую вводимую в бурение подсолевую структуру необходимо готовить площадной сейсморазведкой МОГТ. На Кенкияке исследования МОГТ начали проводиться только с 1974 г.

Скважинные исследования на площади затруднены по геологическим (аномально высокие пластовые давления) и техническим причинам; нормально опробованной является скв. Г-91.

Таким образом, опыт поисковых работ на подсолевые отложения показывает, что их эффективность зависит от многих факторов. Главнейшим из них является недостаточная подготовленность объектов геофизическими методами, что затрудняет размещение скважин в оптимальных условиях и требует для решения поставленных задач больших объемов поискового бурения.

Эффективным является проведение детализационных сейсморазведочных работ в процессе поискового бурения. Существенную роль играет априорное определение типа поискового объекта, как и зоны нефтегазонакопления в целом. В условиях Прикаспия особое значение приобретает промышленная оценка открываемых подсолевых залежей нефти и газа, которая требует значительного дополнительного объема поискового бурения. Методика работ на рекомендуемой поисково-оценочной стадии встречается с наибольшими трудностями, как это видно из приведенных примеров.

Поисково-разведочные работы на надсолевой комплекс ведутся в Прикаспийской впадине уже более 75 лет, что привело к открытию 58 месторождений. При этом в глубокое поисковое бурение было введено более 190 структур, в том числе в Гурьевской области — 90, в Актюбинской — 40, в Саратовской, Волгоградской и Астраханской областях — более 60. Общий коэффициент успеха составил 0,3.

Отмечается резко отличная степень разведанности солянокупольных районов впадины. Даже для наиболее изученной восточной ее части, где в настоящее время продолжают интенсивные поисково-разведочные работы на соляных куполах, степень разведанности различна для отдельных районов. Так, для Южной Эмбы плотность глубокого бурения — 24,5 пог. м/км² и на одну структуру в среднем приходится 24 скважины. В Северо-Эмбенском районе плотность бурения уже составляет 6,95 пог. м/км², а на одну структуру в среднем затрачено 11 скважин. В южной части междуречья Урала и Волги плотность бурения 5,8 пог. м/км², а на одну структуру в среднем приходится 13,4 скважины. Большая часть этих скважин имеет незначительную глубину (30% — менее 500 м, 60% — менее 900 м), и только около 10% скважин достигает тысячеметровой глубины. Это говорит о значительной недоразведанности недр по вертикали.

В надсолевых отложениях открываются в основном месторождения небольших размеров. Однако это направление работ сохраняет свое значение для восточной и южной частей Прикаспийской впадины. Так, до сих пор здесь объем бурения на соляные купола существенно превышает объем бурения на подсолевые отложения.

Невысокая эффективность работ на надсолевые отложения объясняется рядом геологических и методических причин. Строение соляных куполов, являющихся ловушками для углеводородов, отличается исключительной сложностью. В пределах одного и того же купола могут быть встречены все возможные типы залежей: пластово-сводовые, экранированные сбросами у свода соляного купола, структурно-литологические, стратиграфически экранированные, экранированные склоном соляного ядра, литологические линзовидные — на крыльях

купола в удалении от штока и т.д. Наиболее часто встречаемыми из выявленных залежей являются экранированные сбросами у сводов куполов — 38—50% от общего количества; пластово-сводовых в среднем выявлено до 20%. Остальные типы залежей встречаются примерно в равных соотношениях, размеры залежей колеблются от 0,1 до 18 км², преобладают залежи размером 0,5 км².

Все это говорит о сложности проведения поисков на подобных структурах, где каждое крыло, каждый блок является самостоятельным объектом исследования.

Детальный анализ поисковых работ на площадях соляных куполов показывает, что надежное геологическое обоснование, высокая степень подготовленности объектов особенно сильно сказываются в этих условиях на эффективности методики глубокого поискового бурения. Выбор систем расстановки скважин и расстояний между ними, не учитывающих небольшие площадные размеры залежей, приводил к пропуску этих залежей, как это, например, имело место в западной части Прикаспийской впадины и на юге междуречья Урала — Волги и др. Анализ структур, выведенных из глубокого бурения с отрицательными результатами, показывает, что на каждую пустую структуру в среднем приходится 1,1—2 скважины. Этого количества скважин явно недостаточно для таких сложно построенных структур, какими являются соляные купола Прикаспийской впадины. Оно не позволяет объективно судить о бесперспективности объекта в целом. Многие залежи, особенно экранированные "вторыми" крутыми склонами соляных куполов, обнаруживаются не сразу, а во вторую очередь, после разведки сводовых частей. В ряде случаев возврат, а иногда неоднократный возврат (Сагиз) с поисковыми работами на одну и ту же площадь приводил к новым открытиям. Поэтому купола, где не выявлены залежи на их сводах и которые опоскованы одной-двумя скважинами, нельзя относить к пустым, особенно если они расположены в зонах региональных градиентов мощности продуктивных отложений.

Вместе с тем на ряде площадей имела место и переразведка. Об этом говорит большое количество разведанных, но нерентабельных месторождений, на которые затрачены значительные объемы бурения.

Указанные недостатки методического характера приведены потому, что в настоящее время основное направление поисково-разведочных работ в надсолевом комплексе связано с пермско-триасовыми отложениями, которые залегают на достаточно больших глубинах и отличаются сложностью внутреннего строения и взаимоотношения с соляными телами.

В целом на основе многолетнего опыта поисков на соляных куполах их методика достаточно определилась. Все положительные и отрицательные стороны планирования и проведения работ отчетливо проявляются на приводимых ниже примерах истории разведки соляных куполов различных типов.

Для месторождения Прорва (глубоко погруженный соляной купол) характерна четкая этажность поисковых работ. Подготовленное сейсмо-разведкой МОВ под поисковое бурение Прорвинское поднятие было

введено в глубокое бурение в 1959 г. Первая же поисковая скв. 1 в сводовой части Восточно-Прорвинской вершины установила промышленную нефтегазоносность келловейских горизонтов, т.е. привела к открытию Прорвинского месторождения. Пробуренные затем по поперечному профилю через восточное поднятие поисковые скв. 4, 5 и 7, из которых скв. 5 дала фонтан газа с конденсатом, а скв. 7 — газа с нефтью, показали, что свод структуры находится не в районе скв. 1, а на 4 км восточнее. Проектный горизонт поисковых скважин — пермь-триас, проектная глубина — 3500 м. Однако скважины не были доведены до проектных глубин.

Ввиду несоответствия данных бурения и геофизики возникла необходимость уточнения морфологии структуры, что было осуществлено детализационной сейсморазведкой в 1960—1961 гг. (см. рис. 6). Западная вершина Прорвы (Центрально-Прорвинское поднятие) была введена в глубокое поисковое бурение в 1961 г. (скв. 2 в своде, проектная глубина 2500 м, горизонт — средняя юра). Этим заканчивается первый этап поисков на Прорвинской структуре в юрских нефтегазоносных горизонтах.

Пермско-триасовые отложения явились нижним поисковым этажом. Его изучение началось бурением скв. 13 в своде Центрально-Прорвинского поднятия в 1966 г. (проектная глубина скважины 3500 м). Однако, вскрыв 522 м пермско-триасовых отложений, скважина не встретила продуктивных горизонтов. Это привело к тому, что изучение нижнего поискового этажа началось только в 1971 г. заложением поисковой скв. 11а в своде Восточно-Прорвинского поднятия (проектная глубина 3500 м, горизонт — пермь-триас). Получение в 1972 г. промышленного притока нефти в этой скважине на глубине 3184 м из нижнетриасовых отложений послужило толчком к детальному изучению глубинного строения складки.

В 1973 г. на Прорвинской структуре проводилась рекогносцировочная сейсморазведка МОГТ, в результате которой обрисовалась морфология поверхности соли (горизонт VI), залегающей на глубине 3500 м, и изучено строение триасовых отложений (горизонт К). Данные сейсморазведки легли в основу планирования разведочного бурения на пермско-триасовую продуктивную толщу самостоятельной сеткой скважин.

На месторождении *Мартыши* (погруженный соляной купол) структурно-поисковое бурение проводилось в 1961 г. с целью уточнения геологического строения, выявления нефтегазоносности нижнемеловых отложений и подготовки объекта к постановке глубокого разведочного бурения. На Южных Мартышах собственно глубокое поисковое бурение решало задачу промышленной оценки залежей, выявленных при бурении структурно-поисковых скважин в отложениях нижнего мела.

Скважиной К-2 в своде южного крыла была открыта апт-неокомская залежь (аварийный фонтан газа при бурении). В том же году началось глубокое поисковое бурение. Поисковая скв. 1 подтвердила (1963 г.) промышленную нефтегазоносность нижнемеловых отложений.

На Северных Мартышах первый промышленный приток был получен в 1962 г. в поисковой скв. 2 из отложений средней юры. Проектная глубина скважины 1800 м, проектный горизонт — кунгур.

Ввиду высокой степени геологической изученности Мартышей структурно-поисковыми и первыми глубокими поисковыми скважинами уже в 1962 г. были начаты бурение скважин с целью оконтуривания выявленных залежей и поиски новых залежей в пермско-триасовых отложениях.

Структуру Мартыши отличает хорошая степень подготовки к глубокому поисковому бурению и соответственно высокая его результативность.

На месторождении Кенкияк (купол с неглубоким залеганием соляного ядра) также отмечается этапность и этапность работ, хотя в чистом виде невозможно выделить стадию глубокого поискового бурения. Поисковыми здесь явились структурные скважины, которыми было не только открыто месторождение, но производилось и оконтуривание юрских и неокомских нефтяных залежей, определение мощностей нефтегазоносных горизонтов и изучение физических параметров нефтесодержащих пород, т.е. решались даже задачи разведочного этапа.

Почти одновременно со структурным бурением (с 1959 по 1961 г.) на Кенкиякской площади началось разведочное бурение на верхний поисковый этаж (юра, мел).

В 1962 г. при бурении поисковой скв. Г-48 на южном крутом склоне впервые был получен промышленный приток нефти из верхнепермских отложений, что послужило началом изучения крутых склонов купола Кенкияк. В 1962 г. для детализации крутых склонов была проведена площадная сейсморазведка МРНП. В результате бурения поисковых скважин на крутых склонах в 1962—1965 гг. установлено, что нефтеносность верхнепермских отложений приурочена только к южному крылу купола. Здесь выявлено 10 нефтяных залежей, ограниченных крутой стенкой соляного тела. Положительные результаты поисковых работ за крутыми склонами соляного штока купола Кенкияк стимулировали работы в этом направлении на других структурах восточной части впадины.

Таким образом, накопленный опыт поисковых работ на соляных куполах позволяет наметить пути их совершенствования.

Рациональным следует считать проведение повторных детализационных сейсморазведок новейшими методами в процессе глубокого поискового бурения, позволяющих уточнить строение объекта. Оперативная переинтерпретация всех геолого-геофизических материалов и постоянный структурный контроль позволят значительно сократить неудачи в поисковом бурении. В настоящее же время большое количество поисковых скважин попадает в неблагоприятные структурные условия. Геологическая служба в планировании работ должна опираться не только на структурные, но и на палеоструктурные построения, например для выяснения "погребенных сводов".

Основным резервом в выявлении новых месторождений нефти и газа в надсолевых отложениях являются пермско-триасовые отложения,

о чем говорят результаты работ на Прорве и Кенкияке. Особое значение здесь приобретают глубоко погруженные соляные купола и "вторые" крутые склоны на куполах всех типов. Изучение крутых склонов глубокими скважинами пока привело к так называемой "солебоязни" (Доссор и др.). Видимо, до тех пор пока сейсморазведка не будет давать надежных результатов, "нащупывание" крутых склонов следует осуществлять бурением коротких профилей глубоких структурно-поисковых скважин (2000—2500 м) в комплексе с глубоким поисковым бурением (свыше 3000 м).

Более сложным, чем предполагалось, оказалось строение межкупольных поднятий. Однако полное прекращение работ на структурах такого типа нецелесообразно.

В настоящее время в связи с внедрением и широким выходом в производство совершенных методов сейсморазведки (МОГТ) и современной цифровой аппаратуры внутренняя структура пермско-триасовых отложений все более проясняется. На уровне этих отложений за вторыми крутыми склонами и в межкупольных мульдах уже достаточно надежно выявлен и подготовлен в восточной части впадины целый ряд объектов (трест Саратовнефтегеофизика). На глубоко погруженных куполах, отличающихся сравнительной простотой строения (Прорва, Прорва Морская, Актюбе и др.), сейсморазведка вполне уверенно дает поперечный наиболее контрастный перегиб антиклинальной складки. В этих условиях вполне рационально закладывать не поперечный, как это принято сейчас, а продольный профиль поисковых скважин на удлинённых структурах; для куполовидных складок рекомендуется треугольная система расстановки или трехлучевая звезда из четырех скважин. Бурение трех-четырёх скважин позволяет не только выявить месторождение, но и дать промышленную его оценку.

Следует еще раз подчеркнуть, что основной причиной невысокой эффективности поисково-разведочного бурения в надсолевом комплексе является отсутствие обоснованных критериев выбора первоочередных объектов из огромного числа выявленных соляных куполов и структур другого типа. Решение этой проблемы заключается в выделении и прослеживании зон высокого градиента мощности продуктивных отложений, фрагменты которых нами намечены в пределах западной и восточной частей впадины (см. рис. 2).

Западная Сибирь. Планомерные нефтегазопосконые работы в пределах Западной Сибири начаты были сравнительно недавно, в 1948 г., но при этом учитывался уже накопившийся опыт проведения их в старых нефтегазоносных районах — Предкавказье, Урало-Поволжье и других, что позволило этому региону вскоре занять ведущее место в стране по добыче нефти и газа. За девятую пятилетку было открыто 79 месторождений нефти и газа, 100 структур было выведено из бурения с отрицательными результатами. Коэффициент успешности по Западной Сибири в среднем равен 0,41 при коэффициенте удачи 0,55, наиболее высокие результаты получены в Тюменской области, где было открыто большинство месторождений. Главными направлениями на ближайшую перспективу являются: поиски новых месторождений

и залежей нефти в Среднеобской области, особенно в северных, слабо изученных районах Сургутского, Нижневартовского и Александровского сводов; поиски залежей нефти в Шаимско-Красноленинском районе; открытие нефтяных районов на севере Тюменской области; поиски залежей нефти неструктурного типа в первую очередь в пределах Среднего Приобья; изучение промышленной нефтеносности палеозойских отложений в районах Среднего Приобья и юго-восточной части Западной Сибири. Выполнение этих задач требует прежде всего увеличения объемов поисковых работ. Однако следует отметить, что доля поискового бурения в Западной Сибири не превышает 41,2% общего объема поисково-разведочного бурения. Вместе с тем достигнутое состояние геологической эффективности нефтегазописковых работ в Западной Сибири, основные направления и задачи, стоящие перед геологами в настоящий период, показывают, с одной стороны, существенные успехи, а с другой — усложнение условий поисков, преодоление которых требует дальнейшего совершенствования методики. Важно проанализировать все положительные и отрицательные стороны развития поисковых работ и становления их методики в таком крупном, но достаточно быстро освоенном районе. Поэтому, хотя бы кратко, они должны быть рассмотрены в историческом плане.

По нефтегеологической позиции поисков, методам и объемам работ и их геологической эффективности можно выделить три основных периода.

В первый период (1950—1960 гг.) эффективность работ характеризовалась коэффициентом успешности открытий 0,19 и коэффициентом удачи поискового бурения 0,04. Главной особенностью поисковых работ до 1960 г. следует считать медленную оценку бурением перспектив нефтегазосности из-за отсутствия правильной концепции о закономерностях залегания в недрах бассейна нефти и газа, вследствие чего поисковое бурение вначале велось за пределами границ нефтегазоносного бассейна — на локальных поднятиях, подготовленных сейсморазведкой МОВ и структурным бурением, в южном секторе Краевой области. После открытия в 1953 г. опорной Березовской скважиной одноименного газового месторождения начались интенсивные работы (до 93% общего объема) на юрские отложения в северо-западном секторе. В то же время на Центральную область и Шаимско-Леушинский район приходилось 5,5 и 1,5% объема всего поискового бурения.

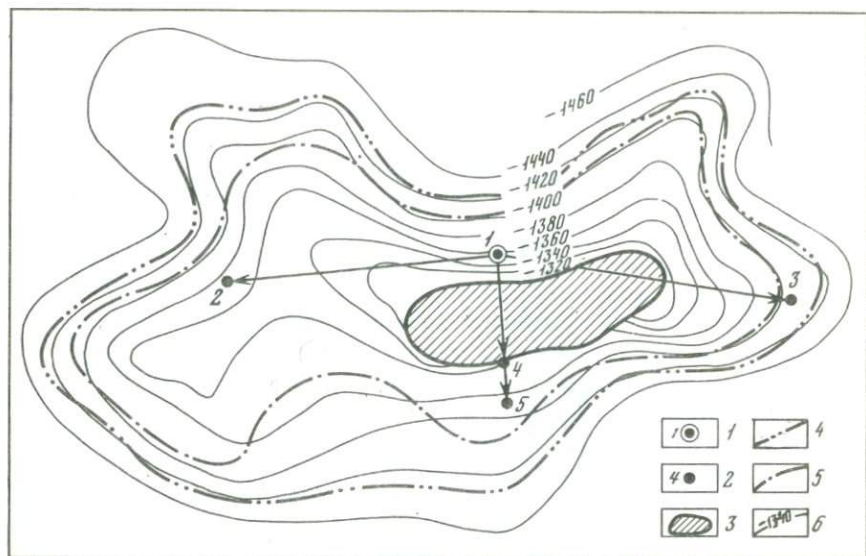
Достигнутый уровень эффективности был обусловлен также недостаточной гибкостью методики расстановки скважин применительно к геологическим условиям районов концентрации работ. Так, в течение всего периода и позже на структурах, вводимых в поиски, закладывалось не менее четырех-пяти скважин классическим "поисковым крестом" часто без учета площадных размеров открываемых месторождений. Хотя большинство газовых месторождений было открыто первой скважиной, последующие поисковые скважины по оценке промышленной значимости открытия нередко оказывались за пределами контура газоводяного контакта и требовалось бурение дополнительных промежуточных поисковых скважин. Существенно затягива-

лась оценка "пустых" структур, вывод площадей из поискового бурения производился после проводки в среднем шести-восьми, а иногда и более скважин. Так, на Покровской площади бурилось 12 скважин, на Заводоуковской — 10 и т.д. Характерен также рост доли разведочного метража после первых же открытий.

Вместе с тем уже к 1959 г. выявился ряд закономерностей нефтегазоносности, который способствовал совершенствованию методики работ. Так, в результате поисково-разведочных работ в Березовском газоносном районе было выявлено наличие стратиграфического срезания базального продуктивного горизонта П (келловей—оксфорд) в сводке мелких локальных поднятий III порядка. "Лысые" участки оказались закономерно смещенными в современном структурном плане на крутые крылья структур в связи с увеличением общего регионального наклона при прогибании бассейна. Незначительная степень заполнения структур газом (от 0,1 до 0,5) еще больше уменьшала размеры кольцевых залежей и эффективную мощность пласта. Система бурения "поисковым крестом" была изменена на так называемую теперь "направленную", что привело к сокращению поисковых скважин, особенно по оценке промышленной значимости месторождения. Примером применения новой методики поисков может служить Похромское месторождение (рис. 9). Здесь первая скважина бурилась в современной сводовой части структуры со сдвигом по 0,5—1 км на пологое крыло (вверх по восстанию слоев) с целью открытия залежи в горизонте П в зоне его повышенных мощностей. Независимые вторая и третья скважины (поисково-оценочные) задавались на различной гипсометрической высоте по продольному профилю вблизи оси структуры на расстоянии в 2 и 4 км от первой скважины с целью картирования внешнего контура газовой контакта.

Заложение зависимого поперечного профиля скважин, где четвертая и пятая скважины (см. рис. 9) располагаются в профиле с первой на крыльях структуры, позволило уточнить линию выклинивания пласта-коллектора. Подобная расстановка скважин способствовала получению достаточной информации для случаев наличия комбинированных залежей в одновершинных локальных структурах небольших размеров (12х6 км). Расстояние между первыми тремя скважинами рассчитывалось с учетом степени заполненности структур по району и ареала влияния залежей на состав тяжелых углеводородов растворенных в водах газов.

Второй период (1961—1970 гг.) характеризуется максимальной эффективностью поисковых (и разведочных) работ после открытия "большой нефти" в неокомских отложениях на Мегинском и Усть-Балышском месторождениях. На эти годы приходятся все наиболее интересные открытия в Среднеобском, Шаимском, Васюганско-Пудинском и других районах Центральной, Краевой и Северной нефтегазоносных областей. Большая часть открытых нефтяных месторождений приходится на Центральную (Среднеобскую) область. Это предопределило и концентрацию поискового бурения: в Центральной области — 48%, в Краевой — 19,7%, на юго-востоке бассейна — 8,9%, в Северной области — до 12,1% всего объема работ.



Р и с. 9. Похромское месторождение. Система бурения поисковых скважин. Составила Л.П. Климушина, 1975 г.

Скважины и их номер: 1 — первооткрывательница, 2 — поисково-оценочные; 3 — зона отсутствия коллектора; контакты: 4 — водонефтяной, 5 — газонефтяной; 6 — изогипсы по кровле горизонта П; стрелками показана очередность бурения

Геологическая эффективность поискового бурения по сравнению с предыдущим периодом существенно повысилась. Так, коэффициент успешности открытий в среднем по Западно-Сибирскому бассейну достиг 0,55, а коэффициент удачи скважин — 0,27. Самая высокая успешность наблюдалась в районах Северной области, где, по существу, на каждой введенной в поисковое бурение площади открывалось месторождение газа в сеноманском нефтегазоносном комплексе. На втором месте находится Среднеобский район. В пределах Краевой области только в Шаимском нефтегазоносном районе коэффициент успешности достигал 0,72, в других районах он не поднимался выше 0,25.

На открытие одного месторождения в среднем по бассейну в этот период расходовались одна-две скважины и около 2,9 тыс. м поискового метража. Бурение трех и более скважин имело место только в Краевой области, где в формировании ловушек, кроме структурного, существенную роль играли литологический и стратиграфический факторы (Березовский, Шаимский, Красноленинский районы). Например, нефтяная залежь Лемьинского месторождения открыта седьмой скважиной, Каменного — шестой, Толумского — пятой. На оценку "пустых" площадей тратились две-четыре скважины и 5,3 тыс. м поискового бурения. Все это говорит об эффективности выбранных направлений работ и совершенствовании их методики.

Повышение эффективности поисковых работ за рассматриваемый период могло быть более значительным, чем показано выше. При 100%

подтверждаемости поднятий около 33% всех опоискованных площадей было выведено из бурения с отрицательными результатами. Большинство из них находилось в Краевой области или даже за пределами бассейна (на неперспективных землях). Это значительно снизило коэффициент успешности, и улучшить его в будущем может только разработка вопроса картирования границ НГБ без перебурки площадей. Для краевой области характерны и относительно низкие коэффициенты удачи бурения поисковых скважин. Если первые скважины были обычно первооткрывательницами месторождения, то последующие поисковые скважины часто попадали за контур нефтегазоносности из-за недоучета малой заполненности ловушек. Особенно это характерно для юго-востока Краевой области. Только к концу периода это обстоятельство было учтено и количество поисково-оценочных скважин сократилось (Моисеевское, Верхнесалатинское месторождения и др.). Методически бурение стало проводиться двухлучевой или трехлучевой системой скважин (Матюшкинское и другие месторождения) и в конце концов свелось к бурению двух скважин — одной на своде, другой (обычно она была законтурной) — на крыле.

Система классического "поискового креста" в расстановке скважин сохранилась на ряде мелких структур юго-востока Краевой области и Среднеобского района Центральной области. Крупные же брахиантиклинальные складки последней и связанные с ними пластово-сводовые залежи опоисковывались двумя-тремя поперечными профилями из трех скважин и бурением одиночных скважин на периклиналях. Расстояние между профилями обычно не превышало 3—6 км, а между скважинами 1,5—4 км. При объединении ряда локальных поднятий единым контуром нефтеносности эффективным оказалось предложенное О.А. Ремеевым бурение одиночных скважин на сближенных вершинах и в случае их удачи — в прогибе между ними. Однако такая методика была успешной в наиболее гипсометрически повышенной части Нижневартовского свода и Пимского вала Сургутского свода, т.е. в районах максимального нефтегазонасыщения Центральной области.

Бурение поперечных профилей поисковых скважин было применено также и на очень крупных структурах (II порядка) в Северной области, например на Медвежьем и Ныдинском поднятиях, которые только потом были объединены в одну структуру размером 25 x x 125 км и амплитудой по сеноману до 150 м. Поэтому основной системой для больших резко выраженных валообразных структур была принята система главного продольного профиля с выдачей ряда сква-

Р и с. 10. Усть-Балыкское месторождение. Система бурения поисковых скважин. Составила С.Д. Васютинская

Изогипсы, м: 1 — по опорному отражающему сейсмическому горизонту Б, 2 — по кровле продуктивного пласта БС₁; скважины, их номер (порядок бурения): 3 — первооткрывательница, 4, 5 — поисково-оценочные (4 — давшие нефть, 5 — давшие воду), 6 — разведочные (а — нефтяные, б — водяные); 7 — газонефтяной контакт; 8 — линия геологического профиля; песчаник: 9 — водонасыщенный, 10 — нефтяной; 11 — глины; 12 — площадь нефтеносности пласта БС₁, приращенная в процессе доразведки

жин по системе "клина" в приконтурную зону залежи. Расстояние между скважинами было увеличено до 10—12 км. Приводимые ниже примеры показывают типичную методику нефтегазописковых работ.

Усть-Балыкское нефтяное месторождение (рис. 10) явилось одним из первых детально разведанных месторождений Западной Сибири. В пределах его отрабатывалась методика разведки значительных по площадным размерам пластово-сводовых залежей, развитых в Среднем Приобье. Месторождение расположено в центральной части Пимского вала, осложняющего Сургутский свод, и приурочено к Усть-Балыкскому и Солкинскому локальным поднятиям, выявленным сейсморазведкой МОВ в 1959 г. Контуры нефтеносности базисных объектов (группа пластов BC_1-5 и пласт BC_{10}) территориально разобцены. Залежь в пласте BC_1 первого объекта — пластово-сводовая, располагается на Усть-Балыкской и Солкинской брахиантиклиналях, ее размер — 40×10 км; второй объект экранируется зоной литологического замещения песчаных коллекторов глинами на южной половине Усть-Балыкского поднятия. В районе скв. 63 и 88 контуры залежи обоих объектов перекрывают друг друга.

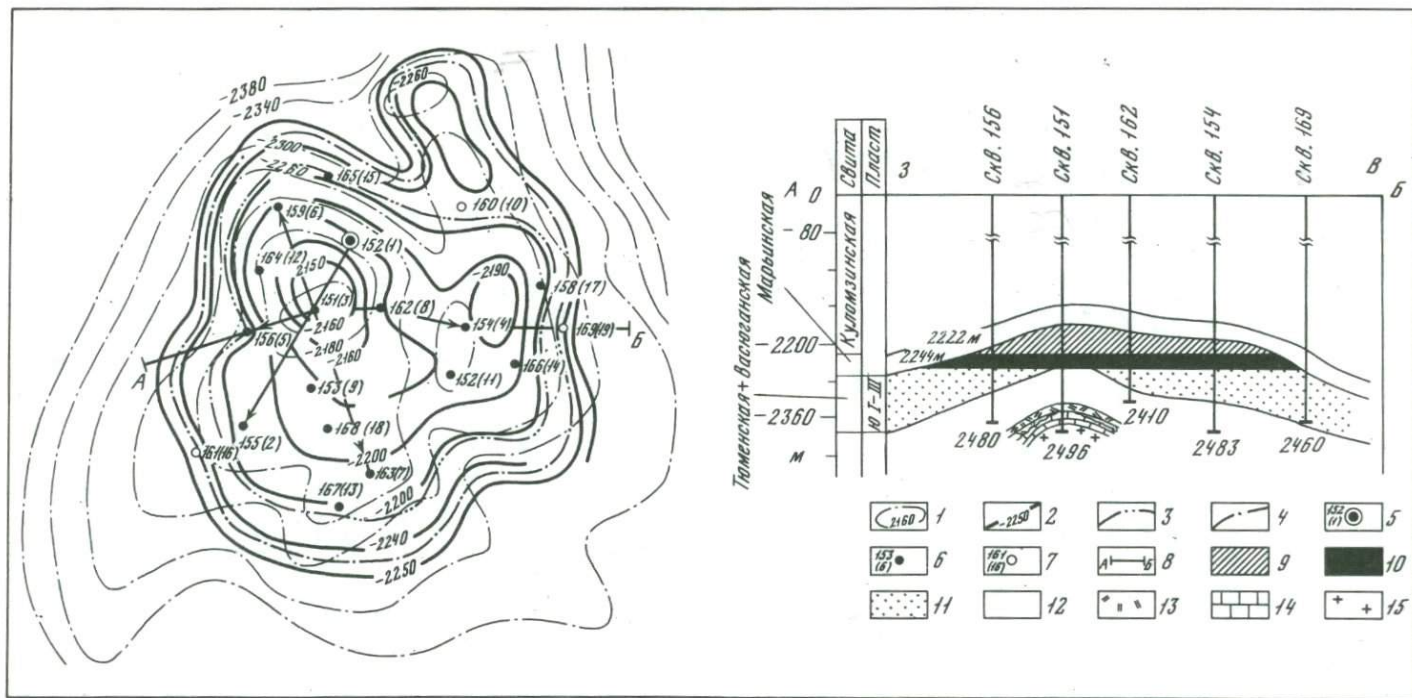
Залежь пласта BC_1 была открыта в 1960 г. скв. 61, заложенной на северной (Солкинской) вершине поднятия. Следующая поисковая скв. 62 (2) была заложена на своде Усть-Балыкского поднятия. Она также установила нефть в этом пласте. Последующим бурением трех скважин в 1962 г., из которых одна (скв. 64) попала за контур нефтеносности, было доказано единство залежей, установленных в каждой из вершин общего поднятия. Одновременно была открыта структурно-литологическая залежь нефти пласта BC_{10} (скв. 63).

Таким образом, залежь на месторождении была открыта первой поисковой скважиной, а предварительная оценка ее получена разбуриванием продольного профиля из пяти скважин через обе вершины поднятия с расстояниями между скважинами на северной вершине — 2 км, а на южной — 4—4,5 км. Продолжительность поисков — три года, а всего поисково-разведочного бурения — восемь лет.

Методическая система поисков и разведки, примененная на данном месторождении, выглядит достаточно обоснованной и целенаправленной. Бурение межкупольной скважины, определившей общность залежей Усть-Балыкского и Солкинского поднятий в горизонте BC_1 , методически оправданно. Коэффициент удачи поискового бурения равен 1,0; поисковой оценки — 0,8; поисково-разведочных работ в целом — 0,73. Такой же методикой продольного поискового профиля с бурением межсводовой скважины уже в период доразведки было доказано, что залежь пласта BC_{10} Усть-Балыкского поднятия объединяется в единую залежь с Мамонтовской, Очимкинской и Каркатеевской.

Основной трудностью поисковых работ по оценке промышленных масштабов месторождения оказалось установление внешнего контура нефтеносности базисной нефтяной залежи; в данном случае площадь залежи была увеличена на 25% уже в процессе доразведки (см. рис. 10).

Лугинецкое газоконденсатное месторождение (рис. 11) служит примером эффективно проведенных поисков и особенно разведки с



Р и с. 11. Лугинецкое месторождение. Система бурения поисковых скважин, по Т.Н. Пастуховой

Изогипсы, м: 1 — по отражающему сейсмическому горизонту IIa (кровля юры), 2 — по кровле продуктивного пласта Ю₁-III (по данным бурения); контакты: 3 — газонефтяной, 4 — газовойдной; скважины, их номер (порядок бурения): 5 — первооткрывательница, 6, 7 — поисково-оценочные (6 — продуктивные, 7 — давшие воду или показавшие отсутствие пласта); 8 — линия геологического профиля; 9, 10 — залежи: 9 — газовая; 10 — нефтяная; 11 — песчаник водонасыщенный; 12 — глины; 13 — кора выветривания; 14 — известняки палеозоя; 15 — граниты

минимальной плотностью разведочной сети. Месторождение расположено в юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна на одноименном куполовидном поднятии, осложняющем северо-западную часть Пудинского свода. Массивно-сводовая газоконденсатная залежь (пласты Ю₁ и Ю_{II-III}) с промышленной нефтяной оторочкой приурочена к брахиантиклинальной складке 25 x 34 км амплитудой 160–170 м.

Основанием для постановки глубокого поискового бурения на площади послужили детальные сейсмические исследования МОВ, выявившие и подготовившие локальную структуру по опорному отражающему горизонту IIa (юра) в масштабе 1:100 000. В том же 1966 г. площадь была введена в глубокое бурение. Проектом бурения поисково- и разведочных скважин предусматривалось зависимое бурение восьми скважин в системе взаимопересекающихся профилей с учетом геометрии и размеров складки. Первой же поисковой скв. 152, пробуренной в северной присводовой части, была установлена промышленная газоносность (в 1967 г.) верхнеюрских отложений в интервале 2325–2293 м (дебит 925 тыс. м³/сут). Проектная глубина скважины — 2530 м. Для уточнения строения крыльевых частей залежи были поставлены детализационные сейсмические работы МОВ. Одновременно пробурены две оценочные скв. 155, 151 и уже по уточненной сейсмической карте были заложены еще шесть разведочных (поисково-оценочных) скважин, которыми была установлена промышленная нефтяная оторочка, не опробованная в поисковой скважине. Для прослеживания и уточнения контуров межфазовых контактов Лугинецкое месторождение по утвержденному проекту в 1969 г. было введено в промышленную разведку.

Всего на месторождении с 1966 по 1971 г. пробурено 19 глубоких скважин, из них 16 — продуктивных. Коэффициент удачи поискового и поисково-оценочного бурения составляет 1,0, а всего поисково-разведочного — 0,84. Продолжительность поискового этапа — два года, разведочного — три года, что говорит о достаточно сжатых сроках подготовки месторождения к разработке. Повышению эффективности разведки способствовало внедрение на стадии поискового бурения детализационных сейсморазведочных работ.

В то же время при проведении поисков четыре скважины — 152 (2), 156 (5), 159 (6), 163 (7) были выданы на почти одинаковых (по сейсмической основе) гипсометрических уровнях, которые, по существу, давали однотипную информацию о залежи. Излишним также оказалось сгущение поисковых скважин в центральной части залежи, а отсутствие их в приконтурной зоне повлекло необходимость проведения промышленной разведки для изучения нефтяной оторочки.

На сложной построенных месторождениях *Шаимского вала* в Краевой области бассейна бурение велось поперечными профилями сначала через весь вал (причем на его противоположных бортах профили пересекали сразу два месторождения — Мулымьинское и Трехозерное), а затем поперечными профилями вкрест простирания залежей на крыльях вала. По такой методике 53% всех поисково-разведочных скважин попадало за контур нефтегазоносности, из них 31% — в зону

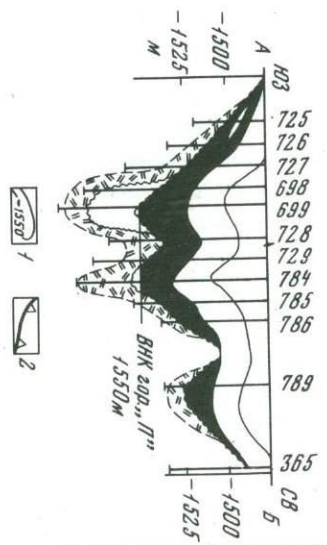
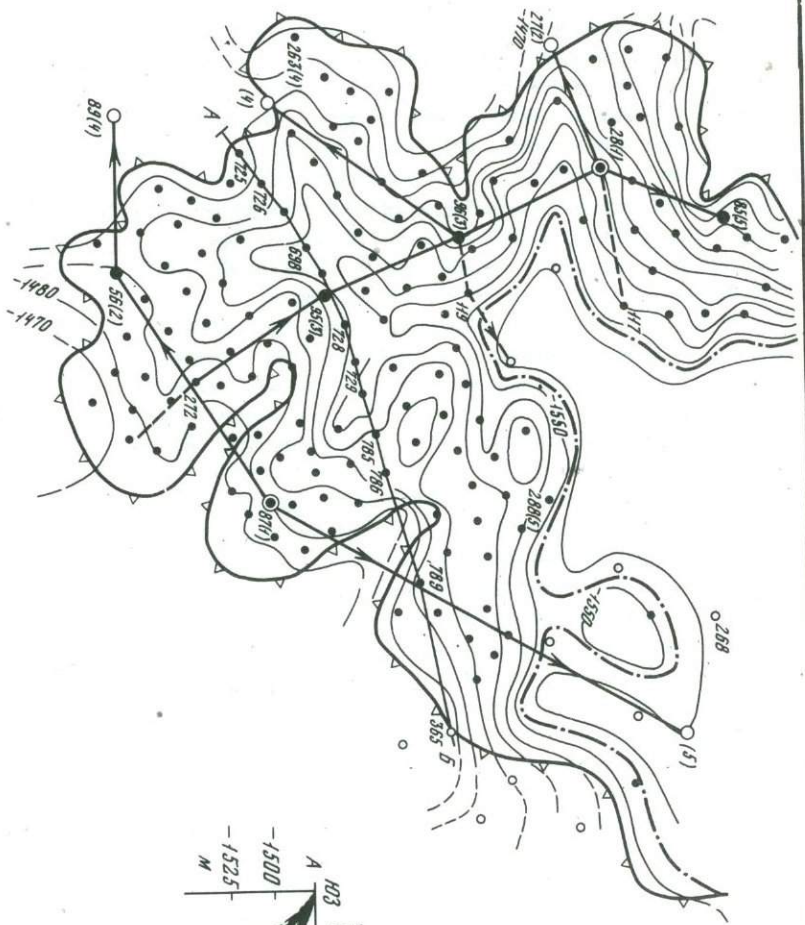
отсутствия продуктивного пласта на "лысом" своде вала. Коэффициент удачи колебался от 0,2 до 0,64. Большое влияние на успешность работ оказывала точность прогнозирования границы выклинивания или стратиграфического срезания продуктивного горизонта. При общей тенденции в эти годы уменьшения количества поисковых (оценочных) скважин независимо от сложности конфигурации ловушки плотность сейсмопрофилей МОВ в 0,9 км/км² обеспечивала приближенное трассирование зон выклинивания. Поэтому геофизическая служба Миннефтепрома, а затем и Мингео начала внедрение в практику детализационных геофизических исследований — детальной сейсморазведки МОГТ.

Характерным примером поисково-разведочных работ на месторождении со сложным контуром является следующий.

Тетерево-Мортымынское нефтяное месторождение (рис. 12) приурочено к структурной ложбине между Мортымынским и Тетеревским локальными поднятиями, выявленными сейсморазведочными работами МОВ в 1960 г. на западном крыле южной части Шаимского мегавала. Залежь контролируется зоной выклинивания продуктивных отложений (горизонт П — верхняя юра) и имеет сложный контур. Поиски и разведка подобных залежей представляют большие трудности, так как структурные карты по данным сейсморазведки МОВ не отражают местоположение линии выклинивания.

Глубокое бурение на Мортымынской структуре было начато в 1961 г. Первая же скв. 28, пробуренная на восточном крыле структуры, открыла месторождение. Глубокое бурение на Тетеревской площади было начато в 1963 г. Первой же скв. 87, заложенной на северо-западном крыле, доказана промышленная нефтеносность юрского базального продуктивного горизонта. Пробуренная в 1964 г. скв. 95, из которой был получен фонтан нефти, дала основание предполагать, что залежь восточного крыла Мортымынской и северо-западного крыла Тетеревской структур единая.

Основной объем оценочного бурения (предварительная разведка) выполнен в 1964 г., разведочного — в 1965 г.; в 1966 г. начато эксплуатационное бурение. Месторождение разведано четырьмя основными профилями, на которых расположено 19 скважин, из них 10 пробурено на поисковом этапе. Эти профили отстоят друг от друга на 3–4 км с расстоянием между скважинами от 0,7 до 1,5–2,6 км. Три профиля пересекают контур нефтеносности с юго-запада на северо-восток, четвертый профиль перпендикулярен первым трем. Остальные скважины пробурены между профилями и в периферийных частях месторождения. Разведка Тетерево-Мортымынского месторождения произведена более совершенно, нежели Трехозерного и других месторождений Шаимского района со сложным контуром. Для проектирования разведочного бурения в рациональных объемах на месторождении в процессе разведки проводились детализационные сейсморазведочные работы МОВ. Подобное широкое применение разведочной сейсморазведки, осуществленное в Шаимском районе впервые по Советскому Союзу, было весьма эф-



фективным. Так, если при доразведке первых месторождений Шаимского вала количество разведочных скважин увеличилось на 80%, то на Тетерево-Мортымьинском месторождении оно не превысило 20%.

Всего на месторождении пробурено 35 поисково-разведочных скважин, из них 17 продуктивных; коэффициент удачи поисковой стадии составляет 1, а коэффициент удачи разведочного бурения — 0,49.

Таким образом, следует считать обязательным проведение детализационных геофизических работ после скважины-первооткрывательницы, что может значительно сократить объемы последующего бурения при оценке месторождений. Кроме того, уменьшение затрат на поисково-оценочное бурение связывается с применением геофизического метода определения границ залежи из ствола скважин — “сейсмораспределение” и т.д.

Следует отметить, что характерной особенностью данного периода исследований является переход на этажность поисковых работ. Если в первый период бурение в массовом количестве велось на локальных поднятиях со вскрытием доюрских отложений и нефтеносность верхнего структурного этажа оценивалась сразу, то с переходом бурения в Центральную и особенно в Северную области, где подошва юрского комплекса погружена соответственно до 3,5 и 4,5—7,0 км и резко возрос диапазон нефтегазоносности, стал вопрос о поэтажности поисковых работ. Методически в Центральной области работы стали вестись так, что первая поисковая скважина бурилась до вскрытия базисных залежей неокомского нефтегазоносного комплекса, последующая — на вскрытие всего разреза мезозойского структурного этажа. На месторождении таких скважин бывает обычно одна-две. Это оптимально, так как опыт геологопоисковых работ в настоящее время показывает, что около 70% месторождений Среднеобского района в юрском комплексе залежей не содержат. Такая методика давала выигрыш во времени по открытию месторождений и оценке базисных залежей.

В третьем периоде (1971—1975 гг.) объемы поисковых работ увеличились, а задачи их качественно усложнились. За эти годы в поисковое бурение было введено 205 поднятий и открыто 73 месторождения (56 нефтяных и 17 газовых). Кроме того, на старых месторождениях выявлены 72 новые залежи. Выявление новых залежей на ранее открытых месторождениях осуществлено разведочным бурением. Продуктивность открытых месторождений связана не только с юрским, нижнемеловым и верхнемеловым комплексами, но и с палеозойским, нефтегазоносность которого была жестко доказана открытием Малоичского (1974 г.) месторождения. Определенными величинами характеризовалась успешность по-

Р и с. 12. Тетерево-Мортымьинское месторождение. Система бурения поисковых скважин, по Е.Г.Коваленко

1 — изогипсы, м; 2 — граница области, где отсутствует пласт П. Остальные условные обозначения см. на рис. 11

искового бурения как по бассейну в целом (коэффициент успешности за пятилетие 0,44), так и по выделенным областям. Так, в Центральной и Северной областях он изменился от 0,82 до 0,52 и в среднем равнялся 0,64. В Краевой области успешность поисков колебалась еще значительно и по отдельным районам в среднем за пятилетку составляла 0,2—0,1. Это связано с увеличением степени разведанности отложений мезозойского структурного этажа (до 40%), исчерпанием фонда крупных структур в известных зонах нефтегазонакопления. Всего было опоисковано порядка 100 пустых структур, на которые затрачено в среднем по три скважины. Коэффициент удачи поисково-разведочного бурения отличается большей устойчивостью: в Центральной области — в среднем 0,63, в Северной — 0,92, в Краевой меняется от 0,44 (Шаимский район) до 0,64 на юго-востоке. Сравнение этих цифр с соответствующими за предыдущий период показывает определенное улучшение методической стороны опоискования месторождений, что связано с внедрением МОГТ при подготовке структур к глубокому бурению.

Геологические задачи поисков стали сложнее и разностороннее и могут быть сведены к следующим. Во-первых, по-прежнему происходит расширение территории опоискования ловушек структурного типа в Центральной области и особенно в Северной, где энергично опоисковываются районы Ямала и Гыдана. Во-вторых, в Северной области проведены в большом объеме (более чем на 30 площадях) поисковые работы на готерив-валанжинские глубоко погруженные продуктивные горизонты с целью поиска нефтяных залежей. В-третьих, проведены поисково-разведочные работы в районе Большого Салыма с целью изучения залежей в трещинных коллекторах баженовской свиты и оценка их промышленной значимости. В-четвертых, научные коллективы институтов начали пересмотр материалов поискового бурения прошлых лет, в связи с чем возобновлены поисковые работы на ряде площадей, ведется опоискование месторождений-спутников. В-пятых, начались направленные поиски залежей в ловушках литолого-стратиграфического типа в неокомской части разреза в Центральной нефтегазоносной области. В-шестых, было обосновано и успешно проведено поисковое бурение на доюрские (палеозойские) отложения.

По-существу, все направления поисков, кроме второго, оказались успешными. Только поиски большой нефти в Северной области на глубинах до 4000 м не дали ожидаемых результатов, хотя промышленные притоки ее получены из различных нефтегазоносных толщ (сеноман—юра) на Новопортовском, Русском, Арктическом, Среднеямальском, Тазовском и других месторождениях. На остальной территории Северной области выявлены залежи газоконденсата. Они приурочены к глубинам более 2800—3200 м, и условия залегания их сложнее, чем сеноманских массивных залежей газа, а размеры залежей много меньше. Правильному расположению глубоких поисковых скважин мешает недостаточно хорошая подготовка структур сейсморазведкой МОВ и МОГТ на этих глубинах. Методические приемы поискового бурения в Северной области пока изменения не претерпели.

Переинтерпретация геологического материала была проведена для ряда площадей Центральной и Краевой областей. При этом наиболее эффективно с целью оценки продуктивности структур оказалось применение методики изоконтактов, разработанной Н.Н. Ростовцевым [1964] и И.И. Нестеровым [1971]. Например, анализ геологического материала Красноленинского свода по этой методике полностью подтвержден бурением последних лет.

Красноленинский свод как тектонический элемент первого порядка впервые был выделен в 1956 г. в границах гравимагнитной аномалии, а затем подтвержден данными профильных и площадных сейсмических работ (МОВ) и глубоким бурением. Нефтепроявления, зарегистрированные в опорной Малоалтынской скважине (1956 г.), послужили толчком для дальнейшего разворота поисково-разведочных работ. В 1959—1963 гг. было пробурено 40 поисковых и разведочных скважин на восьми локальных поднятиях свода и открыты три (коэффициент удачи 0,17) месторождения нефти: Каменное, Елизаровское и Лорбинское, где законтурные воды не были обнаружены. Залежи нефти и нефтепроявления приурочены к песчаным горизонтам тюменской (плинсбах—бат), вогулкинской (келловей—оксфорд), аргиллитам баженовской (волжский) и к песчаникам верхов викуловской (альб) свит, а также к коре выветривания фундамента. В меловых отложениях были отмечены малодобитные пластово-сводовые залежи с коллекторами порового типа на глубинах порядка 1370—1450 м (Лорбинское). Залежи в юрских отложениях (Каменное, Елизаровское) рассматривались или как шнурковые, приуроченные к русловым песчаникам, или как массивные, прислоненные к выступу фундамента и выклинивающиеся к своду. Залежи мало- и высокодебитные (глубины 2350—2650 м) с коллекторами порового и трещинного типов. Согласно той и другой интерпретации площади залежей представлялись незначительными. В 1966 г. было прекращено поисковое бурение, а в 1968 г. — разведочное. Анализ условий нефтегазоносности Красноленинского свода методом изоконтактов позволил В.Г. Елисееву [1969] доказать недо-разведанность юрско-меловых отложений и обосновать наличие единой для всего свода в целом массивной залежи нефти в песчаных коллекторах тюменской свиты и частично в коре выветривания фундамента и двух пластово-сводовых залежей нефти в викуловской свите. Вновь поисковое бурение на землях Красноленинского свода было начато в 1971 г. Первые же поисковые скважины открыли Ем-Еговское и Пальяновское месторождения, затем Талинское и др. с залежами, приуроченными к тем же стратиграфическим горизонтам, что и ранее открытые. К сожалению, система расстановки скважин, принятая в проектах поисковых работ на отдельных локальных поднятиях Красноленинского свода, не исходит из геологической модели единой залежи, хотя ни одна из более 40 пробуренных скважин в горизонтах юрско-го комплекса не встретила законтурной или подошвенной воды.

Бурение ведется методикой, отработанной на мелких литолого-стратиграфических залежах Шаимского района по сетке скважин промышленной разведки. Водонефтяные контакты до сих пор определяются

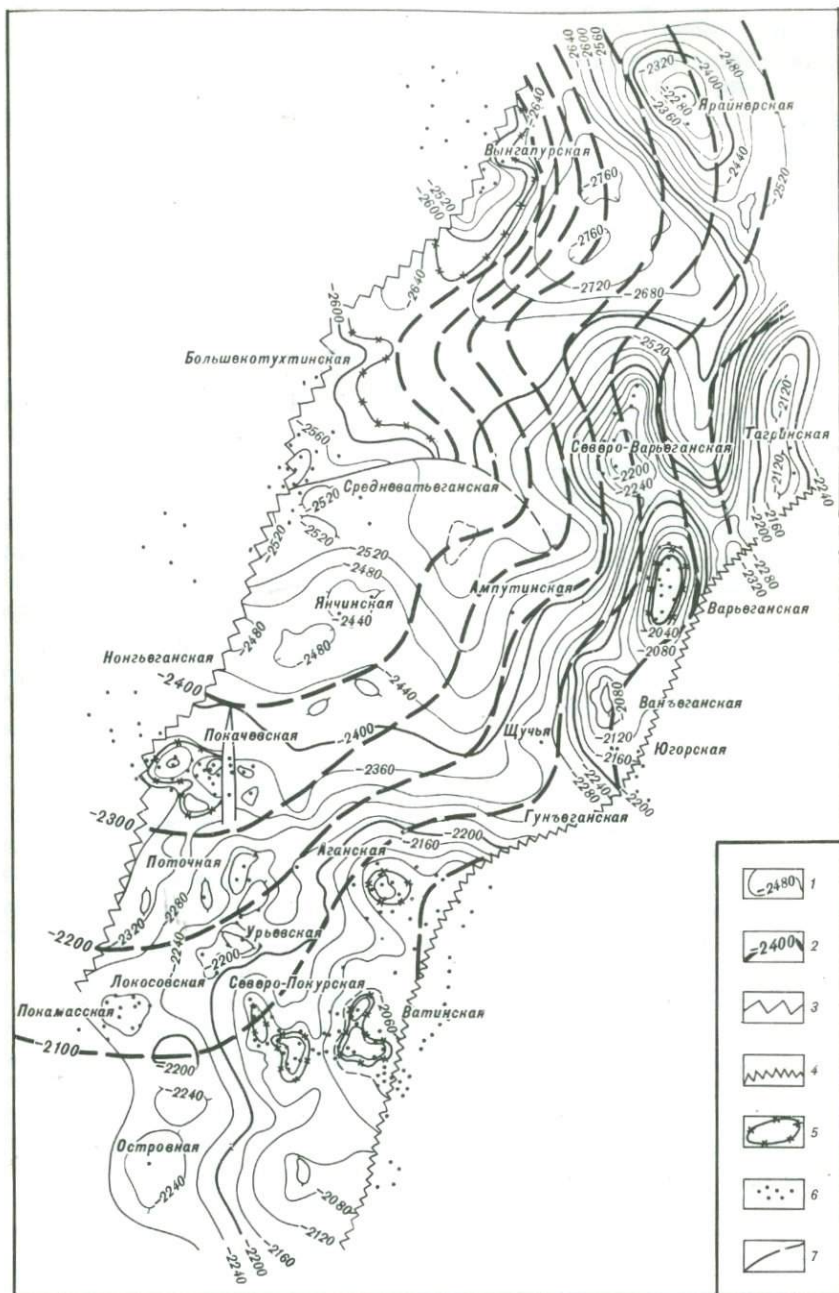
условно, исходя из интервалов испытания скв. 5 и 26 на Потымецком куполе и вероятностных соображений относительно наличия единого для всего Краснотеннинского свода водонефтяного контакта, несколько наклоненного с юго-запада на северо-восток. Результаты проведенных поисково-разведочных работ указывают на ведущее значение залежей юрского комплекса, а не мелового, как предполагалось в проектах, и на большее соответствие практике работ геологического анализа 1969 г. К основным недостаткам поисково-разведочных работ относится затянутость определения геометрии юрской залежи и отсутствие протяженных профилей, секущих свод в целом [Климушина и др., 1976]. При больших размерах залежи поисково-разведочные работы следовало вести не "ползущей" системой скважин, а "сгущающейся", которая позволяет определять параметры всей залежи, месторождения в целом с нарастающей детализацией их по мере уплотнения сетки скважин. Вторая система с методической стороны более правильна, геолого-экономическая эффективность ее выше, а опасность "перебурки" исключена.

В настоящее время известно [Нестеров, Салманов, 1976], что более 43% всех залежей ограничены литолого-стратиграфическими экранами. Эти залежи в течение первого периода поисков открыты в Краевой области обычной методикой работ, применяемой на структурных поднятиях, откартированных сейсморазведкой МОВ по отражающему горизонту "А" (кровля фундамента).

В 1960–1970 гг. делались попытки направленного ведения работ в зонах регионального выклинивания юрских отложений вне известных районов нефтегазонакопления. На восьми площадях моноклиналиного залегания юрских пород было проведено целевое поисковое бурение по профилям из трех–пяти поисковых скважин (Заречинский, Полуйский, Мужинский, Тазам-Ратыпынский и другие профили). Исходным документом для постановки поискового бурения служили структурные карты подошвы продуктивных отложений (сейсмический горизонт А) и откартированная по данным МОВ зона их выклинивания (горизонт П). Бурением было подтверждено наличие литолого-стратиграфических ловушек, уточнена зона выклинивания коллекторов, но поиски залежей нефти и газа в них не увенчались успехом. По-видимому, причина неудач кроется в неправильном представлении о наличии сплошной зоны нефтегазонакопления по бортам региональных структур, в недоучете ее локального характера.

В Центральной и Северной областях поиски залежей такого типа до 1972 г. не велись из-за признания однонаправленного консидерационного характера прогибания Западно-Сибирской депрессии в целом с постоянным увеличением мощности выполняющих ее мезозойских отложений к центру и к северу, отсутствием крупных переывов в осадконакоплении и угловых несогласий.

В дальнейшем рядом исследователей [Онищук и др., 1977] были доказаны более сложные условия осадконакопления продуктивных частей неокотских отложений в центральной части Западно-Сибирского бассейна, их авандельтовая природа, обоснованы перерывы в отложе-



Р и с. 13. Схема нефтеносности пласта БВ₆ северного погружения Нижневартовского свода. Составила Л.П. Климушина

1 — изогипсы пласта БВ₆, по М.М. Быстрицкому, м; 2 — изоконтакты нефть—вода, м; границы; 3 — литологического замещения пласта, 4 — зоны сплошного замещения покрывающих глин; 5 — водонефтяной контакт; 6 — скважины; 7 — разрывные нарушения

ниях неокома и апта и установлена существенная перестройка тектонического плана.

Действительно, ряд залежей в Широком Приобье, в том числе и в пласте BC_{10} , контролируется зональными полосами замещения песчаных пластов глинами, пересекающими на Сургутском и Нижневартовском сводах структуры II порядка (Пимский, Тром-Еганский валы) почти вкрест их простирания. Это Усть-Балыкская залежь в BC_{10} и другие. Регрессивный характер отложений отрисовывается закономерной миграцией песчаных пластов с юго-востока на северо-запад по мере омоложения неокомского разреза. Резкая глинизация песчаных пластов происходит вниз по региональному палеонаклону дна бассейна и не соответствует современной структуре сводов. Детальный нефтегеологический анализ позволил рекомендовать к поисковому бурению ряд площадей с целью открытия залежей структурно-стратиграфического типа. Самым значительным достижением в этом плане явилось открытие первой же поисковой скважиной в 1972 г. Южно-Сургутской литологически ограниченной залежи нефти в пласте BC_{10} [Соколовский, 1972]. Была прогнозирована линейная полоса литологического экрана, разделяющая Западно-Сургутскую и Южно-Сургутскую площади, а в пределах последней по методике изоконтактов оценена нефтенасыщенность пласта BC_{10} , максимальная у литологического экрана на склоне Сургутского свода. Последнее обстоятельство очень важно, так как именно положение поверхности изоконтактов решает вопрос о том, где в пределах протяженных зон выклинивания или срезания продуктивных горизонтов возможно наличие залежей нефти и газа.

Подобный анализ, проведенный в зоне регионального замещения горизонталей BV_6 на севере Нижневартовского свода (рис. 13), также подтвердил максимальную степень нефтегазонасыщения вдоль литологического экрана и вероятность в силу этого объединения Средневатяганской и Вынгапурской залежей в единую. Решение данного вопроса зависит от точности структурной карты по поверхности BV_6 , которая, к сожалению, недостаточно представительна в районе стыка сейсмических съемок МОВ и требует постановки работ МОГТ на площади смежных периклиналей соответствующих месторождений. С той же целью следует пробурить профиль из трех поисковых скважин, параллельный литологическому экрану, северо-восточнее Большекотухтинской площади.

На карте потенциальных ресурсов Западно-Сибирского нефтегазонасного бассейна [Нестеров, 1976] в мезозойских отложениях выделено более 100 зон предполагаемых ловушек литологического типа, но только комплексный нефтегеологический анализ даст возможность часть их перевести в раздел перспективных площадей. Опыт показывает, что поиски залежей такого типа эффективны только в границах известных зон нефтегазонакопления.

Вопрос о нефтеносности доюрских образований, относимых теперь к "переходному комплексу" пород, был поставлен еще при планировании региональных исследований в первый период освоения Западной

100

Сибири. Эта задача наряду с другими ставилась перед бурением первых десяти опорных скважин в южной части Западной Сибири. Однако уже с конца 50-х годов работы на доюрские отложения были прекращены, поскольку последние большинством ведущих геологов рассматривались в составе складчатого фундамента молодой платформы.

Известные многочисленные нефтегазопоявления в скважинах на ряде месторождений приурочены к выветрелой, трещиноватой приповерхностной зоне различного стратиграфического диапазона и литологического состава. В приуральской части Краевой области это в основном терригенно-эффузивные породы верхнего палеозоя, на юго-востоке — карбонатные среднего и нижнего палеозоя. На месторождениях Шаимского¹ и Березовского районов доюрские отложения продуктивны в эрозионных останцах, выше водо- и газонефтяного контактов залежей в примыкающих юрских базальных песчаниках, что не позволяет считать эти скопления самостоятельными. До недавнего времени нефтепроявления в кровле доюрских отложений на площадях и вне непосредственной связи их с юрскими залежами также объяснялись перетоком углеводородов из мезозойского комплекса. Характерными примерами являются Молодежная площадь Красноленинского свода, Медведевская Нижнеуртовского и особенно многочисленные проявления на юго-востоке Краевой области, где на ряде площадей были получены промышленные притоки нефти и газа (Верх-Тарское, Фестивальное, Северо-Васюганское, Южно-Назинское, Останинское, Урманское и др. Только мощный фонтан безводной нефти из органогенных известняков Малоичской площади (1974 г.) заставил переоценить значение этих нефтепроявлений и признать отложения палеозоя самостоятельным нефтегазоносным комплексом. В настоящее время съемками МОГТ на Обь-Юганской, Омбинской, Верхнесалымской, Круглой, Межовской, Малоичской, Верх-Тарской и других площадях доказано наличие нормальной слоистой толщи палеозойского возраста, выклинивающейся к центральным частям поднятий I—II порядка. Мощность этих отложений по материалам региональных геофизических работ (ГСЗ и др.) в центральных частях крупных впадин достигает 4—6 км; по данным МОГТ, она сокращается на крыльях Пимского, Демьянского, Шаимского валов и Межовского свода до 1 км.

На территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в настоящее время можно выделить четыре района, различающихся характером распространения этих отложений: Северная область сплошного развития "переходного комплекса", охватывающего породы до терригенного триаса включительно; Центральная область пятнистого распространения палеозойских карбонатных толщ во впадинах и триасовых в мелкx грабенах; Краевая область, где выделяются Нюрольский и Тобольско-Ишимский районы с широким развитием среднепалеозойского комплекса в платформенных карбонатных фациях и эффузивно-терригенного триаса в грабенах.

¹ Наиболее значительная Даниловская залежь приурочена к девонским туфам.

В большинстве районов исследования палеозойского нефтегазоносного комплекса находятся на стадиях региональных и рекогносцировочных работ и только в южных районах изученность и доступные глубины позволяют ставить детальные геофизические работы и поисковое бурение.

Детальной сейсморазведкой МОВ разных лет здесь откартировано более 120 структур по отражающим горизонтам верхней юры или поверхности доюрских отложений. Нужен отбор, выявление первоочередных перспективных площадей на палеозойские отложения, на которых, исходя из опыта работ на Малоичском месторождении, необходимо провести ряд детализационных сейсмопрофилей МОГТ. Это позволит уточнить структурный план собственно палеозойских отложений и соотношение его с мезозойским, определить оптимальную систему и места заложения первых поисковых скважин. В частности, выбор первоочередных объектов может быть сделан по геохимическим критериям на основании факта перетоков палеозойских нефтей в мезозойские отложения и по ряду параметров пластовых вод и растворенных газов базальных горизонтов мезозоя. По этим признакам заслуживают внимания Тобольская, Покровская, Рявкинская и другие структуры на западе и Южно-Мыльджинская, Лугинецкая, Усть-Сельгинская, Верхнесалатская и др. на востоке Краевой области. К первоочередным объектам поиска относятся и палеозойские структуры, возможно, рифогенного генезиса, полоса которых протягивается по восточному борту Колтогорского трога [Запывалов и др., 1978]. С южным продолжением этой полосы связано и открытие нефти в органогенных силурийских известняках и доломитах Малоичского месторождения.

Таким образом, анализ методики поискового бурения в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне показал следующее.

За время освоения Западной Сибири успешность поисков месторождений закономерно возрастала и коэффициент успешности достиг своего максимума к середине второго десятилетия работ. В последней пятилетке (1970—1975 гг.) коэффициент успешности поисков залежей нефти и газа по бассейну в целом снизился с 0,55 до 0,44 в связи с повышением уровня разведанности потенциальных ресурсов отложений верхнего мезозойского структурного этажа.

Коэффициент удачи, наоборот, повысился в основном за счет более рациональной системы оценки непродуктивных структур, на которую теперь затрачиваются одна—три скважины вместо шести—восьми в начальный период освоения региона.

Отмечено, что коэффициент успешности поисков, характеризующий обоснованность выбора направления работ, значительно меняется по площади бассейна, закономерно уменьшаясь в сторону нефтегеологических границ бассейна и зон нефтегазонакопления. Это является следствием эмпиричности установления этих границ, которые прогнозируются недостоверно и уточняются разбуриванием большого количества пустых ловушек.

Все сказанное указывает на определенную недоработанность научных основ поисков в части картирования основных нефтегеологических границ, что снижает эффективность поисковых работ.

Коэффициент удачи, которым оценивается правильность выбранной системы поисковых и поисково-оценочных скважин, для первых близок к 1 в пределах всей Западной Сибири, а для вторых изменяется от 0,9—0,8 в Центральной и Северных областях до 0,64—0,44 в Краевой, где преобладают залежи со сложным контуром и малой степенью заполнения ловушек.

Необходимо отметить, что максимальная величина коэффициента удачи (1) при поисково-оценочном бурении в тех условиях, когда масштабы и контуры залежей точно не установлены (Красноленинский свод и др.), указывает, так же как и низкие значения коэффициента, на методическое несовершенство ведения работ. Оптимальная величина этого коэффициента (по опыту работ в Западной Сибири) близка к 0,8 для сводовых и массивных залежей и 0,6 — для залежей в ловушках литолого-стратиграфического типа.

Для повышения эффективности поискового и поисково-оценочного бурения следует вести проектирование работ с использованием объемного представления о залежи. В Западной Сибири верхняя поверхность модели устанавливается площадной сейсморазведкой МОВ (МОГТ) и должна обязательно уточняться детализационной сейсмикой после бурения скважины-первооткрывательницы. Нижняя поверхность, которая в совокупности с верхней дает объемную модель залежи, успешно прогнозируется по методике Н.Н. Ростовцева путем прослеживания изоконтактов (водо- и газонефтяного) в зоне (районе) нефтегазонакопления.

Предкавказье. В последнее время на Северном Кавказе геологическая эффективность поисково-разведочных работ характеризуется коэффициентом удачи 0,34 и коэффициентом успеха 0,19.

Трудности геолого-поисковых работ обусловлены наметившимся уменьшением фонда подготовленных структур, особенно крупных по размеру поднятий верхних структурных этажей, недостаточно точной подготовленностью к глубокому бурению поднятий нижних структурных этажей, а также сложностью поисков залежей литолого-стратиграфического типа.

Следует отметить, что за 1971—1975 гг. на 145 опоскованных площадях выявлено 27 месторождений. По Северному Кавказу доля выведенных из разведки поднятий, открывших месторождения, в целом составляет 29%, в том числе по Краснодарскому краю — 11%, по Ставропольскому — 38,8% (Арзгиро-Мирненский район 23%), по Чечено-Ингушской, Северо-Осетинской и Кабардино-Балкарской автономным республикам — 20%, по Дагестанской — 40%.

В общем объеме поисково-разведочного бурения поисковое занимает в Краснодарском крае — 81%, в Ставропольском — 87%, а в Чечено-Ингушской, Северо-Осетинской и Кабардино-Балкарской автономных республиках — 28%, в Дагестанской — 26%.

С целью повышения эффективности поисково-разведочных работ, исходя из анализа результатов глубокого поискового бурения и геофизической изученности территории, целесообразно сосредоточить ос-

новые объемы геолого-геофизических работ на наиболее перспективных направлениях. К ним прежде всего относятся поиски залежей нефти и газа в подсолевых отложениях юры Восточно-Кубанской и Чернолесской впадин и Передовых хребтов Терско-Каспийского прогиба, в мезозойских отложениях Западно-Кубанского и Терско-Каспийского прогибов, а также в триасовых отложениях Восточно-Маньчжурского прогиба и Прикумского вала. Особенностью поисков на данных направлениях является значительная глубина залегания продуктивных горизонтов — свыше 4 км.

Новое актуальное направление — поиски залежей нефти и газа неструктурного типа — особенно связаны с зонами литологического выклинивания и стратиграфических несогласий юрских отложений в бортовых частях Восточно-Кубанской и Чернолесской впадин. Нужно отметить, что в Краснодарском крае на перспективный подсолевой комплекс и зоны выклинивания юрских отложений приходится всего 14% поискового метража; в Ставропольском крае доля поискового бурения в таком сложном в геологическом отношении районе, как Арзгиро-Мирненский, равна 12%, в других районах на перспективные пермско-триасовые отложения приходится всего лишь 2,3%.

Ниже остановимся на основных методических аспектах поисковых работ и их особенностях в пределах разных геоструктурных элементов: внутриплатформенной Восточно-Кубанской впадины, Восточного склона Ставропольского свода (Арзгиро-Мирненский район) и краевых прогибов — Западно-Кубанского и Терско-Каспийского.

В о с т о ч н о - К у б а н с к а я в п а д и н а. В платформенной части Западного Предкавказья в настоящее время наибольший интерес для поисков залежей нефти и газа представляют мезозойские отложения Восточно-Кубанской впадины и прилегающих районов. Нижнемеловой комплекс изучен довольно подробно, он продуктивен только в бортовых частях впадины, а также в смежных районах, где могут быть выявлены новые залежи, приуроченные к небольшим локальным поднятиям и литологическим ловушкам. Основные перспективы связываются с юрскими отложениями как в зонах выклинивания на бортах впадины, так и в подсолевых структурах, расположенных в пределах южной и центральной частей Восточно-Кубанской впадины. Перспективность оксфордских и келловейских отложений доказывается получением промышленных притоков нефти и газа на Лабинской, Кошехабльской, Юбилейной площадях.

Большое значение для эффективного ведения поисковых работ в Восточно-Кубанской впадине имеет выбор рациональной методики подготовки объектов к поисковому бурению. Решению этой задачи будет способствовать анализ проведения геолого-поисковых работ по ряду площадей рассматриваемого района.

Великая площадь находится в поисковом бурении с 1956 г. В первом периоде поисков объектом изучения послужили палеогеновые отложения. С этой целью пробурено было семь скважин от 1300 до 2700 м, большинство из которых вскрыло отложения нижнего палеогена, оказавшиеся непродуктивными.

Во втором периоде, с 1962 г., поисковое бурение было направлено на изучение нефтегазоносности нижнемеловых отложений. С этой целью была пробурена скв. 8, в меловом разрезе которой промышленных притоков нефти и газа получено не было.

В 1969 г. сейсмическими работами было уточнено строение антиклинальной складки по нижнемеловым отложениям (по сейсмоизогиipse 3200 м размеры складки 5 x 4 км). В связи с новыми построениями скв. 8 оказалась в пониженной части поднятия, и поэтому в 1970 г. в 1,5 км к северу от нее была пробурена скв. 9, в которой из аптских отложений получен фонтан газа с дебитом 79 тыс. м³/сут. Гипсометрически продуктивный горизонт K₁a₁₁ в скв. 9 вскрыт на 8 м выше, чем в скв. 8 (рис. 14).

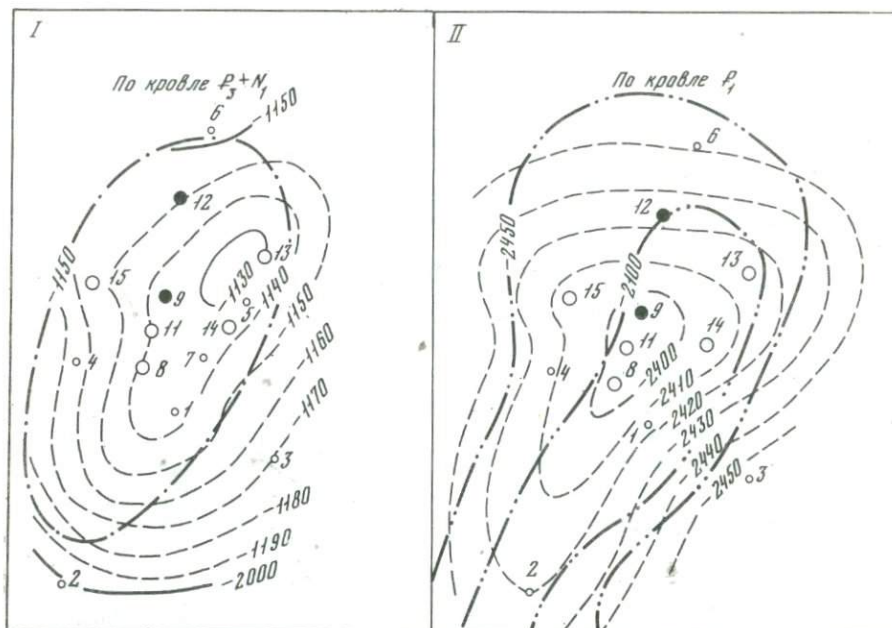
В 1971 г. в северной части структуры была пробурена скв. 12, в которой аптский горизонт также оказался продуктивным (дебит 7,5 тыс. м³/сут) и вскрыт на 51 м ниже по сравнению со скв. 9. Для оконтуривания залежи в 1972 г. в восточной части площади были пробурены скв. 13 и 14, а в 1974 г. в западной части скв. 15, в которых пласт оказался водонасыщенным. В скв. 15, как и в скв. 8, вскрыты граниты.

Структурные карты по ряду горизонтов показывают, что площадь Великая представляет собой складку северо-северо-восточного простирания; скв. 8 почти по всем отложениям занимает гипсометрически самое высокое положение, но, несмотря на благоприятные структурные условия, она оказалась сухой. По сопоставлению геолого-геофизических разрезов можно предположить, что в скв. 8 увеличивается глинистость продуктивного горизонта K₁a₁₁, в связи с чем резко снижается проницаемость его по сравнению со скв. 9 и 12. Кроме того, при сопоставлении видна нарушенность структуры сбросом, который проходит между скв. 9 и 12, 14. Тип залежи комбинированный: структурный с литологическим и тектоническим осложнениями. Для выяснения ее размеров на юге запроектирована скв. 16.

Из изложенного следует, что на Великой площади разведка велась бы более эффективно, если бы в начале исследований (1956 г.) была поставлена задача изучения нефтегазоносности не только палеогеновых, но меловых и триасовых отложений, тем более что к тому времени в прилегающих районах нефтегазоносность нижнемеловых отложений (а в ряде пунктов и триасовых) была известна. На рассматриваемой площади при прохождении скв. 9 триасового разреза на глубине 3763 м резко возросла скорость проходки и наблюдалось интенсивное поглощение и разгазирование глинистого раствора. Учитывая этот факт, опробовались триасовые породы в скв. 15 (1974 г.), но результаты оказались отрицательными.

До сих пор не окончены (начаты в 1966 г.) поисковые работы и на мелких куполах Кавказской площади, где выявлена полоса отсутствия нижнемелового коллектора в условиях подстилания их палеозойскими породами.

Интересен факт открытия в последние годы структурных залежей с литологическим ограничением в нижне- и верхнемеловых, а также



Р и с. 14. Великая площадь. Структурные карты по кровле майкопских (I), нижнепалеогеновых (II), альбских (III) и II продуктивного горизонта аптских (IV) отложений

Скважины: 1 — вскрывшие палеогеновые отложения, 2 — вскрывшие меловые отложения, 3 — давшие нефть; изогипсы, м: 4 — по кровле майкопских, нижнепалео-

палеоценовых отложениях на Тульской площади в результате возврата поисковых работ после почти десятилетнего перерыва. В 1960–1962 гг. здесь было пробурено пять скважин на юру и только в скв. 26 получен небольшой приток нефти из средней юры.

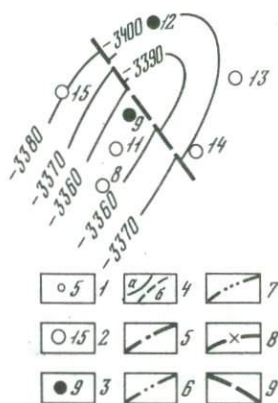
На Ладожско-Юбилейном участке в 1960 г. сейсморазведочными работами методом отраженных волн зафиксировано антиклинальное поднятие по меловым отложениям меридионального простирания размерами 4 × 2 км и амплитудой 22–25 м — площадь Ладожская I, где глубокое бурение было начато в 1961 г. с целью освещения нефтегазоносности нижнемеловых отложений. Сначала пробурены были скв. 2, 3, затем (в 1965 г.) скв. 4, оказавшаяся продуктивной, в 1966 г. — разведочные скв. 8, 9 и эксплуатационная скв. 11, вскрывшая кровлю продуктивного горизонта на более низких гипсометрических отметках, чем положение газоводяного контакта, определенное по скв. 4. На этом буровые работы в пределах антиклинальной структуры Ладожской I были прекращены. Ввиду того, что западнее скв. 4, давшей промышленный приток газа, бурение не велось, можно сделать вывод о недоразведанности этой части структуры.

Площадь Ладожская II, расположенная на западном борту Восточно-Кубанской впадины и представляющая с Юбилейной площадью единую структуру широтного простирания по миоценовым отложениям, выяв-

III

По кровле $K_1 a_1$ 

IV

По кровле продуктивного
 $K_1 a_{II}$ 

геновых, альбских и аптских отложений и продуктивного горизонта апта, 5–8 – по отражающим сейсмическим горизонтам (5 – С, 1962 г., 6 – F, 1962 г., 7 – K_1 , 1962 г., 8 – K_1 , 1972 г.); 9 – тектоническое нарушение

лена в 1957–1959 гг. структурно-поисковым бурением. В сарматских отложениях установлена была газовая залежь промышленного значения, которая введена в разработку в 1970 г. Размеры ее – 12,7×3,7 км, этаж газоносности достигает 19,4 м, газосодяной контакт – 857 м.

Юбилейная площадь, продуктивная по юрским отложениям, располагается на восточной периклинали Ладожского поднятия в контуре сарматской залежи. Она введена в глубокое поисковое бурение в 1968 г., т.е. спустя 10 лет после начала поисков на Ладожской II. Основанием для постановки разведочных работ послужили геофизические данные, которые позволили по верхнеюрскому сейсмическому горизонту выявить структуру размерами 6 × 5 км с амплитудой 80 м.

Поисковая скв. 15, расположенная на своде, по сейсмическим данным оказалась первооткрывательницей газоконденсатного Юбилейного месторождения, приуроченного к песчаникам келловейского яруса ($Q_r = 38,6$ тыс. $m^3/сут.$, $Q_k = 83,5$ $m^3/сут.$). При глубине 4686 м она прошла по среднеюрским отложениям около 200 м.

В первое время предполагалось, что эта залежь, находящаяся вблизи линии выклинивания юры, неструктурного типа, поэтому в августе 1969 г. с целью разведки газоконденсатной залежи было начато бурение скв. 2, располагающейся между скв. 15 и скв. 10 (Ладожская); в последней верхнеюрские породы отсутствуют, а меловые и средне-

юрские отложения залегают гипсометрически выше, чем в скв. 15. В скв. 2 из келловейских отложений $I_3 K_{IV}$ был зафиксирован промышленный приток газа с конденсатом. В этой скважине газоносны сарматские отложения (месторождение Ладожское II).

В ноябре 1970 г. с целью изучения газоносности отложений келловейского яруса в зоне литолого-стратиграфического выклинивания верхней юры была заложена скв. 5, которая вскрыла келловейские отложения в условиях водонасыщения. Вскрытая мощность среднеюрских отложений составляет всего лишь 70 м.

В 1970 г. в северной части сейсмосвода была пробурена разведочная скв. 1, в которой из $I_3 K_{IV}$ получен промышленный приток газа с конденсатом.

Нефтегазоносность среднеюрских отложений привлекла внимание геологов в 1971 г., спустя 13 лет с начала поисков. На своде Юбилейного поднятия была пробурена скв. 3, которая впервые вскрыла новый высоконапорный газоносный горизонт в интервале глубин 4745—4774 м с аномально-высоким давлением, приуроченный к байосским отложениям ($Q_r = 29,3$ тыс. $m^3/сут$; $Q_b = 6,2$ $m^3/сут$). В конце 1972 г. на северо-западной периклинали с целью оконтуривания залежи $I_3 K_{IV}$ закладывается скв. 6, в которой келловейские отложения зафиксированы гипсометрически на 211 м ниже, чем в скв. 3, а байосские не вскрыты. По данным промыслово-геофизических исследований, отложения келловей являются водоносными и не опробовались.

С 1972 г. начинается систематическое исследование среднеюрских отложений, и поэтому все бурящиеся скважины проектируются с глубинами свыше 5000 м. Так, в присводовой части поднятия была заложена глубокая скв. 7, а на южном крыле складки — скв. 14.

На предполагаемом восточном куполе Юбилейного поднятия, выраженного по сейсмическим горизонтам $K_1 (n)$ и I_2 , с целью поисков залежей газа в юрских отложениях в декабре 1973 г. начато было бурение глубокой скв. 11. При прохождении $I_3 K_{IV}$ наблюдалось разгазирование глинистого раствора, а кровля байоса вскрыта на глубине 5029 м, т.е. на 300 м глубже в сравнении с сейсмическими данными. В связи с этим ставится под сомнение наличие Восточно-Юбилейного поднятия, выраженного по отражающим сейсмическим горизонтам $K_1 (n)$ и I_2 . Для изучения строения восточной периклинали Юбилейного поднятия и выяснения нефтегазоносности отложений средней юры в 1974 г. началось бурение скв. 16. В скв. 16 и 11 при вскрытии байосского горизонта, продуктивного в скв. 3, отмечалось интенсивное разгазирование глинистого раствора, хотя при опробовании промышленных притоков не получено. В 1975—1976 гг. в контуре келловейской залежи пробурены скв. 18 и 30. В это же время для выяснения нефтегазоносности предполагаемой зоны выклинивания келловейских отложений между скв. 5 и 10 была пробурена скв. 8, материалы которой позволили по-новому представить строение Юбилейной площади и зоны "выклинивания". Если раньше в районе 8 отмечалась перспективная зона выклинивания келловейских отложений, так как кровля $I_3 K$ в скв. 5 фиксировалась на глубине 4001 м, а в скв. 10 аптские породы

непосредственно залегают на байосских (кровля байоса — 3731 м), то теперь, когда в скв. 8, расположенной между ними, отметка кровли I_3 достигает 4564 м, картина меняется (рис. 15, вкл.) В результате последних построений на Юбилейной площади выделяются два купола: восточный — в районе скв. 3, 15 и западный — между скв. 2 и 5. В этой связи интересно отметить, что площадь газоносности ($I_3 K_{IV}$) по сравнению с прежними очертаниями расширяется. Газоводяной контакт может быть единым в пределах двух куполов или самостоятельным в каждом в отдельности.

Западнее скв. 5 фиксируется не подъем и выклинивание юрских отложений, как предполагалось ранее, а погружение и сохранение мощностей отдельных ярусов. Так, в скв. 8 отмечаются более низкие гипсометрические отметки, чем в скв. 5. Здесь на расстоянии в 1 км перепад в залегании кровли байосского яруса достигает 557 м, келловейского — 563 м, оксфордского — 433 м, аптского — 200 м. Если учесть к тому же, что в скв. 10, находящейся на расстоянии 1,4 км к западу от скв. 8, отложения верхней юры отсутствуют, а перепад в залегании кровли байоса между этими скважинами достигает 1012 м, то можно предположить наличие нарушения, которое отмечается как зона схождения сейсмоизогипс I_3 и $K_1(n)$. По-видимому, нарушение, прослеживаемое на рассматриваемой площади, протягивается и южнее (в том числе и в район Тенгинского участка), так как скорее всего оно ограничивается с востока Усть-Лабинский выступ.

В связи с этим существование зоны выклинивания юрских отложений в пределах западного борта Восточно-Кубанской впадины ставится под сомнение, вероятнее здесь будет срезание юрских отложений тектоническим нарушением и размыв их в районе всего Усть-Лабинского выступа, тем более что намечаемая зона выклинивания юры по северному борту Восточно-Кубанской впадины проходит примерно на тех же широтах, что и на Тимашевской ступени.

Таким образом, резкое гипсометрическое погружение юрских отложений к зоне срезания говорит о бесперспективности этого участка Юбилейной площади.

Нужно заметить, что рассматриваемые площади располагаются в тектонически активном районе — на борту крупной Восточно-Кубанской впадины, граничащей с Усть-Лабинским выступом. Поэтому структурные планы по различным стратиграфическим горизонтам не совпадают, что обусловило трудности в правильности выбора места заложения поисковых скважин в зависимости от истинного положения структуры отдельных стратиграфических комплексов. На рис. 15 представлено соотношение структурных планов продуктивных горизонтов и газоводяных контактов, где наглядно видно, что контур газоносности по сарматским отложениям имеет субширотное простираие и частично перекрывает на востоке келловейскую залежь. Контур нижнемеловой залежи Ладожской II расположен западнее сарматской залежи и ориентирован ближе к меридиональному направлению, тогда как по эоцену и хадуму два Ладожских купола имеют субширотную ориентацию.

Сложность геологического строения затрудняет ведение геологоразведочных работ на исследуемом Ладожско-Юбилейном участке, где установлена следующая продолжительность получения положительных результатов.

Сарматская газовая залежь Ладожская II открыта в 1958 г. На Ладожской I глубокое бурение было начато в 1961 г. и в 1965 г. получен промышленный приток из аптских отложений. На Юбилейной площади к глубокому бурению приступили спустя почти 10 лет после выявления сарматской залежи — в 1968 г. Первой же скв. 15 была открыта келловейская газоконденсатная залежь. И только по прошествии 13 лет с начала поисковых работ в 1971 г. стал вопрос об изучении нефтегазоносности среднеюрских отложений, в результате чего была пробурена присводовая скв. 3, оказавшаяся продуктивной.

Таким образом, в результате длительных поисково-разведочных работ (1957—1974 гг.) на Ладожско-Юбилейном участке в условиях сложного геологического строения разведаны и находятся в эксплуатации две залежи — сарматская (газовая) и келловейская (газоконденсатная), а также выявлены залежи в аптских и байосских отложениях. Постановка поисков на Юбилейном участке как на зону выклинивания юрских отложений (скв. 2 и 5) оказалась безрезультатной.

Не дали положительных результатов и пробуренные четыре скважины на выявленном сейсмикой Тенгинском участке. В скв. 1 при опробовании четырех объектов получены незначительные притоки пластовой воды с растворенным газом.

В пределах восточного борта впадины поиски зоны выклинивания юрских коллекторов начали проводиться в 1970 г. на *Николенском* и *Южно-Соколовском заливах*. Скважина 1, Николенская, пробуренная вблизи "головы" выклинивания, прошла 470 м по среднеюрскому разрезу, в котором песчаники не зафиксированы.

Параметрическая скв. 1, Южно-Соколовская, вскрыла в одноименном разрезе 160-метровую пачку песчаников, содержащих воду. Скв. 2, заложенная к северо-востоку, в сторону выклинивания на структурном (Братском) поднятии, открыла нижнемеловую сводовую залежь. Однако в юрском разрезе песчаных горизонтов не оказалось.

В 1975 г. из скв. 5, заложенной между ранее пробуренными, из интервала 3685—3673 м (средняя юра) получен безводный приток газа дебитом 9,3 тыс. м³/сут. Этот результат дает надежду успешного ведения поисков на данном направлении.

В 1975—1976 гг. с целью изучения газоносности нижнеюрских отложений в зонах выклинивания было начато бурение глубоких поисковых скважин в центральных частях предполагаемых заливообразных ловушек — *Гусаровской* и *Коноковской*, расположенных соответственно к востоку и северо-востоку от Трехсельской площади. Установлены отсутствие юрских отложений, водонасыщенность нижнемеловых и залежание палеозойских кварцитов на глубинах порядка 2300 м.

Следует отметить особенность ведения поисковых работ на *Темиргоевской площади*, где впервые ставилась задача изучения нефтегазоносности подсолевых юрских отложений. Темиргоевское антиклинальное

поднятия с 1959 г. введено в глубокое поисковое бурение на нижнемеловые отложения. В 1962 г. попутно в нижнесарматских отложениях была обнаружена газовая залежь. В разведку на юрские отложения площадь введена в 1963 г., и на них пробурены три скважины.

На структурной карте по кровле гипсово-ангидритовой толщи (сейсмический горизонт I_3) вырисовываются два купола. Сква. 4 и 7 расположены на меньшем по размерам западном куполе. Первая из них ликвидирована по геологическим причинам без опробования, а в скв. 7 из келловейских песчаников получен неустойчивый приток газа. Сква. 8, расположенная в своде более амплитудного восточного купола, окончена бурением в 1970 г., лишь пять лет спустя введена в освоение, что, безусловно, может отрицательно повлиять на результаты испытания. В заключение нужно сделать особое замечание о замедленном темпе поисковых работ на юрские подсолевые отложения, так как они вскрыты здесь впервые со значительными газопроявлениями. Их планомерное изучение на этой структуре могло бы помочь в дальнейшем успешнее вести работы на данном направлении в пределах Восточно-Кубанской впадины.

Чамлыкская площадь, располагающаяся в центральной части Восточно-Кубанской впадины к северо-востоку от Лабинской, была введена в поисковое бурение в 1967 г. с целью поисков залежей в верхне- и среднеюрских отложениях. Основанием для постановки глубокого бурения явилось выявленное по отражающему верхнеюрскому горизонту поднятие, в пределах которого с 1967 по 1971 г. были пробурены три поисковые скважины.

В скв. 1, заложенной на своде поднятия, и в скв. 2, пробуренной к югу от нее, при прохождении оксфордских известняков отмечались интенсивные газопроявления.

Сква. 3 является единственной, вскрывшей ааленские отложения, в которых при забое 4976 м наблюдались значительные газопроявления в виде разгазирования глинистого раствора и пленки нефти. Геологи объединения Краснодарнефтегаз после пересмотра сейсмоматериалов и проведения ВСП в скв. 5 Лабинской считают, что подсолевые отложения осложнены структурным выступом, несколько смещенным на юго-запад. В этом же направлении предполагается развитие коллекторов верхней юры и проектируется бурение скв. 4.

С целью освещения нефтегазоносности подсолевых отложений, кроме перечисленных площадей, нужно упомянуть и *Кошехабльскую*, расположенную к северу от Лабинской площади. Она подготовлена к разведке сейсмикой в 1964 г.; по юрскому отражающему горизонту представляет асимметричную антиклинальную складку размерами 8,5 x 4 км и амплитудой 150 м, а по нижнемеловому отражающему горизонту выражена в виде структурного выступа. В 1972 г. в своде юрского поднятия заложена скв. 1, в которой при забое 5122 м из келловейских песчаников получен мощный газовый выброс с ориентировочным дебитом более 1 млн. м³/сут. Скважина ликвидирована по техническим причинам. В настоящее время в бурении находятся скв. 2 и 4. По данным бурения скв. 1 оксфордские известняки вскрыты на 300 м выше, чем предполагалось по сейсмике, так как мощность гипсово-ангидритовой толщи оказалась меньше и составляет 650 м.

В Восточно-Кубанской впадине особую сложность представляет разведка подсолевых юрских структурных ловушек. Осуществление этого направления сдерживается отсутствием надежной сейсмической структурной характеристики по подсолевым отложениям, данных по распределению коллекторов, а также трудностями освоения больших глубин.

Отрицательное влияние на качество сейсмических материалов оказывает мощная неоднородного состава верхнеюрская пестроцветная гипсово-ангидритовая (сульфатная) толща. Наибольшие мощности ее, достигающие 1200 м, вскрыты на Лабинской площади, в пределах которой в настоящее время пробурено максимальное количество скважин на подсолевою юру (рис. 16).

В пределах *Лабинской площади* поисковые работы на нижнемеловое поднятие были начаты в 1959 г. Пробурены скв. 1 и 2, доказавшие отсутствие залежи. В 1967 г. бурением скв. 3 были начаты геолого-поисковые работы в юрских отложениях на структуру, смещенную по сейсмическим данным относительно нижнемеловой на северо-восток; в дальнейшем в скв. 4 из оксфордских известняков был получен кратковременный приток нефти с начальным дебитом 252 м³/сут. Однако в последующие годы представление о строении подсолевых отложений по сейсмическим данным резко изменилось, и в настоящее время все новые скважины закладываются в восточном направлении — в сторону регионального подъема подсолевой юры, где рисуется залежь неопределенных очертаний. Из проведенного анализа поисково-разведочных работ на Лабинской площади [Мелик-Пашаева, Томкина, 1976] следует, что, имея недостаточную уверенность в сейсмической основе подсолевых отложений и учитывая унаследованный рост локальных структур, характерный для территорий Восточно-Кубанской впадины и Адыгейского выступа, можно предположить структуру по подсолевым отложениям скорее всего вблизи нижнемеловой (в районе скв. 1 и 2), несколько смещенную к юго-востоку. На это указывает наибольшая амплитуда размыва альбских отложений в скв. 1, 2 и 8. Поэтому планируется пробурить в первую очередь скважину между скв. 2 и 8, тем более что в последней получена нефть.

За последние годы по материалам сейсмических исследований МОГТ в Восточно-Кубанской впадине выделяется ряд структур, не отраженных в надсолевом комплексе пород. Так, по данным В.Л. Крипиневица и Л.М. Пустыльникова [1975] в северо-западной части Спокойненского выступа, закартированного по подсолевым отложениям, выявлена Западно-Вознесенская структура, представляющая собой антиклиналь, осложненную нарушением. Размеры складки по карбонатным отложениям составляют 3,5×3 км, амплитуда 100 м. В скв. 20 оксфордские отложения вскрыты на глубине 4010 м. При опробовании пластоиспытателем получен приток раствора с обильной пленкой нефти. Керн, отобранный из нижележащих интервалов келловейского возраста, представлен песчаниками с запахом углеводородов. К юго-западу от складки в отложениях оксфорда прослеживается Кузнецовская брахиантиклиналь (размеры 9×3,5 км, амплитуда 100 м), на которой в 1975 г. было начато глубокое поисковое бурение на юрский подсолевой комплекс. В

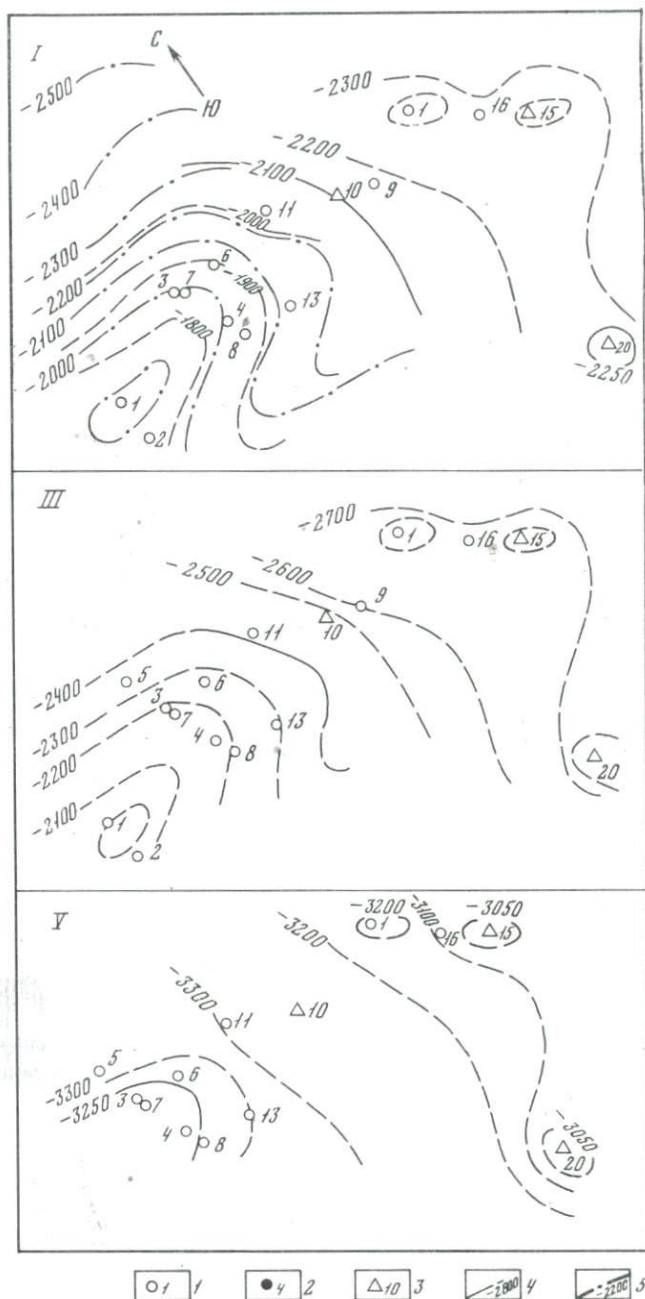
скв. 1 и 2 с проектной глубиной 4800 м оксфордские отложения вскрыты в интервале 3480—3500 м. Юго-восточнее, в центральной части выступа, по отражающим горизонтам I_3^0 и I_2 выявлено Солдатское поднятие, занимающее по этим отложениям наиболее высокое гипсометрическое положение в данном районе. Параметрическая скв. 1 с проектной глубиной 3750 м на 1 июня 1976 г. вскрыла гипсово-ангидритовую толщу верхней юры на отметке 2650 м, что позволяет предполагать определенные перспективы с подсолевыми отложениями этой площади. Также предусматривается изучение и нижнепермских пород, в связи с чем восточнее скв. 1 на расстоянии 1,4 км проектируется поисковая скв. 2 с глубиной 4500 м.

Анализ поисковых работ на ряде площадей Восточно-Кубанской впадины показывает, что характерной чертой является поэтажное их проведение. Поиски залежей нефти и газа в пределах одной и той же площади проводились сначала на верхний структурный этаж (палеогеновые и неогеновые отложения); а затем на нижний (меловые, юрские, триасовые отложения). Осуществление поисков по системе "сверху вниз" предопределило продолжительность поискового этапа в 18—20 лет. Последнему способствовали также сложность геологического строения рассматриваемых объектов — несоответствие структурных планов по различным отложениям (Ладожско-Юбилейный участок), присутствие в разрезе мощной гипсово-ангидритово-соленосной толщи (Лабинская, Чамлыкская и другие площади), отсутствие в сводовых частях структур продуктивных пластов (Кавказская группа поднатий) или линзовидное их залегание (Тульская площадь), а также ухудшение коллекторских свойств над интрузивным телом (Великая площадь).

Попытка поисков залежей, приуроченных к зонам выклинивания юрских отложений в бортовых зонах впадины, показывает сложность заложения скважин вблизи "головы" выклинивания. При неточном определении зон выклинивания сейсмическими методами скважины попадают за пределы развития коллектора (скв. 1, Николенская; скв. 2, Южно-Соколовская). Судя по анализу бурения Юбилейного участка, в пределах западного борта следует ожидать не выклинивание юрских отложений, а срезание их по сбросу. Здесь возможны ловушки тектонически экранированного типа. В связи с этим необходимо более точное определение местоположения сброса сейсмическими исследованиями, а о перспективности подобных ловушек можно судить по показателям гидродинамического режима.

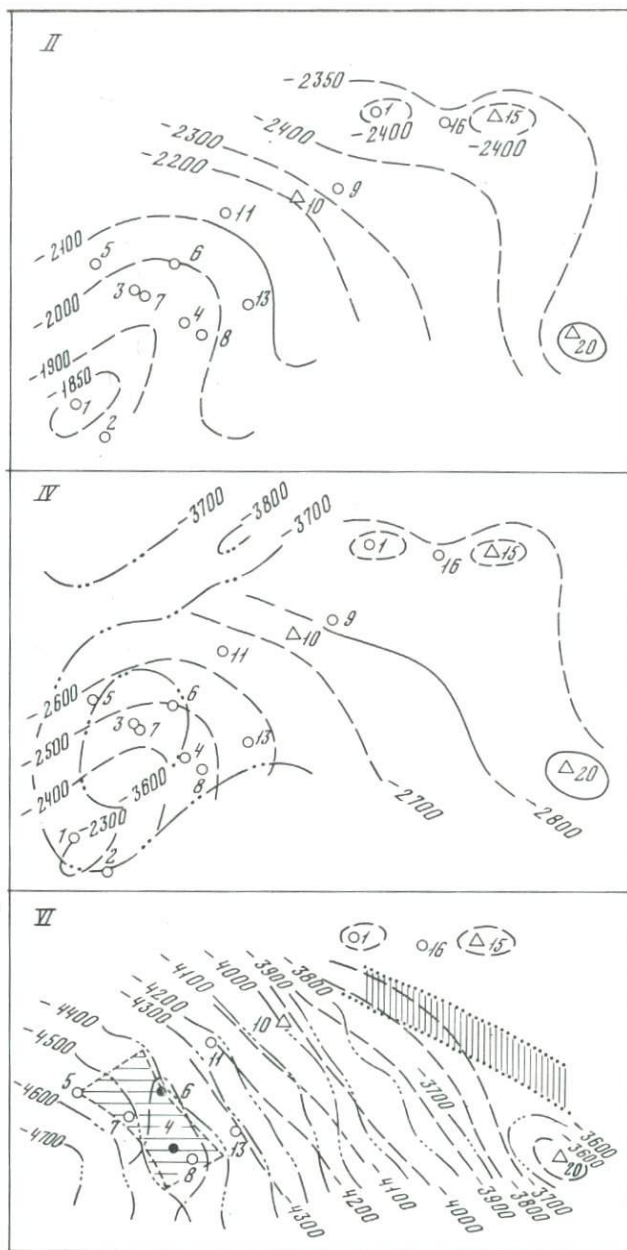
Арзгиро-Мирненский район. Геолого-поисковые работы, проводимые на Мирненской площади с 1958 г., увенчались открытием в том же году скв. 1 газовой залежи в Майкопе. В нижнемеловых отложениях (IV пласт альба) газовая залежь была открыта скв. 25 только в 1966 г. Большой порядковый номер скважины-открывательницы и восьмилетний период поисков до получения первого фонтана газа из отложений нижнего мела говорят о сложных условиях проведения геолого-поисковых работ.

На первом этапе поисков было пропущено трехкупольное, крупное по площади (100 км²) и высокоамплитудное (до 70 км) Мирненское



Р и с. 16. Лабинская площадь. Структурные карты по кровле верхнемеловых (I), альбских (II), аптских (III), титонских пестроцветных (IV), кимеридж-титонских гипсово-ангидритовых (V) и оксфордских (VI) отложений

Скважины и их номер: 7 — вскрывшие юрские отложения, 2 — продуктивные в



J₃₀, 3 – параметрические; изогипсы: 4 – по кровле отложений, 5–7 – по сейсмическим отражающим горизонтам (5 – К₂, 6 – J₃, 7 – J₃₀); 8 – зона предполагаемого тектонического нарушения; 9 – площадь относительно установленной нефтеносности

поднятие по нижнемеловым отложениям. Первые скважины, заложенные на своде сейсмического поднятия, оказались пустыми, так как продуктивные пласты вскрывались не в оптимальных структурных условиях, что привело к необходимости дальнейшего заложения дополнительных поисковых скважин. Сейчас, после разбуривания этой площади многочисленными скважинами (порядка 200), стала ясна причина — несоответствие структурных планов разновозрастных отложений и неудовлетворительные результаты сейсмических исследований. Локальные поднятия, выявленные в результате бурения, оказались смещенными до 2 км на юго-восток по сравнению с их контурами по сейсмике.

Этот факт должен был настораживать исследователей при постановке поисковых работ в 1971 г. на площадях Сельского участка. Повторными сейсмическими работами в 1969—1972 гг. в пределах их выделено большое количество мелких (1,5×2 — 1,5×3 км) малоамплитудных (до 25 м) локальных структур.

При поисках малых и мельчайших поднятий даже небольшое несоответствие данных сейсморазведки с действительным глубинным строением значительно снижает вероятность попадания первой скважины в свод структуры. Возникает необходимость заложения такого же числа поисковых скважин, как и на поднятиях средних и крупных, т.е. не менее трех-пяти.

Первые поисковые скважины, заложенные в пределах сводов сейсмических поднятий (скв. 2, 4, Южно-Сельские; скв. 17, Серафимовская; скв. 19, Южно-Серафимовская; скв. 5, 8 и 20, Крутоярские), дали отрицательные результаты; в них из II регионально-продуктивного пласта получены притоки воды, а IV пласт во многих случаях оказался сухим.

Притоки воды отмечены и в скв. 3 и 7, пробуренных на структурных носках, установленных по сейсмическим данным. И только на Сельском поднятии из скв. 6, расположенной почти в центре сейсмического контура, получен газ с дебитом 290 тыс. м³/сут. Приток газа повторился и в скв. 11, пробуренной в 1 км к северо-востоку от первооткрывательницы. Характерно открытие газа скв. 16 на западном куполе Крутоярской структуры. Скважина расположена на структурном сейсмическом носу в 2 км северо-восточнее скв. 20, заложенной в своде выявленного сейсмического поднятия. Это случайно обнаруженное смещение структуры относительно данных по сейсмике близко к вышеотмеченному смещению на Мирненском месторождении (см. рис. 8). Оба рассматриваемые поднятия расположены на Мирненско-Ново-Александровском валу, представляющем собой довольно широкую структурную зону с кулисообразным сочленением трехкупольных: наибольшего — Мирненского, меньших размеров, но с той же ориентированной куполов — Крутоярского и неопределенных очертаний — Южно-Серафимовского.

Наиболее ярко выраженное высокоамплитудное Мирненское поднятие расположено на древнем палеозойском выступе, Крутоярское и Южно-Серафимовское — на его южном склоне, в зоне развития подстилающих пермско-триасовых отложений. В силу последнего обстоятельства их выраженность в меловых отложениях будет несколько меньше, так что залежи газа могут быть локализованы в сводах отдельных куполов, как и намечается по результатам опробования пробуренных скважин.

Серафимовско-Сельская группа поднятий в полосе развития палеозойских подстилающих пород выражена цепочкой узких, вытянутых в меридиональном направлении структур. Отмечается хорошая сходимость данных сейсмоки и бурения на Сельской структуре (скв. 6 и 11). В полосе развития пермско-триасовых отложений структуры приобретают широтную ориентацию и более неопределенную форму. Все локальные поднятия этой группы имеют некоторый кулисообразный относительно друг друга сдвиг в восточном направлении. Поэтому неестественно смещение на запад Южно-Сельского сейсмического поднятия на границе зон развития палеозойских и пермско-триасовых пород. Скорее всего структуре следует искать восточнее — между скв. 4 и 50 (см. рис. 8).

В настоящее время вследствие слабой подготовки площадей к глубокому бурению Арзгиро-Мирненский район характеризуется сравнительно низкими результатами поискового бурения. По мнению некоторых исследователей, в частности Ю.В. Тернового (СевКавНИИгаз), в описываемом районе выгоднее было бы пробурить скважины по равномерной сети профилей. Подсчитано, что количества скважин, пробуренных с 1958 г. на рассматриваемой территории, хватило бы для заполнения сети профилей с расстоянием между ними, равным 7 км. При этом все крупные и средние поднятия (до 7 км в длину) были бы выявлены без проведения предварительных сейсмических работ. Однако предлагаемый вариант не поможет при поисках мелких поднятий, характерных для Сельского участка. Очевидно, здесь следует еще раз проверить поисковыми работами наличие сейсмических поднятий с учетом имеющегося смещения.

Основные перспективы поисков залежей газа следует связывать с Мирненско-Ново-Александровским валом, а именно с Крутоярской и Южно-Серафимовской структурами. При заложении поисковых скважин в этой структурной зоне следует учитывать смещения сводов локальных поднятий относительно их рисовки по данным сейсмоки, выявленные на Мирненской (2 км к юго-востоку), на Крутоярской (2 км к северо-востоку) и на Южно-Серафимовской площадях (2 км к северо-северо-востоку). На последней площади скв. 23 и 26, заложенные и пробуренные с учетом этого смещения, дали газ из V альбского пласта.

Таким образом, опыт проведения поисково-разведочных работ в Арзгиро-Мирненском районе указывает на трудности заложения первых поисковых скважин на нижнемеловые отложения, так как сейсмические контуры оказываются смещенными относительно действительных сводов. На величину и направление смещения оказывают влияние возраст и характер подстилающих пород, общий региональный наклон пород в южном направлении и другие геологические факторы, требующие определенной корректировки в каждом конкретном случае. Это следует учитывать при дальнейшем ведении поисковых работ как в исследуемом районе, так и в аналогичном по геологическому строению Расшеватско-Кропоткинском, где имеется ряд площадей, выведенных из бурения при получении отрицательных результатов в первой скважине.

Краевые прогибы — Западно-Кубанский и Терско-Каспийский. В связи с назревшей необходимостью разведки глубоко погруженных комплексов пород в Предкавказье важнейшей задачей является оценка нефтегазонасности мезозойских отложений Западно-Кубанского и Терско-Каспийского прогибов.

В пределах Западно-Кубанского прогиба и Тимашевской ступени одно из основных направлений поисковых работ связано с поисками залежей нефти и газа в погребенных мезозойских поднятиях, и в первую очередь на Динском и Шапсуго-Апшеронском валах, а также с выявлением ловушек в зонах выклинивания коллекторских толщ мезозоя по склонам этих крупных поднятий.

На территории Терско-Каспийского прогиба в связи с окончанием в ближайшие годы разведки верхнемеловых залежей нефти на Передовых хребтах особую важность приобретает проблема поисков скоплений углеводородов в мезозойских отложениях в наиболее погруженных частях и особенно в подсолевом юрском комплексе пород. В настоящее время в пределах хребтов уже открыт ряд залежей нефти в нижнемеловых (Карабулак-Ачалуки, Заманкул, Малгобек-Вознесенка — Али-Юрт, Хаян-Корт и др.) и две небольшие залежи (Заманкул, Малгобек-Вознесенка — Али-Юрт) в верхнеюрских отложениях.

Антиклинальные складки Передовых хребтов по мезозойским отложениям имеют значительные размеры и амплитуду (более 1500 м) и осложнены крупными дизъюнктивными нарушениями субширотного простирания. Считается установленным, что по этим разломам шло надвижение осадочных толщ мезозоя в северном направлении от складчатых сооружений Большого Кавказа с амплитудой смещения слоев до 2,5 км, в результате чего были образованы Сунженская и Терская антиклинальные зоны [Саламатин и др., 1969]. В силу существующих представлений поисковые и разведочные работы на мезозойские отложения поднадвиговых структур ориентированы главным образом к югу от Сунженского и Терского хребтов.

В результате новой геологической интерпретации сейсмических данных в комплексе с материалами глубокого бурения, а также наблюдаемой аналогии со строением хорошо изученного верхнего структурного этажа, отмечена тенденция опрокидывания мезозойских антиклинальных складок на север вдоль Терского хребта и на юг в пределах Сунженского [Байрак, Томкина, 1976]. При этом особая роль в формировании складчатости и разрывных нарушений в мезозойском комплексе пород отводится сравнительно мощной (800-1000 м) гипсово-ангидритово-соленосной толще верхней юры, создающей, как и пластичные глины майкопа в миоцен-плиоценовом этапе, условия для значительного горизонтального перемещения пластов. Эти перемещения достигают максимальных величин в районах сводовых частей структур. На периклинальных окончаниях складок наблюдаются горизонтальные перемещения меньших размеров. Здесь образуются разрывы типа взбросов или крутые, почти вертикальные перегибы пластов, которые экранируют подсолевые отложения.

Таким образом, принципиально важным является определение местоположения поисковых скважин на соответствующих склонах верхнемеловых

складок напротив их сводовых частей. На периклинальных же окончаниях поднятий точки заложения скважин должны быть приближены к оси складок.

В связи с проявлением надвиговой тектоники, обусловленной нагнетанием пластичных эвапоритовых пород в приосевые и поднадвиговые части структур из межхребтовой зоны, смещение сводов антиклинальных структур в подсолевых отложениях относительно сводов надсолевых поднятий для Сунженской зоны будет преобладающим к югу, а для Терской — к северу (рис. 17, вкл.). В соответствии с отмеченной закономерностью первые глубокие поисковые скважины на подсолевые отложения юры нужно закладывать к югу от антиклинальных поднятий Сунженского хребта, а в случае подтверждения регионального характера южного поднадвига — к северу от сводов надсолевых структур Терского хребта.

Поэтому следует согласиться с проведением поисково-разведочных работ на подсолевые юрские отложения к югу от оси верхнемеловых поднятий Сунженского хребта (Заманкульская и Карабулак-Ачалукская площади) и признать целесообразным бурение поисковых скважин на подсолевую юру к северу от Терского хребта. Например, в пределах одной из разведываемых в настоящее время на подсолевые отложения антиклинальных структур — Малгобек-Вознесенско-Алиюртской протяженностью более 45 км следует предусмотреть бурение не менее двух поисковых скважин в первую очередь к северу от оси верхнемелового поднятия, напротив локальных сводов, на расстоянии примерно 2 и 1,5 км от них (см. рис. 17).

Для прослеживания структурного плана подсолевых отложений юры и уточнения величины смещения сводов целесообразно заложение профиля из трех скважин вкрест простирания складки. Наиболее рациональным является бурение этих скважин через восточный купол поднятия с расстоянием между ними примерно 1 км.

При значительных тектонических напряжениях и проявлениях разрывных нарушений надвигового типа на смежных с хребтами участках возможно образование дополнительных складок в надсолевом комплексе от верхней юры до нижнего майкопа, причем их местоположение должно соответствовать преимущественно сводовым частям крупных структур, где имеются наибольшие горизонтальные перемещения. Примером таких складок служат Северо-Малгобекская и Минеральная, выявленные к северу от Терского хребта. Нефтяные залежи в верхнемеловых отложениях этих складок погружены на глубину свыше 5 км.

Поиск подобных залежей к северу от Сунженского хребта (Северо-Заманкульская и другие площади) не увенчался успехом, поскольку наиболее ярко выраженные складки-спутники, по-видимому, располагаются южнее хребта. По имеющимся сейсмическим материалам, подобная складка намечается в 7–8 км к югу от Карабулак-Ачалукского поднятия. К северо-востоку от оси предполагаемой складки пробурены две поисковые скважины на Назран-Яндырской площади. Эти скважины были заложены вне структуры и не дали положительных результатов.

С целью детального прослеживания складки-спутника к югу от Карабулак-Ачалукского месторождения следует провести сейсмические исследования методом РНП по более густой (относительно отработанной) сети

профилей протяженностью примерно 14-16 км от оси верхнемеловой складки. В зависимости от результатов геофизических работ в самой высокой точке структуры рекомендуется пробурить одну поисковую скважину глубиной 4-4,5 км.

Таким образом, при проведении дальнейших геолого-геофизических работ в пределах Терско-Сунженской нефтегазоносной области особое внимание нужно обратить на участки, смежные со сводовыми частями или террасовидными периклинальными окончаниями поднятий к северу от Терско-го и к югу от Сунженского хребтов, поскольку скорее всего здесь могут оказаться своды антиклинальных поднятий в подсолевых юрских отложениях и складки-спутники, выраженные в регионально-продуктивном верхнемеловом комплексе.

Общие выводы и рекомендации

1. Одним из важнейших факторов, способствующих увеличению количества открываемых месторождений нефти и газа и определяющих темпы восполнения их запасов, является необходимый рост поискового метража в общем объеме поисково-разведочного бурения. Доля поискового бурения в среднем по стране составляет около 57%, но в отдельных регионах по различным причинам испытывает резкие колебания.

Так, в малоизученной Прикаспийской впадине объем поискового бурения достигает 90%. В отдельно хорошо исследованных районах сокращение объема разведочного бурения в пользу поискового связано с разведкой глубоко залегающих перспективных горизонтов. Например, в Ставропольском крае доля поискового бурения составляет 87%, в Краснодарском — 81%, в Чечено-Ингушской АССР, Кабардино-Балкарской АССР и Северо-Осетинской АССР — 78%. Незначительная доля (41,2%) поискового бурения отмечается в последний период для Западной Сибири. Подобное положение вызвано необходимостью ускорения разведки открываемых месторождений, однако это является определенным препятствием для широкого разворота поисков новых залежей в малоизученных перспективных комплексах, на новых площадях.

2. Проведенный анализ поискового бурения показал, насколько разнообразны условия поисков в определенных геологических ситуациях. Так, краевым прогибам свойственны складки удлиненной формы, объединенные в протяженные линейные зоны, большая амплитудность и выраженность антиклинальных поднятий в широком стратиграфическом диапазоне. Сильная нарушенность структурных элементов сбросами и надвигами осложняет поиски, которые приходится проводить по отдельным блокам, с учетом трудноопределимой величины смещения сводов надвиговых структур.

В платформенных областях наибольшее развитие имеют куполовидные и брахиантиклинальные складки, часто малоамплитудные, бескорневые или погребенные. Они прослеживаются в незначительно протяженных зонах поднятий или распространены по бортам внутриплатформенных впадин. Однако ловушки, доминирующие в бассейне определенного типа, могут встречаться в меньшем количестве и в бассейнах других типов. При их изу-

чении должна приниматься методика, опробованная на подобных объектах в других регионах (в Прикаспийской впадине на удлиненной структуре Прорва предлагается заложение скважин по продольному профилю). В связи с этим важное значение имеет типизация объектов с целью выработки методического подхода к их поиску и оценке. Типизация должна выполняться по небольшому числу достаточно широких параметров, которые в основном определяют методику поискового бурения.

3. Большое значение имеет обоснование места заложения первых поисковых скважин. При этом учитываются две возможные ситуации. Одна характеризуется высоким уровнем подготовки структур различными методами, особенно сейсморазведкой, и поэтому расположение первых поисковых скважин затруднений не вызывает. Это главным образом относится к платформенным территориям, где получены хорошие результаты уже в начальный период поисков месторождений нефти и газа: Прикумско-Сухумский (нижний мел, юра), Ейско-Березанский (нижний мел) и другие районы Предкавказья. Особенно значительные успехи достигнуты по верхнему мезозойскому структурному этажу Западной Сибири, где в среднем на открытие месторождения затрачивается 1,1–1,4 скважины. Однако и здесь имеются случаи безрезультативности первых поисковых скважин, например на "лысых" структурах (в Западной Сибири – Чульская, Каменная и другие площади). То же самое отмечается в Предкавказье в полосе выклинивания нижнемелового коллектора на сводах Кавказской группы поднятий (Восточно-Кубанская впадина) или при наличии в сводовых частях структур интрузивов (Великая, Майкопская и другие площади Предкавказья) или соляных куполов (в Прикаспии). Кроме того, в карбонатных коллекторах нередко отмечается смещение трещиноватых зон на палеосводы структур (Прасковейская площадь в Предкавказье).

Другая ситуация характеризуется низким уровнем подготовки структур к бурению в усложненной геологической обстановке. Так, например, значительные трудности возникают при поисках подсольевых структур как в областях с проявлением активной соляной тектоники (площадь Кенкияк в Прикаспийской впадине), так и в областях с пластовым залеганием соли в гипсово-ангидритовой толще (Лабинская площадь в Восточно-Кубанской впадине). Большого опыта требует корректировка места заложения поисковых скважин по сейсмическим данным в районах близкого расположения продуктивных пластов к фундаменту (Арзгиро-Мирненский район) и фрагментарного развития "переходного комплекса" молодых платформ с самостоятельным плохо картируемым структурным планом (пермь–триас Восточного Предкавказья, палеозой Западной Сибири и т.д.). Существенно затрудняет поиски сложное структурное соотношение различных этажей, особенно в бортовых зонах впадины с резким выклиниванием отдельных горизонтов (Ладожско-Юбилейный участок северо-западного борта Восточно-Кубанской впадины) и значительным изменением мощностей терригенных и карбонатных отложений (тренды северо-западного и восточного борта Прикаспийской впадины).

В перечисленных геологических условиях результаты бурения единичных поисковых скважин не дают определенного ответа о наличии или отсутствии залежи на изучаемых площадях, так как в подобных случаях нередко

роль первых поисковых скважин сводится к уточнению структурных особенностей, характера развития продуктивного пласта и поиска зон с улучшенными емкостными свойствами. Количество скважин достигает больших величин до получения первого притока. Для успешного ведения поисков требуется индивидуальный подход к каждому объекту, тщательный анализ геологических и прежде всего тектонических и палеотектонических особенностей отдельных антиклинальных зон в различных крупных частях бассейнов.

4. Эффективное проведение поискового бурения возможно только на основе объемного представления о залежи. При рассмотрении систем оптимального заложения поисковых скважин необходимо составление двух структурных основ (верхней и нижней поверхностей залежи, определяющих ее объем). Верхняя поверхность на исследуемой площади устанавливается в основном сейсморазведкой, представление о нижней может быть получено путем обобщения материалов о пространственном изменении регионального уровня водонефтяного и газовойдяного контактов.

Собственно поисковое бурение в целом, особенно на антиклиналях при высоком качестве их подготовки, приближается к своему оптимуму и может быть нередко ограничено двумя-тремя скважинами и для открытия месторождения, и для получения отрицательного заключения по площади. Поисково-оценочное же бурение нуждается в существенном методическом совершенствовании, особенно в случае сложной конфигурации контура залежи. Главной задачей бурения, выделяемого в новую, поисково-оценочную стадию, является обеспечение разведки достаточно надежной уточненной объемной моделью залежи. Эта задача определяет основной методический принцип поисково-оценочного, да и всего поискового бурения. Он заключается в необходимости размещения скважин в "критических точках" подготовленного объекта, дающих наибольшую геологическую информацию о залежи. Их количество может быть различным в зависимости от типа залежи. Оптимально-минимальное количество поисково-оценочных скважин может быть установлено детализационными сейсморазведочными работами в комплексе со скважинными геофизическими методами определения границ залежи.

5. Методически слабо разработан вопрос позтажности поисков. Они ведутся обычно "сверху вниз", причем отмечается неоднократный возврат поисковых работ на площади с целью изучения нижележащих отложений. Так, в Восточно-Кубанской впадине на многих площадях проведены последовательные поиски самостоятельными скважинами на палеогеновые, потом меловые и, наконец, юрские отложения, что сильно затянуло действительную оценку разреза. При этом надо учесть, что технические возможности вполне позволяют исследовать нефтегазоносность малоизученных триасовых отложений. В Западной Сибири доюрские отложения оказались почти не исследованными, поскольку были вскрыты единичными скважинами.

Несомненно, целесообразным в начальный период освоения региона является заложение первых поисковых скважин на "технически доступную глубину" с исследованием всего разреза и выбора наиболее рентабельных первоочередных объектов массового поиска.

6. Самостоятельной проблемой является разработка методики поисков литолого-стратиграфических залежей нефти и газа. При этом общая схема

заключается: а — в ревизии материала с переоценкой перспектив открытия в каждом бассейне залежей подобного типа и б — в обосновании в ряде бассейнов нескольких достаточно крупных и перспективных участков — "полигонов" для постановки опытно-методических работ. Выбранные полигоны должны обладать относительно высокой степенью изученности, благоприятными сейсмогеологическими условиями, развитием зон выклинивания с установленными залежами неантиклинального типа. В пределах этих полигонов следует сконцентрировать целенаправленные поиски на открытие литолого-стратиграфических залежей, создать достаточно плотную сеть скважин для апробации всевозможных методов, а в первую очередь сейсморазведки. Одним из предлагаемых полигонов в Предкавказье является прибортовой участок Восточно-Кубанской впадины (Баракаевский) с перспективой на юрские отложения. Кроме того, геофизические методы поисков залежей подобного типа могут быть отработаны на уже выявленных заливообразных залежах Хадыженского района и опробованы на сравнительно неглубоко залегающих палеоцен-эоценовых отложениях. В Западной Сибири полигоном может явиться юго-восточный склон Сургутского свода, где имеется зона выклинивания продуктивных пластов неокома и юры. В Волго-Уральском регионе наиболее интересными в этом плане являются участки бортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Высокие темпы развития отрасли на десятую и последующие пятилетки требуют значительного прироста разведанных запасов при проведении геолого-геофизических работ, направленных главным образом на поиски новых месторождений нефти и газа.

Основной прирост запасов нефти намечается осуществить за счет освоения новых, более сложных в геологическом и природно-климатическом отношении нефтегазоносных районов (Восточная Сибирь) и "относительно новых" регионов, находящихся на начальной стадии освоения потенциальных ресурсов (Западная Сибирь, Прикаспийская впадина, Тимано-Печорье). Важное значение для обеспечения подготовки дополнительных разведанных запасов сохраняют так называемые "старые" нефтедобывающие районы (Волго-Урал, Северный Кавказ, Средняя Азия, Украина, Белоруссия).

Успешное развитие работ в новых и "относительно новых" районах в значительной мере зависит не только от создания более мощной технической базы, особенно для условий Крайнего Севера, пустынь и акваторий, но и от совершенствования методики их проведения в различных геологических условиях. Повышение эффективности поисково-разведочных работ в районах с развитой нефтедобычей, где наиболее доступная часть ресурсов нефти уже выявлена и разведана, выдвигает не менее сложные и более разнообразные требования к научно-техническому прогрессу и оптимизации методики геолого-поисковых работ. Эти требования обуславливаются необходимостью увеличения объемов и совершенствования методических приемов поисков залежей, контролируемых зонами регионального выклинивания и стратиграфического несогласия, а также залежей в нижних структурных этажах на больших глубинах.

Основными теоретическими разработками и обобщающими рекомендациями, которые должны способствовать повышению эффективности работ по поискам новых месторождений, залежей, являются следующие.

1. Для совершенствования стадийности геологоразведочного процесса предлагается трехчленное его деление с выделением региональных работ в самостоятельный этап.

2. Для всех этапов и стадий поисково-разведочных работ рекомендуется конкретизация конечных целей в предметной форме объектов освоения. Последние должны быть связаны единым принципом трехмерности формы: для региональных работ — это объемные модели нефтегазоносных бассейнов или их частей, для поисков — объемные модели ловушек, залежей и т.д.

3. На региональном этапе предлагается создание в каждом регионе системы "опорных полос" определенной ширины с концентрацией на них региональных и (по возможности) детальных поисковых работ.

4. На стадии подготовки площадей к глубокому бурению при современных геофизических методах выявления локальных объектов допускается возможность постановки глубокого бурения без проведения детальных работ как на небольших (до 10–15 км²), так и на очень крупных и высокоамплитудных поднятиях. Это позволяет ускорить ввод объектов в поиски и разведку, что должно дать ощутимый экономический эффект. Рекомендуется геофизическим организациям вести учет и планирование подготовленных объектов как антиклинального, так и неантиклинального типа по трем показателям: количеству, площади и амплитуде.

Отмечается необходимость совершенствования геофизических (и прежде всего сейсмических) методов, особенно для целей прямого прогнозирования нефтегазонасыщенности объектов.

5. На стадии поискового и предлагаемой новой стадии поисково-оценочного бурения оптимальное заложение скважин рекомендуется осуществлять только на основе объемной модели залежи. Обусловливается необходимость дальнейшего повышения доли поискового метража на выявление новых месторождений в общем объеме поисково-разведочного бурения.

6. Предлагается шире применять на поисковом (и разведочном) этапе детализационную сейсморазведку, которая должна стать обязательным видом работ после бурения первых поисковых скважин.

7. С целью поисков залежей литолого-стратиграфического типа в относительно хорошо изученном верхнем структурном этаже, представляющих крупный резерв для приращения новых запасов нефти, рекомендуется следующая методическая схема исследований: а — ревизия всех геолого-геофизических материалов и переоценка перспектив поисков литолого-стратиграфических залежей во всех нефтегазоносных бассейнах СССР; б — обоснование в ряде наиболее перспективных бассейнов полигонов для проектирования и постановки целенаправленных опытно-методических геофизических и поисковых работ на неантиклинальные объекты. Данная рекомендация, разработанная ИГиРГИ, поддержана Миннефтепромом, и начата организация экспериментальных научно-производственных работ на нескольких полигонах.

Таким образом, главнейшие задачи восполнения высокими темпами запасов нефти могут быть и будут решены не только путем общего увеличения объемов поисково-разведочных работ, но и за счет совершенствования методики всех видов исследований по поискам скоплений углеводородов.

ЛИТЕРАТУРА

- Алексин А.Г., Кожевников И.И., Юдин Г.Т. и др. Северный Кавказ, — В кн.: Особенности методики поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений для различных геологических условий (на примере Южно-Мангышлакского прогиба и сопредельных территорий Устюрта, Северного Кавказа, Прикаспийской впадины, Западной Сибири). М.: ИГиРГИ, 1971, с. 38—63.
- Байрак И.К., Томкина А.В. Особенности поисков нефтяных и газовых залежей в мезозойских отложениях Передовых хребтов на территории ЧИ АССР. — В кн.: Новые направления поиска месторождений нефти и газа. М.: Наука, 1976, с. 70—75.
- Бочкарев В.С., Соколовский А.П., Тепляков Е.Я. и др. К вопросу поисков стратиграфически экранированных залежей нефти в юре и неогоме Среднего Приобья. — Тр. ЗапСибНИГНИ, 1975, вып. 102, с. 119—130.
- Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности солянокупольных бассейнов материков по геофизическим данным. М.: Недра, 1977. 342 с.
- Геология и нефтегазоносность подсолевых отложений Прикаспийской впадины. М.: Недра, 1977. 143 с.
- Гусева А.Н., Климушина Л.П., Лейфман И.Е. Нефтегазоносность, типы нефтей и их распределение по составу в Западной Сибири. — В кн.: Гидрогеологические и палеогидрогеологические условия размещения залежей нефти. М.: Наука, 1977, с. 6—19.
- Долицкая Т.В., Хромов В.Т. Методика комплексного изучения Прикаспийской впадины опорными полигонами и поисковыми полосами. — В кн.: Новые направления поиска месторождений нефти и газа. М.: Наука, 1976, с. 17—22.
- Елисеев В.Г. О перспективах нефтегазоносности Шаймского и Красноленинского нефтеносных районов. — В кн.: Нефть и газ Тюмени. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1969, вып. 1, с. 20—22.
- Жабров И.П., Абрикосов И.Х., Алексин А.Г. и др. Состояние и пути совершенствования методики поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. — Геол. нефти и газа, 1968, № 2, с. 9—16.
- Журавлев В.С. Сравнительная тектоника Печорской, Прикаспийской и Североморской экзогенальных впадин Европейской платформы. М.: Наука, 1972, с. 398.
- Запывалов Н.П., Сердюк З.Я., Залазаева Л.В. и др. Нефтегазоносность карбонатных пород силура — нижнего карбона Западной Сибири. — Геол. нефти и газа, 1978, № 1, с. 25—31.
- Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов. М.: Недра, 1972. 63 с.
- Карагодин Ю.Н. О связи нефтегазоносности с палеореками (на примере Красноленинского района Западной Сибири). — ДАН СССР, 1966, т. 170, № 4, с. 908—911.
- Климушина Л.П., Гусева А.Н., Кожевнікова С.Д. К методике поисково-разведочных работ на Красноленинском своде (Западная Сибирь). — В кн.: Новые направления поиска месторождений нефти и газа. М.: Наука, 1976, с. 25—34.
- Крипиневич В.Л., Пустыльников Л.М. Эффективность сейсморазведки МОГТ при изучении подсолевых отложений Восточно-Кубанской впадины. — Геол. нефти и газа, 1975, № 10, с. 58—62.
- Кунин Н.Я. Оценка кондиционности подготовки структур к глубокому бурению сейсморазведкой. — Геол. нефти и газа, 1975, № 5, с. 24—29.
- Кунин Н.Я. Повышение экономической эффективности поисковых работ

- путем конкретизации требований к подготовленным структурам. — Геол. нефти и газа, 1975, № 6, с. 24—29.
- Маркевич В.П., Афанасьев Ю.Т. Тектоника мезокайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты. — В кн.: Проблемы геологии нефти. М.: Недра, 1972, с. 110—135. (Тр. ИГиРГИ; Вып. 3).
- Марковский Н.И., Бражников Г.А., Веснина Т.Л. О разведке литологических залежей нефти и газа в Волгоградском Поволжье. — Геол. нефти и газа, 1962, № 4, с. 25—29.
- Медведева А.М., Климушина Л.П. Палинологический анализ нефтей и процессы формирования скоплений углеводородов. — В кн.: Палинология в СССР. М.: Наука, 1976, с. 41—47.
- Мелик-Пашаева Н.В., Томкина А.В. К вопросу методики поисков залежей нефти в подсольевых юрских отложениях Восточно-Кубанской впадины (на примере Лабинской площади). — В кн.: Новые направления поиска месторождений нефти и газа. М.: Наука, 1976, с. 76—83.
- Методические основы поисков месторождений нефти и газа (на примере нефтедобывающих районов Прикаспийской впадины и ее бортовой зоны). М.: ВНИИОЭНГ, 1972. 114 с. (Научно-технический обзор. Сер. нефтегаз. геол. и геофиз.).
- Нестеров И.И. Нефтяные месторождения Краснотинского нефтеносного района. — В кн.: Шаймский нефтегазоносный район. Тюмень, 1971, с. 350—361. (Тр. ЗапСибНИГНИ; Вып. 43).
- Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Итоги поисково-разведочных работ на нефть и газ в Тюменской области в девятой пятилетке, пути повышения эффективности и задачи на 1976—1980 гг. — Геол. нефти и газа, 1976, № 12, с. 1—7.
- Нефтегазоносность триаса Предкавказья. М.: Наука, 1974, с. 87.
- Нефтегазоносные бассейны земного шара. М.: Недра, 1965, с. 597.
- Онищук Т.М., Наумов А.Л., Векслер Л.А. Корреляция продуктивных пластов нижнего мела в Среднеобской нефтегазоносной области. — Геол. нефти и газа, 1977, № 6, с. 32—35.
- Ростовцев Н.Н. К методике определения продуктивности структур в нефтегазоносных районах. — Геол. нефти и газа, 1964, № 7, с. 1—8.
- Саламатин А.Е., Талалаев В.Д., Мосякин Ю.А. К вопросу о строении и формировании Передовой складчатости Северо-Восточного Кавказа. — В кн.: Геология и нефтегазоносность Северо-Восточного Кавказа. Грозный, 1969, с. 191—197. (Тр. СевКавНИИ; Вып. 4).
- Соколовский А.П. Некоторые особенности размещения залежей нефти в неокомских отложениях Сургутского нефтегазоносного района. Тюмень, 1972, с. 128—133. (Тр. ЗапСибНИГНИ; Вып. 58).
- Трофимук А.А., Вышемирский В.С. Проблема нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской низменности. — Геол. нефти и газа, 1975, № 2, с. 1—7.
- Хромов В.Т. К методике изучения региональной структуры верхней перми-триаса западной части Прикаспийской впадины в связи с нефтегазоносностью. — В кн.: Закономерности формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений. М.: ИГиРГИ, 1974, с. 99—102.
- Хромов В.Т., Бреннер В.М., Долицкая Т.В. К вопросу о региональной структуре надсолевого комплекса Прикаспийской впадины. — В кн.: Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ИГиРГИ, 1971, с. 19—26.
- Юдин Г.Т. Зоны нефтегазонакопления Предкавказья. М.: Наука, 1977. 85 с.
- Юдин Г.Т., Байрак И.К. О перспективах нефтегазоносности юго-восточной части Западно-Кубанского прогиба. — В кн.: Геологические критерии поисков залежей нефти и газа в мезозое Предкавказья. М.: ИГиРГИ, 1975, с. 80—87.
- Юдин Г.Т., Томкина А.В. Поиски литологических и стратиграфических залежей в палеоцен-эоценовых отложениях Западного Предкавказья. — В кн.: Геологические критерии поисков залежей нефти и газа в мезозое Предкавказья. М.: Наука, 1975, с. 68—79.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Часть первая	
Особенности геологического строения бассейнов и областей нефтегазоаккумуляции	5
Часть вторая	
Особенности методики поисков месторождений нефти в различных геологических условиях	24
Стадийность поисково-разведочных работ (современное состояние вопроса)	24
Стадия региональных геолого-геофизических исследований	27
Стадия подготовки площадей к поисковому бурению	48
Стадия поисков месторождений (залежей) нефти и газа	70
Заключение	124
Литература	126

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЦИОНАЛЬНОЙ МЕТОДИКИ ПОИСКОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Утверждено к печати
Институтом геологии и разработки горючих ископаемых*

Художник *М.Р. Ибрагимов*. Редактор издательства *В.Я. Енюкова*
Художественный редактор *И.Ю. Нестерова*. Технический редактор *Т.М. Нагишкина*

ИБ № 16358

Подписано к печати 14.08.79. Т — 13520. Формат 60х90 1/16. Бумага офсетная № 1
Усл. печ. л. 8,0 + 0,8 вкл. Уч.-изд. л. 10,2. Тираж 900 экз. Тип. зак. 659. Цена 1р. 60к.

Книга издана офсетным способом

Издательство "Наука", 117864 ГСП-7, Москва—485, Профсоюзная ул., д. 90;
Ордена Трудового Красного Знамени 1-я типография издательства "Наука",
199034, Ленинград, В—34, 9-я линия, 12

1 р. 60 к.

3122



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»