



А.А.Аксенов, А.А.Новиков

ПРОГНОЗ, ПОИСКИ и РАЗВЕДКА погребенных нефте- газоносных структур

А.А.Ансенов, А.А.Новинов

**ПРОГНОЗ,
ПОИСКИ
и РАЗВЕДКА
погребенных
нефте-
газоносных
структур**



МОСКВА "НЕДРА" 1983

Аксенов А.А., Новиков А.А. Прогноз, поиски и разведка погребенных нефтегазоносных структур. М., Недра, 1983, 160 с.

Рассмотрены теоретические вопросы совершенствования геолого-разведочных работ на нефть и газ. Основное внимание уделено обоснованию применения различных методов прогноза погребенных тектонических поднятий и рифогенных образований. Излагаются принципы методики заложения поисковых и разведочных скважин на погребенных объектах. Приводится пример общей схемы прогноза погребенных ловушек в условиях несоответствия структурных планов нефтегазоносных комплексов.

Книга для геологов и геофизиков, занимающихся поисками и разведкой месторождений нефти и газа.

Табл. 8, ил. 49, список лит. — 27 назв.

Рецензент д-р геол.-минер. наук Л.Г. Кирихин (ВНИГНИ)

В Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы и на период до 1990 года намечено "... ускоренное развитие работ по геологическому изучению территории страны, увеличению разведанных запасов минерально-сырьевых ресурсов, в первую очередь топливно-энергетических". Повышение эффективности нефтегазопроисковых работ зависит от совершенствования процесса их осуществления применительно к конкретным геологическим условиям исследуемых регионов. При этом для многих нефтегазодобывающих районов Советского Союза основная проблема открытия залежей нефти и газа связана с разработкой надежной методики прогноза и поисков глубоко залегающих погребенных ловушек¹. Обобщенных теоретических разработок, способствующих решению этой проблемы, а также достаточного практического опыта применения различных методов прогнозирования указанных ловушек при несоответствии структурных планов различных маркирующих горизонтов и неблагоприятной сейсмогеологической характеристике разреза в настоящее время очень мало.

В данной работе рассмотрена методика прогноза, поисков и разведки ловушек, приуроченных к погребенным структурным поднятиям и рифогенным образованиям, которые в большинстве нефтегазодобывающих районов контролируют преобладающее число залежей нефти и газа.

Широкое внедрение в практику нефтегазопроисковых работ основных положений выполненных исследований должно способствовать повышению эффективности поисково-разведочного процесса, направленного на выявление новых залежей нефти и газа.

¹ Здесь и далее под погребенными ловушками понимаются структурные ловушки и ловушки в рифогенных образованиях, благоприятные для промышленного нефтегазонакопления, достаточно четко морфологически выраженные в нижней части осадочного разреза и не находящие прямого отражения в вышележащих маркирующих горизонтах.

ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОЙ МЕТОДИКИ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ

Вопросы методики поисков и разведки залежей нефти и газа всегда привлекали и привлекают пристальное внимание специалистов и поэтому достаточно полно отражены в литературе.

В качестве обобщающих исследований по рассматриваемой проблеме следует указать работы М.Ф. Мирчинка, М.В. Абрамовича, И.О. Брода, Е.Ф. Фролова, А.Я. Кремса, Н.И. Буялова, И.П. Забаринского, А.А. Бакирова, Н.А. Еременко и др., касающиеся методики и техники поисков залежей нефти и газа, а также методов анализа геологического материала. Многие вопросы методики поисков и разведки залежей нефти и газа с определением общих принципов ведения поисково-разведочных работ на нефть и газ, разработкой рациональных комплексов и оценкой дальнейших направлений их развития изложены в работах И.Х. Абрикосова, А.Г. Алексина, В.Г. Васильева, Н.С. Ерофеева, Н.Т. Линдтропа, М.Ф. Мирчинка, В.С. Мелик-Пашаева, Г.П. Ованесова и др.

Следует отметить, что в большинстве опубликованных работ:

обосновываются невозможность разработки единого рационального комплекса поисково-разведочных работ на нефть и газ вследствие сложности геологического строения изучаемых территорий и необходимость определения такого комплекса применительно к отдельным (тектоническим) регионам;

подчеркивается рациональность широкого развития региональных исследований, опережающих проведение детальных нефтегазопроисковых работ и определяющих наиболее перспективные их направления;

указывается на необходимость увеличения объемов геофизических исследований (прежде всего сейсморазведочных работ) и совершенствования их методики с целью повышения качества сейсмических построений;

обосновывается необходимость осуществления глубокого параметрического и профильного бурения в условиях геологически сложных регионов;

отмечается слабая разработанность вопросов комплексирования отдельных поисковых исследований и особенно вопроса о роли структурно-поискового бурения;

подчеркивается актуальность разработки надежных приемов прогноза и поисков погребенных ловушек, с которыми связываются основные перспективы нефтегазоносности.

§ 1. ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ МЕТОДИКУ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ

Во многих нефтегазоносных районах СССР развитие нефтегазопроисковых работ сдерживается отсутствием достаточного фонда структур, подготовленных к разведочному бурению. В этих условиях помимо определения основных направлений поисков новых месторождений нефти и газа большое значение имеют разработка рациональных комплексов и совершенствование методики поискового процесса, направленного на выявление как зон нефтегазонакопления, так и отдельных ловушек, перспективных в нефтегазоносном отношении. При этом под рациональным комплексом нефтегазопроисковых работ понимаются такое сочетание и такая последовательность проведения отдельных геолого-геофизических исследований, которые обеспечивают надежное и быстрое решение поисковой задачи (И.О. Брод, Е.Ф. Фролов, 1957 г.; А.Я. Кремс, 1959 г.).

Естественно, рациональный комплекс геолого-геофизических работ должен складываться из проведения отдельных их видов по эффективной методике. Несоблюдение этого условия отрицательно сказывается на конечных результатах общего процесса нефтегазопроисковых работ. Поэтому необходимо уточнить понятие методики работ.

Под методикой нефтегазопроисковых работ следует понимать рациональные приемы выполнения каждого поискового исследования¹, обеспечивающие эффективное использование их результатов. Например, применительно к структурному бурению методика работ должна заключаться в выборе маркирующих опорных горизонтов, определении глубин и рациональной системы заложения скважин, оптимальных расстояний между ними в профилях и между профилями и т.д. При геофизических исследованиях методика работ должна включать оценку необходимой плотности сети наблюдений, определение системы профилей, их протяженности и т.д. Для разведочного бурения методика работ предусматривает определение проектных глубин скважин, выбор базисных горизонтов или этажности разведки и системы заложения скважин и т.д.

Таким образом, понятия "рациональный комплекс" и "методика" нефтегазопроисковых работ не тождественны, последнее входит составной частью в понятие рационального комплекса, конкретизируя и дополняя его. Отсюда следует необходимость тщательного анализа вопросов как совершенствования приемов осуществления отдельных поисковых методов, так и рационального комплексирования этих методов. В конечном итоге эффективность нефтегазопроисковых работ будет определяться оптимальным использованием методики выполнения отдельных видов поисковых исследований и их рациональным сочетанием.

¹ В данном случае не имеется в виду техника выполнения отдельных поисковых исследований.

Ранее уже отмечалась невозможность разработки единого рационального комплекса и общей методики нефтегазописковых работ для крупных регионов, характеризующихся различными геологическим строением и соответственно неодинаковыми поисковыми возможностями применяемых методов исследований. Совершенно очевидна поэтому необходимость конкретизации общих для всех нефтегазоносных провинций факторов-критериев, определяющих методику нефтегазописковых работ и их эффективность (табл. 1).

Таблица 1

Факторы, определяющие методику и эффективность нефтегазописковых работ

Факторы	Основное содержание факторов	Основные условия, определяющие содержание факторов
Геологические	Обусловлено специфичностью геологического строения и нефтегазоносности исследуемых регионов	Особенности тектонического строения территорий и, главным образом, характер соотношения структурных планов различных маркирующих горизонтов. Перспективы нефтегазоносности с оценкой основных направлений развития нефтегазописковых работ. Конкретные представления о характере строения перспективных в нефтегазоносном отношении объектов поисков с определением типов возможных залежей и месторождений нефти и газа. Глубина залегания перспективных нефтегазоносных объектов (горизонтов) и характеристика их коллекторских свойств. Степень геолого-геофизической изученности исследуемых регионов по всему осадочному разрезу
Поисковые	Обусловлено достигнутым уровнем поисковых возможностей отдельных геолого-геофизических методов исследований по выявлению ловушек, благоприятных для промышленного нефтегазонакопления, с учетом реально возможного усовершенствования этих методов	Возможности геофизических методов исследований определяются эффективностью картирования перспективных в нефтегазоносном отношении объектов. Возможности структурного бурения определяются глубиной залегания маркирующих горизонтов, характеризующих строение перспективных в нефтегазоносном отношении объектов. Возможности разведочного бурения определяются глубиной залегания перспективных (продуктивных) горизонтов
Экономические	Обусловлено народнохозяйственным планом развития нефтегазодобывающей промышленности в исследуемом регионе и экономическими показателями эффективности планируемых работ	Планируемая добыча нефти и газа по перспективному заданию. План прироста запасов нефти и газа, обеспечивающий расширенное воспроизводство нефтедобывающей промышленности. Планируемые объемы поисково-разведочных работ и ассигнования на их выполнение. Стоимость добываемой продукции (нефти, газа или условного топлива) и единицы прироста запасов (нефти, газа или условного топлива)

Нет необходимости доказывать, что в регионах, которые достаточно хорошо изучены различными видами геолого-геофизических исследований, характеризуются высокой степенью соответствия в плане и по амплитуде маркирующих горизонтов по всему разрезу и в пределах которых перспективы нефтегазоносности связываются с четко выраженными положительными структурными формами, рациональный комплекс поисковых работ может быть весьма простым. Методика их осуществления не будет вызывать осложнений. В целом нефтегазописковые работы в таком случае будут отличаться высокой эффективностью. И, наоборот, в условиях резкого несоответствия структурных планов, больших глубин залегания перспективных горизонтов, приуроченности промышленных скоплений нефти и газа к слабо выраженным структурным формам или же к зонам различных типов экранирования рациональный комплекс поисковых работ будет отличаться сложностью, трудоемкостью отдельных видов исследований, и в целом процесс нефтегазописковых работ может характеризоваться низкой эффективностью.

Повышение эффективности геологоразведочных работ должно предусматривать разработку мероприятий с учетом указанных факторов применительно к конкретным условиям изучаемых регионов. Этой цели служат комплексные проекты геологоразведочных работ на нефть и газ, разрабатываемые для крупных геологических регионов.

§ 2. КОМПЛЕКСНЫЕ ПРОЕКТЫ – СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Комплексное проектирование является средством повышения эффективности производства путем согласованного взаимодействия промышленных предприятий и научных организаций с целью достижения единой конечной цели. Этот принцип положен в основу составления комплексных проектов геологоразведочных работ на нефть и газ по крупным районам и регионам (Г.П. Ованесов и др., 1978) [Халимов Э.М., Крылов Н.А., Афанасьев Ю.Т., 1980].

Целью таких проектов является научно обоснованное эффективное проведение геологоразведочных работ, обеспечивающее достижение более высокого или стабилизацию уже достигнутого уровня нефтегазодобычи в районе или регионе. В качестве результатов геологоразведочных работ проектируемого периода предусматриваются подготовка новых месторождений и залежей к вводу в разработку, обеспечение прироста промышленных запасов, создание условий для успешных поисков нефти и газа на следующем этапе работ. Повышение эффективности геологоразведочных работ возможно лишь при достижении их конечной и промежуточной целей с наименьшими затратами капитальных вложений, средств госбюджета и материально-технических ресурсов и с наибольшей результативностью поисков и разведки. Это обуславливает необходимость определения оптимальных вариантов размещения поисково-разведочного бурения и геолого-геофизических работ на основе анализа предшествующей деятельности предприятий и прогнозирования эффективности этих работ на различных направлениях.

Принцип проектирования по основным направлениям геологоразведочных работ уже нашел широкое применение в практике нефтегазопроисловых работ. Под направлением геологоразведочных работ следует понимать выбор определенного продуктивного или перспективного литолого-стратиграфического комплекса (горизонта) в пределах единого тектонического элемента (чаще второго порядка) или обособленной структурной (структурно-фациальной) зоны, а также зоны регионального выклинивания или литологического замещения продуктивных горизонтов.

В целом комплексные проекты должны обеспечить формирование программы геологоразведочных работ по отрасли: составление заданий по подготовке месторождений к разработке, приросту запасов промышленных категорий, рациональное распределение капитальных вложений и бюджетных ассигнований, материально-технических ресурсов и т.п.

Для выполнения указанных требований в комплексных проектах необходимо предусматривать:

согласование всех стадий работ по поискам и разведке нефти и газа в регионе, районе всеми организациями и их службами;

максимальное внедрение новейших научных разработок и новой техники при осуществлении геологоразведочных работ;

наиболее полное использование экономического фактора при выборе направлений, конкретных объектов и при размещении объемов геологоразведочных работ;

учет реальных возможностей материально-технического обеспечения и техники геологоразведочных работ, а также сбалансированное планирование этого обеспечения.

Такие проекты должны составляться по крупным территориям, имеющим единое геологическое строение (Прикаспийская впадина, Предкавказье, Волго-Урал и др.).

Следует признать целесообразным составление проектов группами высококвалифицированных специалистов производственных организаций и научных сотрудников всех служб, участвующих в геологоразведочных работах.

При разработке геологических, технико-технологических и экономических аспектов комплексных проектов необходимо правильно сочетать методы:

анализа положительных и отрицательных результатов выполненных геологоразведочных работ для определения наиболее эффективных направлений в проектируемом периоде;

прогнозирования условий, показателей и результатов геологоразведочных работ;

оптимизации поисков и разведки путем применения передовой технологии, методики, новой техники и широкого внедрения результатов научных исследований;

выделения вариантов, определения критериев их оценки и принятия решений по оптимальному размещению геологоразведочных работ; обобщения и взаимоувязки всех элементов комплексного проекта.

В процессе разработки проекта должны комплексно определяться:

1. Наиболее перспективные для поисков нефти и газа, обеспеченные современными технико-технологическими и методическими решениями экономически рентабельные направления геологоразведочных работ и объекты, подготавливаемые к вводу в разработку в проектируемом периоде, обеспечивающие прирост промышленных запасов в проектируемом периоде, обеспечивающие прирост запасов на последующем этапе;

2. Опытно-методические работы по совершенствованию технологии проводки скважин, методики проведения исследований методами промысловой и полевой геофизики;

3. Региональные геолого-геофизические работы по выявлению и оценке перспектив нефтегазоносности новых направлений поисков.

В итоговых частях проектов по каждому из указанных типов объектов, по основным направлениям и в целом по району (региону) должны быть определены плановые задания, объемы работ, затраты материальных ресурсов и необходимые мероприятия всех служб по обеспечению высокой эффективности геологоразведочных работ в проектируемом периоде.

Развернутое содержание и типовый план комплексных проектов определены соответствующими методическими указаниями, утвержденными Миннефтепромом, Мингео СССР и Мингазпромом.

Действенность комплексных проектов во многом будет определяться качеством их разработки, которое зависит прежде всего от четкой организации работ в период от начала проектирования до его завершения и внедрения проектов в практику геологоразведочных работ. В этом важнейшем деле ведущая роль должна принадлежать геологической службе. Геологи должны стать организаторами и координаторами действий всех служб при комплексном проектировании.

Качественные комплексные проекты по крупным регионам не могут быть созданы путем механического сведения проектов, составленных по районам отдельными объединениями. Вся работа по составлению проектов должна осуществляться в районах под руководством и при непосредственном участии ответственных по региону институтов. Поэтому в регионах и районах должны быть однотипно выделены основные направления геологоразведочных работ, внедрены единые методические и организационные подходы. Важна не только однотипная разработка отдельных разделов проекта; но и единые подходы при формировании окончательного текста и приложений к проектам по регионам. Проекты должны не только отражать конкретные задания на проведение геологоразведочных работ в проектируемом периоде и необходимые для этого затраты и материальные ресурсы, но и давать исчерпывающее научное обоснование заданий.

Важной задачей научно-исследовательских организаций является широкое внедрение в комплексные проекты основных результатов тематических исследований и в первую очередь по определению закономерностей размещения месторождений и залежей нефти и газа. Необходимо учитывать особенности геологического строения и истории геологического

развития территории, характер региональных изменений литофациальных обстановок, обуславливающих емкостные свойства коллекторов и герметичность пород-покрышек, гидродинамические и гидрохимические показатели и другие факторы, определяющие процессы нефтегазонакопления и сохранности залежей.

Надежность комплексных проектов зависит от реальности оценки разведанных и перспективных запасов нефти, газа и конденсата в недрах, а также от количественной прогнозной оценки перспектив нефтегазонакопления. При этом важен не только прогноз плотности запасов углеводородов, но в большей мере раздельный прогноз возможных скоплений нефти, газа и конденсата, типа и размера их залежей, ожидаемых дебитов скважин, качества флюидов и других параметров, определяющих особенности выявляемых скоплений и их ценность для разработки.

Одним из решающих факторов, обеспечивающих высокую эффективность поискового бурения, является достоверный прогноз новых поднятий или неструктурных ловушек различных типов. В районах ожидаемого их развития должны сосредоточиваться опережающие геофизические работы и при необходимости структурное и параметрическое бурение. Повышение качества такого прогноза невозможно без тщательного анализа подтверждаемости данных геофизики (мелкого бурения) структурными построениями по материалам глубоких скважин по продуктивным и перспективным горизонтам на выбранных направлениях геологоразведочных работ.

Важнейшими задачами научных подразделений и опытно-методических партий должны являться дальнейшая разработка и совершенствование имеющихся методов и методик геолого-геофизических работ и поисково-разведочного бурения в конкретных геологических условиях их проведения. Сюда относятся бурение опережающих опорно-технологических скважин, опробование передовой технологии и новой техники бурения, промысловой и полевой геофизики, использование аэрокосмических методов и т.п. Внедрение результатов этих разработок и планирование их на будущее также составляют одну из задач комплексного проектирования геологоразведочных работ. В связи с этим необходимы усиление разработки экономических аспектов геологоразведочных работ, совершенствование их основных показателей, методов оценки и прогнозирования эффективности.

В настоящее время закончено составление комплексных проектов на 1981–1985 гг. по ряду крупных регионов (Северный Кавказ, Волго-Урал, Средняя Азия и др.), в которых обобщен имеющийся опыт такого проектирования. Уже имеются конкретные данные, свидетельствующие об эффективности внедрения подобных проектов. Дальнейшими задачами являются осуществление действенного авторского контроля за ходом внедрения комплексных проектов и систематический анализ получаемых результатов.

Разработка и внедрение комплексных проектов — новый этап в организации геологоразведочных работ и один из важнейших рычагов повышения эффективности этих работ.

МЕТОДИКА ПРОГНОЗА И ПОИСКОВ ПОГРЕБЕННЫХ СТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК

Разработка методики прогноза и поисков погребенных структурных ловушек в условиях глубокого их залегания и низкой эффективности применяемых геолого-геофизических методов поисков нефтегазонакопления обусловлена тем, что во многих нефтегазонакопительных провинциях фонд структур, закартированных по высокочрезмерным маркирующим горизонтам, почти полностью исчерпан. Поэтому в ряде районов поиски залежей нефти и газа в последние годы ориентируются на глубоко погруженные перспективные толщи, имеющие зачастую самостоятельный структурный план, не соответствующий строению залегающих выше образований.

Естественно, правомерен вопрос: на каком фактическом геолого-геофизическом материале должен базироваться прогноз погребенных поднятий и каковы геологические предпосылки, которые могут быть положены в основу разработки методики прогноза подобных поднятий?

Данные, имеющиеся по различным нефтегазонакопительным регионам, анализ полученных результатов нефтегазонакопительных работ и обобщение опыта их осуществления показывают, что таким материалом прежде всего должны являться: структурные и палеоструктурные карты, составленные для локальных поднятий, отдельных площадей и всей исследуемой территории по основным маркирующим горизонтам и перспективным нефтегазонакопительным комплексам; геологические и палеогеологические профили локальных поднятий, отдельных площадей и регионов; графики тектонических движений и в целом комплексный анализ имеющихся геолого-геофизических данных с широким использованием метода геологической аналогии. Указанные материалы позволяют восстановить с определенной детальностью историю геологического развития исследуемых регионов с выделением ее активных и пассивных этапов, установить проявления унаследованности и цикличности структуроформирующих движений, выявить закономерности соотношения планов выделяемых структурных этажей и особенности распространения локальных поднятий и т.п.

Основными геологическими предпосылками, на которых должен базироваться прогноз погребенных поднятий, следует считать:

закономерности соотношения структурных планов выделяемых структурных этажей, определяющие простирающие их тектонических элементов и соподчинение флексур на различных стратиграфических уровнях; закономерности распространения локальных поднятий по структурным этапам и их подчиненность более крупным и вполне определенным тектоническим элементам;

унаследованность и цикличность проявления структуроформирующих движений, позволяющие использовать определенные интервалы мощнос-

тей отдельных литолого-стратиграфических комплексов для прогноза погребенного структурного плана;

общее соответствие строения поверхности фундамента характеру строения вышележащих горизонтов и т.п.

С учетом изложенного рассмотрим возможные методы и приемы прогноза погребенных структурных зон и поднятий. При этом размерность прогнозируемых структурных форм будет определяться объемом имеющейся геолого-геофизической информации, характеризующей степень изученности исследуемых территорий.

§ 1. ПОСТРОЕНИЕ КАРТ СХОЖДЕНИЯ

Приемы построения структурных карт методом схождения широко известны и используются при анализе геологического материала (М.Ф. Мирчинк, 1946 г.; И.О. Брод, Е.Ф. Фролов, 1957 г.). Тем не менее представляется целесообразным оценить применимость этого метода для прогноза погребенных структурных ловушек.

Использование карт схождения при наличии редкой сети опорных скважин позволило Н.Н. Форшу (1953 г.) осуществить прогноз Хвалынского-Пугачевского свода, который впоследствии подтвердился данными бурения. Этот исследователь высказал мнение о возможном эффективном применении карт схождения и для изучения погребенных локальных структур.

Примером практического применения этих карт для прогноза локальных поднятий в отложениях терригенной толщи девона с использованием структурной карты турнейского яруса и построенной схемы мощностей между этими комплексами по ограниченному числу скважин, приведшего к открытию нефтяной залежи на Атамановской площади Саратовской области, может служить работа К.А. Машковича (1956 г.). Использование карт схождения рекомендуется и Б.Л. Комаровым (1969 г.).

Положительный опыт построения карт схождения имеется и по Волгоградскому Поволжью. Так, на основе изучения характера изменения мощностей верхнедевонских отложений в пределах Коробковского месторождения и построения структурных карт методом схождения было сделано предположение о возможном смещении свода каменноугольного Коробковского поднятия по франским и нижележащим образованиям в западном направлении. На основании этого были заложены дополнительные скважины с целью разведки отложений девона. В результате бурения в 5–7 км к западу от свода Коробковского поднятия, выраженного в каменноугольных отложениях, в фаменских образованиях было установлено небольшое локальное поднятие с нефтяной залежью в евлановско-ливенском горизонте.

Можно сослаться на применение карт схождения при прогнозе структурного плана терригенной толщи девона, выполненном и для восточных районов Волгоградского Поволжья (Ю.М. Львовский и др., 1968 г.). Построение структурных карт указанным методом по крайне ограни-

ченному числу скважин позволило здесь достаточно определенно наметить не только крупную приподнятую зону — Приволжский мегавал протяженностью свыше 100 км, выделенный ранее региональными сейсморазведочными работами КМПВ, но и зафиксировать наличие в ее пределах локальных структурных осложнений, которые следует учитывать при заложении новых скважин.

В целом построение карт схождения широко используется в практической деятельности. Рассмотренные примеры свидетельствуют о возможности целенаправленного их применения для прогноза поднятий погребенного типа. Следует лишь отметить необходимость достаточного количества данных для построения обоснованных карт мощностей между выбранными маркирующими поверхностями. В практике зачастую таких данных бывает недостаточно, поэтому от исследователя при выполнении структурных построений, особенно при прогнозе локальных структур, требуется тщательный анализ всего имеющегося материала, позволяющий учитывать наличие возможных флексурных зон, осложнений и т.п.

§ 2. АНАЛИЗ ФЛЕКСУР

Исследование флексур являлось одним из первых методов, с помощью которых на основе изучения особенностей строения верхнего структурного этажа делались попытки прогнозирования погребенных структурных планов. Теоретические предпосылки решения данного вопроса рассмотрены в работах Н.С. Шатского, А.А. Бакирова, Л.Н. Розанова, В.Л. Соколова и др.

По территории Волгоградского Поволжья следует указать на работу Е.А. Граблина и Е.А. Масленникова, которые еще в 1957 г., учитывая инверсионный характер системы Доно-Медведицких дислокаций, предположили, что молодым мезозойско-кайнозойским флексурам западного падения на глубине соответствуют девонские уступы обратного падения. Дальнейшее развитие это положение применительно к условиям рассматриваемой территории получило в работах Г.А. Бражникова, О.Д. Казанцева, В.Н. Хлыстовой, Я.Ш. Шафира и др. Оно широко использовалось в практике нефтегазопроисловых работ на указанной территории. Накопившиеся в настоящее время геологические данные позволяют несколько уточнить ранее созданные представления.

В частности, установлено, что инверсионные движения наиболее интенсивно происходили преимущественно в районах активного прогибания в девонское время (А.В. Цыганков, А.А. Аксенов, А.А. Новиков и др.). В пределах же древних приподнятых зон локальные инверсионные движения не проявлялись или почти не проявлялись. Причем инверсионные движения имели место преимущественно вдоль длительно развивавшихся в течение всего девонского этапа флексур. Поэтому изучение инверсионных флексур дает наиболее ценный материал по диагностике пространственного положения зон развития погребенных поднятий, приуроченных к гребням древних, развивавшихся в течение всего девонского этапа флексур. Необходимо подчеркнуть, что в связи с резко

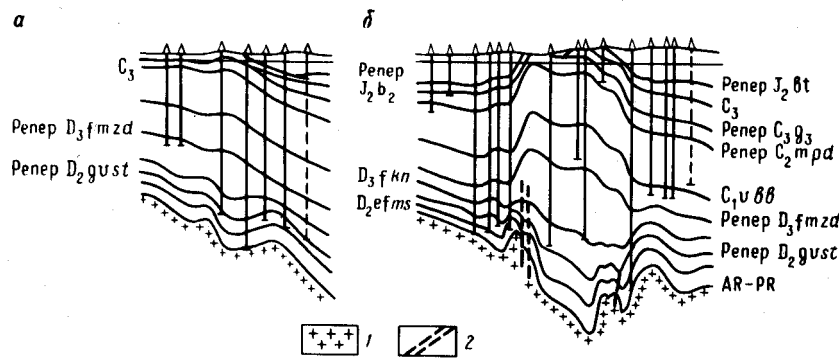


Рис. 1. Характер взаимоотношения структурных планов в зонах инверсионных структур.

а — Арчединская структура; б — Жирновско-Линевский блок. 1 — кристаллический фундамент; 2 — разломы.

Здесь и далее приведены местные стратиграфические подразделения — горизонты, свиты: $C_2 m p d$ — подольский, $C_2 m k$ — каширский, $C_2 m v r$ — верейский, $C_1 v a l$ — алексинский, $C_1 v t l$ — тульский, $C_1 v b b$ — бобриковский, $D_3 f m z d$ — задонский, $D_3 f m u m$ — уметовская, $D_3 f l n$ — линевская, $D_3 f l v$ — ливенский, $D_3 f e v$ — евлановский, $D_3 f s r$ — саргаевский, $D_3 f k n$ — кыновский, $D_2 g v s t$ — старооскольский, $D_2 g v v b$ — воробьевский, $D_2 e f m s$ — мосоловский.

выраженным характером инверсионных флексур, по ширине не превышающих 5 км, пространственное положение указанных зон развития погребенных поднятий устанавливается однозначно, и они являются перспективными объектами для проведения целенаправленных поисков погребенных структурных ловушек углеводородов.

Практически анализ флексур должен сводиться к выделению флексур инверсионного типа и прослеживанию характера и направленности падения пород вниз по разрезу в прифлексурных зонах. При установлении благоприятных для наличия погребенных поднятий условий на одном из пересечений этих зон последние на всем протяжении могут рассматриваться перспективными на поиски подобных поднятий. Естественно, анализ флексур не может претендовать на большую точность, однако он может успешно использоваться в комплексе с другими методами для целей предварительной оценки исследуемых территорий и их районирования с выделением зон возможного распространения погребенных структурных форм (рис. 1).

§ 3. АНАЛИЗ СТРУКТУРНЫХ НОСОВ

Отдельные факты наличия погребенных поднятий, которым по вышележащим горизонтам соответствуют структурные носы или террасы, давно были известны в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В Волгоградской области на возможность обнаружения подобных погребенных поднятий указывали Е.А. Граблин, Е.А. Масленников, О.Д. Казанцев, В.Н. Хлыстова и др.

Однако усиление интереса геологов к незамкнутым структурным формам связано с появлением работ К.А. Машковича (1959, 1970 гг.), а затем А.Д. Рыбаковой и А.М. Велькова (1963 г.). В этих работах не только приводилось описание методики поисков нефтегазовых залежей, приуроченных к погребенным поднятиям под структурными носами в зоне Саратовских дислокаций, но и давалось ее теоретическое обоснование. При этом структурные носы рассматривались как локальные поднятия, образовавшиеся в допозднепалеозойское время и затем расформировавшиеся в результате последующего мезозойско-кайнозойского регионального наклона. Поскольку в Саратовском Поволжье преобладают структуры, амплитуды которых увеличиваются с глубиной, то указанные исследователи считают, что под любыми структурными носами в этих условиях в нижележащих горизонтах возможно сохранение локальных поднятий. Последние при региональном наклоне лишь переформируются и меняют свои первоначальные объемы.

Принципиальная схема образования структурного носа и сохранения под ним погребенного антиклинального перегиба в результате регионального наклона слоев для поднятий, усиливающихся с глубиной, показана на рис. 2. Отметим, что для поднятий, усиливающихся с глубиной, расформирование антиклинального перегиба в нижележащем горизонте произойдет в том случае, когда угол регионального наклона будет равен углу падения периклинали (крыла) этого горизонта, обращенной в сторону восстания слоев, или будет больше него.

А.А. Аксеновым и Л.Ю. Бендеровичем (1964 г.) было высказано предположение о возможном наличии погребенных поднятий под структурными носами на участках, испытавших различные направления регионального наклона в отдельные этапы геологической истории.

Принципиальная схема образования структурного носа и возможности сохранения под ним антиклинального перегиба на участке, испытавшем различные направления регионального наклона в отдельные этапы геологической истории, показана на рис. 3.

На рис. 3 видно, что, если в горизонтально залегающих отложениях существовал антиклинальный перегиб, то при региональном наклоне территории он полностью расформируется в том случае, когда угол этого наклона будет равен углу наклона крыла перегиба, обращенного в сторону восстания слоев, или будет больше него. В результате вместо антиклинального перегиба будет фиксироваться структурный нос. В нижележащих же горизонтах, ранее уже имевших определенный наклон, после изменения знака региональных движений на обратный, антиклинальный перегиб не только сохранится, но даже усилится и, следовательно, увеличится объем существовавшей здесь ранее ловушки.

Расформирование перегиба в этих отложениях произойдет лишь в том случае, если угол последующего регионального наклона превысит сумму углов первичного наклона и падения крыла антиклинального перегиба, обращенного в сторону, противоположную вторичному наклону.

В данном случае для простоты изложения рассмотрен пример, когда локальное поднятие уже было сформировано к моменту регионального

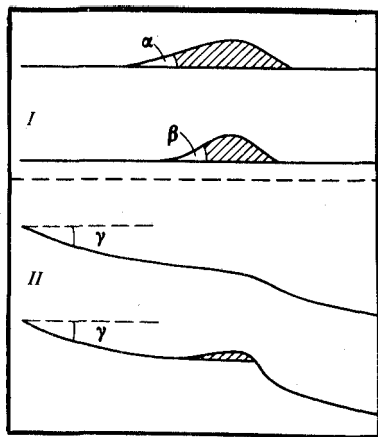


Рис. 2. Схема расформирования поднятия, усиливающегося с глубиной, при региональном наклоне территории.

Положение ловушки (показано штриховкой): I — до регионального наклона слоев; II — после регионального наклона слоев.

Углы первоначального наклона критического крыла ловушки: α — верхнего структурного этапа, β — нижнего структурного этапа; γ — угол регионального наклона слоев

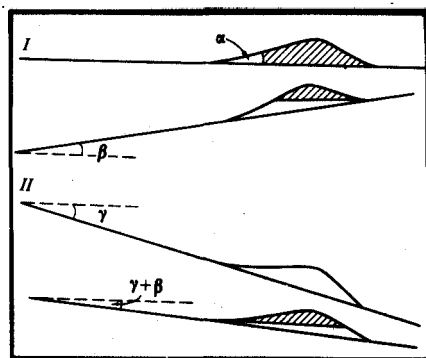


Рис. 3. Схема соотношения структурных планов поднятия при изменении первоначального регионального наклона территории на противоположный.

I — первоначальное положение ловушки (α — угол наклона критического крыла ловушки верхнего структурного этапа; β — угол регионального наклона слоев нижнего структурного этапа); II — положение ловушки при смене первоначального регионального наклона противоположным (углы регионального наклона слоев: γ — верхнего структурного этапа, γ + β — нижнего структурного этапа)

наклона. Однако очевидно, что ход рассуждений не изменится и для случая, когда этот наклон происходит одновременно со структурообразованием или даже предшествует ему.

С учетом изложенного нетрудно представить методику прогноза погребенных поднятий, которым в залегающих выше горизонтах соответствуют структурные носы. Этот прогноз может быть осуществлен построением для верхнего горизонта (по которому зафиксировано наличие структурного носа) структурной карты, на которой исключено влияние регионального наклона (со снятым региональным фоном).

Необходимо отметить, что изучение характера соотношения погребенных поднятий с расположенными над ними структурными носами позволяет высказать некоторые соображения по выбору наиболее благоприятных точек для заложения скважин с целью поисков этих поднятий, т.е. наметить в пределах структурных носов характерные участки, которым на глубине могут соответствовать своды погребенных поднятий. Изучение с этой целью составленной Л.Ю. Бендеровичем схемы изменения строения участка по продольному профилю через структурный нос при уменьшении мощности отдельных комплексов отложений в направлении его погружения (рис. 4) позволяет сделать ряд выводов.

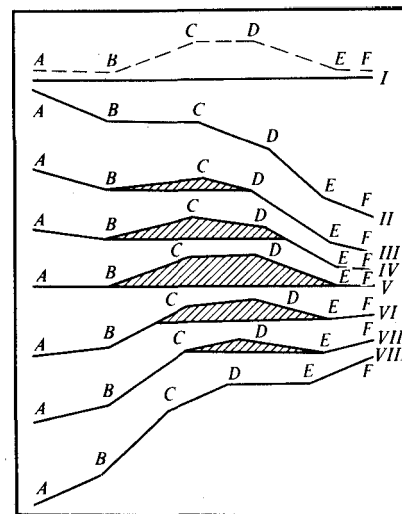


Рис. 4. Схема изменения строения структурного носа по продольному разрезу при уменьшении мощности нижележащих комплексов в направлении его погружения (по Л.Ю. Бендеровичу).

I — VIII — горизонты

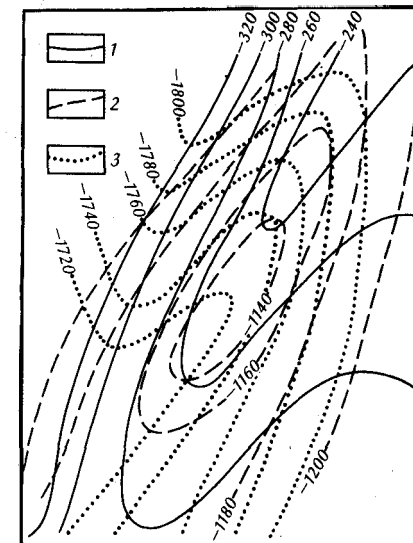


Рис. 5. Соотношение структурных планов каменноугольных и девонских отложений Южно-Абрамовской площади.

Изогипсы в м по кровле горизонтов: 1 — верейского; 2 — евлановско-ливенского; 3 — муллинского

Во-первых, если в пределах структурного носа фиксируется горизонтальная площадка, то сокращение мощности вдоль нее (в сторону погружения носа) может указывать на наличие в нижележащих горизонтах замкнутого поднятия. Если площадка не горизонтальная, то локальное поднятие под ней будет прослеживаться в том случае, когда величина сокращения мощности нижележащих горизонтов будет больше величины погружения вышележащих слоев на том же отрезке. Важно отметить, что наличие погребенного поднятия под выположенной площадкой не зависит от интенсивности погружения соседних участков, примыкающих к этой площадке.

Во-вторых, в случае незначительного градиента мощности между вышележащим горизонтом, по которому наблюдается структурный нос, и нижележащим антиклинальный перегиб по последнему будет располагаться под краем выположенной площадки верхнего горизонта, обращенным в сторону регионального падения слоев. Более значительное изменение мощности сопряжено со смещением свода погребенного поднятия за пределы площадки, и, наконец, при еще большем сокращении мощности на площади по глубоко залегающим горизонтам будет фиксироваться структурный нос, но уже обратного погружения.

Указанное соотношение структурных планов различных горизонтов представлено на основе построения карт схождения по Южно-Абрамовс-

кой площади, расположенной в зоне Арчедино-Донских поднятий (рис. 5). Здесь между Голубинской скв. 36 и Абрамовской скв. 1 по кровле верейского горизонта вырисовывается пологий структурный нос, являющийся южным окончанием Абрамовского поднятия. Вследствие сокращения мощности нижележащих горизонтов вдоль оси носа на структурной карте по кровле задонско-елецкого горизонта здесь уже фиксируется замкнутое локальное поднятие. Наибольших размеров и амплитуды оно достигает в евлановско-ливенских отложениях, региональное залегание которых близко к горизонтальному. В более глубоко залегающих горизонтах в связи с дальнейшим сокращением мощности вдоль длинной оси поднятия размеры и амплитуда его уменьшаются, и в муллинском горизонте на данном участке вновь прослеживается лишь структурный нос, но уже обратного погружения.

Разумеется, приведенная схема отражает идеальный случай строго равномерного изменения мощности. Тем не менее она может быть принята в качестве первого приближения к геологической истине и наряду с картой со снятым региональным фоном может учитываться при выборе точек заложения первых скважин.

Резюмируя приведенные соображения, можно прийти к заключению, что объектами заложения скважин в пределах структурного носа для поисков погребенного поднятия должны являться, прежде всего, выполненные площадки. Причем первый поперечный профиль скважин целесообразно закладывать у края площадки, сопряженной с региональным погружением, через предполагаемый свод погребенного поднятия. Кроме того, следует предусматривать заложение одной скважины на противоположной стороне площадки с целью подсечения ундуляции шарнира складки по оси структурного носа и одной скважины в сторону погружения носа для того, чтобы наметить и другое периклинальное окончание погребенного поднятия и зафиксировать здесь возможное смещение поднятия по более глубоко залегающим горизонтам.

Изложенные данные свидетельствуют о необходимости пристального внимания к изучению природы структурных носов, которые при определенных условиях могут являться индикаторами наличия погребенных поднятий.

§ 4. ПОСТРОЕНИЕ КАРТ СО СНЯТЫМ РЕГИОНАЛЬНЫМ ФОНОМ

Преимущество подобных карт заключается в возможности достаточно отчетливо представить структурные формы, существовавшие в предшествующие геологические эпохи. Их построение сводится к проведению изогипс относительно наклонной поверхности, соответствующей региональному фону (М.В. Абрамович, 1955 г.; И.О. Брод, Н.А. Еременко, 1957 г.). Следовательно, целью этих построений является устранение маскирующего влияния региональных движений на строение отдельных участков, после чего обнажаются структурные формы, созданные исключительно локальными структуроформирующими движениями.

Впервые карта, исключая влияние регионального падения пород, была составлена И.М. Губкиным при изучении Нефтяно-Ширванского месторождения.

Особенно эффективным представляется построение таких карт для платформенных областей, где широко развиты незамкнутые структурные формы типа носов и террас. Последние, как было показано, часто отражают наличие локальных поднятий на глубине.

Составление структурных карт со снятым влиянием регионального фона нашло широкое применение в Саратовском Поволжье, и их использование способствовало открытию в девонских отложениях ряда месторождений, приуроченных к структурным носам, выраженным в каменноугольных отложениях.

Попытка построения таких карт была предпринята и в Волгоградском Поволжье на примере Манойлинско-Бузиновской площади, расположенной в южной части зоны Арчедино-Донских поднятий [А.А. Аксенов, Л.Ю. Бендерович, 1964 г.]. Здесь со структурной карты подольского горизонта был исключен фон, обусловленный региональными движениями послекамменноугольного времени. Выполненные построения показали, что на месте наблюдаемых в современном плане структурных носов после снятия фона вырисовываются крупные приподнятые зоны, осложненные локальными поднятиями (рис. 6). Результаты бурения на Верхнебузиновской площади подтвердили принципиальную правильность сделанных построений, хотя и были получены отрицательные результаты по продуктивности девонских отложений.

Указанные примеры показывают целесообразность построения структурных карт со снятым влиянием регионального наклона, позволяющих прогнозировать наличие погребенных поднятий с учетом особенностей залегания верхних маркирующих горизонтов. Их эффективность может быть повышена на основе применения методов математического анализа ЭВМ, обеспечивающих использование аппроксимации поверхностей полиномами различных порядков (примеры таких построений рассматриваются ниже). С этой же целью может быть использована методика построения структурных карт методом приведения, предложенная А.М. Вельковым (1965 г.).

Вместе с тем представляется возможным применение метода снятия регионального фона и при анализе карт мощностей. Для целей регионального изучения палеотектоники этот метод был использован Л.Н. Розановым (1957 г.) на примере юго-восточного склона Русской платформы.

Нами с целью проявления локальных структуроформирующих движений проведено снятие регионального фона с карты мощностей Приволжской моноклинали от кровли бобриковского горизонта до кровли подольского репера, на которой в ослабленной форме запечатлено отражение девонского палеотектонического плана. Полученная карта остаточных мощностей показывает большую сходимость с картами мощностей девонских отложений, что свидетельствует об эффективности выполненных построений (рис. 7). В частности, на карте остаточных мощностей за-

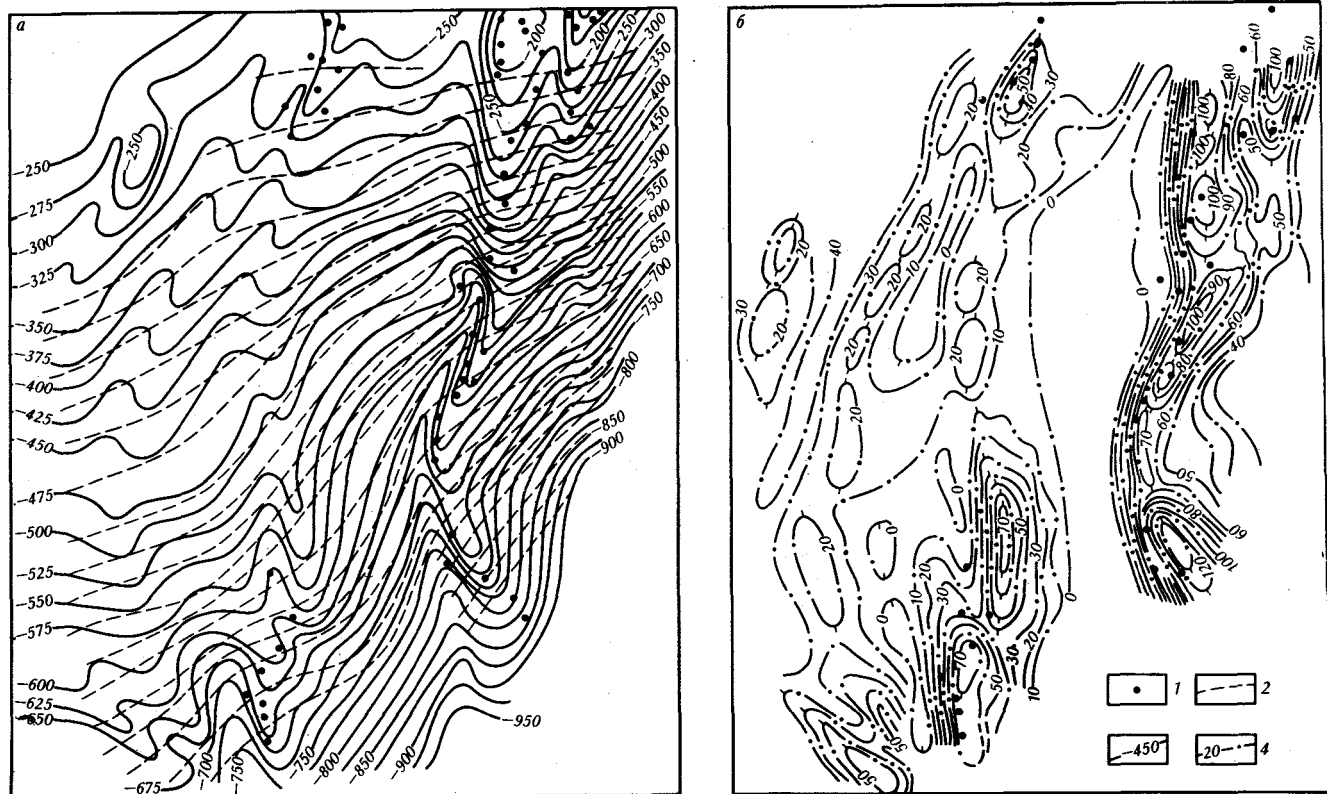


Рис. 6. Структурная карта Манойлинско-Бузиновской площади по кровле подольского репера (а) и та же карта со снятым региональным фоном (б).
1 — скважины; 2 — изолинии регионального фона; 3 — изогипсы в м по кровле подольского репера; 4 — то же, со снятым региональным фоном

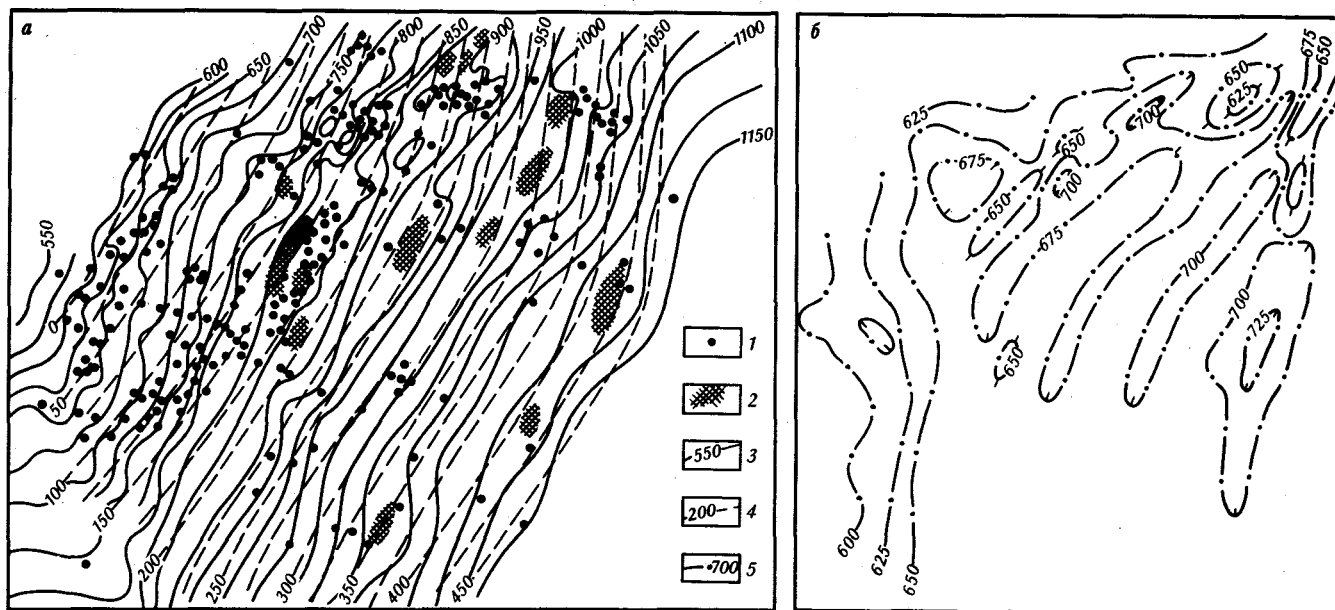


Рис. 7. Карта мощностей Приволжской моноклинали от кровли бобриковского горизонта до кровли подольского репера (а) и та же карта со снятым региональным фоном (б).
1 — скважины; 2 — приподнятые участки; 3 — мощности, 4 — регионального фона, 5 — остаточных мощностей

фиксирована полоса сокращенных мощностей, совпадающая с Кудиновско-Коробковской палеоприподнятой зоной; повышенные остаточные мощности отражают наличие Карповско-Шляховского палеопрогиба и т.п.

§ 5. ПОСТРОЕНИЕ ПАЛЕОГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ПЛАСТОВЫХ КАРТ

А.И. Леворсен (1962 г.) указывает, что палеогеологическая карта "... отображает перерыв, зияние в последовательном ходе геологической истории, рубеж, часто означающий конец одного природного события и начало следующего и поэтому служащий исходным моментом для исследований". Он приводит описание восьми случаев возможного использования палеогеологических карт для восстановления структурных форм, существовавших до образования поверхности несогласия, установления времени образования дислокаций, определения разломов, выяснения времени миграции нефти и газа и т.п. Указанным перечнем подчеркивается значимость составления подобных карт.

На целесообразность составления палеогеологических карт для решения перечисленных вопросов указывал и В.Е. Хаин (1954 г.).

Принцип построения таких карт заключается в нанесении границ выходов стратиграфических горизонтов, залегающих под поверхностью несогласия. Обычно они строятся для тех этапов геологической истории исследуемых регионов, которые характеризуются региональными перерывами в осадконакоплении и образованием несогласий в залегании базальных горизонтов трансгрессивных серий.

С точки зрения рассматриваемой нами проблемы (прогноза погребенных структурных форм) построение палеогеологических карт привлекает тем, что на них получают отражение только те дислокации, которые образовались до отложения трансгрессирующей серии осадков. Следовательно, с помощью этих карт могут быть обнаружены погребенные поднятия, формирование которых происходило до образования поверхности несогласия.

Анализ имеющихся публикаций показывает, что попытки построения палеогеологических карт с целью прогноза погребенных поднятий предпринимались в ряде районов. Для территории Саратовского Поволжья идею использования палеогеологической карты предбайосской поверхности среза с целью поисков девонских структур выдвинул Ю.П. Бобров (1957 г.). При этом он исходил из предпосылки обязательного соответствия древней девонской структуры наибольшей глубине предбайосского среза.

К.А. Машкович (1961 г.), критически рассматривая предложение Ю.П. Боброва, вполне справедливо указывал: "Идея об использовании палеогеологической карты предбайосского среза для поисков девонских залежей могла быть универсальной только в том случае, если бы все структуры Саратовского Поволжья от девона до карбона были унаследованными". Кроме того, К.А. Машкович отмечал, что вывод о наличии

структуры в карбоне до отложения мезозойских осадков можно значительно проще получить, построив карту мощности от репера в карбоне до поверхности палеозоя или до кровли батского яруса средней юры.

Несколько позднее целесообразность применения детальных палеогеологических карт при поисках месторождений нефти и газа применительно к условиям Волгоградского Поволжья указывалась В.А. Дольским и Е.В. Кучеруком (1963 г.). В результате анализа составленных палеогеологической карты преднеокома для Терсинской впадины эти исследователи пришли к выводу о возможности с их помощью "...обнаружить погребенные тектонические структуры, выявить отличия в простирании и в конфигурации древних и современных структур, а также определить возраст и изучить историю их развития". Однако рекомендации этих авторов бурением не проверены, это затрудняет оценку их эффективности.

Использование палеогеологических карт с целью выявления древних тектонических нарушений рекомендуется К.А. Машковичем (1965, 1970 гг.), который на примере Саратовского района доказал их эффективность.

Серия региональных палеогеологических карт¹ для территории Волгоградского Поволжья в различные годы была выполнена Г.М. Яриковым, Г.П. Батановой, Е.А. Масленниковым и др. Эти карты позволили четко зафиксировать основные этапы геологического развития и проследить историю формирования современной структуры данного региона. Однако эти карты не внесли дополнительных сведений о наличии погребенных поднятий. В характере выходов отдельных горизонтов на различные поверхности несогласий не нашли отражения даже такие крупные погребенные девонские приподнятые зоны, как Кудиновская и Прибортная, прежде всего вследствие мелкомасштабности этих карт.

Более интересные данные получены Г.М. Аванисяном на детальной палеогеологической карте предворонежского времени, составленной для западных районов Волгоградского Поволжья. Для построения этой карты было проведено расчленение подстилающих срез петинско-алатырских отложений на отдельные пачки. В результате на карте среза получила отражение погребенная Кудиновская приподнятая зона (рис. 8).

Признавая эффективность построения палеогеологических карт для целей выявления погребенных поднятий, следует подчеркнуть целесообразность их составления прежде всего для тех этапов геологической истории исследуемых территорий, которые унаследовали структурные планы более древних и погребенных отложений. В противном случае их применение может не дать ожидаемых результатов. Поэтому построению палеогеологических карт должны предшествовать палеотектонический анализ или хотя бы общие соображения об истории развития рассматриваемых районов.

¹ Палеогеологические карты были составлены для предсреднедевонского, предворонежского, предвизейского, предверхнебашкирского, предверхнебайосского и преднижнемелового срезов.

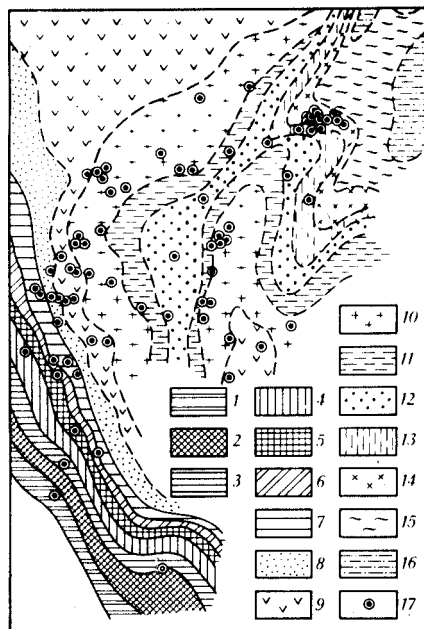


Рис. 8. Палеогеологическая карта предворонежского времени западной части Волгоградского Поволжья (по Г.М. Аванисяну).

Горизонты: 1 — морсовский, 2 — мосоловский, 3 — чернорско-муллинский, 4 — пашийский, 5 — кыновский, 6 — саргаевский, 7 — рудкинско-семилюкский, 8—16 — петинско-алатырский — соответственно пачки I—IX; 17 — скважины

§ 6. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИНЦИПА УНАСЛЕДОВАННОСТИ И ЦИКЛИЧНОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ДВИЖЕНИЙ

Впервые генетический смысл принципа выделения унаследованных тектонических структур на примере тектоники Центрального Казахстана показал Н.С. Шатский (1939 г.). Позднее этот принцип был им применен при изучении тектоники Предуралья и других районов Русской платформы (1945, 1955 гг.). При этом Н.С. Шатским было установлено, что дислоцированность осадочного покрова обусловлена прежде всего характером строения фундамента.

Представления Н.С. Шатского о характере унаследованности применительно к отдельным складкам получили дальнейшее развитие в исследованиях А.Л. Яншина (1948, 1951 гг.), который рассматривал платформенные дислокации, отражающие черты строения погребенной складчатости фундамента, также в качестве унаследованных. При этом А.Л. Яншин отмечал, что складки осадочного чехла унаследуют все дисло-

Кроме того, необходимо отметить, что составление детальных палеогеологических карт возможно при наличии достаточного фактического материала и тщательной корреляции анализируемых разрезов с выделением не только основных стратиграфических подразделений (горизонтов), но и отдельных их пачек. Несоблюдение указанных условий в значительной степени снижает практическую возможность использования палеогеологических карт для целей прогноза погребенных поднятий. Составление подобных карт — весьма трудоемкое дело и требует высокой квалификации исследователя.

В заключение следует подчеркнуть, что по методике построения и получаемым результатам к палеогеологическим картам весьма близки геологические карты срезов (пластовые карты). Отличие последних заключается лишь в том, что на них границы выходов отдельных стратиграфических комплексов или пачек наносятся на заданные гипсометрические отметки.

кации, принимающие участие в строении фундамента, в том числе и более древние, сформировавшиеся в ранние этапы тектонического развития исследуемых территорий.

А.В. Пейве (1956 г.) указывает на необходимость различать: 1) унаследованность тектонического плана; 2) унаследованность тектонических форм; 3) унаследованность тектонических движений. Он отмечает, что: а) принцип унаследованности является важнейшим идейным стержнем научного направления Н.С. Шатского в тектонике; б) понятия "унаследование", "новообразование" и "наложение" структур относительны и взаимосвязаны, взятые вместе помогают правильно расшифровать сложную противоречивую картину длительного геологического развития структуры; в) из всех тектонических структур наибольшей способностью к унаследованию обладают различные тектонические линейменты, т.е. линейные элементы, генетически связанные с планетарной системой глубинных разломов земной коры. Особенно важным представляется вывод А.В. Пейве о том, что использование принципа унаследованности позволяет осуществлять прогноз погребенных структур.

В.Е. Хаин (1950 г.) отмечал, что "... геотектогенез в целом отличается непрерывно-прерывистым течением, с чередованием относительно длительных периодов спокойного развития и более коротких "тектонических фаз", характеризующихся особой интенсивностью движений и их некоторыми качественными особенностями". Кроме того, В.Е. Хаин (1964 г.) указывал, что попытки найти закономерные связи между структурным планом глубоко залегающих отложений и геологическим строением вышележащих толщ должны быть основаны на принципе унаследованности тектонических движений и проявления цикличности этих движений, характерных для геологической истории развития любых регионов.

Таковы основные теоретические предпосылки рассматриваемого вопроса, на которых может базироваться решение проблемы прогноза погребенных поднятий.

Вопросы проявления унаследованности в развитии структур территории Нижнего Поволжья нашли отражение в исследованиях В.Н. Хлыстовой (1962, 1963 гг.), Я.Ш. Шафиро (1963, 1968 гг.), Л.Ю. Бендеровича (1967 г.), А.А. Аксенова и др. (1965, 1969, 1978 гг.), О.Д. Казанцева и др. (1968 г.) и др.

Так, В.Н. Хлыстова обращала внимание на необходимость систематического анализа материала по верхней части осадочного покрова — верхней перми и триаса, юры и мела, в строении которых наиболее ярко проявились черты унаследованности от древнего погребенного структурного плана.

Я.Ш. Шафиро (1963 г.) отмечал, что "... девонский палеоструктурный план региона и те его элементы, которые сохранились в погребенном состоянии в структуре поверхности фундамента и нижней части девона, находят ясное отражение в структурном плане мезозойских отложений, что позволяет использовать последний для тектонического районирования, основанного на генетическом принципе".

Исследования Л.Ю. Бендеровича (1967 г.) также показали, что имеющиеся данные о характере и месте проявления девонских и триасовых движений позволяют прийти к выводу о постумном характере последних и их тесной связи с девонским этапом тектогенеза. Поэтому комплексная интерпретация мезозойско-кайнозойского структурного плана и данных об изменении мощностей пермско-триасового комплекса может существенно облегчить прогнозирование погребенного девонского структурного плана и позволить более обоснованно осуществлять постановку таких дорогостоящих методов, как глубокое бурение и сейсморазведка.

Нами в значительной мере разделяются представления указанных авторов по рассматриваемому вопросу. Однако, как показало изучение истории геологического строения юго-восточного склона Воронежской антеклизы, проявление унаследованности древних структурных форм в характере залегания верхних горизонтов является более сложным. При этом мы придерживаемся представлений, в соответствии с которыми под унаследованностью понимается прямое унаследование морфологической выраженности древних структурных планов в характере залегания более молодых образований, обусловленное проявлением постумных тектонических движений. Этим не исключается возможность появления некоторых новообразований, в известной мере затушевывающих проявление этой унаследованности.

Практической реализацией использования рассмотренных представлений является изучение карт поверхности фундамента, карт мощностей отдельных литолого-стратиграфических комплексов и различных графиков тектонических движений, позволяющих выявить черты проявления унаследованности древних планов.

Анализ карты поверхности фундамента

Изучение Волго-Уральской нефтегазоносной провинции свидетельствует о ведущей роли в формировании и развитии структуры осадочного чехла блоковой структуры кристаллического основания, определяющей характер и размерность основных тектонических элементов осадочных образований, их взаимоотношение, наличие протяженных линейных дислокаций и флексур и т.д. (В.Д. Наливкин и др., 1962 г.; В.Л. Соколов, 1964 г.; Л.Н. Розанов, 1965 г.; Г.А. Бражников, 1964 г.). В связи с этим выявление особенностей строения фундамента приобретает первостепенное значение. В решении этой проблемы привлекает внимание возможность использования данных по строению поверхности кристаллического фундамента с целью расшифровки структурных планов непосредственно перекрывающих его осадков и прежде всего девонских образований, регионально нефтегазоносных в пределах всей указанной территории. При этом необходимо учитывать данные по ряду нефтегазоносных районов (Татария, Башкирия, Саратовско-Волгоградское Поволжье и др.), показывающие, что строение поверхности фундамента в значительной степени контролирует характер залегания горизонтов терригенной толщи девона, особенно в зонах отсутствия или развития небольшой мощности

древних рифейско-нижнедевонских красноцветных и сероцветных отложений (Г.А. Фаттахутдинов, 1968 г.; Е.Д. Войтович, 1968 г.; О.Д. Казанцев, 1966 г.).

Указанное тем более важно, что современные геофизические исследования (главным образом, сейсморазведка) не обеспечивают надежное картирование отложений девона в районах их глубокого залегания и эта задача не может успешно решаться структурным бурением в условиях структурной разноплановости маркирующих горизонтов. В то же время изучение поверхности фундамента для сейсморазведки представляет более легкую и вполне разрешимую задачу, поскольку эта поверхность имеет значительно более расчлененный рельеф и представляет резко выраженную плотностную и скоростную границу.

Примером эффективного использования геофизических исследований для картирования поверхности докембрийского фундамента являются результаты региональных сейсморазведочных работ КМПВ, выполненных в Волгоградском Поволжье. Данные этих работ позволили составить достаточно расчлененную карту строения поверхности фундамента с выделением крупных приподнятых зон и выступов (рис. 9), явившуюся основой проведения глубокого профильного и параметрического бурения, направленного на изучение разреза, нефтегазоносности и строения отложений терригенной толщи девона.

Следует отметить, что представления о характере строения поверхности фундамента уточнялись по мере накопления новых фактических данных с привлечением результатов бурения глубоких параметрических и профильных скважин. Однако схемы рельефа фундамента, составленные и в более ранние годы (1962–1964 гг.), достаточно полно отразили особенности его строения и в последующее время не претерпели принципиальных изменений.

Результаты сейсморазведочных работ КМПВ проверялись глубоким бурением, данные которого позволяли корректировать геофизические построения. При этом бурение, как отмечалось выше, подтвердило наличие Задонского, Кудиновского, Усть-Погожского и других выступов фундамента и т.п.

Однако сейсморазведка оказалась не в состоянии отразить детали строения и размерность этих выступов, установить в их пределах местоположение наиболее приподнятых участков, а также определить (в ряде районов) с достаточной точностью глубину залегания поверхности фундамента. Кроме того, на отдельных площадях данные сейсморазведки КМПВ не подтвердились бурением. Метод КМПВ не обладает достаточной точностью, так как допустимая погрешность определения глубины залегания картируемого горизонта $\pm 15\%$. Для большинства районов Волгоградского Поволжья, где фундамент погружен на отметки $-(3500 \div 4000)$ м, эта погрешность составит 500–600 м. На участках же, где концы профилей КМПВ совершенно не опираются на данные бурения, возможны и большие погрешности определения глубины залегания фундамента, хотя и в этих случаях качественная характеристика его строения может отражаться правильно.

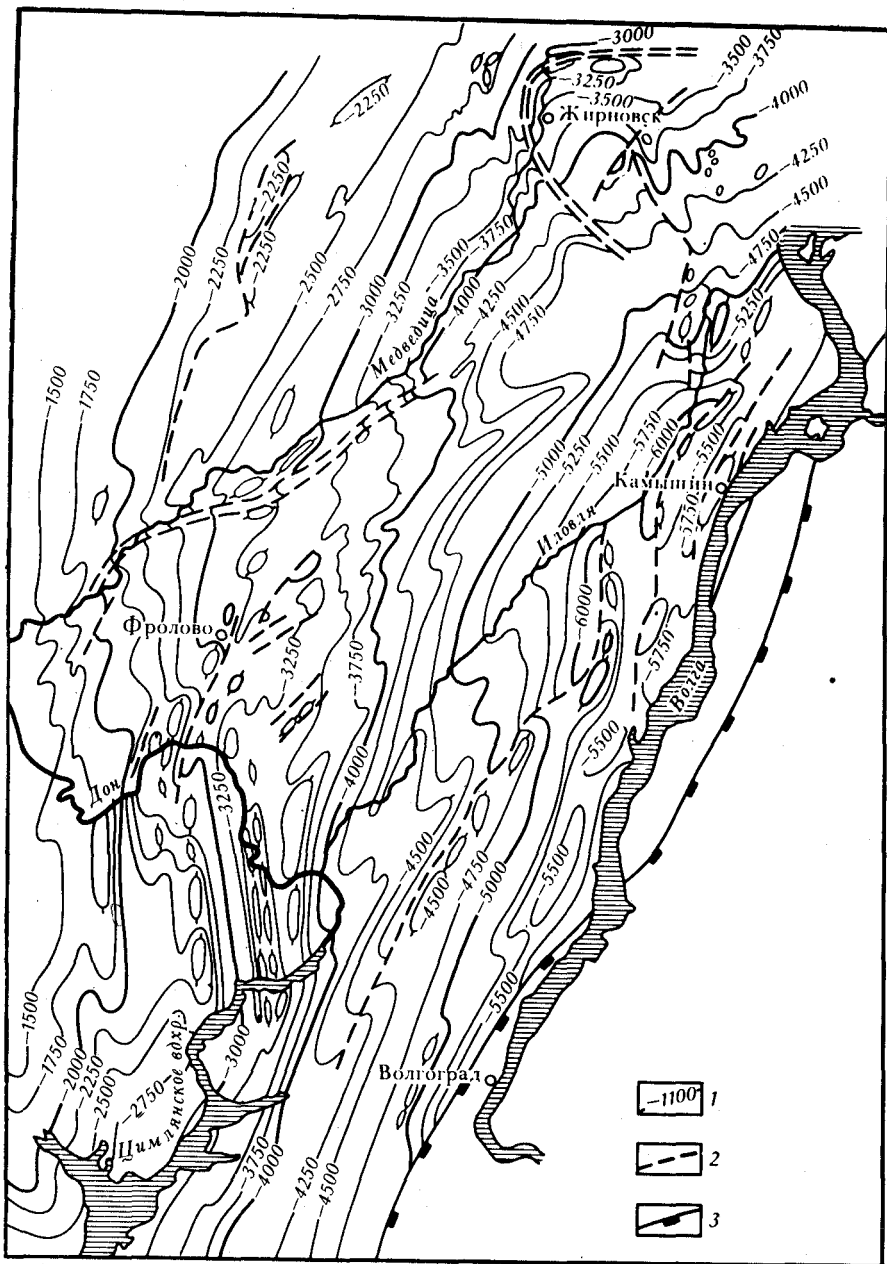


Рис. 9. Карта поверхности кристаллического фундамента Волгоградского Поволжья. 1 — изогипсы в м; 2 — дизъюнктивные нарушения; 3 — бортовой уступ Прикаспийской синеклизы

Тем не менее следует признать достаточно высокую эффективность выполненных региональных сейсморазведочных работ КМПВ, которые позволили обосновать перспективность нефтегазопромысловых работ, направленных на изучение глубоко погруженных отложений терригенной толщи девона и создали предпосылки для заложения глубоких параметрических и профильных скважин.

Главным же результатом работ явилось то, что на выделенных ими Кудиновском и Усть-Погожском выступах фундамента (Октябрьская площадь) непосредственно профильным бурением была доказана промышленная нефтегазоносность отложений терригенной толщи девона, а на Приволжском мегавале — и карбонатных отложений девона. Кроме того, в пределах большинства выступов, находящихся в стадии разведки, установлено общее соответствие характера строения поверхности фундамента и структурного плана перекрывающих отложений терригенной и частично карбонатной толщ девона. Это позволяет рассматривать выделенные по данным региональных сейсморазведочных работ выступы поверхности фундамента в качестве перспективных объектов для заложения глубоких профильных и параметрических скважин.

Из всего сказанного выше вытекает необходимость проведения в пределах исследуемых регионов целенаправленных геолого-геофизических работ по изучению рельефа фундамента, строение поверхности которого зачастую в значительной степени контролирует структурный план перекрывающих осадочных образований. Эта задача приобретает наибольшее значение в районах глубокого залегания возможно нефтегазоносных комплексов, поскольку непосредственное изучение их строения, особенно в условиях несоответствия структурных планов, представляет значительные трудности для геофизических исследований и структурного бурения.

Из всего сказанного выше вытекает необходимость проведения в пределах исследуемых регионов целенаправленных геолого-геофизических работ по изучению рельефа фундамента, строение поверхности которого зачастую в значительной степени контролирует структурный план перекрывающих осадочных образований. Эта задача приобретает наибольшее значение в районах глубокого залегания возможно нефтегазоносных комплексов, поскольку непосредственное изучение их строения, особенно в условиях несоответствия структурных планов, представляет значительные трудности для геофизических исследований и структурного бурения.

Таким образом, освещение строения поверхности фундамента должно представлять один из основных этапов комплексного изучения перспективных в нефтегазоносном отношении территорий и служить практике нефтегазопромысловых работ.

Построение карт мощностей и графиков тектонических движений

В настоящее время карты мощностей находят широкое применение в практике палеотектонических реконструкций, при которых используются как метод последовательного суммирования различных интервалов

мощностей, так и метод составления карт мощностей отдельных литолого-стратиграфических комплексов (Л.Н. Розанов, 1957 г.; К.А. Машкович, 1961 г.; А.А. Аксенов, 1969 г.) [Машкович К.А., 1970].

Вместе с тем анализ составленных карт мощностей между основными маркирующими горизонтами, отражающими характерные черты строения Волгоградского Поволжья, позволил сделать вывод о возможности использования ряда таких карт для целей прогноза погребенного структурного плана отложений терригенной толщи девона. В этом отношении наибольшее внимание привлекает анализ карт мощностей различных комплексов девонских образований, поскольку именно эти комплексы наиболее рельефно отражают палеоструктурный план всего девонского этапа геологической истории данного региона. К тому же высокая контрастность девонского палеоструктурного плана обусловила сохранение основных особенностей строения и в современной структуре горизонтов терригенной толщи девона.

Действительно, сопоставление составленных карт мощностей различных комплексов девонских отложений и структурных карт по маркирующим горизонтам терригенной толщи девона показывает их высокую сходимость. Это позволяет использовать карты мощностей фаменских или верхнефранских образований для прогноза структуры горизонтов терригенных отложений девона и контролировать с помощью этих карт структурные построения по маркирующим поверхностям указанных отложений с учетом некоторого смещения современного и палеоструктурного планов (рис. 10, 11, 12).

Необходимо отметить, что выбору интервалов мощностей, которые можно наиболее эффективно использовать для целей палеотектонического анализа и, следовательно, для прогноза погребенных структурных планов, могут способствовать графики тектонических движений. С помощью этих графиков представляется возможным проследить характер тектонического развития локальных поднятий, флексур и др.

Как известно, за основу построения подобных графиков принято положение, согласно которому мощность осадков рассматривается в качестве функции тектонических движений, т.е. величина этих движений фиксируется степенью изменения мощностей.

Графический метод отображения характера тектонических движений наиболее полно был разработан В.Б. Нейманом (1961 г.), который предложил три способа использования мощностей: построение графиков разности экстремальных значений мощности, графиков "удельных во времени" и "удельных в пространстве" экстремальных значений мощностей.

Отмечая некоторую упрощенность первого способа и сложность использования последнего, мы применяли для решения рассматриваемого вопроса второй способ с некоторыми изменениями.

Нам представляется, что наиболее полное содержание этого способа заключается в графическом отображении прежде всего интенсивности тектонических движений, а также их направленности. Поэтому графики, построенные с использованием формулы $K = 2(h_{\max} - h_{\min}) / (h_{\max} + h_{\min})$,

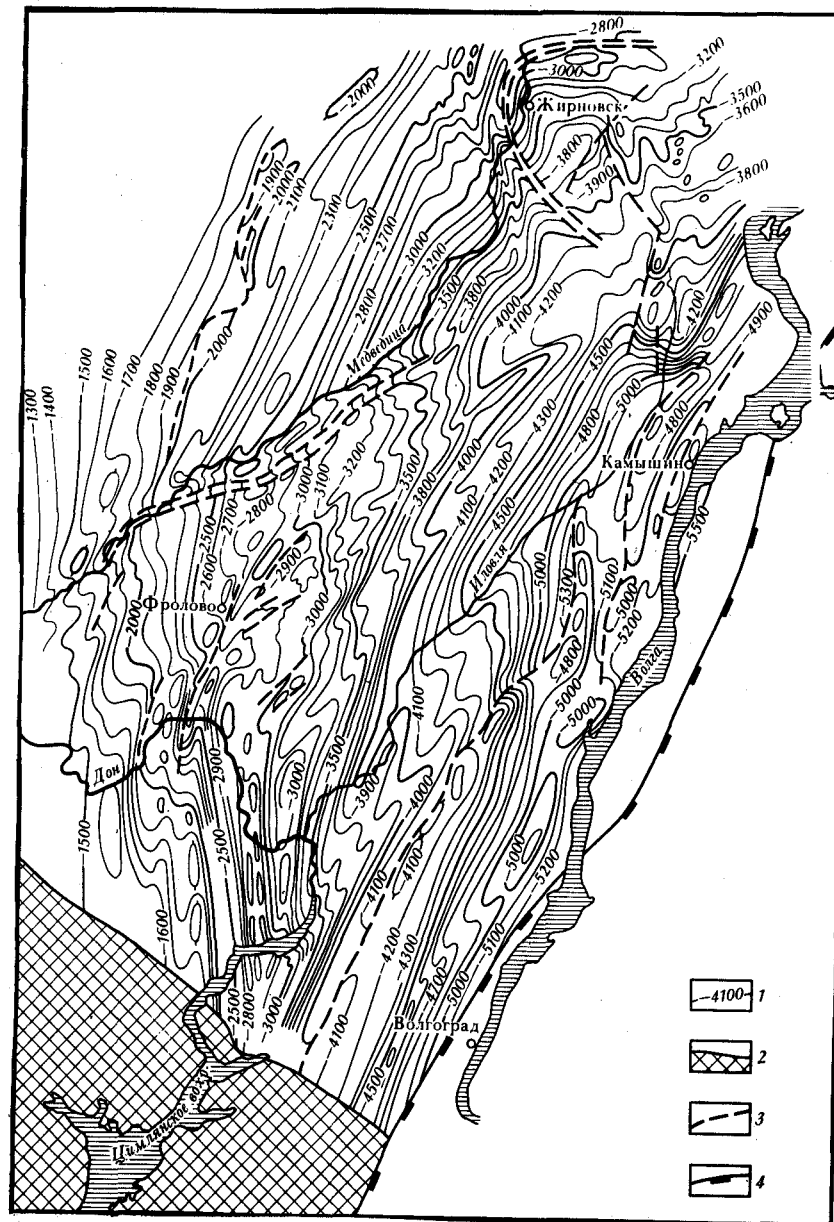


Рис. 10. Структурная карта по кровле воробьевского горизонта Волгоградского Поволжья.

1 — изогипсы в м; 2 — зоны размыва воробьевского горизонта; 3 — дизъюнктивные нарушения; 4 — бортовой уступ Прикаспийской синеклизы



Рис. 11. Карта мощности отложений от кровли кыновского горизонта до кровли задонского горизонта Волгоградского Поволжья.

1 — изопахиты в м; 2 — зоны размыва средне-верхнефранских отложений; 3 — бортовой уступ Прикаспийской синеклизы

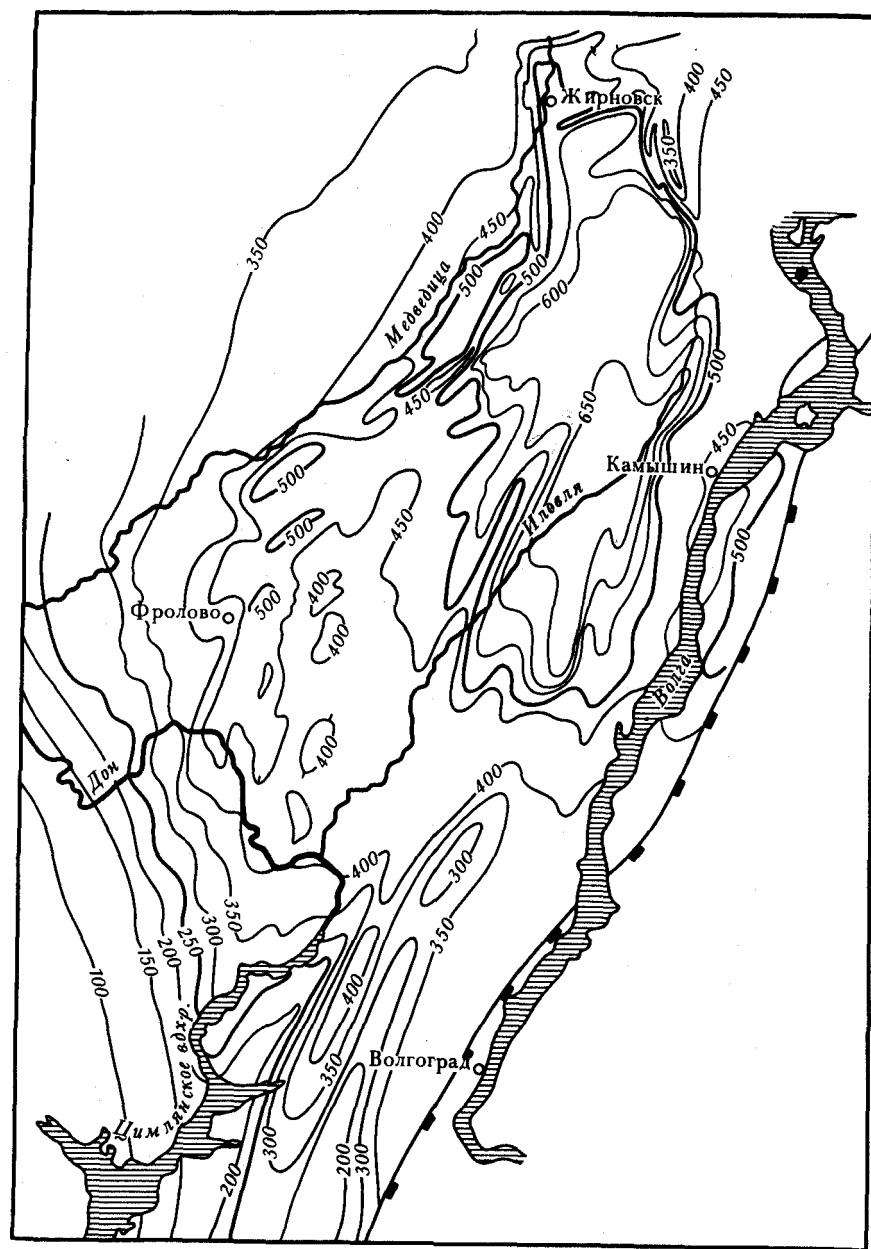


Рис. 12. Карта мощности отложений от кровли задонского горизонта до кровли девона Волгоградского Поволжья.

Условные обозначения см. на рис. 11

следует называть графиками интенсивности и направленности тектонических движений (сокращенно — графиками тектонических движений), а приведенные в указанной формуле обозначения должны иметь следующее содержание: K — коэффициент интенсивности тектонических движений; $h_{\max}$ — максимальное значение мощности рассматриваемых комплексов; $h_{\min}$ — минимальное значение мощности рассматриваемых комплексов. При этом направленность движений будет определяться знаком "плюс" или "минус" коэффициента K .

Графики по указанной формуле следует строить в прямоугольной системе координат для различных типов локальных поднятий и флексур по двум точкам (скважинам). Эти точки (скважины) должны выбираться в сводовых частях поднятий (верхних крыльях флексур) и на погруженных крыльях поднятий (флексур). На оси ординат откладываются соответствующие значения коэффициента интенсивности движений (K), а на оси абсцисс — стратиграфические (маркирующие) горизонты, для которых определялись значения этого коэффициента. В качестве положительных следует рассматривать движения, приводившие к увеличению амплитуд крыльев поднятий или флексур, а в качестве отрицательных — движения, которые уменьшали эти амплитуды.

Маркирующими при построении графиков должны служить те же горизонты, что и при составлении основных структурных и палеоструктурных карт, т.е. горизонты, прослеживающиеся на большие расстояния и выделяющиеся однозначно.

Еще большую наглядность описываемым графикам придает их совмещение с графиками изменения амплитуд (A) поднятий и флексур во времени, отражающими выраженность их в определенный (выбранный) момент геологической истории. Эти графики также должны строиться в прямоугольной системе координат. На оси ординат откладываются значения амплитуд рассматриваемых поднятий или флексур во время отложения соответствующих реперов, которое откладывается на оси абсцисс.

Анализ составленных графиков позволяет выделить этапы интенсивных и пассивных тектонических движений, показывает определенную цикличность, направленность и некоторую повторяемость характера структуроформирующих движений. Это дает возможность наметить пути прогнозирования погребенных девонских структурных форм, используя данные по вышезалегающим отложениям. Следовательно, построение графиков, отражающих характер тектонических движений, должно предшествовать палеотектоническому анализу, осуществляемому с помощью карт мощностей.

Для примера рассмотрим наиболее хорошо изученные бурением по всему осадочному разрезу Кудиновский вал и Терсинское поднятие, весьма существенно отличающиеся друг от друга по генезису, особенностям формирования и приуроченности к крупным структурным элементам.

Формирование западного крыла Кудиновского вала и наиболее крупных осложняющих его поднятий началось со среднего девона, до-

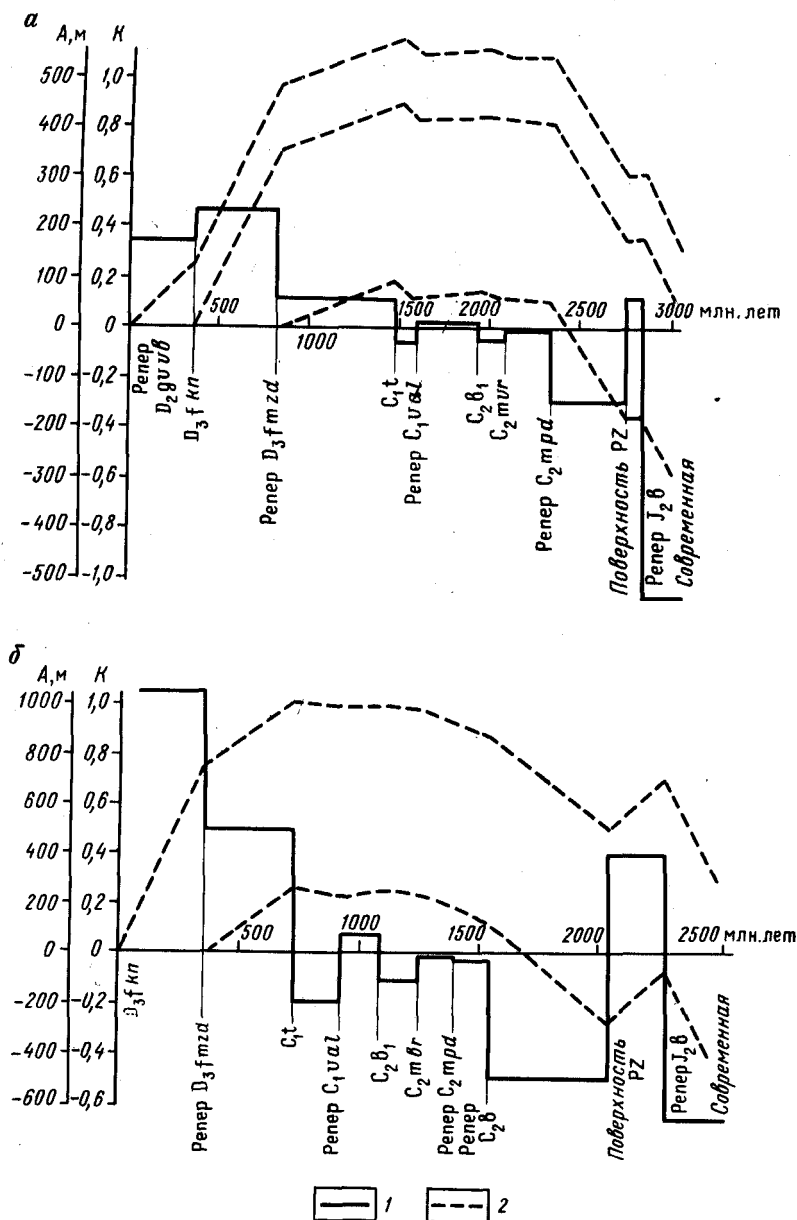


Рис. 13. Графики тектонических движений:
а — Кудиновского погребенного поднятия; б — Приволжского мегавала.
Кривые изменения: 1 — коэффициента направленности и интенсивности тектонических движений (K); 2 — амплитуды поднятия (A)

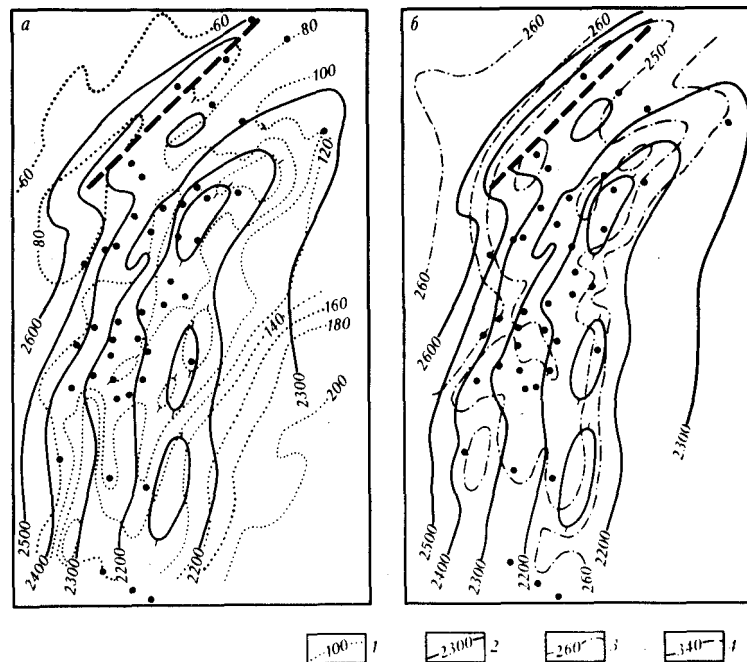


Рис. 14. Куди

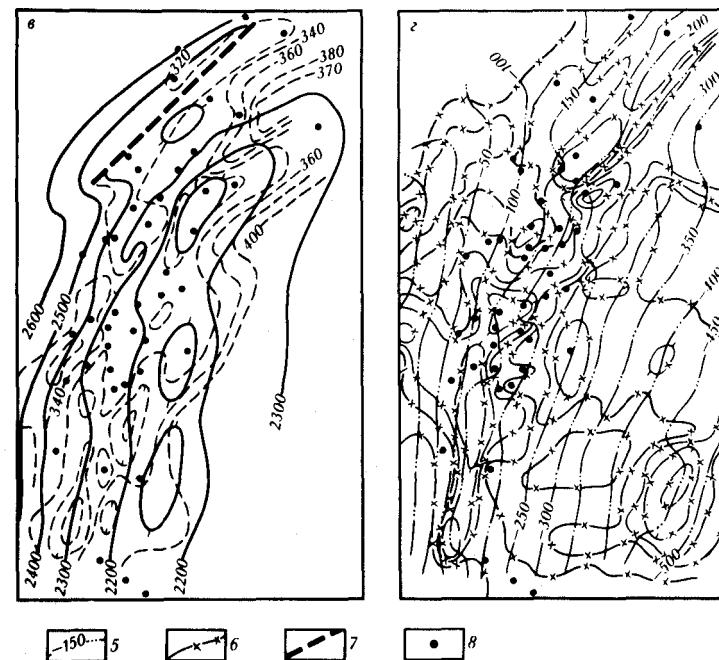
новский вал.
Карты мощностей отложений: а — от байосского репера до поверхности палеозоя небашкирского горизонта до алексинского репера и от кровли подольского репера от байосского репера до поверхности палеозоя и от нижнебашкирского горизонта подольского репера до кровли воробьевского горизонта; б — структурная карта

ности со снятым регио
Изопахиты в м: 1 — от байосского репера до кровли палеозоя, 2 — от кровли по
горизонта до алексинского репера, 4 — суммарные от байосского репера до по
5 — изогипсы в м по поверхности палеозоя; 6 —

стигло наибольшей интенсивности в франкий век и практически закончилось в фаменский. При этом характер и план девонских тектонических движений оставались все время относительно постоянными, хотя в деталях отмечались и существенные отличия. В целом же карта мощности фаменской толщи весьма близка к карте мощностей нижележащих отложений. Об этом свидетельствует установленная между ними высокая математическая корреляционная связь — 0,85—0,9.

Изучение дальнейшей истории геологического развития показывает, что в пределах Кудинового вала унаследованные от девонского этапа движения хотя и слабо, но вполне отчетливо проявились, как это видно на составленных графиках тектонических движений (рис. 13) и картах мощностей, в интервалах от поверхности палеозоя до кровли байосского репера и от нижнебашкирского горизонта до алексинского репера.

Сопоставление карты мощности от кровли байосского репера до по-



новский вал.

и от кровли подольского репера до кровли воробьевского горизонта; б — от ниж-
до кровли воробьевского горизонта; в — карта суммарной мощности отложений
до алексинского репера, совмещенная с картой мощности отложений от кровли
поверхности палеозоя, совмещенная с картой остаточных аномалий этой поверх-
нальным фоном IV порядка.

дольского репера до кровли воробьевского горизонта, 3 — от нижнебашкирского
поверхности палеозоя и от нижнебашкирского горизонта до алексинского репера;
изоаномалы силы тяжести; 7 — разлом; 8 — скважины

верхности палеозоя со структурной картой по кровле воробьевского
горизонта показывает их значительное сходство. Особенно велико это
сходство между первой картой и картой мощности отложений от подоль-
ского репера до воробьевского горизонта (рис. 14). Карта мощности
нижнекаменноугольной карбонатной толщи в меньшей степени отражает
девонский структурный план вследствие слабой контрастности текто-
нических движений этого времени. Однако наилучшую корреляцион-
ную связь с девонским планом показывает карта, отражающая суммарное
изменение мощности обоих указанных интервалов.

Терсинское поднятие имеет небольшие размеры и сопряжено
со слабо выраженным локальным прогибом. Активные структурофор-
мирующие движения происходили здесь в основном лишь в раннефран-
ское время. Затем формирование поднятия прекратилось, и в мощностях
верхнефранских и фаменских отложений оно не фиксируется. В ниже-

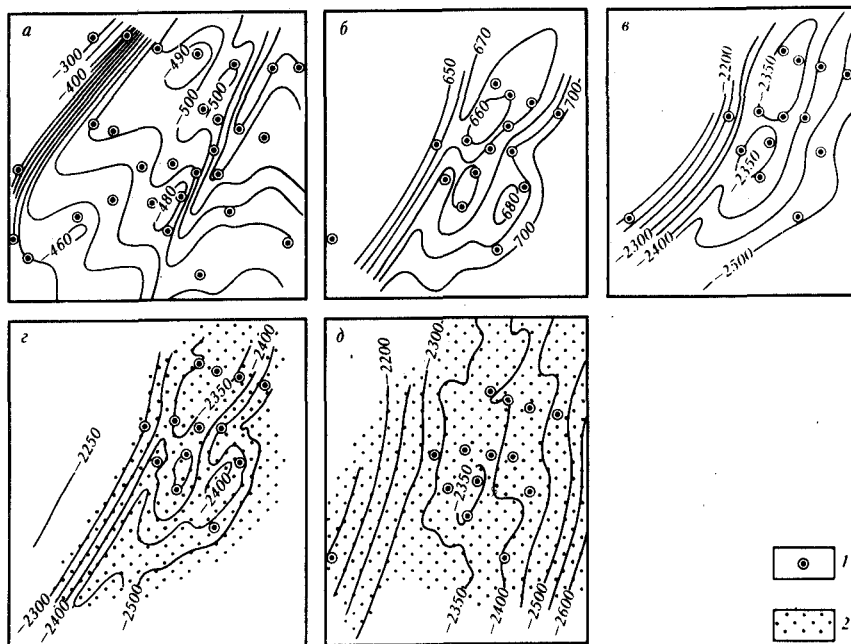


Рис. 15. Терсинская площадь.

Карты, построенные по данным бурения глубоких скважин: а — структурная по поверхности палеозоя, б — мощности от подольского репера до кровли бобриковского горизонта, в — структурная по кровле мосоловского горизонта; структурные карты по кровле мосоловского горизонта, построенные по данным расчета: г — с карты мощностей от подольского до бобриковского горизонта, д — с карты поверхности палеозоя

1 — скважины; 2 — точки, использованные при расчетах. Изопахиты и изогипсы в м

каменноугольную эпоху вновь отмечается формирование поднятия. Об этом свидетельствует карта мощности отложений от кровли подольского репера до бобриковского горизонта (рис. 15). Последняя фаза слабых унаследованных структуроформирующих движений здесь имела место в юрское время. Эти движения создали небольшое поднятие по поверхности палеозоя, которая в это время залегала почти горизонтально, при этом в каменноугольном и верхнедевонском комплексах, претерпевших значительный региональный наклон в пермский период, замкнутое локальное поднятие не было сформировано. Что же касается локальных инверсионных движений кайнозойского этапа, то они на данной площади вообще не проявились, и общее пассивное погружение Терсинской депрессии мало повлияло на строение локальных поднятий.

Таким образом, замкнутое поднятие на данной площади фиксируется в настоящее время в живетских отложениях (амплитуда около 20 м) и по кровле карбонатного палеозоя (амплитуда около 10 м).

Для изучения степени отражения погребенного девонского Терсинского поднятия в вышележащих горизонтах были использованы структур-

ная карта по поверхности палеозоя и карта мощности отложений от подольского репера до кровли бобриковского горизонта.

Проведенный анализ показал наличие высокой корреляционной связи между указанными картами и структурной картой по кровле мосоловского горизонта (девон). В частности, между картой мощности каменноугольной толщи и структурной картой мосоловского горизонта коэффициент корреляции близок к 0,9. В целом на обеих картах отражается как погребенное живетское поднятие, так и сопряженный с ним локальный прогиб.

Таким образом, рассмотренные материалы на примере Кудиновского вала и Терсинского поднятия свидетельствуют о высокой эффективности использования для целей прогноза погребенных структурных планов карт мощностей с учетом цикличности и унаследованности проявления структуроформирующих движений (путем построения карт мощностей для интервалов, отражающих постумные подвижки).

§ 7. ОПРОБОВАНИЕ МЕТОДОВ СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

Следует отметить, что в последние годы для решения различных геологических задач все чаще привлекаются статистические методы (В.П. Бухарцев и др., 1959, 1961, 1962 гг.; Г.И. Лохматов и др., 1967, 1968, 1969 гг.; М.С. Арабаджи и др., 1967, 1968 гг.). Эта тенденция позволяет надеяться на превращение геологии из чисто описательной науки в точную с количественной оценкой исследуемых параметров.

Некоторый опыт математического решения геологических вопросов показывает наибольшее использование в этих целях методов корреляционного анализа и аппроксимации. Для решения проблемы прогноза погребенных поднятий эти методы привлекают возможностями установления количественных связей между строением высокозалегающих и погруженных отложений, а также усиления проявления локальных структуроформирующих движений на общем фоне региональных.

Метод корреляционного анализа

Ранее на конкретных примерах было показано существование определенной причинной зависимости между мощностями и структурными планами отдельных комплексов верхнего структурного этажа, с одной стороны, и структурным и палеоструктурным планами нижнего — с другой.

Естественны вопросы: можно ли достаточно точно установить характер этих взаимосвязей, можно ли вывести формулу, которая позволит по элементам верхнего структурного этажа с достаточной точностью вычислить элементы нижнего?

Ответы на эти вопросы дало опробование корреляционного анализа на Терсинском поднятии (см. рис. 15, г, д). Для этого использовались карты верхнего структурного этажа — поверхности палеозоя и мощности от подольского до бобриковского горизонта, а также структурная карта по мосоловскому горизонту.

Практически анализ статистической зависимости осуществлялся следующим образом. На упомянутые карты верхнего структурного этажа наносилась квадратная сетка с размерами 1х1 см, в узлах которой определялись значения соответственно мощностей или абсолютных отметок. Кроме того, в качестве дополнительного параметра находились расстояния каждой анализируемой точки от четко выраженного тектонического элемента на рассматриваемых картах (флексуры или палеофлексуры).

Затем рассматривалась структурная карта (или карта мощности) нижнего структурного этажа и выяснялся характер зависимости между анализируемыми картами. С этой целью А.Г. Синявским были получены уравнения регрессии, коэффициенты множественной корреляции R_1 , коэффициенты множественной детерминации R_2 и стандартная погрешность оценки $\bar{S}$.

Полученное уравнение регрессии для мощностей каменноугольной толщи выглядит следующим образом: $y = 421,7 - 4,1622x$, где y — абсолютная отметка мосоловского горизонта в данной точке, м; x — мощность толщи от подольского до бобриковского горизонта в этой же точке, м.

Коэффициенты коррелируемости в этом случае оказались: $R_1 = -0,01$, $R_2 = 0,65$ и $\bar{S} = 45,7$.

Математическая зависимость, связывающая поверхности палеозоя и мосоловского горизонта, оказалась более сложной: $y = [2(x_1 + 477) + 3(x_2^2 - 2|x_2|)]x_2/|x_2| - 2341$, где y — абсолютная отметка мосоловского горизонта в данной точке, м; x_1 — абсолютная отметка поверхности палеозоя в этой же точке, м; x_2 — расстояние данной точки до осевой линии поднятия, фиксируемого по поверхности палеозоя. При этом величина расстояния принималась со знаком "плюс", когда анализируемые точки располагались к западу от оси поднятий, и со знаком "минус", когда они располагались к востоку от нее.

Полученные с помощью указанных уравнений структурные карты мосоловского горизонта (см. рис. 15, з, д) показывают их хорошую сходимость с таковой, построенной по данным бурения глубоких скважин (см. рис. 15, е).

Правомерен вопрос, насколько применима экстраполяция установленных на одной площади статистических зависимостей на другие участки? Представляется, что подобные формулы можно эффективно применять на участках, характеризующихся аналогичным строением и историей геологического развития. Поэтому эмпирические формулы определения элементов нижнего структурного этажа, рассчитанные для Терсинского поднятия, будут применимы в пределах Терсинской депрессии и не могут использоваться в других районах.

Метод аппроксимации

Другим методом, который может быть использован для целей прогноза погребенных структурных планов, является метод аппроксимации или, как его называют американские геологи, — тренд-анализ. В основу

его применения положены геологические предпосылки, рассмотренные ранее при описании методики построения карт со снятым региональным фоном. Различие заключается лишь в том, что в последнем случае используется математический аппарат, позволяющий проводить исключение фона с помощью аппроксимации поверхностей различных порядков.

В ходе истории геологического развития рассматриваемой территории в отдельные этапы поступные локальные подвижки, унаследованные от более древних, происходят на фоне движений более крупного порядка, затушевывающих проявление локальных структуроформирующих движений. Чтобы подчеркнуть локальные (унаследованные) составляющие общего тектонического процесса, нужно исключить региональный фон. Решение этой задачи позволит прогнозировать погребенные структуры по данным анализа поступных подвижек.

В некоторых случаях региональный фон имеет простое строение и представляет собой неосложненную моноклинал. В этом случае он может быть изображен (аппроксимирован) плоскостью, и построение его сводится к интерполяции между точками, взятыми вне площади локальных осложнений и расположенными на линии направления регионального наклона. Подобная методика построения регионального фона описана в широко известных руководствах М.В. Абрамовича (1955 г.), И.О. Брода и Е.Ф. Фролова (1957 г.) и др.

Значительно чаще региональные движения образуют более сложные структурные формы, и для построения карт регионального фона эффективно использование ЭВМ, с помощью которых этот фон может быть аппроксимирован полиномами различного порядка (обычно от II до VI).

В СССР первые попытки применения ЭВМ для снятия регионального фона со структурных карт принадлежат группе иркутских геологов и математиков — Г.И. Лохматову, Г.Т. Алаеву, В.Н. Евдокимовой и др. (1966—1969 гг.). Эта методика была использована ими и для палеотектонического анализа.

В 1968 г. группа волгоградских геологов (О.Д. Казанцев, В.Н. Михалькова, Р.О. Фан-Юнг и др.) применила подобную методику для снятия регионального фона с карты поверхности палеозоя Кудиновского вала. Фон был аппроксимирован поверхностями IV—VI порядков. Полученные локальные аномалии с достаточной точностью согласовались с формой погребенных девонских поднятий.

Аналогичные исследования были выполнены Л.Ю. Бендеровичем и А.Г. Синявским, которые в качестве полигона также выбрали хорошо изученный Кудиновский вал. Региональный фон вычитался с карты поверхности палеозоя. Выбор этой поверхности обосновывался ее высоким залеганием, а также тем, что она испытала локальные поступно-унаследованные движения от древнего девонского плана в триасовый и юрский периоды на фоне проявления движений общего порядка, обусловленных прежде всего формированием Прикаспийской синеклизы. Последние рассматривались в качестве фоновых.

Математической основой примененного метода разделения является идея построения исходной поверхности Z , для которой используется аппроксимация заданной Z_n поверхности полиномами типа

$$Z_n = \sum_i \sum_j A_{ij} x_i y_j, \quad (1)$$

где

$$0 \leq i + j \leq n.$$

Анализ проведен по Кудиновскому валу площадью 300 км²; с карты поверхности палеозоя было снято 857 точек; $Z = f(x, y)$, где Z — абсолютная отметка, x и y — плановые координаты. Кроме отметок в точках, соответствующих узлам координатной сетки, использовались значения отметок в пробуренных скважинах.

Значения коэффициентов A_{ij} из уравнения (1) рассчитывались методом наименьших квадратов.

Региональная составляющая поверхности палеозоя аппроксимировалась многочленами I, II, III, IV порядков.

Поверхность I порядка:

$$Z_I = -0,61139 + 0,45468x - 1,5569y; \quad (2)$$

поверхность II порядка:

$$Z_{II} = 1,3421 + 0,19602x - 2,6761y - 0,026772x^2 + 0,18195xy + 0,0067297y^2; \quad (3)$$

поверхность III порядка:

$$Z_{III} = 0,48251 + 0,65026x - 2,3834y - 0,18732xy + 0,31000y^2 + 0,00098243x^3 + 0,00016989x^2y + 0,068786xy^2 - 0,068242y^3; \quad (4)$$

поверхность IV порядка:

$$Z_{IV} = -0,17070 + 1,59511x - 1,62758y - 0,14731x^2 - 1,09584xy - 0,00008y^2 - 0,00001x^3 + 0,14378x^2y + 0,20829xy^2 - 0,01570y^3 - 0,00266x^4 + 0,01115x^3y - 0,04068x^2y^2 + 0,00667xy^3 + 0,00000y^4. \quad (5)$$

Для расчетов коэффициентов были составлены программы вычисления составляющих I, II, III и IV порядков ($Z_I, Z_{II}, Z_{III}, Z_{IV}$) и программы расчета отклонений: $-(Z - Z_I), -(Z - Z_{II}), -(Z - Z_{III}), -(Z - Z_{IV})$.

Путем подстановки численных значений x и y соответствующей точки в выражения (2) — (5) определялись величины Z_i . Затем в каждой точке находилась разность ϵ_i между вычисленным значением Z_i и наблюдаемыми Z .

Изучение карт остаточных аномалий показывает, что применение рассмотренной методики позволило получить отражение погребенного

структурного плана уже при аппроксимации регионального фона полиномом III порядка. Однако наилучшее совпадение отмечается при использовании полинома IV порядка. Приведенные данные свидетельствуют о том, что снятие регионального фона с помощью ЭВМ может оказать существенную помощь в целях прогноза погребенных поднятий. Следует лишь отметить, что этот метод применим лишь на участках, хорошо изученных по верхнему структурному этажу.

В целом можно сделать вывод о том, что попытки внедрения математических методов в практику нефтегазописковых работ дали обнадеживающие результаты. Поэтому необходимо расширять подобные исследования, которые представляются весьма эффективными в решении задачи прогнозирования погребенных структурных планов на основе изучения высокозалегающих горизонтов.

§ 8. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГРАВИТАЦИОННЫХ КАРТ

Основной задачей при геологическом истолковании результатов гравитационной разведки является выделение участков или целых зон, благоприятных для поисков поднятий. Такая задача обычно решается эмпирически: считается, что, если известным структурам соответствует определенный тип аномалий, то аномалиям подобного типа будут отвечать участки, благоприятные для поисков аналогичных структур.

Вместе с тем аномальному гравитационному полю присущи специфические особенности отражать совместное влияние ряда геологических факторов, связанных с плотностными неоднородностями осадочных отложений, с петрографической и, естественно, плотностной неоднородностью кристаллического фундамента и т.п. Вследствие суммарного эффекта указанных факторов известные, хорошо изученные структуры на картах аномалий силы тяжести часто не находят достаточно четкого отображения. Поэтому при истолковании гравитационных данных в большинстве случаев целесообразнее использовать не сами наблюдаемые значения силы тяжести, а их трансформации.

Задача разделения суммарных гравитационных полей возникла еще в первые годы применения гравиразведки. Однако особенно большое внимание этой проблеме стали уделять в последние годы, когда гравиразведку начали применять в районах со сложным геологическим строением. Возросшие требования к задачам, решаемым с ее помощью, обусловили появление как в СССР, так и за рубежом ряда способов разделения суммарных гравитационных полей.

Разделение гравитационных аномалий обычно производится путем определения каким-либо способом (усреднения, сглаживания, вычисления высших производных, аналитическим продолжением аномалий или некоторыми другими трансформациями) регионального поля и исключением его из наблюдаемого.

Многие исследователи предпринимали попытки дать геологическую интерпретацию результатов гравиразведочных работ на территории Волгоградского Поволжья, стремясь прежде всего выявить связь между

аномалиями силы тяжести и рельефом кристаллического фундамента (О.А. Шванк, Е.Н. Люстих, 1974 г.; Э.Э. Фотиади, 1958 г.). Однако сопоставления рельефа фундамента непосредственно с картами аномалий силы тяжести или результатами различных трансформаций аномального гравитационного поля не дали повсеместно установления прямой и однозначной связи. Проведенные О.А. Шванком расчеты показывают, что максимально возможная глубина верхней границы аномалиеобразующих тел для западных районов Волгоградского Поволжья в большинстве случаев колеблется от 2 до 6 км при глубине залегания фундамента 3—4 км. На основании этого он пришел к выводу, что природу подобных аномалий силы тяжести следует связывать с внутренней структурой кристаллического фундамента, со сменой его петрографического состава.

Не отрицая вероятность значительного влияния внутренней структуры фундамента (особенно в западных районах территории, где фундамент залегает на небольших глубинах) на гравитационное поле, ниже мы покажем, что в целом в аномальном поле силы тяжести доминирует влияние структуры осадочного покрова. Это влияние в большинстве случаев и создает определенный фон.

Гравиразведка, позволяющая получать наиболее объективные суммарные сведения о геологическом строении земной коры, долгое время считалась неприемлемой для поисков платформенных локальных поднятий, эта задача, как правило, возлагалась на сейсморазведку. Однако трудности, вставшие перед ней, настолько значительны, что эффективность ее несмотря на техническое перевооружение пока остается недостаточной.

Между тем проведенное усовершенствование методических приемов гравиразведки и накопление большого геолого-геофизического материала позволяет в настоящее время существенно уточнить и дополнить геологическую интерпретацию материалов прошлых лет.

Важную роль при использовании гравиразведки с целью решения указанной задачи играет разделение аномального поля силы тяжести, отражающего суммарное влияние различных факторов (мощности, состава и структурных особенностей осадочных отложений, рельефа поверхности кристаллического фундамента и его петрографической неоднородности и др.), на региональные и локальные поля. Следовательно, успешное решение поисково-разведочных задач, связанных с выявлением локальных поднятий, может быть облегчено, если будут найдены способы, позволяющие из суммарного эффекта гравитационного поля выделить его составляющие с различной геологической природой. При этом следует признать, что литологический состав и мощность являются наиболее характерными параметрами осадочной толщи, определяющими дифференциацию гравитационного влияния (Э.Э. Фотиади, 1958 г.).

Рассмотрим эффективность использования метода разделения гравитационного поля на примере юго-восточного склона Воронежской антеклизы.

Осадочный покров исследуемой территории можно подразделить на три крупных фациально-литологических комплекса, отличающихся

друг от друга и наиболее характерных в отношении их гравитационного воздействия: верхний — терригенный, средний — карбонатный и нижний — терригенный.

Существенное значение в разрезе осадочного покрова имеет верхний терригенный комплекс, представленный песчано-глинистыми мезозойско-кайнозойскими отложениями. Залегающий ниже карбонатный комплекс с прослоями терригенных пород включает отложения карбона и большей части верхнего девона. Наконец, нижний комплекс представлен в основном терригенными осадками девона с прослоями карбонатов.

Гравитационно активными разделами плотности являются границы между верхним терригенным и карбонатным комплексами (разность плотностей $0,4\text{--}0,5\text{ г/см}^3$), а также между нижним терригенным комплексом и фундаментом (разность плотностей $0,15\text{--}0,25\text{ г/см}^3$). Значительная разность плотностей на этих разделах и довольно большие мощности верхнего и нижнего терригенного комплексов обуславливают видимое отражение колебаний этих мощностей на аномальном поле силы тяжести, позволяют сделать вывод, что основное влияние на гравитационное поле оказывает поведение поверхности раздела палеозоя и несколько меньше — поверхности фундамента. Разность же плотностей на разделе между карбонатным и нижним терригенным комплексами меньше ($0,2\text{ г/см}^3$), и использование ее при интерпретации намного сложнее.

Приведенные данные имеют важное практическое значение для общей оценки степени гравитационного влияния различных частей разреза осадочной толщи на суммарный эффект аномалий и характеризуют в целом возможности и направление геологического истолкования гравитационных аномалий. Они служат обоснованием решения задачи по выяснению возможностей изучения особенностей распространенных погребенных девонских поднятий с использованием гравитационных карт.

Примером успешного использования данных гравиразведки при изучении тектоники и поисках локальных структур методом так называемого последовательного выделения локальных аномалий могут служить работы, выполненные в Азербайджане (И.О. Цимельзон, 1961 г.).

Сущность этого метода состоит в том, что локальные поля аномалий силы тяжести определяются как последовательные разности соседних региональных полей. Исходным материалом для вычисления региональных аномалий каким-либо известным способом служит предшествующее ему региональное поле, вычисленное с меньшим радиусом усреднения или уровнем пересчета. Это позволяет избавить поле локальных аномалий не только от региональных аномалий, но и от влияния соседних тел и структур и подчеркнуть эффект, вызванный локальными объектами, залегающими в слое между соседними уровнями пересчета.

Вместе с тем рассматриваемый метод трансформации — пересчет вверх по заданному распределению аномалий на плоскости наблюдений — отличается тем, что вносит минимальные "искажения" в аномалии и позволяет рассмотреть источники наблюдаемых аномалий с новой точки зрения (В.А. Андреев, Н.Г. Клушин, 1965 г.; К.В. Гладкий, 1961 г.).

Применение указанного метода в условиях Нижнего Поволжья было осуществлено путем пересчета аномалий в верхнее полупространство. В зависимости от особенностей строения и предполагаемых глубин залегания основных литолого-стратиграфических комплексов пересчет проведен на высоты 3, 6, 10 и 20 км. Одновременно вычислялись разностные (локальные) поля 0–3, 3–6, 6–10 и 10–20 км. Кроме того, выполнялся расчет вертикальных градиентов на высоты 1, 2 и 3 км.

Установление основных закономерностей отражения в трансформированных полях особенностей строения осадочной толщи юго-восточного склона Воронежской антеклизы и Прикаспийской синеклизы было проведено А.Е. Лангбортом вдоль профильных пересечений, равномерно покрывающих рассматриваемую территорию и секущих основные структурные элементы в ее пределах вкост их простираения.

Анализ построенных профилей с точки зрения качественного сопоставления формы границ разделов и формы кривых гравитационных аномалий убедительно показывает, что поведение основных черт аномалий силы тяжести и выполненных трансформаций в области юго-восточного склона антеклизы связано главным образом с характером поверхности палеозоя и рельефа фундамента.

Рассмотрим наиболее характерный из обработанных профилей, расположенный в северной части изучаемой территории (рис. 16). Он проходит почти в субширотном направлении и пересекает основные структурные формы вкост их простираения. В западной части профиля по фундаменту и отложениям терригенной толщи девона вырисовывается обширная Линевская мульда, осложненная тремя локальными приподнятыми зонами. Выше по разрезу над этой мульдой развита инверсионная положительная структура (Жирновско-Линевский блок).

Анализ кривых наблюдаемого поля (Δg_H) и его трансформации на фоне крупной региональной положительной аномалии ($\Delta g_{рег}$), отражающей влияние положительной структуры поверхности палеозоя, показал, что Линевская мульда с осложняющими ее погребенными зонами на кривой наблюдаемого поля аномалий силы тяжести (Δg_H) не находит отображения. Использование же трансформаций, в частности, локальных полей ($\Delta g_{лок}$) и вертикального градиента аномалий силы тяжести (W_{zz}) позволяет избавиться от затушевывающего фона и тем самым усилить, подчеркнуть эффект, вызванный погребенными объектами. На этих кривых последние получают отчетливое отражение.

Таким образом, на фоне крупной интенсивной положительной аномалии, вызванной влиянием положительной формы верхнего структурного этажа (Жирновско-Линевский блок), четко фиксируется в тех же границах отрицательная аномалия строения локальными максимумами, отражающая влияние соответственно отрицательной крупной структуры и осложняющих ее трех погребенных зон нижнего структурного этажа (Линевская мульда).

Ограничивающие рассмотренную аномалию гравитационные ступени, отвечающие флексурам в осадочном чехле, служат границами указанного тектонического элемента как для верхнего, так и для нижнего структурных планов.

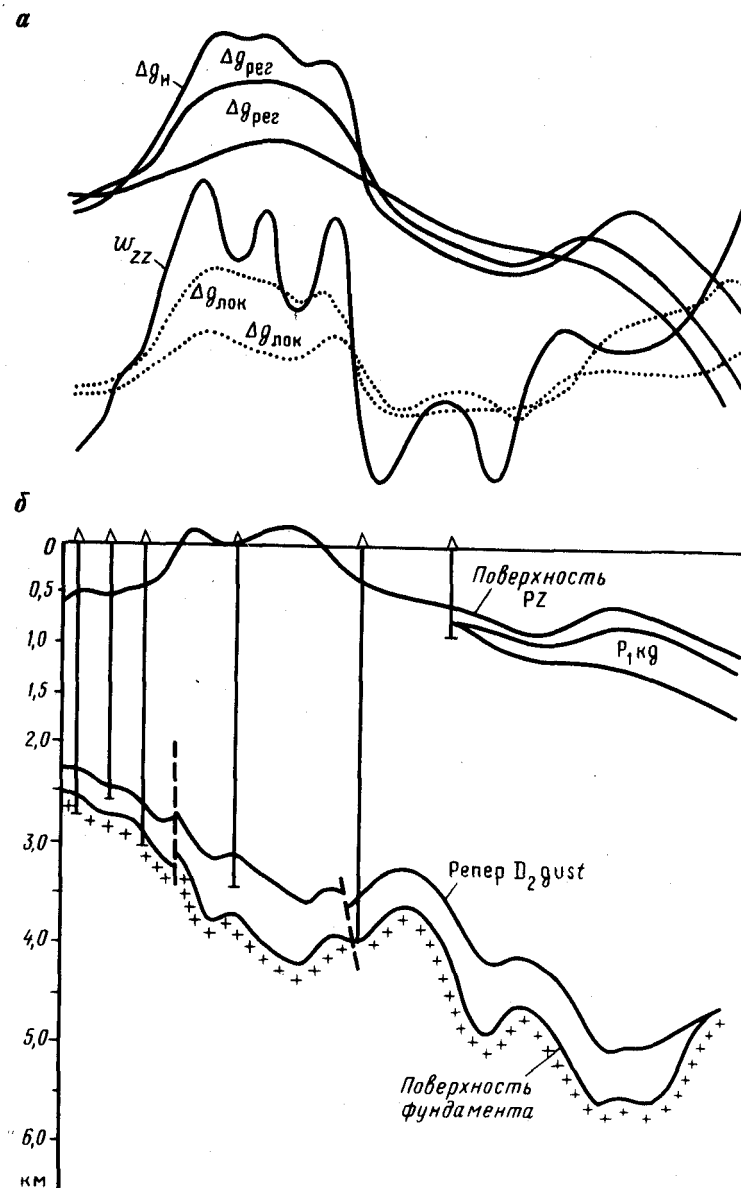


Рис. 16. Сопоставление аномальных кривых силы тяжести (а) с геологическим разрезом по линии Жирновск — Гмелинка (б)

В восточном направлении от рассматриваемого участка профиля наблюдается в целом общее моноклинальное погружение поверхности палеозоя, осложненное Каменской террасой, восточнее которой происходит резкое

погружение этой поверхности в сторону Прикаспийской синеклизы. Строение нижнего структурного этажа, характеризующегося поведением поверхности фундамента, резко отличается от описанного выше — на фоне неравномерного погружения поверхности фундамента в направлении к синеклизе выделяются погребенные зоны и разделяющие их прогибы.

Кривая наблюдаемого поля силы тяжести точно повторяет характер залегания поверхности палеозоя и не дает никаких указаний на возможное отражение в суммарном эффекте строения нижнего структурного этажа. В то же время морфология кривых локальных полей дает четкое отражение погребенных структурных форм.

Следует подчеркнуть важную особенность морфологии кривых локальных полей — она отражает погребенные структурные элементы, примыкающие непосредственно к уступу Прикаспийской синеклизы и приуроченные к зоне перехода от положительного поля к интенсивно отрицательному — зоне гравитационной ступени.

Аналогичную картину намеченных закономерностей отражения различных структурных элементов верхнего и нижнего структурных этажей в характере аномалий силы тяжести и их трансформаций можно отметить и на других профилях, пересекающих центральную часть Волгоградского Поволжья.

Приведенные данные свидетельствуют об эффективности использования гравиразведки для прогнозирования погребенных структур. При этом представляется целесообразным проведение детальных съемок ($5 \cdot 10^{-6}$ м/с²) в наиболее перспективных в нефтегазоносном отношении районах. Это позволит повысить точность построения гравиметрических карт и детальность выделения благоприятных объектов для постановки дальнейших нефтегазопромысловых работ. Естественно, для этой цели необходима площадная интерпретация гравиметрических материалов с помощью карт трансформаций.

§ 9. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СТРУКТУРНО-ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Прогноз погребенных поднятий представляет собой комплексную проблему, при решении которой целесообразно использовать и структурно-геоморфологические методы для предварительной оценки исследуемых территорий. Особенностью этих методов является возможность охвата изучением в короткие сроки значительных площадей с минимальными материальными затратами.

Попытка применения структурно-геоморфологических исследований для решения указанной проблемы в условиях юго-восточного склона Воронежской антеклизы была сделана впервые. Опыта проведения подобных работ по другим нефтегазоносным районам практически не было.

Исследованиями А.В. Цыганкова (1962, 1964, 1967 гг.) было показано, что в "активных" структурно-геоморфологических процессах находят достаточно четкое отражение поднятия и структурные формы инверси-

онного типа. Был определен и целый ряд признаков, использование которых позволяет установить тектонически активные зоны и участки. Основными признаками являются: радиальный рисунок эрозионной сети, аномальные излучины долин рек, пониженные коэффициенты меандрирования, увеличенные относительные высоты речных террас, резкие сужения долин рек, повышенные глубины врезов эрозионной сети, сокращенные мощности неоген-четвертичных отложений и т.п. (А.В. Цыганков, 1963, 1964 гг.).

Ранее указывалось, что активное формирование погребенных девонских поднятий в пределах рассматриваемой территории в основном завершилось в докаменноугольное время, и в последующие этапы геологической истории отмечалось лишь их слабое унаследованное проявление. В новейший — активный — этап происходило частичное расформирование погребенных поднятий, сопряженных с инверсионными — ранее погруженными — зонами вследствие выполаживания западных крыльев этих поднятий. Следовательно, по характеру проявления тектонических движений устанавливается вполне определенная дифференциация районов, которая должна находить отражение и в геоморфологическом облике изучаемых территорий. Поэтому вполне естественно предполагать, что зоны возможного распространения погребенных поднятий (в отличие от инверсионных) будут представлять геоморфологически "пассивные" участки и характеризоваться соответствующими структурно-геоморфологическими процессами.

Указанное явилось предпосылкой проведения под руководством А.В. Цыганкова целенаправленных структурно-геоморфологических исследований для решения поставленной проблемы. При этом было установлено, что степень геоморфологической выраженности участков развития погребенных структурных зон и поднятий неодинакова. Более отчетливо по структурно-геоморфологическим признакам выделяются погребенные зоны, сопряженные с инверсионными структурами или с флексурами верхней части осадочного чехла и приуроченные к региональным девонским прогибам. Для этих территорий характерно проявление дифференцированных новейших тектонических движений, вследствие чего они более отчетливо выделяются по геоморфологическим данным.

Меньшим набором признаков отличаются участки, где предполагаются погребенные зоны и поднятия, сопряженные с локальными девонскими прогибами, расположенные, например, в пределах центральной части Кудиновско-Коробковского сложного вала. Эти участки характеризуются более слабым проявлением молодых дифференцированных движений.

Приведенные данные свидетельствуют о целесообразности проведения с целью прогнозирования погребенных структур структурно-геоморфологических исследований, результаты которых должны использоваться при планировании и проведении более детальных нефтегазопромысловых работ. Конечно, при этом следует иметь в виду, что эти исследования не дают четкого оконтуривания предполагаемых погребенных зон и поднятий.

В последние годы отмечается широкое внедрение дистанционных методов исследований в практику нефтегазописковых работ. Особое внимание заслуживают результаты обработки космической информации, представляющие собой принципиально новые данные по глубинной тектонике исследуемых регионов. К основным особенностям космических изображений следует отнести:

высокую разрешающую способность и большую обзорность съемки; большую степень оптической и геометрической многоступенчатой генерализации элементов ландшафта, геолого-структурных объектов и других природных образований ("эффект интеграции");

возможность одновременного охвата изучением больших территорий за короткие промежутки времени (эффект "единого взгляда");

способность распознавания погребенных структур сквозь покров рыхлых неконсолидированных отложений ("эффект просвечивания").

Имеющийся опыт показывает, что аэрокосмическая информация может быть успешно использована при выполнении обзорно-региональных исследований по уточнению границ нефтегазоносных бассейнов, детальных исследований с целью выделения зон аномалий, а также региональных исследований, направленных на выделение локальных аномалий. Причем аэрокосмические исследования следует рассматривать в качестве самостоятельного, прежде всего регионального этапа, общего комплекса геологоразведочных работ на нефть и газ, предшествующего проведению геофизических (главным образом сейсморазведочных) исследований, бурению параметрических, структурных и поисково-разведочных скважин.

По результатам комплексных аэрокосмических исследований в пределах Волгоградской области, выполненных в 1976—1979 гг., была составлена схема структурного дешифрирования, на которой нашли отражение разрывные нарушения, структурные линии морфологических особенностей предполагаемых локальных поднятий, элементы залегания пластов и др. Всего на данной территории выявлены контуры 70 локальных поднятий: из них девять совпадают с известными месторождениями нефти и газа в верхнем структурном этаже, семь — в нижнем, 15 предположительно связываются с верхним, 24 — с нижним этажом и 15 на данном этапе изученности к определенному структурному этажу отнести невозможно (В.Ф. Мокиенко и др., 1979 г.).

Эти результаты являются примером эффективного использования аэрокосмических исследований в старых нефтедобывающих районах, где фонд локальных поднятий верхнего структурного этажа практически исчерпан. В этих условиях выделение по данным дистанционных съемок первоочередных объектов для постановки целенаправленных геофизических работ, а затем параметрического или поисково-разведочного бурения имеет большое значение.

* * *

Приведенные данные показывают, что для решения рассматриваемой проблемы — прогноза погребенных структурных форм в зависимости от особенностей строения исследуемых территорий и имеющихся фактических геолого-геофизических данных могут быть использованы различные приемы, далеко не равноценные с точки зрения получаемых результатов и их достоверности. Так, не требует доказательств то обстоятельство, что результаты структурно-геоморфологического анализа вследствие возможностей этого метода не могут претендовать на большую точность. Это положение в известной мере справедливо и для результатов анализа карты поверхности фундамента, карт снятия регионального фона и др. Однако использование их дает возможность выделить зоны (районы) возможного распространения погребенных структурных форм в пределах обширных территорий при наличии весьма редкой сети скважин, вскрывающих полный осадочный разрез.

Большей точностью конечных результатов построений обладают карты схождения, палеогеологические, пластовые карты и др. Однако их составление требует наличия значительного объема достоверного фактического материала — данных бурения, зачастую со вскрытием перспективных отложений, детальной сейсморазведки и т.п.

Следует усилить внимание к аэрокосмическим исследованиям, характеризующимся обзорностью и наличием "эффекта просвечивания", позволяющего прогнозировать погребенные структурные формы.

Необходимо подчеркнуть характерную для всех рассмотренных методов особенность — все они в большей или меньшей степени базируются на принципе унаследованности проявления тектонических движений. В то же время с некоторой долей условности все рассмотренные методы можно подразделить по специфике выполнения и приемам их осуществления (рис. 17).

Правомерен вопрос: может ли быть намечена определенная последовательность использования рассмотренных методов прогнозирования? Можно дать утвердительный ответ, так как техника выполнения рассмотренных методов и необходимый фактический материал для их успешного применения различны. В этом отношении менее трудоемки и более экспрессны аэрокосмические, затем структурно-геоморфологические исследования, гравирозведочные работы; более трудоемки построения с использованием данных геологического анализа, так как для них необходимы результаты бурения, сейсморазведки и т.п.

Заканчивая характеристику методов прогнозирования погребенных структурных форм, необходимо еще раз отметить значительную эффективность использования различных приемов подобного прогноза. Некоторые из них (построение карт схождения, анализ структурных носов, анализ карт поверхности фундамента и др.) достаточно широко используются в практике нефтегазописковых работ, другие (построение карт со снятым региональным фоном, графиков тектонических движений, статистический анализ, данные гравирозведки, результаты структурно-

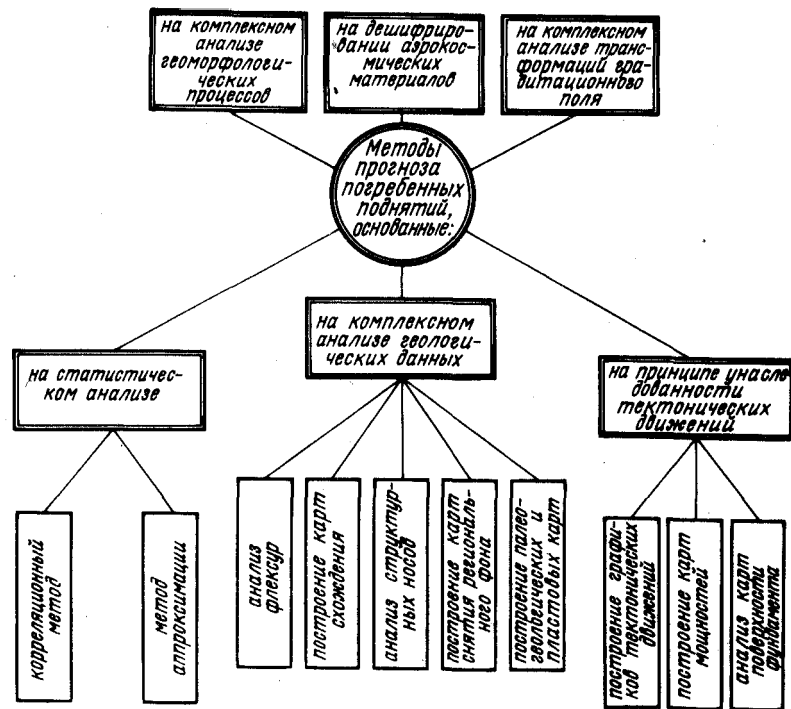


Рис. 17. Схема методов прогноза погребенных поднятий

геоморфологических и аэрокосмических исследований) применяются неповсеместно и не в должном объеме.

Представляется совершенно необходимой широкая апробация карт трансформаций гравитационного поля, содержащих весьма объективную геологическую информацию. Безосновательно ограничено пока применение методов статистического анализа, позволяющих находить количественные взаимосвязи между строением высокозалегающих и глубоко погруженных отложений, что дает возможность осуществлять структурные построения на различных уровнях с использованием данных по верхним горизонтам, а также проводить различные построения со снятым влиянием регионального фона.

Явно недостаточно использование графиков тектонических движений, способствующих обоснованному выбору интервалов мощностей для палеоструктурных построений и тех, которые могут использоваться для прогноза погребенных структурных планов. Необходимо также более пристальное внимание к результатам структурно-геоморфологического анализа и дешифрирования аэрокосмического материала, позволяющим создавать первоначальную основу для постановки более детальных исследований.

В комплексном и целенаправленном использовании рассмотренных

приемов видится залог успешного решения проблемы прогноза погребенных структурных зон и поднятий в условиях различного геологического строения исследуемых территорий.

При этом не следует забывать о неодинаковой степени точности и достоверности прогнозирования, осуществляемого с помощью указанных приемов. Поэтому необходимо дальнейшее совершенствование методов разведочной геофизики и прежде всего сейсморазведки для качественного картирования глубокозалегающих перспективных горизонтов. Причем и в данном случае результаты прогноза могут служить основанием при выборе площадей постановки геофизических и других видов исследований.

В заключение отметим, что результаты геофизических исследований и бурения, зачастую не освещая непосредственно характер строения глубоко залегающих отложений, содержат огромную информацию о косвенных признаках и данных, в первую очередь об изменении мощностей толщ выполнения погребенного рельефа. Их расшифровка может способствовать прогнозу погребенных как структурных, так и рифогенных ловушек. Использование этой возможности и других рассмотренных методов прогноза погребенных ловушек имеет большое практическое значение и может содействовать повышению эффективности нефтегазопроисковых работ.

Глава III

МЕТОДИКА ПРОГНОЗА И ПОИСКОВ ПОГРЕБЕННЫХ РИФОВ

В условиях неуклонного сокращения фонда ловушек структурного типа, характерных для многих нефтегазоносных регионов, поиски неструктурных и особенно рифовых ловушек, содержащих промышленные залежи углеводородов, становятся одним из основных путей дальнейшего наращивания сырьевой базы нефтедобывающей отрасли. Многочисленные исследования, выполненные в последние годы, показали, что почти во всех нефтегазоносных провинциях Советского Союза (Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Северо-Кавказской, Прикаспийской, Днепровско-Припятской) имеются благоприятные геологические предпосылки для существования зон нефтегазоаккумуляции, контролируемых рифовыми сооружениями.

В то же время при обосновании рационального комплекса и методики поисков погребенных рифов следует учитывать, что современные геофизические методы разведки непосредственно не дают сведений о характере выявленных осложнений в карбонатных толщах даже в случае, когда в современном структурном плане морфологическая выраженность рифа сохранена довольно рельефно. Им должны предшествовать исследования, устанавливающие бесспорные условия наличия в изучаемом районе рифогенных образований в том или ином стратиграфическом диапазоне и определенного морфолого-генетического типа. Следовательно, поиски рифов геофизическими методами должны осуществ-

ляться целенаправленно, с заранее отработанным подходом, основанным на слоисто-зональном характере строения вмещающих рифы отложений, с привлечением комплексного анализа геологических и геофизических критериев, прямо или косвенно указывающих на присутствие органогенных построек. Только комплексный подход может явиться залогом успеха. Практика поисковых работ показывает, что даже при картировании МОГТ высокоамплитудных рифов учет только одного критерия, казалось бы, самого главного — наличия закартированной поверхности рифа в форме антиклинали при отсутствии характерных его признаков в толще выполнения палеогеоморфологического рельефа — нередко приводило к отрицательным последствиям — выделению "ложно фиксируемых" ловушек.

В связи с этим в проблеме поисков погребенных рифов следует различать две задачи:

прогноз пространственного положения зон развития органогенных построек;

целенаправленные поиски в пределах выявленных зон развития органогенных построек осложняющих их рифовых ловушек.

§ 1. ПРОГНОЗ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ ЗОН РАЗВИТИЯ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК

Принципиальной основой решения указанной задачи должен являться, прежде всего, прогноз зон, благоприятных для распространения рифогенных образований, особенности формирования и стратиграфический диапазон развития которых наиболее полно раскрываются при историко-геологическом подходе к их изучению. При этом четко устанавливаются закономерные пространственные и генетические связи органогенных построек различных морфолого-генетических типов с определенными тектоническими элементами палеобассейнов седиментации, характером их тектонического развития и фациально-палеогеографической обстановкой в период накопления вмещающих рифы отложений.

В соответствии с представлениями ряда исследователей (А.И. Леворсен, М.Ф. Мирчинк, Р.О. Хачатрян, О.М. Мкртчян, М.М. Грачевский, Ф.И. Хатыанов, В.Г. Кузнецов и др.), а также с имеющимися материалами органогенные постройки могут быть сведены с известной долей условности в четыре основных морфолого-генетических типа по их структурно-фациальной приуроченности:

1) к зонам барьерных рифов, формирующихся на морфологических уступах (флексурах) морского дна и приуроченных к границам мелководных карбонатных шельфов и некомпенсированных депрессий, располагающимся между сингенетичными зарифовыми горизонтально-слоистыми карбонатными отложениями и глубоководными депрессионными образованиями. Эти зоны характеризуются линейностью, структурной и фациальной асимметричностью и относительно значительной протяженностью вдоль бортов некомпенсированных депрессий. Обычно мощность карбонатных осадков рифогенных образований в подобных зонах

на 5—20 % превышает мощность зарифовых отложений и в 1,5—4 раза больше мощности депрессионных осадков;

2) к внутренним шельфовым биогермам и биостромам, характерным для внутренних частей мелководных карбонатных шельфов, занимающих преимущественно территории палеоподнятий. Подобные органогенные постройки приурочены в основном к сводовым частям тектонических конседиментационных структур. Общим признаком их является формирование среди мелководных сингенетичных отложений, представленных горизонтально-слоистыми карбонатными осадками. Поэтому такие рифогенные образования характеризуются обрамлением со всех сторон одинаковыми фациями вмещающих биогерм отложений, а также, как правило, небольшими размерами и изометричной формой;

3) к внешним одиночным рифам, также зачастую приуроченным к сводовым частям конседиментационных тектонических поднятий (либо к аккумулятивным формам палеорельефа — дюнам, эрозионным останцам и др.), осложняющим внутренние части некомпенсированных депрессий. Характерной чертой органогенных построек данного типа является обрамление их со всех сторон вмещающими риф депрессионными образованиями. Выделяются внешние одиночные рифы островного типа и кольцевидные;

4) к береговым рифам, формирующимся на границе суши и моря. Для них характерны сравнительно небольшие размеры и слабая морфологическая выраженность.

В связи с указанным восстановление палеотектонических, палеогеоморфологических и палеофациальных особенностей строения осадочных толщ в период накопления вмещающих рифы отложений позволяет наметить закономерности пространственного положения зон развития органогенных построек различных морфолого-генетических типов на основе четкой их приуроченности к определенным структурно-фациальным элементам палеоплана.

Наряду с этим важно выяснить условия дальнейшего переформирования рифов с точки зрения сохранения их как ловушек для накопления углеводородов в последующие этапы тектонического развития исследуемых регионов. Проведение этих исследований необходимо для установления критериев прогноза погребенных рифов в особенностях строения хорошо изученного верхнего структурного этажа. Важность последнего становится очевидной, если учесть недостаточно высокую разрешающую способность геофизических методов для картирования погребенных рифов.

Базируясь на выявленных закономерностях хорошо изученного верхнего структурного этажа и погребенного (включающего рифогенные образования), а также учитывая четкую приуроченность органогенных построек различных морфолого-генетических типов к определенным палеотектоническим элементам, можно сформулировать геологические критерии прогноза зон развития органогенных построек и методы их выявления.

В целом выделяются геологические критерии прогноза, общие и индивидуальные для каждого морфолого-генетического типа органогенных построек.

К общим геологическим критериям прогноза, наиболее ярко отражающим палеогеоморфологический рельеф зон развития органо-генных построек, относится наличие зон сокращенных мощностей надрифовых отложений, образующих толщу выполнения палео-геоморфологического рельефа (рис. 18, 19). Поэтому применение карт мощностей указанных отложений будет эффективно не только на ранних стадиях поискового этапа, но и на всем протяжении поискового и даже разведочного этапов. Действительно, сопоставление карт мощностей фаменских и ниже-среднекаменноугольных отложений, образующих толщу выполнения франских рифов на примере Нижневолжской нефтегазоносной области, со структурной картой поверхности рифогенной толщи показывает их высокую сходимость. Естественно, это позволяет контролировать с помощью указанных карт структурные построения по нижезалегающим комплексам и наиболее объективно определять направления зон развития органогенных построек. Последнее особенно важно, так как относительно высокая изученность верхнего структурного этажа позволяет осуществлять прогноз зон развития органогенных построек с использованием карт мощностей надрифовых отложений.

Наряду с использованием карт мощностей литолого-стратиграфических комплексов, образующих толщу выполнения, важную информацию по выявлению одного из общих геологических критериев прогноза рифогенных образований — морфологического соотношения рифогенных образований с одновозрастными и вмещающими их отложениями — содержат карты мощностей литолого-стратиграфических комплексов, вмещающих рифогенные образования. Построение таких карт позволяет наметить раздувы мощностей однообразных толщ, представленных карбонатными осадками, зоны резких градиентов изменения мощностей (древние флексуры), которые, особенно при наличии резкой смены мелководных горизонтально-слоистых карбонатных толщ относительно глубоководными отложениями, являются наиболее перспективными для возможного обнаружения протяженных зон барьерных рифов (рис. 20).

Анализ карт мощностей подстилающих рифогенные комплексы отложений, наиболее рельефно отражающих морфологию погребенного дорифового рельефа, позволяет выделить районы с интенсивно расчлененным рельефом, определяющим начало рифообразования и локализацию рифов. В первую очередь выделяются древние флексуры, контролирующие зоны барьерных рифов, а также зоны развития палеоподнятий, благоприятных для возможного формирования в их сводовых частях одиночных органогенных построек (рис. 21).

Важно подчеркнуть, что достоверность и точность прогнозирования зон развития органогенных построек существенно повышается при комплексном использовании всех указанных карт и обязательном применении анализа строения флексур. Известно, что для многих нефтегазоносных областей ведущим структурным элементом являются флексуры, к гребням которых приурочены локальные поднятия. Причем древние флексуры, как правило, находят отражение в особенностях строения верхне-



Рис. 18. Карта мощности отложений от кровли задонского репера до кровли девона Уметовско-Линевской депрессии и ее обрамления.

1 — скважины; 2 — изопакиты в м; 3 — зоны сокращенных мощностей, соответствующие зонам развития франских органогенных построек

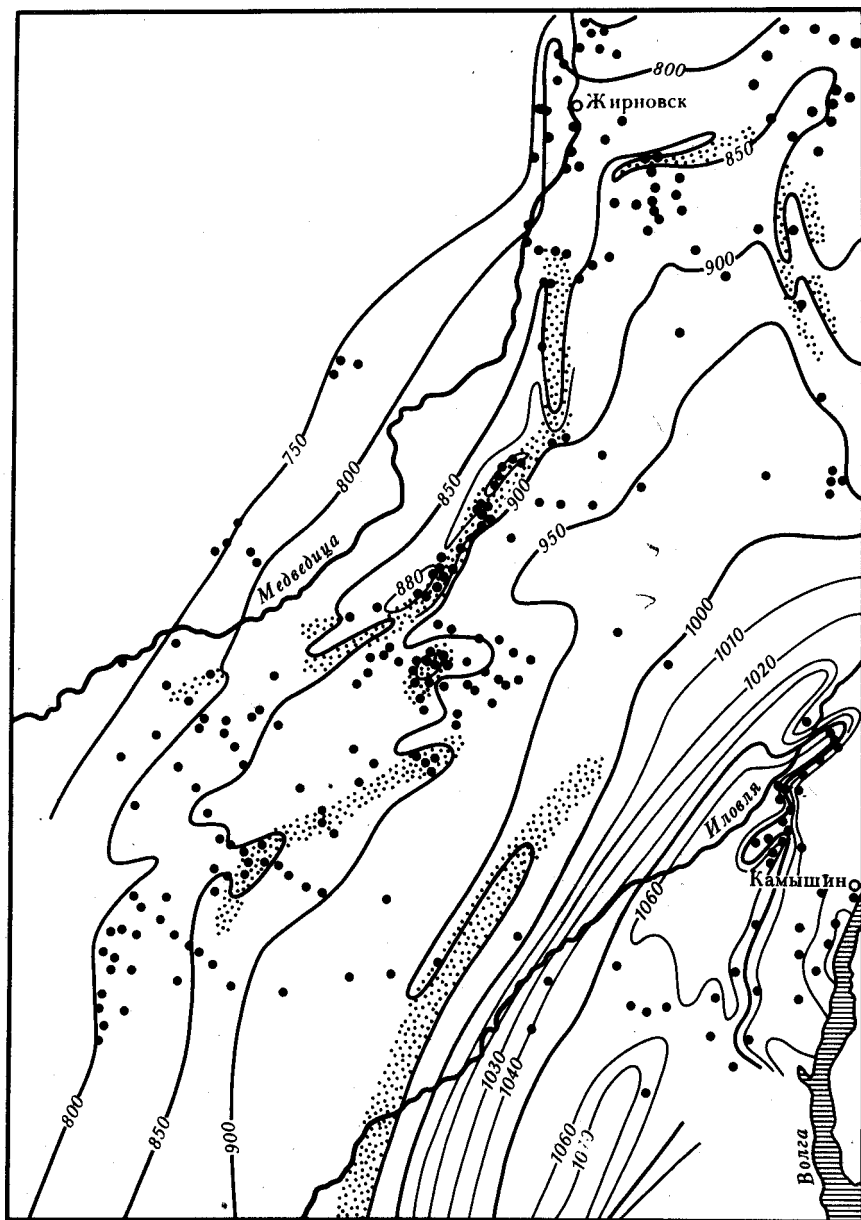


Рис. 19. Карта мощности отложений от кровли девона до кровли верейского горизонта Уметовско-Линевской депрессии и ее обрамления.
Условные обозначения см. на рис. 18

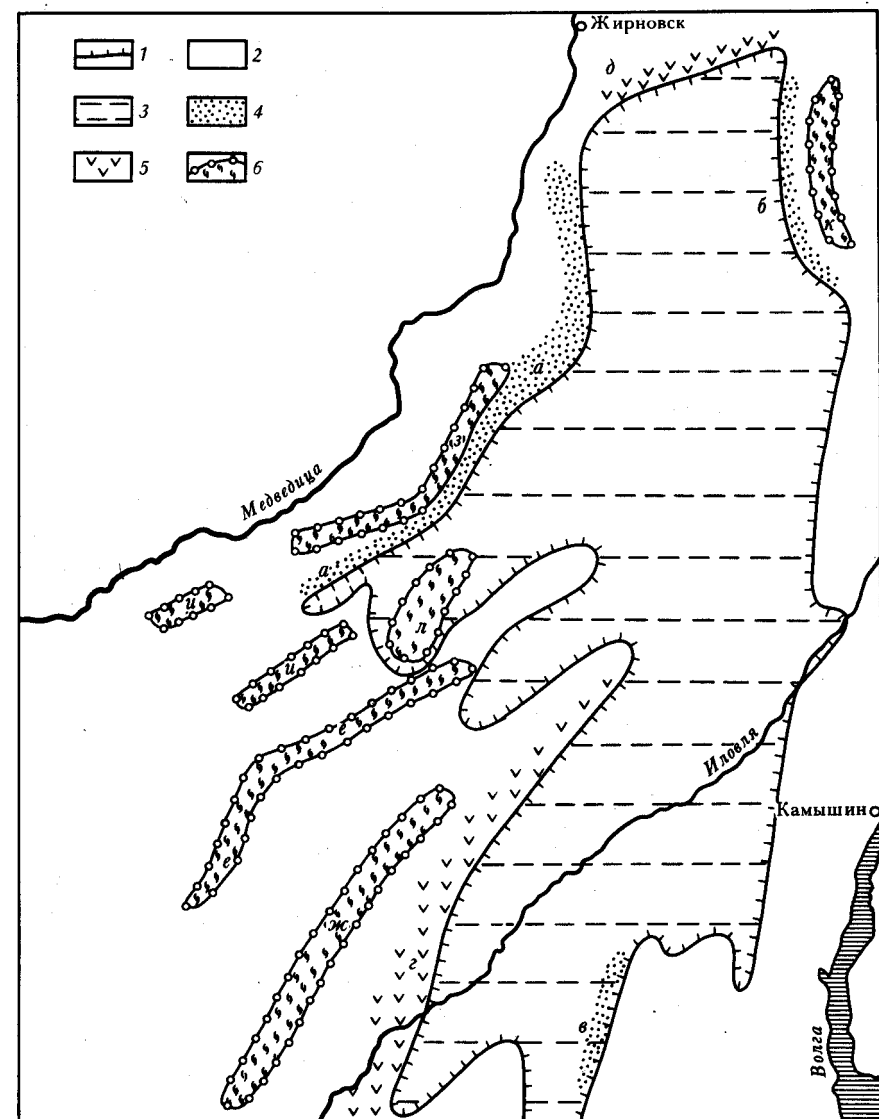


Рис. 20. Литолого-фациальная карта верхне-среднефранских отложений Уметовско-Линевской депрессии и ее обрамления.

1 — граница некомпенсированной осадконакоплением Уметовско-Линевской верхне-среднефранской депрессии; 2 — горизонтально-слоистые карбонатные отложения (верхне-среднефранские шельфы); 3 — депрессионные отложения; зоны барьерных рифов, приуроченные к флексурам; 4 — длительно развивавшимся (а — Котовско-Добринская, б — Алешниковская, в — Горно-Балыклейская), 5 — кратко-временно развивавшимся (г — Романовская, д — Линевская); 6 — зоны возможного развития одиночных органических построек (е — Ключевско-Ефимовская, ж — Романовско-Усть-Погожская, з — Ломовская, и — Северо-Дорожнинская, к — Алешниковско-Иловлинская, л — Новокоробковская)

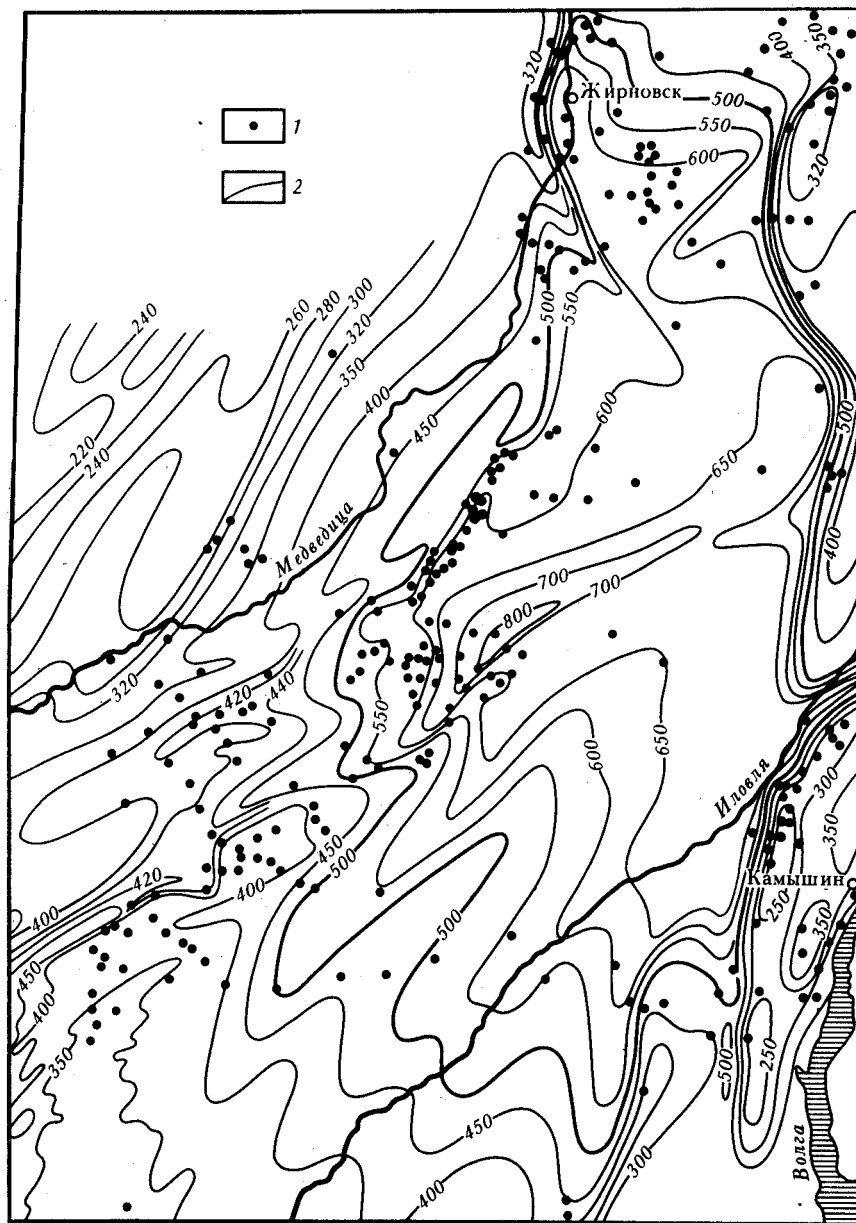


Рис. 21. Карта мощности отложений от кровли воробьевского горизонта до кровли кыновского горизонта Уметовско-Линевской депрессии и ее обрамления.
1 — скважины; 2 — изопакиты в м

го этажа. Так, в Нижнем Поволжье установлено соответствие древних флексур, развивавшихся в течение всего девонского тектонического этапа, молодым, прослеживающимся в каменноугольно-мезозойских отложениях, но имеющим противоположный наклон. Эта закономерность на основе высокой степени изученности каменноугольно-мезозойского структурного плана позволяет четко определять пространственное положение древних флексур, контролирующих основные тектонические элементы девонского палеоплана. Таким образом, появляется возможность более объективно осуществлять прогноз древних антиклинальных зон, благоприятных для развития одиночных органогенных построек, бортов некомпенсированных палеодепрессий и, как следствие, зон барьерных рифов (рис. 22, 23).

С точки зрения индивидуальных критериев прогноза рассмотрим сначала прогноз зон барьерных рифов. Геологическими критериями прогноза и выделения этих зон наряду с описанными общими являются приуроченность их к древним флексуре и сопряженность с некомпенсированными осадконакоплением палеодепрессиями, а также резко выраженная фациальная зональность литолого-стратиграфического комплекса, включающего рифогенные образования, усиливающаяся благодаря развитию на внешних склонах барьерных рифов в направлении осевых частей депрессий толщ нивелирования (эвапоритовой либо глинисто-карбонатной), развитых в пределах не компенсированных осадконакоплением палеодепрессий.

По приуроченности к различным типам флексур зоны барьерных рифов можно разделить на два типа.

Первый тип — зоны барьерных рифов, приуроченные к древним флексуре (как правило, длительно развивавшимся), имеющим прямое или косвенное отражение в структуре верхнего этажа. Поэтому определение пространственного положения рифов данного типа сводится к выявлению особенностей строения верхнего структурного этажа, контролирующего плановое положение древних флексур. Следует отметить, что в связи с резко выраженным характером молодых инверсионных флексур, ширина которых не превышает 5 км, пространственное положение, в частности, верхнедевонских (франских) зон барьерных рифов в пределах Нижнего Поволжья устанавливается однозначно. Следовательно, для прогноза границ их распространения не требуется проведения дополнительных поисковых рекогносцировочных работ. Эти зоны представляют собой перспективные объекты для проведения целенаправленных поисков осложняющих их рифовых ловушек.

Второй тип — зоны барьерных рифов, приуроченные к древним погребенным флексуре, не находящим четкого отражения в структуре верхнего этажа. Это, как правило, флексуры кратковременно развивавшиеся, поэтому приуроченные к ним зоны барьерных рифов по сравнению с зонами первого типа характеризуются более ограниченным стратиграфическим диапазоном, меньшей мощностью рифогенных образований, а также менее выраженными палеогеоморфологическими формами. Прогноз подобных зон развития барьерных рифов по предлагаемой

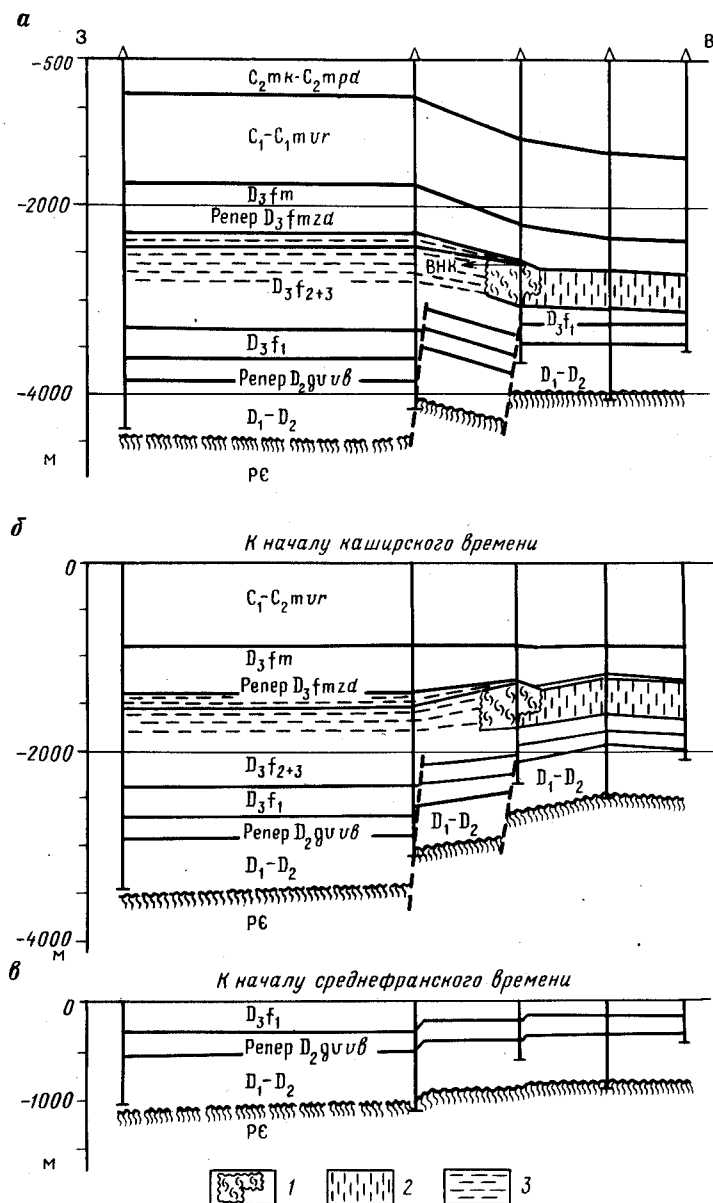


Рис. 22. Геологический (а) и палеогеологические (б, в) разрезы Алешиковской зоны барьерного рифа.

Образования: 1 — рифогенные; 2 — горизонтально-слоистые карбонатные; 3 — депрессионные

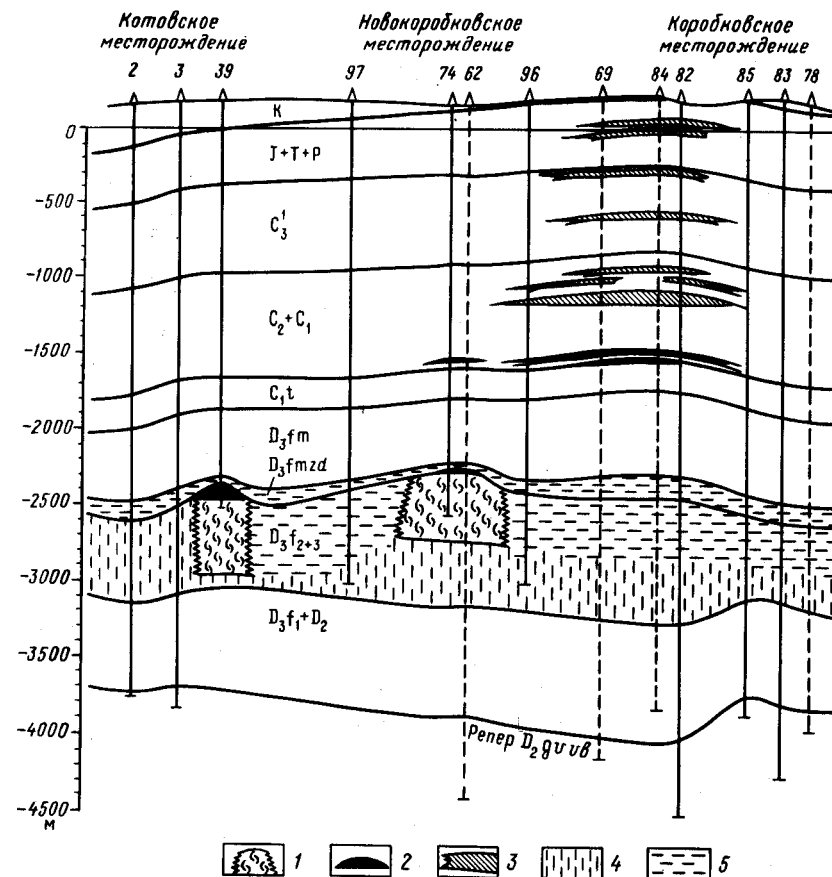
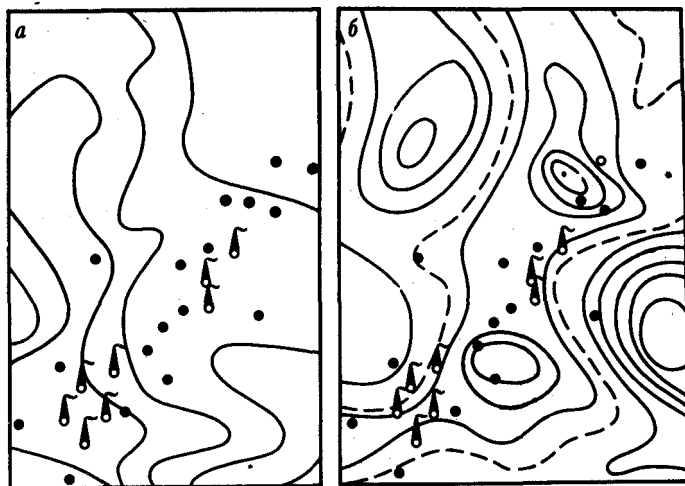


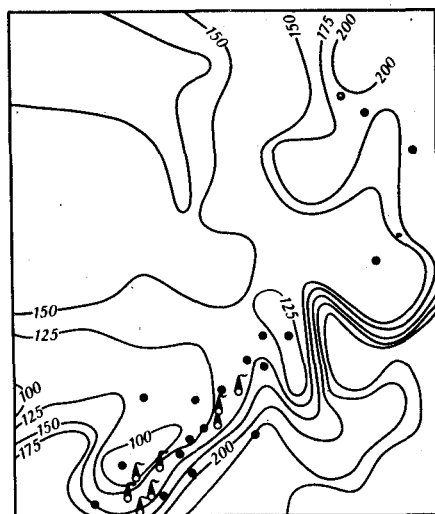
Рис. 23. Геологический разрез Коробковской мульды.

1 — рифовые ловушки; залежи: 2 — нефти, 3 — газа, 4 — горизонтально-слоистые карбонатные осадки; 5 — депрессионные отложения

методике имеет менее определенный характер и требует проведения дополнительных поисковых работ. Учитывая резкую фациальную зональность рифовых и предрифовых отложений, усиливающуюся вследствие развития на внешних склонах барьерных рифов в направлении осевой части некомпенсированных депрессий толщ нивелирования, наиболее эффективным следует считать использование грави- и электроразведки для трассирования внешних бортов зон барьерных рифов (седиментационных уступов). Совместная интерпретация результатов грави- и электроразведки с картами мощностей литолого-стратиграфических комплексов (толщ выполнения, включающих рифогенные образования и подстилающих их) позволяет более надежно осуществить прогноз зон барьерных рифов, приуроченных к древним погребенным флексурам (рис. 24, 25).



• 1 — 2 — 3



• 1 — 2 — 3

Рис. 24. Схемы наблюдаемого поля силы тяжести (а) и трансформированного поля на уровне верхнефранского комплекса (б) Котовского месторождения.

Скважины: 1 — находящиеся за пределами контура нефтяных залежей; 2 — продуктивные; 3 — изоаномалы силы тяжести

Рис. 25. Карта суммарной продольной электропроводимости карбонатной толщи верхнего девона.

Скважины: 1 — находящиеся за пределами контура нефтяных залежей; 2 — продуктивные; 3 — изолинии продольной проводимости в мСм

Прогноз зон развития одиночных органогенных построек (шельфовых биогермов и внешних одиночных рифов) определяется объективным характером выделения древних антиклинальных зон, осложняющих внутренние части некомпенсированных депрессий и карбонатных шельфов, занимающих территории палеоподнятий. Причем пространственное положение зон развития одиночных органогенных построек, приуроченных к древним антиклинальным зонам, которые контролируются длительно развивавшимися древними флексурами, находящими, как

правило, прямое или косвенное отражение в верхнем структурном этаже, устанавливается однозначно (как и для зон барьерных рифов первой группы). В этих условиях нет необходимости в проведении дополнительных работ, и эти зоны также могут служить объектами целенаправленных поисков осложняющих их рифовых ловушек.

Что же касается зон развития одиночных органогенных построек, приуроченных к древним антиклинальным зонам, которые контролируются погребенными древними флексурами, не находящими четкого отражения в структуре верхнего этажа, то прогноз границ их распространения носит менее определенный характер и для их уточнения требуется проведение дополнительных поисковых работ. Для зон, где развиты внешние одиночные рифы, характеризующиеся резко выраженной фациальной зональностью рифовых и вмещающих их отложений, эта задача может решаться путем комплексирования грави- и электроразведки. Для этого же типа зон, но с развитыми шельфовыми биогермами, единственным путем является постановка площадной сейсморазведки МОГТ либо структурное бурение (со вскрытием толщи выполнения палеогеоморфологического рельефа), т.е. по существу проведение целенаправленных поисков рифовых ловушек. В этом случае сравнительно низкая точность прогноза положения зон развития шельфовых биогермов приводит к снижению эффективности поисковых работ. В то же время следует иметь в виду, что выявление шельфовых биогермов в пределах таких зон служит в ряде случаев признаком наличия локальных поднятий в подстилающих отложениях, т.е. дополнительных поисковых объектов.

§ 2. МЕТОДИКА ЦЕЛЕНАПРАВЛЕННЫХ ПОИСКОВ РИФОВЫХ ЛОВУШЕК В ПРЕДЕЛАХ ЗОН РАЗВИТИЯ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК

Решение задачи прогноза пространственного положения зон развития органогенных построек позволяет существенно повысить эффективность сейсморазведки МОГТ по выявлению осложняющих их рифовых ловушек благодаря целенаправленному увеличению плотности полевых наблюдений (как правило, до 3 км профилей на 1 км² площади).

Критериями для выявления рифов с помощью МОГТ являются:

ухудшение корреляции отражающих горизонтов в теле рифа (обрамляющие его волны при четкой динамической выраженности имеют крутонаклоненные оси синфазности, не соответствующие положению отражающих горизонтов в надрифовых отложениях);

клиноформенное залегание на временных сейсмических разрезах опорных отражающих горизонтов в толщах, заключающих палеогеоморфологический рельеф;

отчетливо выраженное уменьшение интервального времени между отражающими горизонтами, образующими толщи выполнения рифового рельефа;

увеличение времени регистрации между отражениями от промежуточных границ внутри рифового комплекса и от подстилающих его отложений;

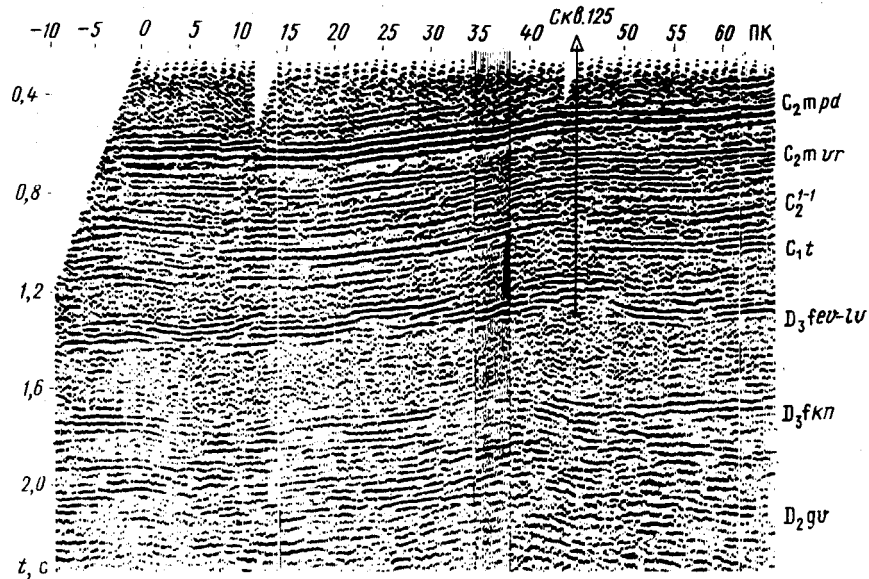


Рис. 26. Временной разрез МОГТ Котовского месторождения

наличие структур облекания в толщах выполнения зон развития органических построек;

изменение частотной составляющей и скоростной характеристики рифогенных образований относительно вмещающих пород.

Отмечая указанные поисковые признаки рифовых тел (рис. 26), следует указать, что даже в пределах наиболее рельефно выраженных тел не все они проявляются достаточно четко на первичном сейсмическом материале, требуется дополнительная углубленная обработка временных разрезов в интервале отложений, вмещающих рифы. Обычно на низких частотах удается проследить облекающие границы над рифами, на более высоких — склоны рифовых тел.

Указанные критерии позволяют выделить погребенные рифы простейшего, морфологически рельефно выраженного типа с амплитудой не менее 50 м. Однако, как показывает опыт работ, картирование сейсморазведкой МОГТ рифов даже подобного типа остается еще недостаточно эффективным, не говоря уже о существенных расхождениях деталей строения рифов, выявленных сейсморазведкой и установленных впоследствии по результатам поисково-разведочного бурения. В целом подтверждается их по Волго-Уральской нефтегазоносной провинции не превышает 60 %.

Подготовленные "сейсмические структуры", как правило, имеют крайне небольшие размеры (в среднем 1—4 км²). Вероятно, причинами этого являются резкая изменчивость скоростной характеристики отложений как вмещающих рифы, так и внутри них, "шероховатая" поверхность рифов, а также высокий и изменчивый по площади уровень сейсми-

ческих помех, дробящих даже сравнительно крупные рифы на небольшие участки, где помехи ведут себя относительно стабильно.

Например, в пределах северной части Котовского линейного рифа (Волгоградская область), имеющей площадь по результатам бурения плотной сети скважин (20—25 га на 1 скважину) 6 км² и характеризующейся отсутствием осложняющих ее локальных вершин, сейсморазведкой было установлено пять мелких куполовидных поднятий, разделенных узкими вкост простирания прогибами, амплитуда которых превышает амплитуду критического направления, контролирующего наличие рифа.

Подобное ложное дробление единых рифов на мелкие "сейсмические поднятия" затрудняет рациональное размещение поисково-разведочных скважин. Эти недостатки сейсмических исследований могут быть устранены путем комплексирования сейсмических исследований с глубоким бурением, а также, что принципиально важно, путем использования сейсмических данных о характере строения надрифовых толщ.

Важнейшим (общим) геологическим критерием прогноза органических построек, как указывалось выше, является выраженность их в палеоструктуре надрифовых отложений, образующих толщу выполнения погребенного палеогеоморфологического рельефа. Поэтому в современном структурном плане органические постройки контролируются зонами сокращенных мощностей указанных отложений. Это универсальный геологический критерий прогноза. Частным его случаем является наличие угасающих вверх по разрезу структур облекания в толще выполнения. При этом морфологическая выраженность рифогенных форм сохраняется, если последующие тектонические движения (после завершения периода накопления вмещающих риф отложений) не привели к существенному расформированию палеогеоморфологических форм органических построек. В случае же расформирования рифов, естественно, структуры облекания не сохраняются. В то же время зоны сокращенных мощностей толщи выполнения будут "работать" как универсальный поисковый критерий прогноза подстилающих ее рифов.

Данный универсальный критерий прогноза — необходимый и достаточный признак наличия рифов — позволяет, учитывая высокую разрешающую способность МОГТ и надежность картирования МОГТ надрифовых отложений, получать карты ΔT , характеризующие мощности между отражающими горизонтами внутри толщи выполнения, и этим способствовать повышению точности прогнозирования положения рифов и их конфигурации.

Предложенный нетрадиционный подход к подготовке площадей локальных рифов — к поисковому бурению показал высокую эффективность при картировании франских погребенных рифов в Нижневолжской нефтегазоносной области.

Таким образом, учитывая высокую разрешающую способность МОГТ и надежность картирования МОГТ надрифовых отложений, в качестве необходимого критерия выделения отдельных рифов можно использовать локализованные зоны сокращенных ΔT , характеризующие мощности

надрифовых отложений. Причем помимо карты суммарной мощности необходимо иметь также карты ΔT отдельных литолого-стратиграфических подразделений, образующих толщу выполнения. Это позволяет выявить увеличение контрастности зон сокращенных мощностей надрифовой толщи от более молодых отложений к более древним отложениям, являющееся характерной особенностью строения толщ выполнения погребенных рифов. Использование таких карт мощностей позволяет существенно повысить качество и достоверность подготовки рифовых ловушек к поисковому бурению. При этом следует иметь в виду, что при картировании рифовых литологически экранированных ловушек (моноклинальное залегание поверхности рифового тела в современном структурном плане вследствие расформировывающих тектонических движений) этот критерий будет не только главным, но и единственным.

Основные элементы методики поисков и приемы выделения внешних одиночных рифов и шельфовых биогермов практически аналогичны поискам отдельных рифовых ловушек в пределах зон барьерных рифов. Следует лишь учитывать специфику, обусловленную относительно ограниченным прерывистым и спорадическим характером распространения этих органогенных построек.

Отмечается приуроченность шельфовых биогермов и внешних одиночных рифов к конседиментационным структурам. Поэтому целенаправленные поиски их следует осуществлять в пределах древних антиклинальных зон и валов. Критерием выделения шельфовых биогермов также должно явиться наличие зон сокращенных мощностей надрифовых отложений, картирование которых можно достаточно уверенно осуществить прежде всего сейсморазведкой МОГТ, а в районах доступных глубин — и структурным бурением. Для внешних одиночных рифов наряду с указанным основным поисковым критерием следует отметить также в качестве поискового признака резко выраженную фациальную зональность, связанную с обрамлением рифа по всему периметру вмещающими его депрессионными фациями. Это позволяет широко использовать обработку материалов МОГТ по программе прогнозирования геологического разряда (ПГР) с целью прогноза литологического состава картируемых отложений и, как следствие, определения планового положения внешних одиночных рифов.

Важно отметить дальнейшую перспективу применения МОГТ для картирования слабо выраженных и моноклинально залегающих в современном структурном плане погребенных рифов, образующих рифовые литологически экранированные ловушки. Имеется в виду широкая постановка работ по прогнозу на основании данных скоростного анализа МОГТ литологического состава вмещающих риф отложений, а также границ контактов разнофациальных зон. Последнее позволит установить по простиранию ундуляцию зоны литологического экрана и с учетом карт ΔT надрифовых отложений определить наиболее приподнятые части рифовых литологически экранированных ловушек.

В целом анализ выполненных исследований по выявлению погребенных рифов с учетом разрешающей способности и тенденций развития совре-

менных методов геофизической разведки позволяет обосновать следующую методику прогноза и поисков погребенных рифов.

1. Сначала осуществляется прогноз зон и стратиграфических интервалов возможного распространения рифовых образований. С этой целью используются геологические критерии прогноза зон развития органогенных построек и методы их выявления, базирующиеся на закономерных связях палеоплана и верхнего структурного этажа, проявляющихся в четкой приуроченности органогенных построек различного морфолого-генетического типа к определенным палеотектоническим элементам периода накопления осадков, вмещающих рифы. Причем важно определить не только общие геологические критерии прогноза, но и индивидуальные для каждого морфолого-генетического типа.

Выявление указанных геологических критериев прогноза должно проводиться на основе комплексного анализа флексур и карт мощностей отдельных литолого-стратиграфических комплексов, образующих толщу выполнения палеогеоморфологического рельефа, включающего рифовые образования и подстилающие их отложения.

Особо важное значение для выделения зон барьерных рифов имеет установление планового положения древних флексур, контролирующей резкую смену мелководных нормально-слоистых карбонатных отложений относительно глубоководными отложениями.

2. В пределах намеченных на основании геологических критериев прогноза зон развития органогенных построек проводится целенаправленное комплексирование геофизических методов и глубокого бурения по поискам погребенных рифовых ловушек. Основные элементы методики этого комплексирования должны предусматривать следующие виды исследований.

Прежде всего на всей территории прогнозируемой зоны развития органогенных построек необходимо проведение рекогносцировочных работ, включающих площадную сейсморазведку МОГТ и параметрическое бурение. В их задачу входит картирование и установление объемной модели возможной зоны нефтегазоаккумуляции, а также определение первоочередных участков постановки детальных поисковых сейсморазведочных работ по подготовке площадей к поисковому бурению. Плотность наблюдений МОГТ должна составлять не менее 0,8—1 км на 1 км² площади. Отработку профилей следует проводить по сгущающейся системе (сначала профили закладываются равномерно через 12 км, затем сгущаются до 6 км и, наконец, до 3 км).

Предлагаемая методика предусматривает возможность проведения поэтапной обработки геофизических материалов, по результатам которой до окончания рекогносцировочных сейсморазведочных работ можно осуществлять бурение, по крайней мере, одного-двух принципиальных профилей параметрических скважин, т.е. рационально совместить проведение сейсморазведки и параметрического бурения. Бурение следует предусматривать с учетом данных МОГТ на участках зон возможного развития органогенных построек, намеченных наиболее контрастно выраженными локализованными сокращенными мощностями надрифового

комплекса, с обязательным вскрытием четкого маркирующего подрифового горизонта.

Профили параметрических скважин предпочтительнее располагать вкрест простирания зон возможного развития органогенных построек равномерно через 10–15 км. В задачу бурения этих скважин должно входить получение материалов для структурно-фациального анализа по установлению и прослеживанию рифовых фаций в пределах выявленных сейсморазведкой зон возможного развития органогенных построек, а также параметрических данных для сейсморазведки, в частности, для прогноза литологического состава по данным скоростного анализа МОГТ как по вертикали, так и по горизонтали¹.

Широкое развитие погребенных рифов в современном структурном плане морфологически слабо выраженных и даже моноклинально залегающих, образующих рифовые литологически экранированные ловушки, обуславливает необходимость проведения работ по программе ПГР.

Бурение редкой сети профилей параметрических скважин необходимо и для непосредственной оценки нефтегазоносности исследуемого комплекса пород.

Оптимальное число скважин на каждом профиле не менее трех, расстояние между скважинами должно превышать половину ширины барьерного рифа (органогенной постройки). Бурение следует начинать со скважины, заложенной по данным сейсморазведки в осевой части зоны сокращенных мощностей надрифового комплекса. Следующая скважина должна располагаться на критическом направлении, которое характеризуется сохранностью морфологической выраженности рифогенных ловушек, т.е. на направлении регионального подъема пород. Местоположение третьей скважины устанавливается по результатам структурно-фациального анализа данных первых двух скважин.

3. После проведения рекогносцировочных работ на "оконтуренных" зонах развития органогенных построек должны проводиться детальные сейсмические работы МОГТ (с плотностью полевых наблюдений не менее 3 км профилей на 1 км² площади) с последующей цифровой обработкой на ЭВМ, построением глубинных сейсмических разрезов, карт изохрон и в обязательном порядке — карт мощностей (ΔT) между основными отражающими горизонтами внутри надрифовой толщи (толщи выполнения рифового рельефа).

Наряду с этим необходимо осуществлять анализ скоростей по данным МОГТ с целью прогноза литологии разреза рифовых и предрифовых толщ, выявления их фациальной зональности и установления планового положения контакта разнофациальных зон в пределах рифовых массивов. Не менее важно определение характера этих контактов по простиранию с целью выявления "фестонов" в направлении депрессии, контроли-

рующих положение наиболее приподнятых частей рифовых литологически экранированных ловушек.

Следует отметить, что в условиях неглубокого залегания рифогенных образований для подготовки локальных рифогенных объектов к постановке поискового бурения целесообразно привлекать структурное бурение. Последнее позволяет выделять рифы на основе анализа мощностей надрифовых отложений, образующих толщу выполнения погребенного рельефа. Расстояние между профилями структурных скважин должно составлять не более 1 км — из расчета минимально допустимых размеров ловушек с точки зрения рентабельности их разведки. Расстояние между скважинами не должно превышать половины предполагаемой ширины органогенных построек и в среднем должно составлять 0,5 км. Оптимальное число скважин на каждом профиле не менее трех.

Глава IV

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ МЕТОДИКИ ЗАЛОЖЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА ПОГРЕБЕННЫХ ЛОВУШКАХ

Принципиальная основа поисков и разведки нефтегазоносных ловушек базируется на знании ряда факторов, обусловленных особенностями геологического строения исследуемых регионов. Главными из них являются: характер соотношения маркирующих горизонтов выделенных структурных этажей, размеры ожидаемых поднятий, глубина залегания перспективных объектов, литолого-коллекторские свойства продуктивных пластов, особенности нефтегазоносности разреза и возможные типы залежей нефти и газа [Мирчинк М.Ф., 1946; Абрамович М.В., 1955] (А.Г. Алексин, 1959 г.; В.С. Мелик-Пашаев, 1961 г.; Г.А. Габриэлянц, В.З. Карпушин, В.И. Пороскун, 1978 г.).

При этом подразумевается, что объектами заложения скважин служат достаточно уверенно закартированные ловушки как структурного, так и неструктурного типов, размеры и конфигурация которых контролируют распространение промышленных скоплений нефти и газа и определяют систему заложения поисковых, а затем и разведочных скважин. Следовательно, в условиях качественной подготовки ловушек по перспективным горизонтам или отложениям, контролирующим условия залегания продуктивных пластов, проведение поискового и разведочного бурения направлено на решение основной — поисково-разведочной задачи. Выполнение этой задачи может быть возложено на одиночные поисковые скважины путем заложения их в структурно наиболее благоприятных участках площадей, надежно подготовленных к глубокому бурению.

Несколько иные задачи возлагаются на поисковое бурение при структурной разноплановости маркирующих горизонтов, наличии погребенных ловушек, большой глубине залегания перспективных объектов и отсутст-

¹ "Привязка" пластовых скоростей, коэффициентов поглощения и выявление связи между свойствами среды и волновых полей осуществляется только на основании результатов бурения скважин.

вии надежной методики их картирования. В подобных условиях зачастую объектами заложения скважин являются не четко закартированные ловушки по горизонтам, отражающим строение продуктивных толщ, а выступы фундамента, приподнятые зоны или зоны предполагаемого наличия рифогенных ловушек, намеченные геофизическими исследованиями и подтвержденные лишь косвенными данными геологического анализа (установлением характера распределения мощностей различных комплексов отложений, методом снятия регионального фона, трансформацией гравитационного поля и т.п.) на основе имеющихся общих геологических предпосылок.

Эти особенности определяют специфичность поисково-разведочных работ в указанных геологических условиях, выражающуюся в совмещении стадий подготовки площадей к поисковому бурению с поисками и разведкой месторождений нефти и газа. Таким образом, при отсутствии надежной методики картирования погребенных ловушек на первые глубокие скважины возлагается решение и структурной задачи по проверке наличия и уточнению строения ловушек, благоприятных для промышленного нефтегазонакопления. Это обуславливает проведение поисково-разведочного бурения в два этапа: структурно-поисковый — с задачей выявления перспективного объекта, определения его размеров, установления степени его отражения в различных комплексах отложений, оценки нефтегазоносности осадочного разреза, и поисково-разведочный — с задачей детализации строения выявленных продуктивных горизонтов, определения характера их коллекторских свойств, установления особенностей строения, распространения залежей нефти и газа, а также их окончирования.

В связи с отмеченным представляется необходимым для повышения эффективности поисково-разведочного этапа включить как обязательный элемент исследований проведение детализационных сейсмических работ, включая скважинную сейсморазведку и переинтерпретацию геофизических материалов с использованием данных бурения. Проведение этих исследований следует рассматривать как непрерывный процесс, обеспечивая его опережающее выполнение при заложении каждой последующей скважины.

§ 1. МЕТОДИКА ЗАЛОЖЕНИЯ ПОИСКОВЫХ СКВАЖИН НА ПОГРЕБЕННЫХ СТРУКТУРАХ

В условиях недостаточно качественного картирования глубоко погруженных структурных объектов или их прогнозирования рассмотренными выше методами должны предусматриваться следующие принципы заложения поисковых скважин.

1. Первые скважины должны закладываться по профилю, ориентированному вкрест простирания перспективного объекта. Следует предусматривать бурение не менее трех скважин.

Заложение одиночных скважин представляется нецелесообразным, так как при этом не обеспечивается однозначное решение структурно-поисковой задачи и сдерживается развитие разведочных работ.

2. Ориентация профиля должна определяться простиранием основных структурных элементов верхнего структурного этажа, которое обычно согласуется с простиранием нижнего структурного этажа, а также установленной подчиненностью простирания более мелких структур простиранию более крупных.

3. Местоположение профиля должно учитывать характер распределения мощностей толщ выполнения погребенного плана, которые в значительной степени отражают особенности строения горизонтов нижнего структурного этажа, а также различные косвенные данные комплексного геологического анализа.

4. Расстояние между скважинами в профилях не должно превышать половину ширины предполагаемых погребенных поднятий, что повысит надежность выявления ожидаемых антиклинальных складок; заложение же не менее трех скважин должно обеспечить определение их размера в поперечном сечении.

5. При заложении скважин по проектируемым профилям первоочередными следует считать скважину, рекомендуемую в своде предполагаемого перспективного объекта, а также скважину, закладываемую от сводовой в сторону, противоположную региональному наклону, т.е. на критическом направлении.

6. При выборе местоположения проектируемых скважин необходимо учитывать факт смещения сводовых частей погребенных структурных форм относительно сводов древних приподнятых зон в сторону, противоположную региональному наклону, а также то обстоятельство, что флексуры в горизонтах нижнего структурного этажа, соответствующие древним флексурам, находят, как правило, прямое или косвенное отражение в характере строения верхнего этажа.

7. Проектные глубины скважин должны предусматривать вскрытие полной мощности осадочного разреза (или достижение технически возможной глубины), что обеспечит полное освещение нефтегазоносности разреза и выявление всех возможно продуктивных горизонтов.

8. При подтверждении наличия погребенных структур и тем более при установлении их промышленной нефтегазоносности должны закладываться последующие профили скважин параллельно первому на расстоянии до 3—5 км с задачей определения размеров поднятий, их простираний и прослеживания обнаруженных залежей.

Разведочный этап должен осуществляться после установления продуктивных горизонтов одной или несколькими скважинами первого этапа. При этом необходимо предусматривать опережающее эксплуатационное бурение. Это ускорит подготовку выявленных залежей к разработке.

§ 2. ВЫБОР СИСТЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА ЛОВУШКАХ РИФОГЕННОГО ТИПА

Карбонатные коллекторы характеризуются более сложным строением и высокой степенью неоднородности по сравнению с терригенными. В связи с этим разведка, подсчет запасов и подготовка к разработке

залежей нефти, связанных с карбонатными отложениями, представляются более сложной задачей и требуют разработки и внедрения специальных методов исследований. Все это в полной мере относится и к разведке рифогенных ловушек. Имеющийся опыт проведения поисково-разведочных работ позволяет наметить пути дальнейшего повышения эффективности поисков и разведки и ускоренного ввода в промышленную разработку нефтяных залежей, связанных с ловушками данного типа. В связи с указанным следует рассмотреть особенности методики заложения поисковых и разведочных скважин на рифогенных ловушках.

Заложение поисковых скважин должно осуществляться в пределах рифогенных ловушек, подготовленных в результате комплексирования площадных сейсморазведочных работ МОГТ и параметрического бурения, при условии обязательного их подтверждения локализованными зонами сокращенных мощностей надрифовых отложений.

В пределах таких объектов следует предусматривать заложение профилей поисковых скважин вкрест их простирания. Число скважин на профилях должно быть не менее трех. Расстояние между скважинами должно определяться предполагаемой шириной рифогенной ловушки и не должно превышать ее половины. Первая скважина закладывается на участке максимального сокращения мощностей надрифовых отложений, вторая и третья — на крыльях. Причем вторая скважина закладывается на критическом направлении, характеризующемся сохранностью морфологической выраженности рифа, в сторону регионального подъема пород.

По результатам бурения этих скважин необходим детальный анализ флексур, мощностей и фаций в соответствии с изложенной выше методикой прогноза рифогенных ловушек. При этом следует предусматривать увязку материалов МОГТ с данными скважин и при необходимости проведение дополнительных работ по переинтерпретации сейсмических исследований и даже полевые работы. Заложение последующих скважин должно вестись в направлении сокращения мощностей надрифовых отложений.

Система размещения последующих разведочных скважин должна определяться морфологией ловушек, типом залежей и сложностью строения резервуаров.

По морфологическим признакам выделяются ловушки двух типов: приуроченные к линейно вытянутым рифовым телам, осложняющим зоны барьерных рифов, и связанные с изометричными формами, образуемыми шельфовыми биогермами и внешними одиночными рифами. Методика их разведки отличается определенными особенностями.

1. Ловушки, приуроченные к линейным рифам, в плане имеют линейно вытянутую форму с соотношением длинных и коротких осей более трех, менее 2 км в поперечнике, характеризуются асимметричным строением и, как правило, уплощенной вершиной.

Более крутыми склонами рифов в современном структурном плане являются крылья, направленные в сторону регионального падения пород. Крылья, определяющие существование морфологической выраженности

рифов, более пологие и даже в отдельных случаях полностью расформированы. Поэтому рассматриваемые ловушки образуют залежи нефти не только рифовые массивные, но и литологически экранированные массивные. Последние характерны для зон барьерных рифов, внешние склоны которых направлены в сторону регионального подъема пород.

Следует отметить, что поверхность рифогенных пород даже в случае литологически экранированных массивных залежей имеет антиклинальную форму. В этих условиях поверхность соприкосновения рифогенных и депрессионных непроницаемых пород, которая, как надо полагать, будет иметь угол наклона, близкий к 90° , как бы является одним из крыльев "антиклинали". Поэтому форму залежей подобного типа можно аппроксимировать с прямоугольной призмой, основанием которой служит прямоугольный треугольник, в отличие от залежей массивного типа, приуроченных к морфологически выраженным рифам, геометрической аппроксимацией формы которых будет призма с основанием в виде неправильного четырехугольника.

Коллекторы в теле линейных рифов характеризуются резкой изменчивостью, но в общем плане наблюдается заметное улучшение фильтрационно-емкостных свойств на внешнем склоне и особенно в ядре рифа.

Специфика строения и распределения коллекторов в рассматриваемых ловушках обуславливает сосредоточение запасов углеводородов до 70—80 % в их осевых частях. Поэтому при оконтуривании подобных залежей основное внимание должно быть уделено положению осевых частей ловушек.

Учитывая линейно вытянутый характер ловушек, резко выраженную прихотливую ундуляцию их осей по простиранию при малых величинах поперечных осей (от 0,5 до 2 км), а также недостаточно точную структурную основу, получаемую с помощью поисковых методов, следует применять профильную систему расположения скважин.

Расстояние между профилями определяется предполагаемыми размерами ловушек и связанных с ними залежей и, как показывает практика, не должно превышать 1—2 км. С целью использования в последующем разведочных скважин в качестве нефтедобывающих следует принимать расстояние между профилями, равным трех-пятикратному расстоянию между эксплуатационными скважинами, которые могут быть предусмотрены проектом разработки. При этом для ловушек, предполагаемая длинная ось которых менее 5 км, как показывает практика, наиболее оптимальным является минимальный предел расстояний между профилями ["О рациональной...", 1979].

Бурение профилей должно осуществляться по ползущей системе по принципу от "известного к неизвестному". Число скважин на профиле должно быть не менее трех. Первую скважину следует закладывать в предполагаемой осевой части ловушки, вторую с учетом результатов бурения первой — на критическом крыле. Местоположение третьей скважины должно определяться результатами бурения первых двух. Расстояние между скважинами в профилях не должно превышать половину предполагаемой ширины залежи.

Предлагаемая система расположения разведочных скважин и строгая зависимость их бурения от результатов предыдущих определяют эффективность работ с точки зрения сокращения числа непродуктивных разведочных скважин, однако обуславливают существенное удлинение сроков разведки месторождений.

В целях ускорения подготовки и ввода нефтяных залежей в промышленную разработку целесообразно совмещение разведочного этапа и опережающего эксплуатационного бурения с обязательным проведением пробной эксплуатации продуктивных скважин и обеспечением на протяжении разведочного процесса поэтапного ввода в разработку участков, залежей, где осуществлено опережающее эксплуатационное бурение. Это позволяет, во-первых, высвободить разведочные скважины на расширение фронта поисковых работ, во-вторых, снизить стоимость поисково-разведочных работ и повысить эффективность капитальных вложений, направленных на проведение этих работ, благодаря ускоренному вводу объектов в эксплуатацию.

Особое внимание должно уделяться повышению качества подготовки запасов нефти. Сложное строение рифогенных коллекторов требует, чтобы образцы пород (керна) как можно полнее отражали естественную характеристику разреза скважин. Для этого необходимо повышение процента выноса керна и увеличение его диаметра. Однако такой путь не безграничен, поэтому решение этих вопросов должно возлагаться также на промыслово-геофизические исследования, повышение эффективности которых требует изучения зависимости между геофизическими и физическими параметрами керна.

В настоящее время приходится констатировать пока еще низкую точность определения физических параметров промыслово-геофизическими методами. В связи с этим для более объективного определения емкости, нефтенасыщенности и нефтеотдачи коллекторов необходимо широкое привлечение гидродинамических методов исследования скважин и объектов, имеющих большой радиус охвата. Этим определяется роль пробной эксплуатации и опережающей разработки участков залежи, где было проведено эксплуатационное бурение до завершения разведочного этапа по залежам в целом.

Основные элементы предлагаемой методики совмещения разведочного этапа и опережающего эксплуатационного бурения с обязательным проведением пробной эксплуатации продуктивных скважин с обеспечением на протяжении разведочного этапа разработки типичных участков залежей, связанных с ловушками рифов линейной формы, сводятся к следующему.

1. После получения промышленного притока нефти в первой поисковой скважине должно осуществляться бурение последующих скважин по профилю с задачей определения положения осевой части ловушки и ширины залежи (рис. 27). Для этого в первую очередь закладываются разведочные скважины в критическом направлении на расстоянии, равном шагу эксплуатационных скважин. Бурение их следует осуществлять по ползущей системе до получения антиклинального перегиба либо в случае рифовой литологически экранированной ловушки — до установ-

ления литологического экрана. По результатам бурения скважины (скважин) на критическом направлении определяется необходимость бурения разведочной скважины (скважин) на противоположном крыле, закладываемой с шагом эксплуатационных скважин от скважины-первооткрывательницы.

Бурение такого профиля позволит установить признаки, которые показывают, что скважины расположены в осевой части ловушек. Описание этих признаков приводится ниже.

2. Одновременно с разбуриванием указанного профиля по обе стороны от поисковой скважины-первооткрывательницы по простиранию ловушки на расстоянии, равном трех-пятикратному шагу эксплуатационных скважин (в зависимости от предполагаемых размеров ловушек), предусматривается заложение двух новых профилей. Основной задачей бурения этих профилей является установление и прослеживание осевой части ловушки. Расстояние между скважинами на профилях не должно превышать шага эксплуатационных скважин.

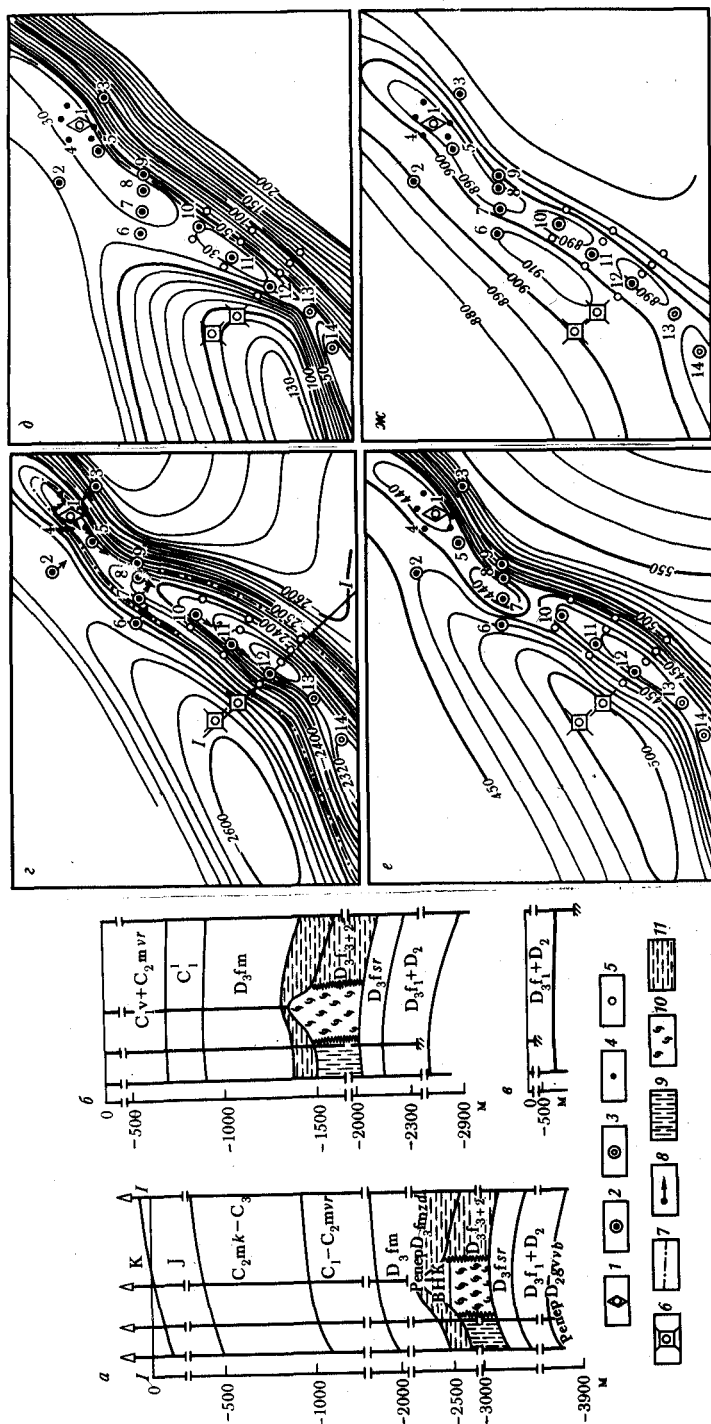
Бурение на каждом из этих профилей начинается с разведочной скважины, закладываемой на предполагаемой оси ловушки; в случае ее попадания в осевую часть ловушки начинается разбуривание следующего по простиранию нового профиля и так далее. Бурение же скважин на крыльях осуществляется за счет опережающих эксплуатационных скважин, закладываемых на профиле по результатам разведочной.

3. В случае, если первая скважина на профиле оказалась не в осевой части ловушки, продолжается разбуривание профиля с целью установления ее положения, и только после этого начинается бурение следующего профиля.

Местоположение каждой последующей скважины на профиле определяется результатами бурения предыдущей. При этом следует иметь в виду, что если разведочная скважина (первая на профиле) оказалась за контуром нефтеносности, то последующая скважина, закладываемая для прослеживания оси ловушки, бурится за счет объема бурения разведочных скважин. Но наиболее целесообразно использование верхней обсаженной части ствола непродуктивной разведочной скважины для бурения новых наклонно-направленных (Г.П. Ованесов, 1958 г.).

4. Одновременно на относительно изученных участках, где уже осуществлено опережающее эксплуатационное бурение, следует предусматривать бурение эксплуатационных скважин по сетке, предлагаемой технологической схемой с целью осуществления опережающей разработки этих участков залежей, позволяющей до окончания разведки подготовить необходимые данные для подсчета запасов и проектирования разработки.

Важным элементом реализации предлагаемой методики является четкое определение признаков, которые отвечают скважинам, расположенным в осевой части ловушек. Последнее устанавливается по анализу мощностей надрифовой толщи и наиболее четко проявляется, в частности, в характере изменения мощности толщи выполнения палеогеоморфологического рельефа. Зоны сокращения мощностей этой толщи отвечают осевым частям не только локальных линейных рифов, осложняющих зону барьерного рифа, но и в целом рифовой системе.



Обращает на себя внимание и тот факт, что все без исключения скважины, оказавшиеся на крыльях рифов, естественно, искривляются в сторону их осевых частей. Скважины, расположенные в осевых частях рифов, обычно вертикальные либо слабо искривлены в направлении воздымания оси рифа. Поэтому указанный факт в дополнение к анализу мощностей целесообразно использовать как косвенный признак расположения скважины в осевой части рифа.

Несколько сложнее определение приподнятых (осевых) частей в случае рифовых литологически экранированных ловушек, когда отмечается смещение осевых частей вверх по региональному восстанию пород относительно положения осевых частей древних ловушек. Естественно, анализ мощностей надрифовых толщ отражает палеогеоморфологические формы. Поэтому необходимо по результатам бурения первого профиля скважин, включающего поисковую скважину-первооткрывательницу, установить связь (по анализу мощностей надрифовой толщи) между современным и древним положением осевых частей ловушек. При этом в случае попадания скважин в предрифовую часть следует широко использовать наклонно-направленное бурение, что позволит компенсировать издержки, связанные с менее точным прогнозом положения приподнятых частей рифовых ловушек.

Необходимо подчеркнуть, что важным фактором, способствующим внедрению предложенной методики, является то, что основные запасы в рифовых ловушках, образующих массивные залежи, сосредоточены в их осевых частях. Поэтому разведочные скважины должны обеспечивать основную прирост запасов нефти. Задачу оконтуривания периферийных частей залежей, запасы в которых составляют незначительную часть общих запасов, целесообразно возложить на опережающие эксплуатационные скважины. Одновременно с этим следует отметить, что детальное изучение законтурных периферийных частей массивных залежей не является необходимым, так как для поддержания пластового давления в процессе их разработки в случае необходимости наиболее эффективным способом будет закачка воды под водонефтяные контакты в скважины, расположенные в осевых частях ловушек.

Рис. 27. Принципиальная схема ведения разведочных работ на Котовском месторождении.

Разрезы: а — современный, б — к началу каширского времени, в — к началу среднефранского времени, г — структурная карта по кровле ливенского горизонта (изогипсы в м); карты мощностей (изопачты в м): д — от кровли ливенского горизонта до кровли задонского репера, е — от кровли задонского репера до кровли девона, ж — от кровли девона до кровли верейского горизонта. Скважины (цифра у скважины показывает очередность бурения): 1 — поисковая скважина-первооткрывательница, 2 — разведочные пробуренные, 3 — разведочные проектные, 4 — пробуренные опережающие эксплуатационные, 5 — проектные опережающие эксплуатационные, 6 — пробуренные до открытия месторождения парапетические; 7 — ВНК; 8 — направление искривления ствола скважины; отложения: 9 — горизонтально-слоистые карбонатные, 10 — рифогенные, 11 — депрессионные

Условием успешности применения рассмотренной методики является повышение качества и количества информации при строительстве опережающих эксплуатационных скважин, которое достигается путем увеличения объема исследовательских работ, связанных в основном с изучением неоднородности коллекторов (обоснование комплекса исследовательских работ приводится ниже). Поэтому по опережающим эксплуатационным скважинам расчет затрат, зависящих от скорости бурения в интервале залегания объектов разведки, учитывая дополнительный объем исследований, следует определять по расценкам разведочного бурения.

II. Ловушки, приуроченные к шельфовым биогермам и внешним одиночным рифам, в плане имеют округлую или слегка удлинненную форму с соотношением осей менее трех и характеризуются, как правило, относительно плоской вершиной и крутыми склонами. Отмечаются их более крутые крылья, направленные в сторону регионального погружения пород. Залежи массивного типа. Лучшие коллекторы обычно приурочены к ядрам рифогенных образований, к периферийным частям и подошве свойства их ухудшаются. Это обуславливает сосредоточение основных запасов нефти в осевых частях ловушек. К особенностям подобных ловушек относятся, как правило, небольшие размеры залежей. Поэтому после получения промышленного притока нефти в поисковой скважине и установления в ней в обязательном порядке этажа нефтеносности и поинтервальной продуктивности разреза рифогенных отложений необходимо проведение пробной эксплуатации. Оконтуривание подобных залежей следует проводить по принципу от "известного и неизвестному" эксплуатационными скважинами. Система их расположения должна определяться эксплуатационной сеткой.

При определении места заложения первой эксплуатационной скважины необходимо отдавать предпочтение критическому направлению, контролирующему морфологию рифа.

В случае, если есть основание предполагать значительные размеры подобных органогенных построек, их изучение должно предусматривать заложение скважин по треугольной системе с расстояниями между ними, равными трех-пятикратным расстояниям по эксплуатационной сетке.

§ 3. ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА И ПОЛНОТЫ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Одним из главных факторов, определяющих эффективность геолого-разведочных работ, является повышение качества и полноты информации каждой скважины. Это в первую очередь касается повышения процента выноса керна и широкого применения пластоиспытателей в процессе

бурения. Практика поисково-разведочного бурения позволяет определить рациональный комплекс исследований для поисково-разведочных и опережающих эксплуатационных скважин и перспективы дальнейшего его совершенствования. Этот комплекс предусматривает сплошной отбор керна, оперативный геологический контроль за процессом бурения скважин, поинтервальное испытание перспективных горизонтов испытателями пластов на трубах (ИП), геофизические исследования стандартные и специальные — каротаж—испытание—каротаж (КИК), использование метода двух растворов, индикаторного метода по радону (ИМР), а также гидродинамические исследования.

Сплошной отбор керна в продуктивной толще должен проводиться и в опережающих эксплуатационных скважинах, а при необходимости — и в эксплуатационных. Вопрос повышения процента выноса керна может решаться переходом с турбинного способа бурения на роторный и увеличением диаметра керна. В условиях определенного дефицита технических средств проводки скважин может быть выбран путь избирательного обеспечения материально-техническими ресурсами в полном объеме опорных скважин. Выявленные по этим скважинам зависимости между геофизическими и физическими параметрами керна материала с учетом данных ряда других скважин, также имеющих представительный вынос керна в единичных интервалах, позволяют значительно повысить достоверность количественной оценки параметров коллекторских свойств методами промысловой геофизики.

Оперативный геологический контроль за бурением скважин должен, как минимум, включать газовый каротаж, отбор и изучение шлама и промывочной жидкости. Это дает возможность получать экспресс-информацию о пройденном скважинами разрезе, своевременно принимать решения об испытании и отборе керна. Ценную дополнительную информацию несут сведения о буримости пород и поглощении промывочной жидкости. Такой оперативный контроль должен проводиться в обязательном порядке в поисковых скважинах и в опорных разведочных.

Поинтервальные испытания пластоиспытателем в процессе прохождения перспективных отложений рекомендуется проводить в поисковых скважинах через 3 м, в разведочных и опережающих эксплуатационных скважинах интервалы испытания можно увеличить до 10—30 м, но при этом не превышать мощность пласта. Главное назначение этих испытаний — определение нефтенасыщенности, поинтервальной продуктивности, изучение гидродинамических характеристик и установление ВНК. Эти исследования необходимо проводить в комплексе с БК по методу КИК. Последнее позволяет детально определять эффективные мощности и нефте- или водонасыщенные части резервуара. Увеличение сопротивления по повторному замеру БК соответствует нефтенасыщенной части, уменьшение — водонасыщенной.

В настоящее время единственный надежный способ определения ВНК в карбонатных, а также в трещинных и порово-трещинных терригенных коллекторах — испытание скважины в интервале перехода от нефте- к водонасыщенной части. В связи с этим объективно необходимо уменьше-

ние интервалов испытания до 2—5 м, а следовательно, и увеличение числа объектов испытания. Традиционным является испытание в колонне в порядке снизу вверх. Не говоря уже о длительности испытания каждого объекта в обсаженном стволе, которое в среднем составляет 20 сут., следует отметить и относительно низкую достоверность получаемых результатов. Это обусловлено, во-первых, технологическими причинами из-за сложных условий цементирования эксплуатационных колонн (часто отмечаются поглощения, вплоть до катастрофического и, как следствие, низкое качество цементного камня). Во-вторых, ухудшение естественной проницаемости вследствие фильтрации в пласт глинистого раствора и фильтрация цементного раствора вызывает необходимость проведения интенсифицирующих обработок призабойной зоны пласта, селективное воздействие которых при наличии обсаженного ствола трудно регулируется. В-третьих, к недостаткам традиционного испытания относятся необходимость учета увеличения вязкости нефти в зоне ВНК и ухудшение фильтрационных характеристик коллектора в результате закупорки пор нетекучими битумами. Поэтому применение испытания в процессе бурения испытателями пластов по системе сверху вниз по сравнению с традиционным не только дает эффект в части сокращения сроков строительства (одна операция КИК составляет всего 5—10 % от времени испытания одного объекта в колонне), что само по себе важно, но и, главным образом, исключает негативные стороны, влияющие на достоверность испытания в колонне.

Отмечая преимущества применения испытателей пластов в процессе бурения, следует указать, что в ряде случаев при испытании с их помощью низкопроницаемых карбонатных коллекторов не было получено притоков флюида и было сделано заключение об отсутствии коллекторов. Однако после проведения в открытом стволе солянокислотной обработки под давлением ранее опробованного интервала удавалось добиться приемистости скважин и, как следствие, получить мощные фонтаны нефти. Поэтому при отсутствии притока флюида из пласта при проведении испытания пластов вопрос о бесперспективности карбонатного коллектора нельзя решать однозначно. В этих случаях необходимо проведение солянокислотных обработок под максимально возможным давлением. Практика проведения таких работ для низкопроницаемых рифогенных коллекторов показывает, что давление приемистости кислоты в 3 раза превышает пластовое и соответствует горному. При этом обязательно следует контролировать с помощью заражения соляной кислоты радоном (наиболее безопасный и технологичный элемент) принимающие интервалы во избежание ошибок оценки проведения солянокислотной обработки.

Необходимо также учитывать, что при проведении испытания пластов низкопроницаемых коллекторов, коэффициент продуктивности которых не превышает 0,6 т/(сут·МПа), как правило, депрессия на пласт составляет более 5 МПа. Поэтому при слабых притоках нефти отмечается заметное влияние на физические свойства полученного пластового флюида поступающей из пласта связанной воды (ее влияние не заметно при испы-

тания более проницаемых нефтенасыщенных коллекторов). Вследствие этого при интерпретации результатов испытания пластов низкопроницаемых нефтенасыщенных коллекторов нередко приходят к ложному заключению о водо-нефтенасыщенности испытанного интервала. Последнее влечет за собой, особенно в поисковых скважинах, принятие решения о нецелесообразности дальнейшего поинтервального опробования указанного резервуара в процессе его бурения и неправильную оценку мощностей его нефтенасыщенной части.

Кровли рифогенных пород, как правило, уплотнены, и при их испытании испытателями пластов после получения слабых притоков нефти со следами связанной воды обычно принимаются решения о непромышленной ценности выявленного "нефтеводонасыщенного" интервала и прекращении дальнейшего углубления скважин. Анализ указанных данных позволяет рекомендовать обязательное дальнейшее углубление скважины с проведением не более чем через 3 м поинтервальных испытаний до тех пор, пока не будет получен интенсивный приток пластовой воды. Только этот интервал следует рассматривать как водонасыщенную зону, выше лежащие будут слабопроницаемыми нефтенасыщенными, получение промышленных притоков из которых возможно путем солянокислотной обработки под давлением.

Таким образом, однозначность результатов пластоиспытаний в процессе бурения, как показывает опыт, достигается при условии испытания карбонатных коллекторов с коэффициентом продуктивности более 0,6 т/(сут·МПа), проведении этих исследований в интервалах пластоиспытания не более 50 м в течение времени, не превышающего 15 сут с момента вскрытия. Только при выполнении этих требований можно рекомендовать широкое применение испытателей пластов в процессе бурения.

Особо следует подчеркнуть возможность применения КИК для изучения неоднородности и выделения работающих интервалов. При этом объем информации можно существенно увеличить за счет повторения операций КИК при различных депрессиях на пласт. В связи с этим в разведочных и эксплуатационных скважинах для изучения неоднородности коллекторов поинтервальные опробования в процессе бурения следует заменить двух-трехкратными операциями КИК всего вскрытого интервала на разных депрессиях (при рабочей во время эксплуатации 0,4—0,5 МПа, при форсированной — до 5 МПа, а также при максимальной 5—10 МПа).

Традиционные методы выделения работающих пропластков в скважинах (термометрия, дебитометрия и др.) характеризуются ограниченными возможностями и сравнительно невысоким качеством. Поэтому получение такой информации с помощью КИК очень важно для проектирования разработки.

Индикаторный метод по радону (ИМР) предназначен для выделения в разрезе скважин коллекторов сложной структуры порового пространства. Метод основан на изучении радиоактивности горных пород — естественной и искусственной — при проникновении активированной

радоном промывочной жидкости [“Применение...”, 1978]. Интенсивность гамма-излучения по стволу скважин должна измеряться трижды: первый замер (контрольный) — до закачки в промывочный раствор радона, второй — после замены этого раствора раствором, активированным радоном, и третий — после замены активированной промывочной жидкости.

ИМР технологически легко комплексировается с методом двух растворов. Оба они дают хорошие результаты при наличии условий, обеспечивающих проникновение раствора в пласты.

Для количественной оценки параметров коллекторов сложного типа следует использовать стандартный комплекс промыслово-геофизических исследований, включающий боковой каротаж, боковое каротажное зондирование, радиоактивный каротаж в модификации гамма- и нейтронного гамма-каротажа, акустический каротаж, микрокаротажное зондирование, кавернометрию, индукционный метод. Внедрение этого комплекса исследований позволяет существенно повысить достоверность геофизических определений характера насыщения таких коллекторов.

Несмотря на кажущуюся громоздкость, предлагаемый комплекс исследований не влечет за собой удорожания и увеличения цикла строительства скважин, что обусловливается, главным образом, резким уменьшением длительности процесса испытания скважин, связанного с сокращением числа скважин, ликвидируемых со спущенными эксплуатационными колоннами, и сведением до минимума числа объектов, подлежащих испытанию по окончании бурения. Этим компенсируется увеличение длительности процесса бурения вследствие широкого применения испытателей пластов и нетрадиционных методов исследования в период проводки скважин.

Изложенные данные позволяют сформулировать следующие основные условия повышения эффективности разведки нефтяных залежей, приуроченных к погребенным структурным ловушкам и рифам и характеризующихся сложными условиями залегания и резко выраженной неоднородностью коллекторов (в частности, рифогенного типа):

1) необходимость включения в качестве обязательного элемента разведочного этапа детализационных сейсмических работ, включая скважинную сейсморазведку и переинтерпретацию материалов с увязкой данных бурения для обоснованного заложения каждой последующей скважины;

2) целесообразность совмещения в обустроенных нефтяных районах разведочного этапа и опережающего эксплуатационного бурения с обязательным проведением пробной эксплуатации продуктивных скважин и поэтапного введения в разработку участков залежи, где проведено опережающее эксплуатационное бурение, до завершения разведочного этапа всего месторождения;

3) проведение в условиях сложного строения нефтяных залежей и недостаточно точного знания структурных особенностей погребенных ловушек, контролирующей промышленную нефтегазоносность, их оконтуривания по принципу от “известного к неизвестному”. При этом долж-

ны строго соблюдаться очередность бурения профилей и скважин на профилях и зависимость бурения последующих профилей и скважин от результатов бурения предыдущих. Важным моментом эффективного проведения такой системы разбуривания скважин является четкое определение признаков, характерных для скважин, расположенных в осевой части погребенных ловушек. Эти признаки наиболее четко проявляются по анализу мощностей толщи выполнения погребенного рельефа;

4) широкое использование поинтервального пластоиспытания с помощью КИК в процессе бурения скважин, обеспечивающего получение прямой информации о продуктивности разреза, установление ВНК, выделение эффективных мощностей, изучение неоднородности коллекторов, т.е. параметров, необходимых для качественной подготовки нефтяных залежей к разработке, а также для сокращения стоимости и сроков выполнения поисково-разведочных работ. При получении в процессе бурения испытателями пластов промышленного притока нефти можно, не ожидая окончания цикла строительства скважины, начинать бурением последующие скважины. Этим существенно сокращаются сроки разведки месторождений.

Глава V

ПРИМЕР ПРОГНОЗА ПОГРЕБЕННЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ЛОВУШЕК В ВОЛГОГРАДСКОМ ПОВОЛЖЬЕ

На территории Волгоградского Поволжья основные перспективы нефтегазоносности связываются с погребенными ловушками, приуроченными к структурным формам в отложениях терригенной толщи девона и рифогенным образованиям верхнего девона. Поэтому вполне закономерно, что значительная часть работ, затрагивающих вопросы методики прогноза и поисков подобных ловушек, выполнена применительно к условиям указанной территории. В связи с этим необходимо указать на исследования К.А. Машковича (1961, 1966 гг.), Л.Ю. Бендеровича (1967 г.), А.М. Велькова (1963, 1965 гг.), Е.А. Граблина (1962 г.), В.А. Долицкого (1963 г.), О.Д. Казанцева (1966, 1968 гг.), Е.В. Кучерука (1966 г.), В.Н. Хлыстовой (1963, 1966, 1968 гг.), Б.С. Холодкова (1969 г.), Я.Ш. Шафиро (1964, 1968 гг.), М.Б. Эздрин (1963, 1969 гг.), А.А. Аксенова (1964, 1965, 1967, 1969, 1970, 1978 гг.), А.А. Новикова (1976, 1979 гг.), в которых рассматриваются отдельные вопросы методики прогнозирования погребенных поднятий.

§ 1. ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ИСТОРИИ ФОРМИРОВАНИЯ СОВРЕМЕННОЙ СТРУКТУРЫ РЕГИОНА, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ РАЗВИТИЕ ПОГРЕБЕННЫХ ЛОВУШЕК

Территория Волгоградского Поволжья располагается на юго-восточной окраине Русской плиты Европейской платформы, которая представлена здесь юго-восточным склоном Воронежской антеклизы и западной частью Прикаспийской синеклизы (рис. 28).

Различие истории геологического развития указанных геоструктур определило разнообразие фациально-литологического состава стратиграфических комплексов, специфические черты их строения и особенности условий нефтегазонакопления.

Объектом исследования в работе является юго-восточный склон Воронежской антеклизы, в пределах которого выделяется Нижневолжская нефтегазоносная область, входящая в состав Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Современная структура Нижневолжской нефтегазоносной области является суммарным результатом тектонических движений, проявляющихся на протяжении всей ее геологической истории. Эти движения обусловили наличие двух крупных структурных этажей, для которых характерно общее соответствие структурных планов маркирующих горизонтов, объединяемых в единый структурный этаж, и несогласное залегание этих горизонтов с реперными поверхностями отложений, входящих в другой структурный этаж.

Поэтажное районирование исследуемой территории представляет собой одно из важнейших условий эффективного ведения нефтегазопроисловых работ и отвечает их практическим задачам (Ю.М. Львовский, 1964 г.; А.А. Аксенов и др., 1965, 1970 гг.; А.А. Новиков и др., 1977 г.).

Верхний структурный этаж охватывает отложения мезозоя, карбона и частично верхнего девона. В его пределах развиты в основном инверсионные структуры (рис. 29, 30).

Нижний структурный этаж отражает строение нижнефранских и среднедевонских отложений и характеризуется развитием унаследованных тектонических форм (см. рис. 10).

Четкого разграничения между структурными этапами не отмечается; как правило, переходный комплекс осадочных образований связан с верхне-среднефранскими отложениями. Для переходного комплекса в пределах всей рассматриваемой территории характерно постепенное затухание инверсионных структурных форм сверху вниз и последовательное проявление и усиление с глубиной погребенных структур нижнего этажа (рис. 31).

К основным структурным элементам относятся линейные дислокации — флексуры главным образом северо-восточного, реже северо-западного и субширотного простираний. Отмечается плановое соответствие молодых инверсионных флексур и древних, имеющих при этом противоположные наклоны. Устанавливается практически полное совпадение

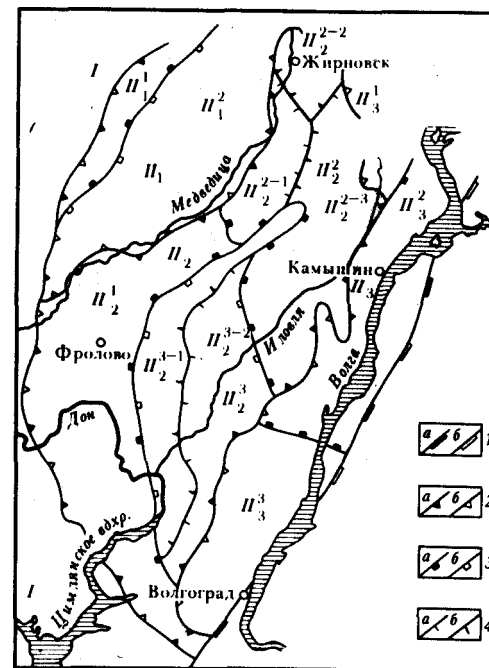


Рис. 28. Схема тектонического районирования Волгоградского Поволжья.

Границы тектонических элементов (а — нижнего, б — верхнего структурных этажей): 1 — крупнейших; 2 — I порядка; 3 — II порядка, 4 — III порядка. Тектонические элементы верхнего этажа: I — сводовая часть Воронежской антеклизы; юго-восточный склон антеклизы: II¹ — Терсинско-Аткарская депрессия (II¹ — Ивановско-Медведицкий вал; II² — Терсинская депрессия), II² — Доно-Медведицкие дислокации (II²⁻¹ — Арчединско-Донской вал; II²⁻² — Коробовско-Жирновские поднятия; II²⁻³ — Коробовские поднятия, II²⁻⁴ — Жирновско-Линевский блок, II²⁻⁵ — Уметовские поднятия; II³ — Ольховская мульда), II³ — Приволжская моноклинал.

Тектонические элементы нижнего этажа: I — сводовая часть Воронежской антеклизы; юго-восточный склон антеклизы: II¹ — Терсинско-Аткарская структурная терраса (II¹⁻¹ — Ивановский прогиб; II¹⁻² — Терсинская структурная терраса), II² — Иловлинско-Медведицкий прогиб (II²⁻¹ — Арчединско-Дорожнинская депрессия; II²⁻² — Уметовско-Линевская депрессия; II²⁻³ — Коробовская мульда, II²⁻⁴ — Линевская мульда, II²⁻⁵ — Уметовская мульда; II³⁻¹ — Кудиновско-Коробовский сложный вал, II³⁻² — Романовско-Усть-Погожская структурная терраса), II³ — Приволжский мегавал (II³⁻¹ — Каменско-Золотовская зона погребенных поднятий; II³⁻² — Антиповско-Щербаковская зона погребенных поднятий; II³⁻³ — Суводской выступ).

контуров тектонических элементов, выделяемых в верхнем и нижнем структурных этапах (табл. 2), что свидетельствует о связи их с длительно развивавшимися разломами и мобильными зонами в теле кристаллического фундамента.

В целом по рассматриваемой территории можно сделать следующие основные выводы относительно структурных соотношений выделенных этапов и проведенного их тектонического районирования.

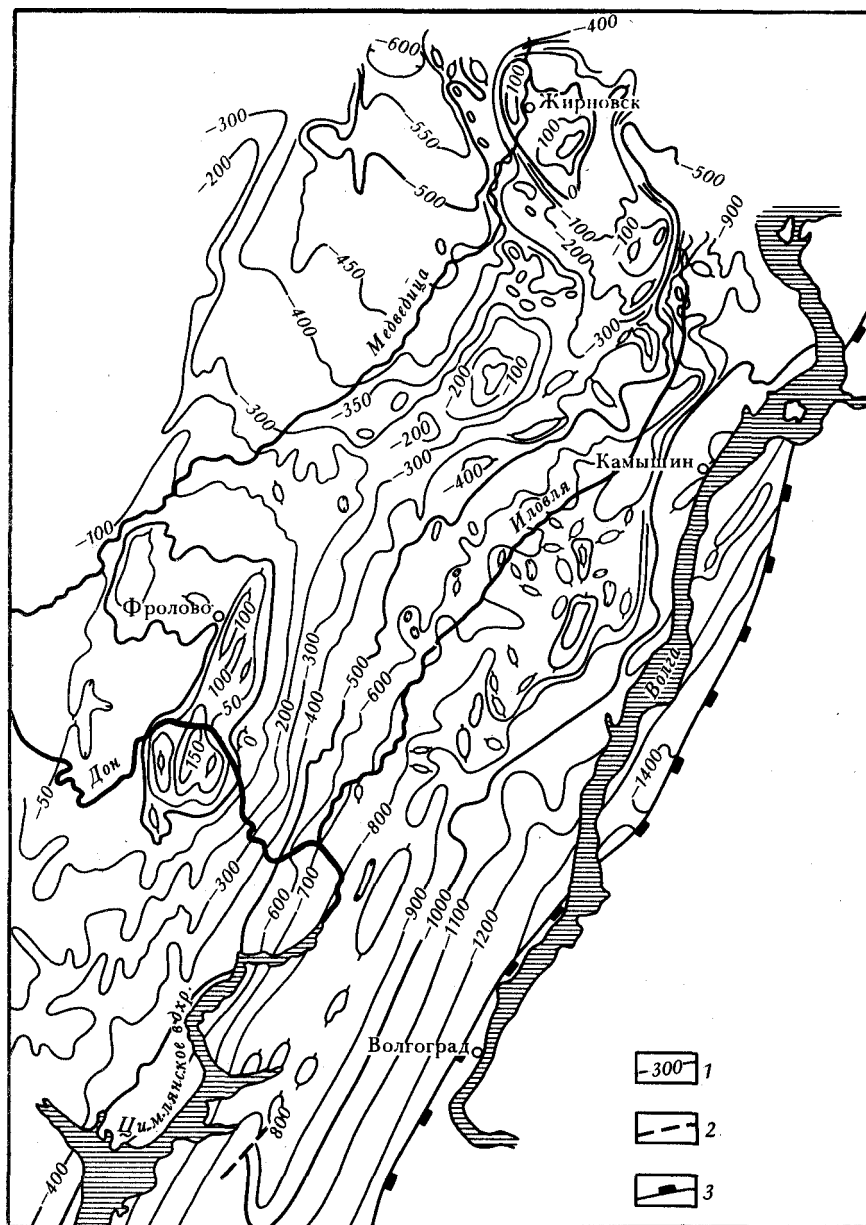


Рис. 29. Карта эрозионной поверхности карбонатных отложений палеозоя Волгоградского Поволжья.
1 — изогипсы в м; 2 — дизъюнктивные нарушения; 3 — бортовой уступ Прикаспийской синеклизы

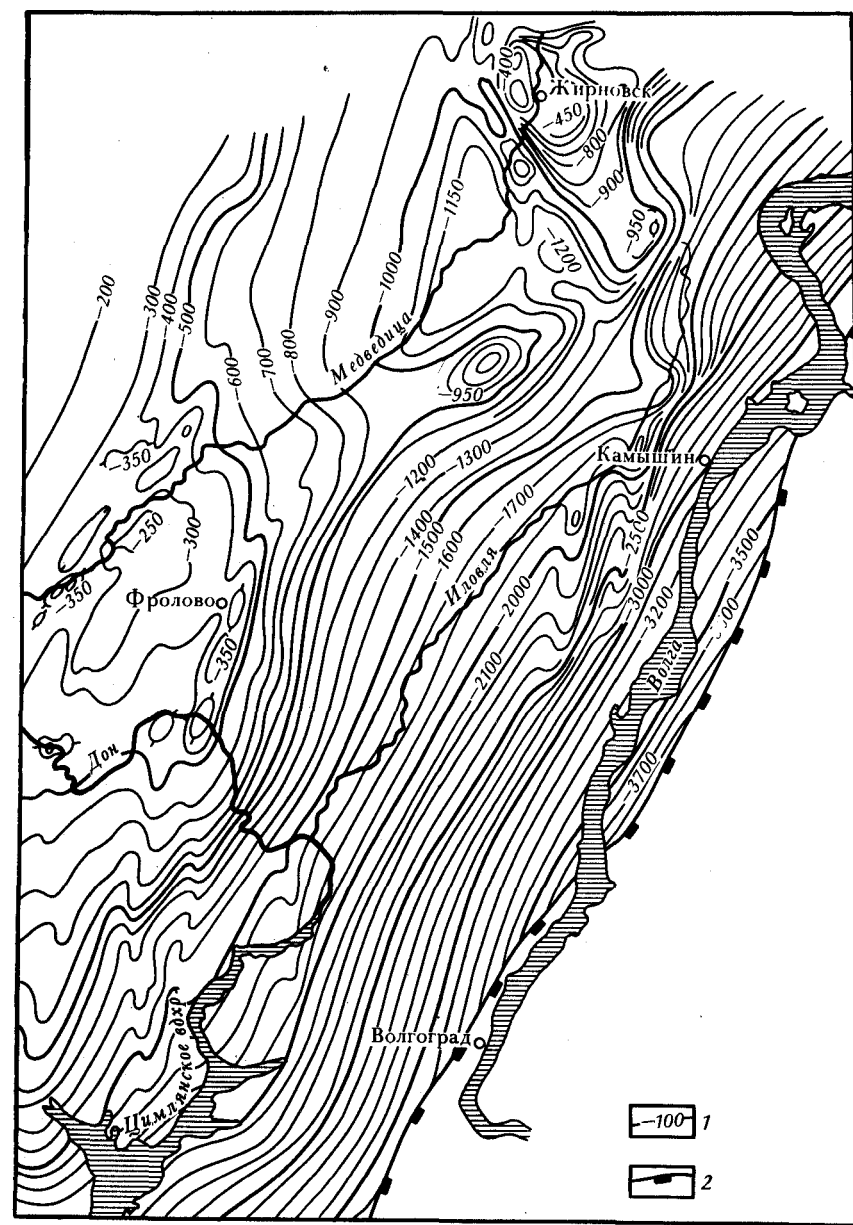


Рис. 30. Структурная карта по кровле верейского горизонта Волгоградского Поволжья.
1 — изогипсы в м; 2 — бортовой уступ Прикаспийской синеклизы

Схема соотношений тектонических элементов верхнего и нижнего структурных этажей Нижневолжской нефтегазоносной области (см. рис. 28)

Верхний структурный этаж	Нижний структурный этаж
II ₁ — Терсинско-Аткарская депрессия	II ₁ — Терсинско-Аткарская структурная терраса
II ₁ ¹ — Ивановско-Мачешанский вал	II ₁ ¹ — Ивановский прогиб
II ₁ ¹² — Терсинская депрессия	II ₁ ¹² — Терсинская структурная терраса
II ₂ — Доно-Медведицкие дислокации	II ₂ — Иловлинско-Медведицкий прогиб
II ₂ ¹ — Арчединско-Донской вал	II ₂ ¹ — Арчединско-Дорожкинская депрессия
II ₂ ² — Коробковско-Жирновские поднятия	II ₂ ² — Уметовско-Линевская депрессия
II ₂ ²⁻¹ — Коробковские поднятия	II ₂ ²⁻¹ — Коробковская мульда
II ₂ ²⁻² — Жирновско-Линевский блок	II ₂ ²⁻² — Линевская мульда
II ₂ ²⁻³ — Уметовские поднятия (терраса)	II ₂ ²⁻³ — Уметовская мульда
	II ₂ ²⁻³⁻¹ — Кудиновско-Коробковский сложный вал
II ₂ ³ — Ольховская мульда	II ₂ ³⁻² — Романовско-Усть-Погожская структурная терраса
II ₃ — Приволжская моноклираль	II ₃ — Приволжский мегавал

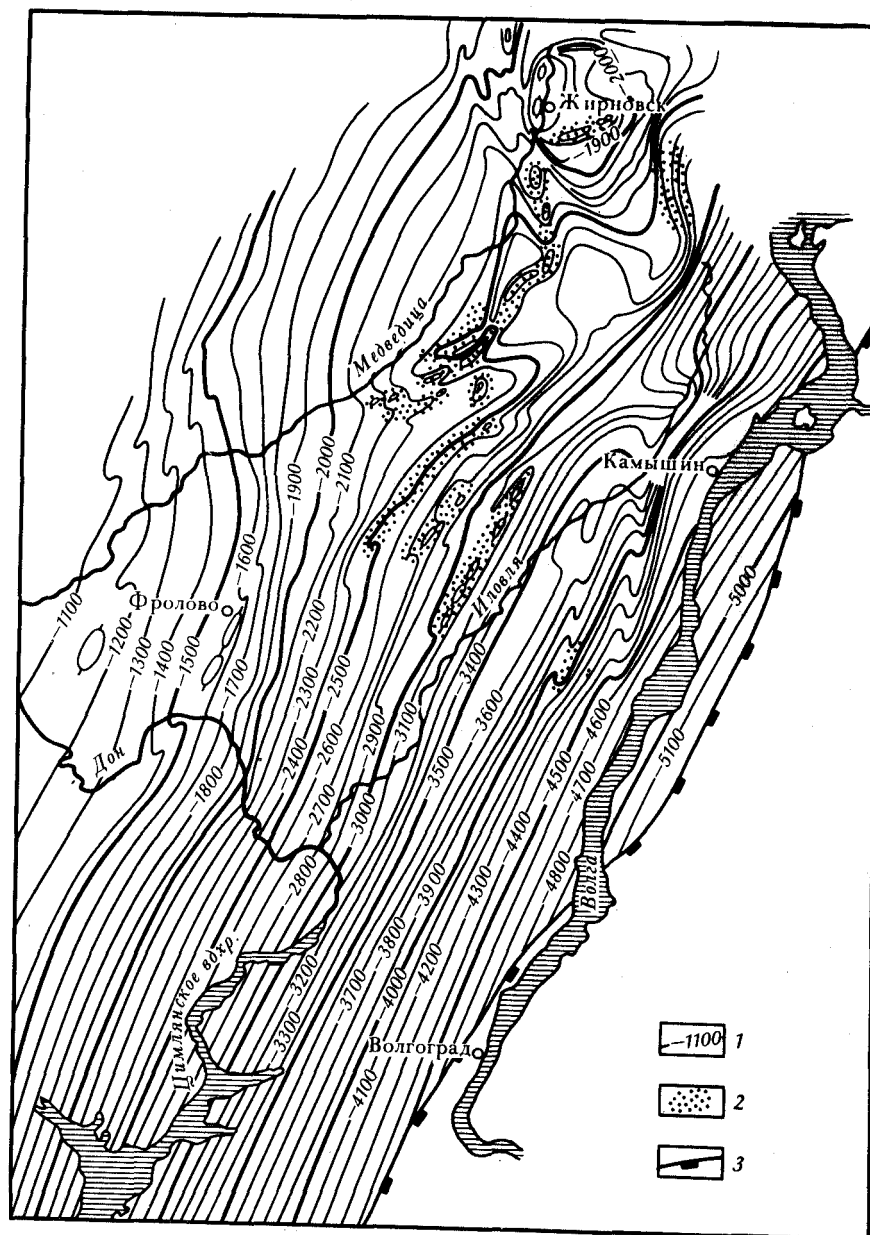


Рис. 31. Структурная карта по кровле задонского горизонта Волгоградского Поволжья.

1 — изогипсы в м; 2 — зоны развития франкских органогенных построек; 3 — бортовой уступ Прикаспийской синеклизы

1. Устанавливается практически полное совпадение контуров тектонических элементов, выделяемых в верхнем и нижнем структурных этажах. Прогибам и депрессиям нижнего структурного этажа соответствуют положительные элементы верхнего.

Приподнятые структурные элементы нижнего структурного этажа не имеют четкого отражения в особенностях строения верхнего и являются по отношению к нему погребенными.

2. Основными структурными элементами осадочного чехла являются линейные дислокации — флексуры, к гребням которых приурочены все локальные поднятия.

По характеру отраженности древних флексур в особенностях строения верхнего структурного этажа выделяются:

древние флексуры, совпадающие в плане с молодыми, имеющими противоположный наклон;

древние погребенные флексуры, не имеющие отражения в верхнем структурном этаже.

Погребенные древние флексуры менее распространены в пределах исследуемого региона. Они характеризуются небольшой протяженностью и малой амплитудой, поэтому приуроченные к ним локальные поднятия (Терсинской и Романовско-Усть-Погожской структурных террас) слабо выражены.

3. Наиболее широко распространены в регионе древние флексуры и

соответствующие им противоположно направленные молодые. Именно с флексурами этого типа связаны локальные поднятия, контролирующие все известные к настоящему времени в регионе промышленные скопления углеводородов в отложениях карбона и терригенной толщи девона.

Флексуры указанного типа при всем их многообразии по морфологическому признаку можно подразделить на два подтипа:

флексуры, крутые крылья которых в верхнем структурном этаже наклонены в сторону регионального подъема пород (флексуры, противоположные региональному наклону);

флексуры, крутые крылья которых в верхнем структурном этаже наклонены в сторону регионального падения пород (флексуры, совпадающие с региональным наклоном).

К первым относятся флексуры Арчединско-Донского вала, Кленовско-Меловатская, Жирновско-Бахметьевская, а также флексура, отделяющая Терсинскую депрессию от центральной части Доно-Медведицких дислокаций. Они представляют собой западные, реже северные крылья локальных поднятий.

Молодые флексуры и приуроченные к ним локальные поднятия в большинстве своем сохраняются до среднефранских отложений. В нижнем структурном этаже, начиная с среднефранского подъяруса, молодым флексурам соответствуют противоположно направленные древние флексуры, осложненные сбросами, в отличие от пликативного характера флексур молодого возраста. К гребням древних флексур приурочены малоамплитудные, слабо выраженные поднятия (Западно-Арчединское, Западно-Жирновское, Ломовское).

Зачастую опущенные крылья древних флексур (сбросы) осложнены желобообразными прогибами (грабенами), плановое положение которых соответствует контурам соединительных крыльев молодых флексур — крутым крыльям локальных поднятий в верхнем структурном этаже. Желобообразные прогибы морфологически выделяют примыкающие к ним с востока приподнятые блоки, которые соответствуют сводовой части каменноугольно-мезозойских поднятий. Вследствие увеличения мощности палеозойских отложений в восточном направлении наблюдается смещение сводов поднятий в западном направлении по девонским отложениям относительно каменноугольных. Следовательно, поднятия, связанные с флексурами первого подтипа, находят хотя и в ослабленной форме, но прямое отражение в нижнем структурном этаже, являясь сквозными постседиментационными структурами.

К флексурам второго подтипа относятся Ивановская, Иловлинская, Линеvская, Восточная, Чухонастовская и Коробковско-Арчединская. Они осложняют восточные крылья локальных поднятий. Как флексуры, так и приуроченные к ним локальные поднятия прослеживаются до нижнефранских отложений (рис. 32). В нижнем структурном этаже, начиная, как правило, с среднефранского подъяруса, четко фиксируются древние флексуры, осложненные сбросами и совпадающие в плане с молодыми флексурами, имеющими наклон в сторону регионального подъема пород. Поэтому локальным поднятиям в верхнем структурном

этаже соответствуют отрицательные формы — прогибы и мульды в нижнем этаже.

К гребням древних флексур приурочены рельефно выраженные поднятия, образующие протяженные погребенные девонские антиклинальные зоны (Кудиновско-Коробковская, Алешниковско-Иловлинская, Уметовская, Горно-Балыклейская и др.).

4. Переходный комплекс осадочных образований между структурными этажами связан в основном с среднефранскими отложениями. Он характеризуется постепенным затуханием инверсионных элементов сверху вниз и последовательным проявлением и усилением с глубиной структурных форм нижнего этажа.

В то же время в районах, где в среднефранских отложениях развиты рифогенные образования, отмечаются сугубо индивидуальные особенности, связанные с внутренним строением этого комплекса. Положительные формы его рельефа не находят отражения в подстилающих отложениях и угасают в вышележащих образованиях верхнего структурного этажа.

5. Установленные закономерности в соотношении структурных планов каменноугольно-мезозойских и девонских отложений позволяют, учитывая детальную изученность верхнего структурного этажа, прогнозировать строение нижнего погребенного этажа.

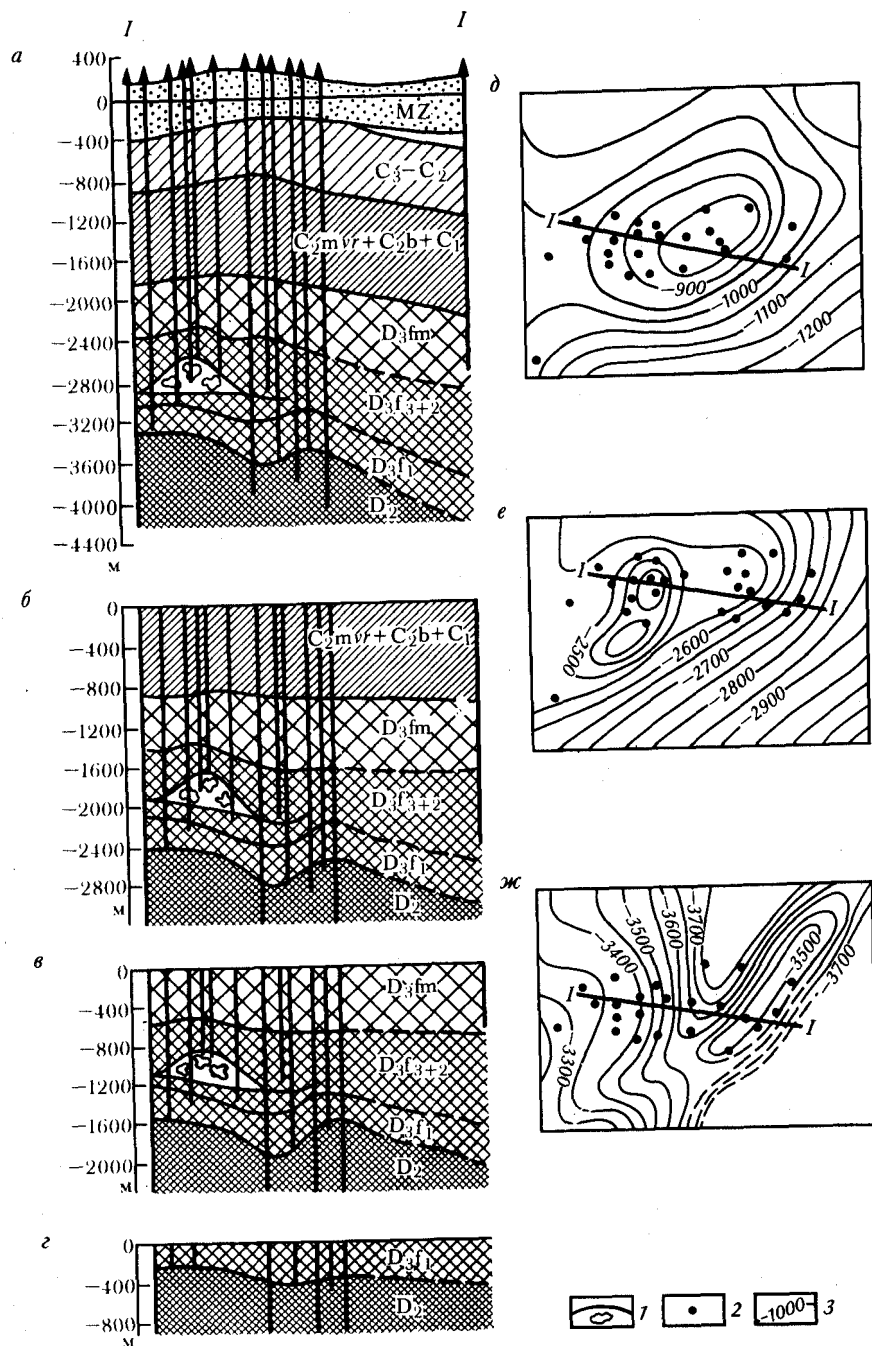
Наибольшее внимание вопросам формирования структурного плана Нижневолжского региона стало уделяться с 1965 г., когда основные объемы геологоразведочных работ были направлены на разведку погребенного структурного плана отложений терригенной толщи девона.

Для палеотектонических реконструкций были выбраны наиболее четко выраженные реперные поверхности, хорошо прослеживающиеся по всей рассматриваемой территории, чтобы исключить влияние разрывов и перерывов в осадконакоплении. Поэтому мощности, заключенные между ними, в наименее искаженном виде отражают амплитуды тектонических движений, наблюдаемых в отдельные этапы геологической истории региона. Такими реперными поверхностями выбраны: кровля воробьевского репера, кровля кыновского горизонта, кровля задонского репера, кровля отложений девона, кровля верейского горизонта и поверхность карбонатного палеозоя.

Выбору указанных реперов предшествовал детальный палеотектонический анализ по известным локальным поднятиям и участкам флексур, изученным бурением, который позволил выделить интервалы разреза, наиболее четко фиксирующие характер проявления тектонических движений.

Особое внимание уделялось анализу древних и молодых флексур, выяснению их соотношений в пространстве и времени. Широко также использовались и палеотектонические профили, пересекающие в субширотном направлении всю рассматриваемую территорию.

Для изучения закономерностей формирования и пространственного районирования органогенных построек, выяснения их морфолого-генетической связи была построена детальная литолого-фациальная карта среднефранских отложений.



Проведенный палеотектонический анализ с учетом результатов ранее выполненных исследований позволяет выделить девонский, позднепалеозойский, верхнепермско-мезозойский и кайнозойско-новейший этапы геологической истории рассматриваемого региона.

Девонский этап. Наиболее полно и достаточно обоснованно историю тектонического развития рассматриваемой территории можно восстановить, начиная с живетского века. Материалы же по доживетскому времени крайне ограничены. Тем не менее анализ имеющихся единичных данных свидетельствует о том, что в досреднедевонский этап были заложены основные структурные элементы, которые унаследованно продолжали развиваться в течение девонского периода. Об этом свидетельствуют наличие древних толщ рифейских и ордовикско-силурийских образований в основании девонских прогибов и депрессий и их отсутствие в пределах девонских поднятий.

Характерной особенностью девонского этапа развития являлась интенсивность дифференцированных тектонических движений, достигших максимального размаха в поздне-среднефранское время.

Дифференциация интенсивности тектонических движений отмечалась не только во времени, но и в пространстве, что позволяет выделить зоны, характеризующиеся проявлением интенсивно структуроформирующих движений, а также зоны с благоприятными условиями для процессов рифообразования. Усиление этих движений отмечается в пределах Уметовско-Линевской палеодепрессии, их затухание — в направлении к сводовой части Воронежской антеклизы. Более интенсивные движения в палеодепрессии, достигшие максимальной активизации в поздне-среднефранское время, способствовали развитию здесь режима глубоководного бассейна с менее благоприятными, чем на палеоподнятиях, условиями накопления карбонатных илов и жизнедеятельности известковиделяющих организмов. Следствием этого явилось некомпенсированное погружение данной палеодепрессии.

В девонском палеоструктурном плане обращает на себя внимание широкое развитие крупных протяженных флексур, отражающих в осадочном чехле дизъюнктивные нарушения в теле кристаллического фундамента, по которым происходили интенсивные дифференцированные движения блоков. В связи с этим элементы девонского палеоструктурного плана строго контролируются местоположением флексур и разграничиваются ими.

Выделяются следующие палеоструктурные элементы (см. рис. 11; рис. 33).

Рис. 32. Геологический и палеогеологический разрезы и структурные карты Коробковского поднятия.

Разрезы: а — современный, б — к началу каширского времени, в — к началу каменноугольного периода, г — к началу среднефранского времени; структурные карты: д — по кровле верейского горизонта, е — по кровле франского яруса, ж — по кровле живетского яруса.

1 — рифогенные образования; 2 — скважины; 3 — изогибсы в м

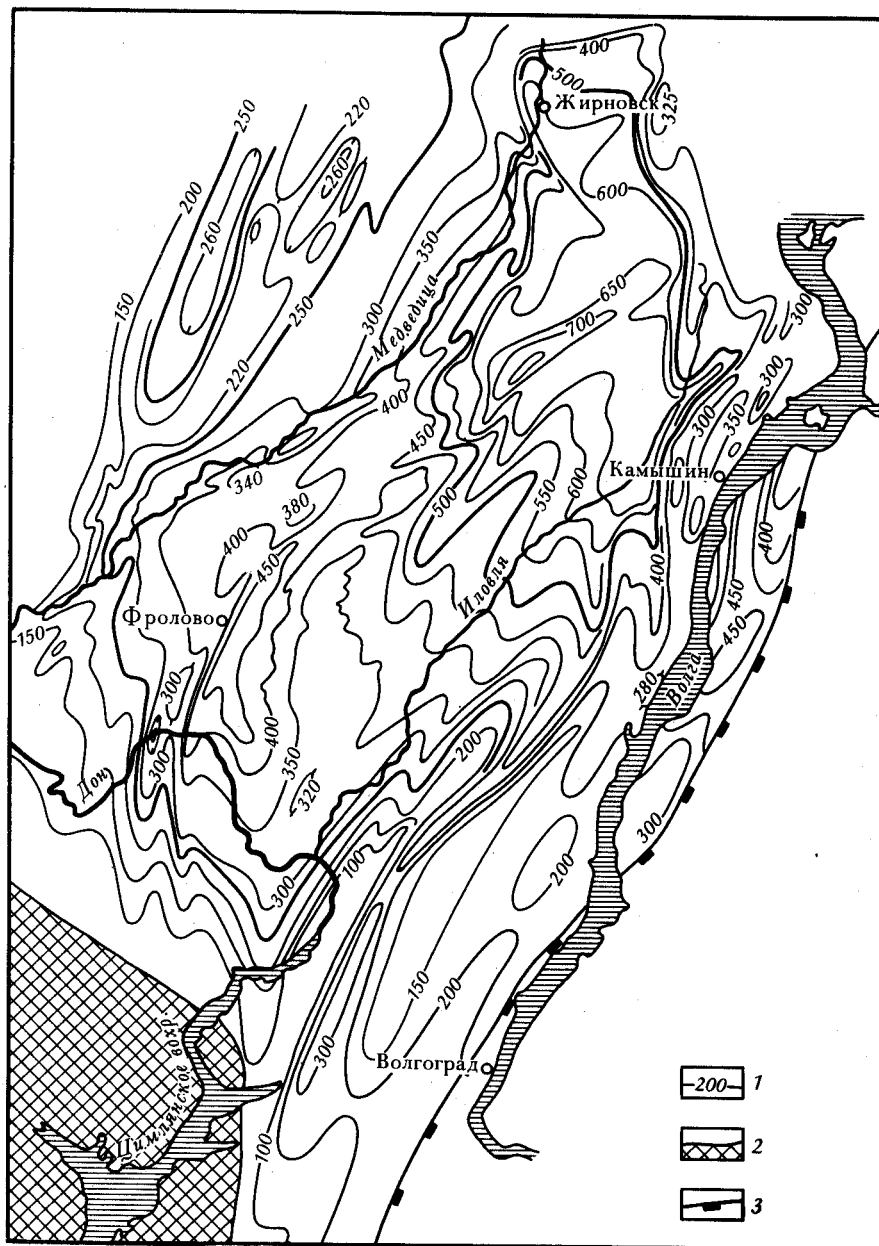


Рис. 33. Карта мощности отложений от кровли воробьевского до кровли кыновского горизонта Волгоградского Поволжья.

1 — изопакеты в м; 2 — зоны размыва отложений терригенной толщи девона; 3 — бортовой уступ Прикаспийской синеклизы

Терсинско-Аткарская палеоструктурная терраса, осложненная Ивановским палеопрогибом и Терсинской палеоструктурной террасой;

Иловлинско-Медведицкий палеопрогиб, включающий Арчединско-Дорожжинскую и Уметовско-Линевскую палеодепрессии, Кудиновско-Коробковский сложный палеовал и Романовско-Усть-Погожскую палеоструктурную террасу;

Приволжский палеомегавал, подразделяющийся на Каменско-Золотовскую и Антиповско-Щербаковскую зоны палеоподнятий и Суводский палеовыступ.

По времени и активности формирования выделяются следующие типы палеоструктурных элементов, определяемые временным интервалом и интенсивностью разнонаправленных тектонических движений вдоль флексур:

палеоструктурные элементы и контролирующие их флексуры, унаследованно развивавшиеся в течение всего девонского времени; к ним относятся практически все указанные выше структуры I и II порядков и разграничивающие их флексуры;

палеоструктурные формы и контролирующие их флексуры, активное формирование которых происходило относительно кратковременно и завершилось к началу среднефранского времени; к ним относятся Романовско-Усть-Погожская палеоструктурная терраса, а также практически все мелкие малоамплитудные флексуры, наклоненные в сторону регионального подъема пород, и приуроченные к ним морфологически слабо выраженные зоны развития локальных поднятий, осложняющие внутренние части Терсинской палеоструктурной террасы, Арчединско-Дорожжинской и Уметовско-Линевской палеодепрессий.

К этому же типу следует отнести флексуры поздне-среднефранского времени заложения и развития, определяющие борта наиболее прогнутых глубоководных некомпенсированных осадконакоплением частей Уметовско-Линевской палеодепрессии — северный борт Линевской, западный борт Уметовской, западная ступень Коробковской мульды. Формирование этих флексур связано с активизацией интенсивного прогибания Уметовско-Линевской палеодепрессии в поздне-среднефранское время.

Ведущим структурным элементом девонского палеоплана являлась обширная Уметовско-Линевская палеодепрессия, охватывающая центральную часть Нижневолжской нефтегазоносной области и разделяющая крупные типично платформенные поднятия: Приволжский палеомегавал, Терсинскую палеоструктурную террасу, Кудиновско-Коробковский палеовал и Романовско-Усть-Погожскую палеоструктурную террасу.

Очертания Уметовско-Линевской палеодепрессии сложные. Это обусловлено наличием крупных мульд (Коробковской, Линевской и Уметовской), осложняющих ее по периферии глубоких прогибов (Восточно-Горно-Балыклейского, Западно-Коробковского, Западно-Верхнедобринского) и серии более мелких — в юго-западной части.

На юго-западе Коробковская мульда переходит, постепенно расширяясь, в Арчединско-Дорожжинскую палеодепрессию, отделяющую юго-восточную часть Терсинской палеоструктурной террасы от Кудиновско-

Коробковского палеовала и характеризующуюся в отличие от Уметовско-Линевской компенсированным осадконакоплением в течение всего девонского периода. По периферии Уметовско-Линевская палеодепрессия четко ограничена высокоамплитудными флексурами (амплитуды флексур ее западного, северного и восточного бортов превышают 500 м).

Для дальнейшего понимания причин регионального проявления процессов рифообразования в поздне-среднефранское время важно подчеркнуть, что борта Уметовско-Линевской палеодепрессии имели четкую морфологическую выраженность уже к началу поздне-среднефранского времени — подэтапу максимальной активизации дифференцированных тектонических движений (см. рис. 21).

Известно, что наряду с экологическими условиями к необходимым факторам, обеспечивающим рифообразование, относятся соответствующая геоморфологическая обстановка (наличие морфологических уступов, конседиментационных поднятий либо аккумулятивных форм рельефа дна бассейна), определяющая высокую концентрацию и пышное развитие организмов рифового биоценоза и интенсивность тектонических движений, обуславливающих высокую скорость прогибания дна бассейна (А.И. Леворсен, 1970 г.; М.М. Грачевский, 1967 г.; М.Ф. Мирчинк и др., 1974 г.; В.Г. Кузнецов, 1978 г.; Р.О. Хачатрян, 1968, 1979 гг.; О.М. Мкртчян, 1980 г.).

В то же время следует отметить специфические черты строения юго-западного борта Уметовско-Линевской палеодепрессии, где к концу раннефранского времени рельеф был слабо расчленен и представлял собой пологие склоны восточного погружения Кудиновско-Коробковского палеовала и Романовско-Усть-Погожской палеоструктурной террасы. В пределах палеотеррасы отмечалась Романовская валоподобная зона, контролируемая малоамплитудной флексурой западного падения, формирование которой и, следовательно, всей этой зоны как положительной структуры завершилось к концу раннефранского времени. В поздне-среднефранское время эта территория представляла собой моноклираль, наклоненную в восточном направлении. Причем происходило обособление и усиление прогибания восточного крыла Романовской зоны, что было связано с активизацией погружения Уметовско-Линевской палеодепрессии. Следствием этого явилось формирование морфологически четко выраженного юго-западного борта некомпенсированной Уметовской мульды. Внутри Уметовско-Линевской палеодепрессии в поздне-среднефранское время также происходило образование флексур, наклоненных к ее осевой части (Новокоробковской, Линевской).

На бортах палеодепрессии, за исключением восточного, в поздне-среднефранское время формировались седиментационные уступы, которые наместили границы мелководных карбонатных шельфов и некомпенсированных частей этой палеодепрессии (см. рис. 20). Указанные благоприятные палеогеоморфологические и фациально-палеогеографические условия в условиях максимальной активизации здесь тектонических разнонаправленных движений в поздне-среднефранское время обеспечили

региональное распространение рифовых образований, которые представляли собой довольно распространенную форму карбонатного седиментогенеза.

В пределах положительных палеоструктур формировались крупные антиклинальные зоны. Степень морфологической выраженности последних определялась их расположением по отношению к бортам (флексурам) Уметовско-Линевской палеодепрессии и обуславливалась затуханием девонских тектонических движений в направлении от палеодепрессии к сводовой части Воронежской антеклизы.

Определяющим фактором морфологической выраженности антиклинальных зон служила амплитуда их западных и северо-западных крыльев, так как в общем региональном плане отмечалось ступенчатое погружение области с запада на восток от Воронежской антеклизы к Прикаспийской синеклизе. Следовательно, критическими направлениями, определяющими наличие положительных структурных форм, были западное и северо-западное. Вследствие этого антиклинальные зоны, приуроченные к девонским флексурам, наклоненным в сторону регионального подъема (Ивановская флексура, Коробовско-Арчединская и восточный борт палеодепрессии), характеризовались асимметричным строением и имели резко выраженные западные крылья с амплитудами до нескольких сот метров (Алешниковско-Иловлинская, Уметовская, Горно-Балыклейская, Кудиновско-Коробовская, контролируемые бортами палеодепрессии), которые уменьшались до 40—50 м (Западно-Терсинская) по мере удаления от Уметовско-Линевской палеодепрессии.

Верхние крылья флексур, наклоненных в сторону регионального падения (Жирновская, Кленовско-Меловатская, Арчедино-Донские флексуры и др.), были осложнены слабо выраженными террасами и в отдельных случаях лишь малоамплитудными (до 50 м) антиклинальными зонами (Западно-Жирновская, Ломовская и Западно-Арчединская).

Позднепалеозойский этап. Начиная с фаменского века на всей территории нефтегазоносной области отмечалось резкое затухание дифференцированных тектонических движений, и на протяжении последующего каменноугольно-пермского периода тектоническая активность предшествующего этапа не возобновлялась. Анализ карт мощностей свидетельствует о спокойном региональном характере тектонических движений этого этапа (см. рис. 12, рис. 34, 35).

На месте дифференцированного палеодевонского структурного плана сформировалась крупная слабо расчлененная гомоклираль, наклоненная в юго-восточном направлении. В результате произошло захоронение ранее сформированного девонского структурного плана, а также ослабление и выполаживание тектонических и геоморфологических форм рельефа девонских отложений. Причем для ранее образованных девонских антиклинальных зон, приуроченных к флексурам, наклоненным в сторону регионального подъема пород, позднепалеозойский этап развития выразился в относительно незначительном выполаживании локальных поднятий, так как интенсивность девонских положительных движений вдоль флексур была на порядок выше позднепа-

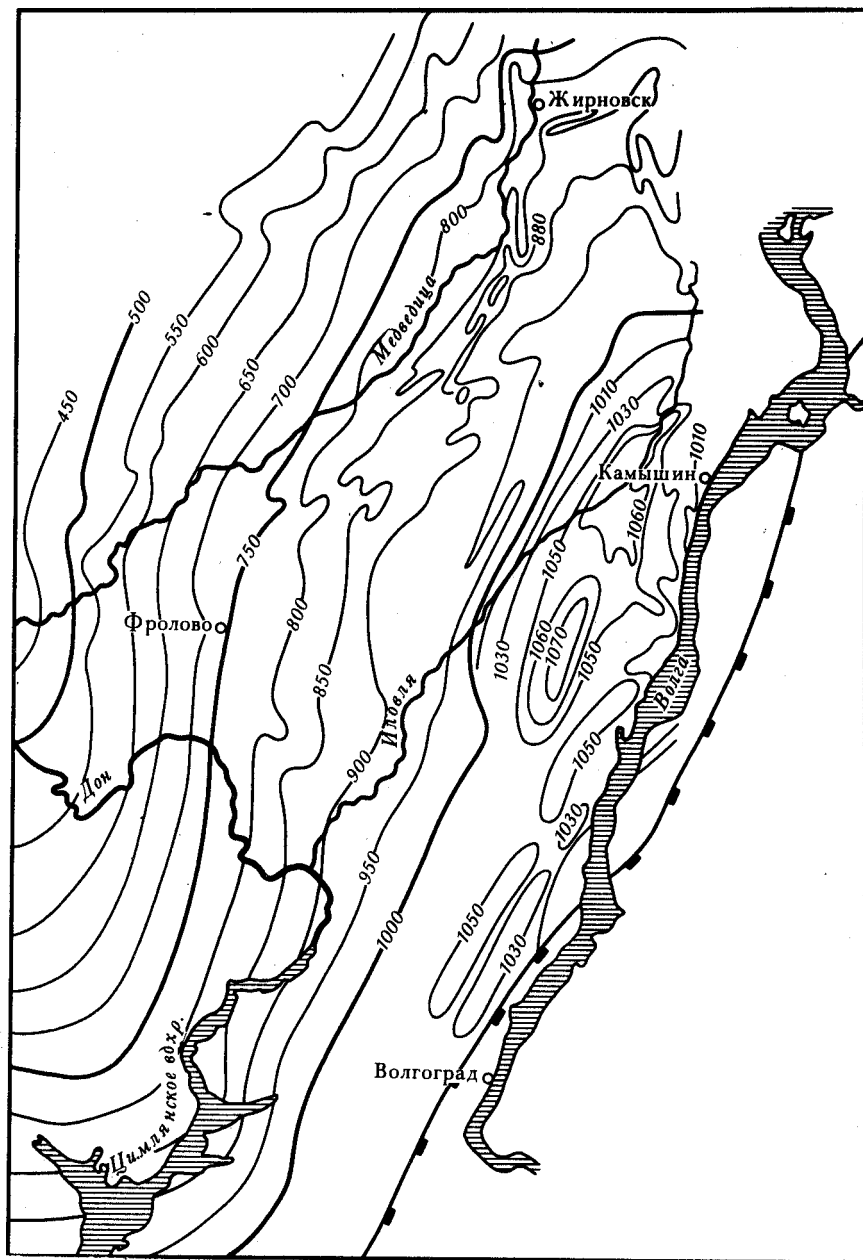


Рис. 34. Карта мощности отложений от кровли девона до кровли верейского горизонта Волгоградского Поволжья.
Условные обозначения см. на рис. 33

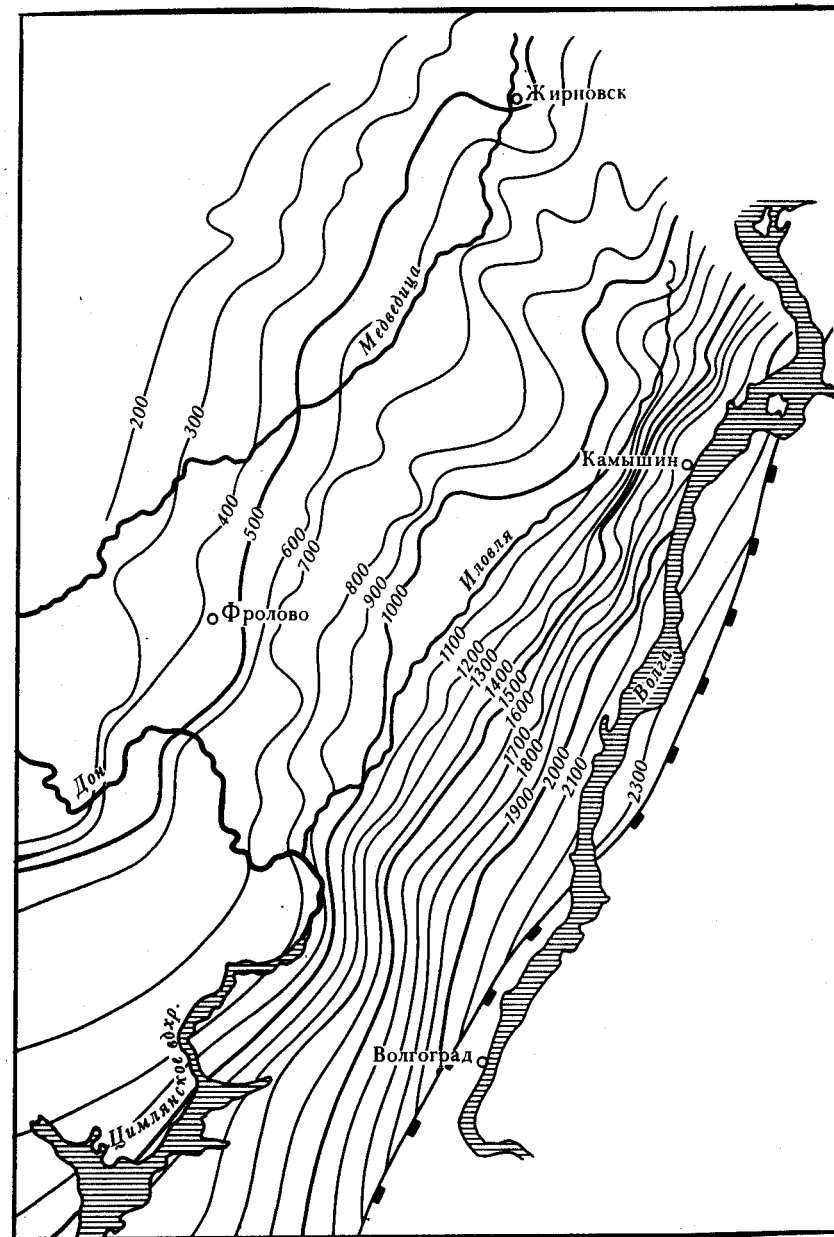


Рис. 35. Карта мощности отложений от кровли верейского горизонта до эрозионной поверхности карбонатного палеозоя Волгоградского Поволжья.
Условные обозначения см. на рис. 33

леозойских нисходящих движений. В то же время в пределах малоамплитудных антиклинальных зон, приуроченных к гребням флексур, наклонным в сторону регионального падения, так же, как и для поднятий, связанных с кратковременно развивавшимися флексурами, позднепалеозойский этап привел к существенному выполаживанию локальных поднятий и в отдельных случаях даже к их расформированию.

Верхнепермско-мезозойский этап. Этот этап отличался дифференцированностью тектонических движений в основном в пределах Уметовско-Линевской депрессии и Приволжского мегавала, где в ослабленной форме проявлялись черты некоторой унаследованности девонского палеоструктурного плана. На остальной части территории тектонические движения отражали главным образом развитие регионального восточного наклона всей территории исследования. Следует отметить, что в кунгурский век происходила активизация тектонических движений как отражение интенсивного прогибания Прикаспийской синеклизы, в которое была вовлечена примыкающая к ней территория Приволжского мегавала и Уметовско-Линевской депрессии. В это время усилился региональный наклон рассматриваемого региона в восточном направлении и произошло обособление и формирование слабо дислоцированной Приволжской моноклинали на территории Приволжского мегавала.

Кайнозойско-новейший этап. Заключительная фаза формирования элементов современного структурного плана рассматриваемой территории была заложена в кайнозойскую эру. В это время происходило объединение мелких обособленных поднятий и прогибов в более крупные зоны воздымания и погружения. Причем в зоне современных Доно-Медведицких дислокаций наметились тенденции проявления инверсионных движений, которые в свою очередь определили и начало формирования крупной наложенной отрицательной структурной формы на территории ранее существовавшей Терсинской девонской палеоструктурной террасы.

В новейший этап была окончательно сформирована современная структура Нижневолжской нефтегазоносной области. Тектонические движения носили главным образом инверсионный характер и наиболее рельефно проявились на территории девонских депрессий и прогибов. Вне их пределов (Приволжский мегавал, Кудиновско-Коробковский сложный вал, Романовско-Усть-Погожская структурная терраса) инверсионные движения не отмечались или почти не отмечались. Это обусловлено тем, что инверсионные движения происходили по ранее заложенным в теле кристаллического фундамента швам, соответствующим древним флексурам, развивавшимся в течение всего девонского этапа. При этом основные особенности строения девонского палеоструктурного плана нашли зеркальное отражение в форме залегания мезозойских пород и поверхности карбонатных отложений палеозоя. Поэтому молодым положительным инверсионным структурам соответствуют девонские депрессии и прогибы. Так, Доно-Медведицким дислокациям соответствует Иловлинско-Медведицкий палеопрогиб, а Ивановско-Мачешанскому валу — Ивановский палеопрогиб. Проявление инверсионных движений и их соотношение с движениями

предыдущих этапов были весьма различными. Однако в общем плане инверсия была неполной и привела к расформированию древних структурных элементов лишь на уровне отложений верхнего девона и выполаживанию их в среднем девоне и более древних осадочных образованиях.

Каменноугольные, пермские и мезозойско-кайнозойские породы, которые к моменту инверсионных движений залежали почти горизонтально или были слабо наклонены в восточном направлении, в результате инверсии тектонических движений были интенсивно дислоцированы с образованием четко выраженных флексур и приуроченных к их приподнятым крыльям локальных поднятий.

В целом анализ истории тектонического развития региона позволяет сделать следующие основные выводы.

1. Особенности тектонического развития рассматриваемой нефтегазоносной области определили резко выраженную структурную разнотипность верхнего инверсионного этажа и нижнего погребенного девонского, а также закономерные соотношения между ними, выражающиеся в плановом соответствии древних, развивавшихся в течение всего девонского этапа, и молодых флексур, характеризующихся при этом противоположными наклонами.

Последнее обстоятельство свидетельствует о связи указанных флексур с длительно развивавшимися разломами и мобильными зонами в теле кристаллического фундамента, отражающими его глыбовую структуру. Поэтому, несмотря на длительность и качественное различие направленности тектонических движений, проявлявшихся дифференцированно на каждом этапе истории геологического развития, контуры основных структурных элементов практически совпадают.

2. Основные особенности строения древнего девонского структурного плана находят зеркальное отражение в форме залегания каменноугольных и мезозойских пород.

3. По времени и активности формирования древние структурные элементы подразделяются на унаследованно развивавшиеся в течение всего девонского периода и развивавшиеся кратковременно, как правило, в течение досреднефранского времени, реже только в поздне-среднефранское время. Инверсионные движения имели место только вдоль длительно развивавшихся в течение всего девонского этапа флексур. Поэтому кратковременно развивавшиеся флексуры являются погребенными и не находят четкого отображения в особенностях строения верхнего структурного этажа.

4. Последевонские тектонические движения обусловили смещение осей древних антиклинальных поднятий в сторону регионального подъема пород, а в пределах древних депрессий и прогибов — в сторону регионального падения пород.

§ 2. ТИПЫ ЛОКАЛЬНЫХ ПОДНЯТИЙ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ

С учетом особенностей строения и условий образования локальные поднятия территории Волгоградского Поволжья можно подразделить

на два основных типа — тектонические и атектонические. При этом следует подчеркнуть преимущественное развитие поднятий первого типа и слабую изученность поднятий второго типа.

Исследование поднятий тектонического типа показывает, что их образование обусловлено движениями двоякого рода — унаследованно (постумно) проявляющимися на протяжении более или менее продолжительных этапов геологической истории и инверсионными, связанными с изменением знака структуроформирующих движений. Поэтому локальные поднятия данного типа в свою очередь можно подразделить на унаследованные (постумные) и инверсионные¹.

Что же касается структур атектонического происхождения, то их образование следует связывать с эрозионными и седиментационными процессами.

Поднятия тектонического типа — строение, время формирования и характер распространения инверсионных и унаследованных поднятий в пределах рассматриваемой территории — имеют определенные особенности.

Инверсионные поднятия. В пределах юго-восточного склона Воронежской антеклизы инверсионный этап тектонического развития наиболее интенсивно проявился в пределах зон древнего устойчивого прогибания (территории девонских депрессий и прогибов) в новейший этап тектогенеза. Поэтому для большинства инверсионных поднятий характерны четкая морфологическая выраженность по высокозалегающим маркирующим горизонтам верхнего структурного этажа и постепенное выполаживание (угасание) вниз по разрезу до полного раскрытия на различных стратиграфических уровнях. Лишь отдельные поднятия этого типа прослеживаются по всему осадочному разрезу.

Указанные особенности рассматриваемых поднятий с учетом морфологической выраженности по разрезу позволяют выделить среди них сквозные, т.е. прослеживающиеся по всему осадочному комплексу, и угасающие с глубиной, т.е. прослеживающиеся до определенных стратиграфических уровней. При этом и для сквозных характерно уменьшение амплитуд вниз по разрезу.

Изучение особенностей распространения инверсионных поднятий в пределах юго-восточного склона Воронежской антеклизы показывает их тесную и преимущественную приуроченность к протяженным зонам флексурных осложнений в осадочном чехле, которым соответствуют разломы в фундаменте и по которым происходило перемещение блоков кристаллического основания.

Значительно реже встречаются поднятия, которые не имеют четкой связи с флексурами, но образование которых также обусловлено инверсионными движениями блоков фундамента.

Эти обстоятельства дают возможность выделить среди инверсионных поднятий прифлексурные (приразломные) и надблоковые.

Инверсионные поднятия, приуроченные к флексурам, могут быть подразделены на поднятия, приуроченные к флексурам, противоположным региональному наклону, и поднятия, приуроченные к флексурам, совпадающим с региональным наклоном. Установлено, что степень прослеживания вниз по разрезу в большинстве случаев выше у поднятий первого типа, чем у поднятий второго типа.

Особенности формирования инверсионных поднятий достаточно наглядно проявляются при рассмотрении составленных схем их формирования и графиков структурообразующих тектонических движений, совмещенных с графиками изменения амплитуд этих поднятий по разрезу (рис. 36, 37).

К поднятиям надблокового типа относится крупное Коробковское поднятие в каменноугольных горизонтах, образовавшееся в результате инверсионных движений на месте сложно построенной девонской мульды (см. рис. 32).

Необходимо также отметить, что в последние годы в связи с изучением казанских отложений установлены весьма своеобразные внутрiformационные поднятия, прослеживающиеся лишь в верхнепермско-триасовом комплексе осадков. Образование их было обусловлено кратковременными древними инверсионными движениями соответствующего этапа. Это позволяет выделить среди инверсионных поднятий самостоятельный тип структур — внутрiformационный.

Указанные особенности строения (прежде всего, достаточно четкая морфологическая выраженность большинства из них по маркирующим горизонтам верхнего структурного этажа) и распространения (преимущественно приуроченность к флексурным осложнениям) поднятий инверсионного типа обусловили высокую эффективность их поисков, так как они надежно картируются применяемыми поисковыми методами — структурно-геоморфологическими исследованиями, геологической съемкой, электроразведкой, сейсморазведкой и структурным бурением. Поэтому фонд инверсионных структур в пределах исследуемой территории почти полностью исчерпан, за исключением территории Уметовских поднятий, и основные перспективы нефтегазоносности здесь следует связывать с поднятиями унаследованного типа, которые лишь в последние годы стали объектами целенаправленных поисков.

Унаследованные поднятия. Ранее отмечалось, что образование поднятий данного типа обусловлено унаследованными, постумно проявляющимися тектоническими движениями на протяжении достаточно продолжительных этапов геологической истории. Этим допускается возможность более или менее четко выраженного "унаследования" древних структурных форм в последующие активные этапы тектогенеза, сменяющие периоды слабой тектонической активности.

Наиболее характерными чертами строения большинства унаследованных структур, выявленных в настоящее время в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, являются сохранение их морфологичес-

¹ Следует иметь в виду, что проявление различных тектонических движений может приводить к формированию поднятий смешанного (гетерогенного) типа (В.В. Бронгулеев, 1956 г.) [Бражников Г.А., 1962].

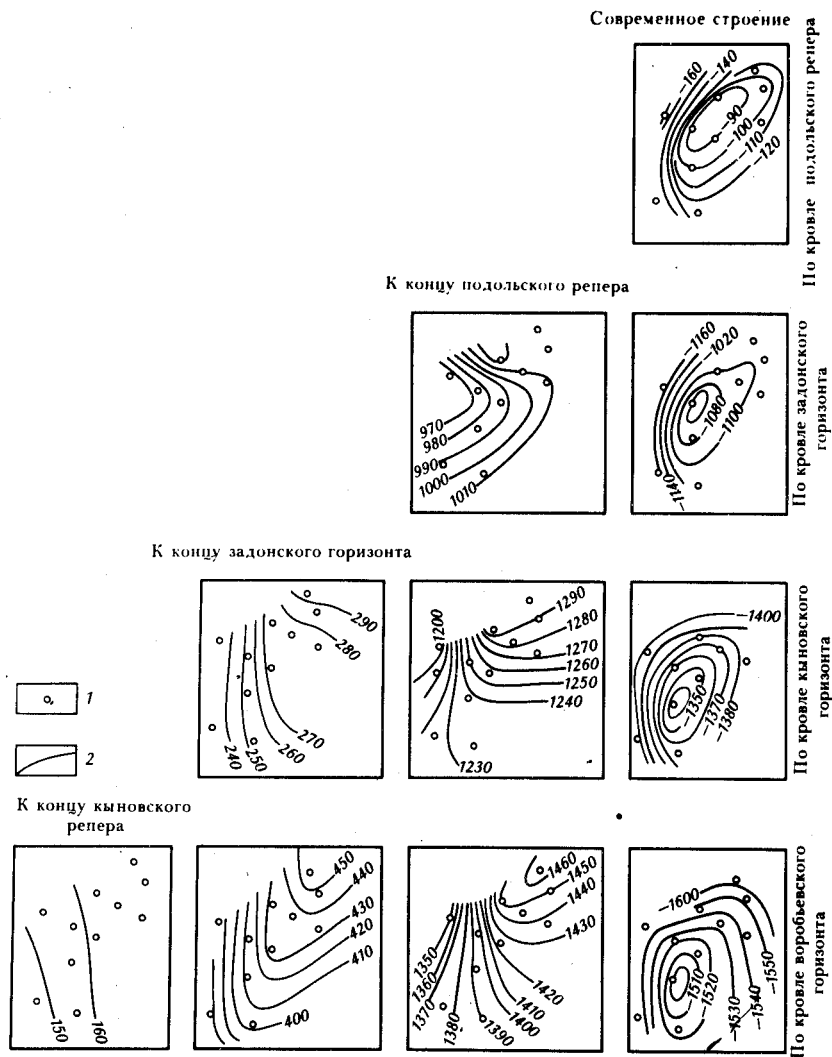


Рис. 36. Структурные и палеоструктурные карты Клетско-Почтовского поднятия.
1 — скважины; 2 — изогипсы в м

кой выраженности и общее структурное соответствие по всем горизонтам осадочной толщи, что позволяет отнести их к типу сквозных поднятий. В пределах же рассматриваемой территории характерной особенностью унаследованных структур является прослеживание их лишь в нижней части осадочного разреза, т.е. погребенный характер. В структуре залегающих выше образований они не находят четкого отображения. Таким образом, понятие „погребенное поднятие“ отражает морфологи-

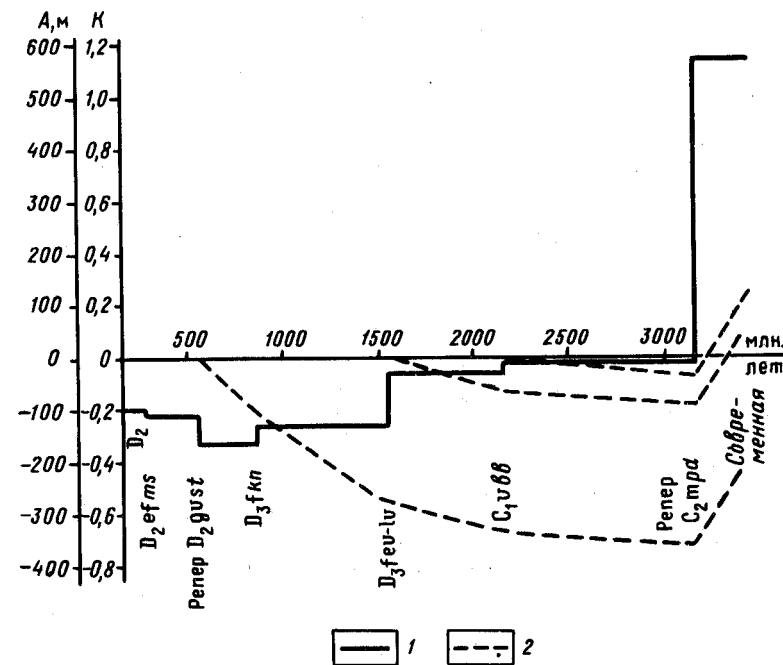


Рис. 37. График тектонических движений Арчединского поднятия.
Кривые изменения: 1 — коэффициента направленности и интенсивности тектонических движений (K); 2 — амплитуды поднятий

ческую выраженность и прослеживаемость исследуемых замкнутых положительных структурных форм в нижней части осадочного разреза.

Проведенный палеоструктурный анализ позволяет установить приуроченность погребенных зон и осложняющих их поднятий, выявленных в горизонтах терригенной толщи девона, к древним девонским флексурам (см. рис. 11, 32; рис. 38).

Как отмечалось выше, степень сохранения и прослеживаемость погребенных девонских поднятий в осадочном чехле в зависимости от типа контролирующих их флексур различна.

Для древних поднятий, приуроченных к длительно развивавшимся флексурам, направленным в сторону регионального подъема пород (флексуры, противоположные региональному наклону), суммарный эффект расформировывающих тектонических движений последевонских этапов развития был меньшим. В связи с этим древние поднятия, хотя и были выположены, но сохранились на уровне отложений терригенной толщи девона, а в ряде случаев и на уровне среднефранских образований. К этому типу поднятий относятся антиклинальные зоны Приволжского мегавала, Кудиновско-Коробковского и Западно-Терсинского валов.

Древние поднятия, приуроченные к длительно развивавшимся флексурам, направленным в сторону регионального падения пород (флексу-

картированными по маркирующим мезозойско-каменноугольным горизонтam.

Следовательно, диагностика погребенных зон развития локальных поднятий (но не самих локальных поднятий), приуроченных к древним, длительно развивавшимся флексурам, определяется объективным характером выделения молодых инверсионных флексур. Последнее на основе анализа мощностей верхнедевонских образований позволяет четко определять не только пространственное положение указанных зон погребенных поднятий, но и при соответствующей сети скважин, вскрывших верхнедевонские отложения, осуществлять прогноз локальных погребенных поднятий.

Что же касается погребенных зон развития локальных поднятий, приуроченных к кратковременно развивавшимся древним флексурам, по которым не происходили инверсионные движения (не находящихся отражения в молодых флексурах), то диагностика их менее точна и находится в прямой зависимости прежде всего от информации для анализа мощностей верхнедевонских образований.

Поднятия атектонического типа по характеру проявления атектонических процессов, образующих ловушки, благоприятные для промышленного нефтегазонакопления, могут быть подразделены на эрозионные и седиментационные. Все они по степени прослеживаемости в осадочном разрезе относятся к внутриформационным, т.е. развиваются в пределах узкого стратиграфического диапазона (формации). Наиболее типичными представителями седиментационных ловушек являются рифогенные образования.

В целом принципиальная схема классификации тектонических локальных поднятий, распространенных в пределах юго-восточного склона Воронежской антеклизы, приведена на рис. 39. В основу классификации положены следующие признаки:

характерное проявление тектонических движений, обусловивших образование поднятий;

морфологическая выраженность локальных структурных форм в разрезе осадочных образований;

особенности приуроченности локальных поднятий к различным элементам современного и палеоструктурного планов;

время формирования локальных поднятий.

Указанные признаки определяют основные закономерности распространения рассмотренных поднятий и характеризуют особенности их строения.

Заканчивая рассмотрение типов тектонических локальных поднятий, контролирующих промышленное нефтегазонакопление в пределах исследуемой территории, можно сделать следующие основные выводы.

1. Для широко распространенных различных морфогенетических типов локальных поднятий время формирования не является фактором, свидетельствующим об их перспективах в нефтегазоносном отношении.

2. Перспективы нефтегазоносности юго-восточного склона Воронежской антеклизы следует связать с погребенными поднятиями унаследован-

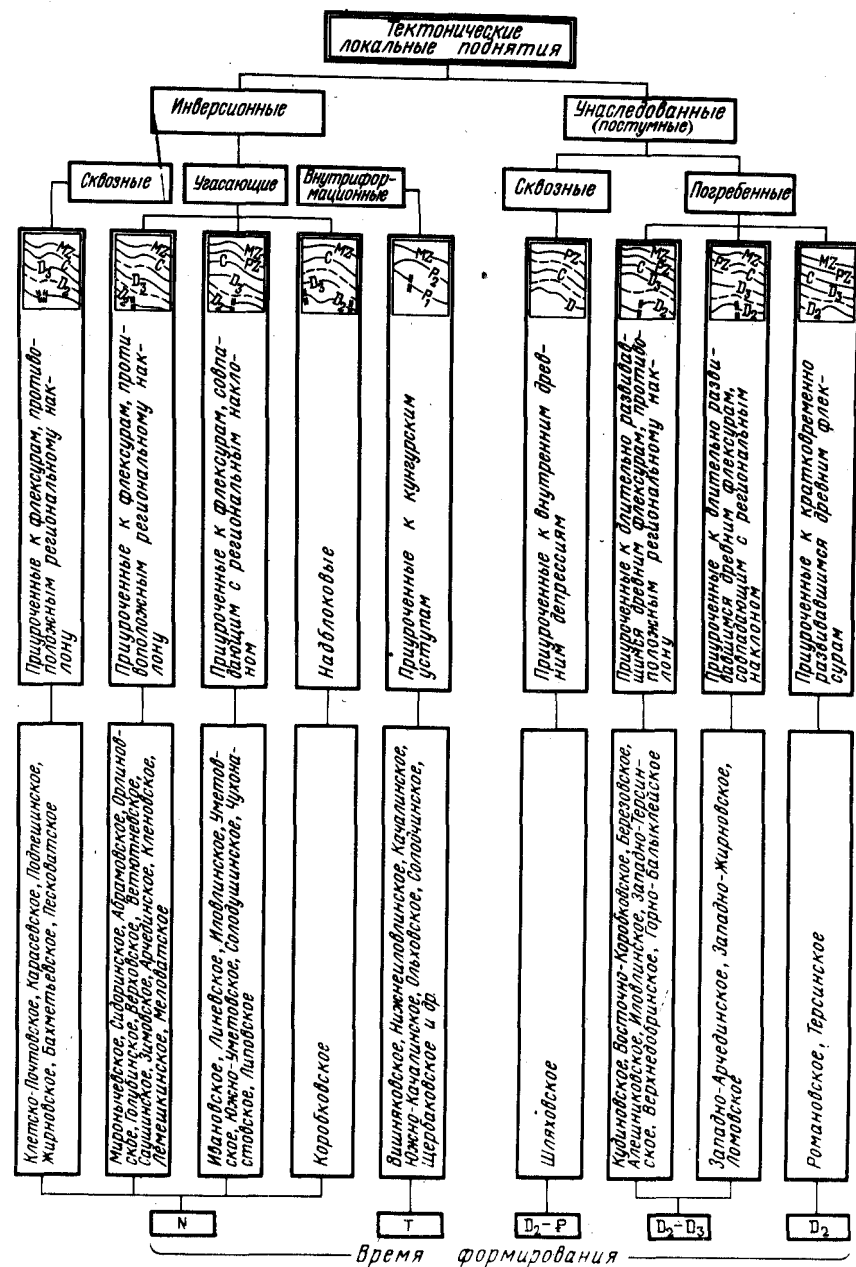


Рис. 39. Схема классификации тектонических локальных поднятий юго-восточного склона Воронежской антеклизы

ного типа, распространенными в отложениях девона. Наибольший интерес должны представлять районы Приволжского мегавала, Кудиновско-Коробковского вала, а также Терсинской структурной террасы.

3. Фонд поднятий инверсионного типа практически исчерпан, и в связи с этим перспективы их нефтегазоносности весьма ограничены и связываются только с территорией Уметовских поднятий.

4. Наиболее перспективным типом атектонических поднятий следует считать рифогенные образования, которые отличаются значительным разнообразием и специфическими условиями образования.

Указанные особенности строения тектонических поднятий и закономерности их распространения в значительной степени определяют специфические черты нефтегазоносности территории Нижнего Поволжья:

а) все месторождения в терригенной толще девона, в карбоне и частично в карбонатных отложениях девона приурочены к положительным структурным формам, амплитуды и соответственно этажи нефтегазоносности которых контролируются размерами сопряженных с ними флексур;

б) продуктивные горизонты терригенной толщи девона литологически невыдержаны, вследствие чего в этой толще преобладают залежи структурно-литологического типа в отличие от пластовых сводовых (реже массивных) залежей в каменноугольном комплексе пород, характеризующемся постоянством литологического состава и выдержанностью пластов коллекторов;

в) все месторождения многопластовые;

г) месторождения инверсионных зон нефтегазонакопления содержат большую часть разведанных запасов нефти и газа, характеризуются высокой степенью освоения потенциальных ресурсов и в настоящее время представляют собой основные объекты разработки;

д) потенциальные ресурсы отложений терригенной толщи девона и франского рифогенного комплекса характеризуются низкой степенью разведанности, с этими образованиями связаны основные перспективы нефтегазоносности.

По результатам геологоразведочных работ последних лет все месторождения в пределах юго-восточного склона Воронежской антеклизы можно сгруппировать в зоны нефтегазонакопления, различающиеся приуроченностью промышленных скоплений нефти и газа к различным частям стратиграфического разреза и типами структурных ловушек.

Абрамовско-Клетско-Почтовская, Верховская, Арчедино-Саушинская, Коробковская, Жирновско-Линевская, Кленовско-Меловатская и Уметовская зоны нефтегазонакопления с установленными промышленными залежами нефти и газа в верхнепалеозойских (преимущественно в каменноугольных и в меньшей степени в верхнедевонских) отложениях приурочены к одноименным тектоническим элементам — валам, блокам, выделяемым в верхнем структурном этаже. Залежи углеводородов здесь контролируются инверсионными локальными поднятиями, осложняющими валы и блоки. Залежи преимущественно пластовые сводовые, реже массивные. Структурно-литологические залежи имеют крайне ограниченное значение.

Указанные зоны нефтегазонакопления в значительной степени изучены и перспективы открытия в их пределах новых залежей небольшие.

В связи с установлением нефтегазоносности глубоко залегающих отложений терригенной толщи девона можно выделить Западно-Терсинскую, Кудиновско-Коробковскую, Алешниковско-Иловлинскую, Уметовскую и Камышинскую зоны нефтегазонакопления, в пределах которых уже выявлены промышленные залежи нефти и газа или же получены их промышленные притоки. Кроме того, есть основания предполагать наличие Ломовской, Западно-Жирновской, Романовской, Октябрьской, Усть-Погожской, Суводской и Горно-Балыклейской зон нефтегазонакопления, перспективность которых также связывается с горизонтами терригенной толщи девона. Характерной особенностью указанных зон является их приуроченность к зонам распространения (возможного распространения) унаследованных погребенных поднятий (осложняющих одноименные валы и антиклинальные зоны, выделяемые в нижнем структурном этаже). Строение их полностью не изучено. Однако установлено, что в распределении нефтегазоносности наряду со структурным фактором здесь большую роль играет и литологическая невыдержанность пластов-коллекторов. Преобладают залежи структурно-литологического и литологического типов.

§ 3. ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК, ИХ ТИПЫ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ

В пределах Нижневолжской нефтегазоносной области в верхне-среднефранской карбонатной толще установлено широкое распространение рифового комплекса мощностью до 600 м.

Наибольший практический интерес для поисков нефти представляют морфологически выраженные органогенные постройки, которые характеризуются разнообразием форм залегания и особенностями распространения, обусловленными генетической связью того или иного морфологического типа с определенными структурно-фациальными зонами франского времени. Поэтому при выделении основных типов органогенных построек целесообразно использовать не только морфологические особенности их строения, но и структурно-фациальную приуроченность. Последнее позволяет на основе структурно-фациального анализа и палеотектонических реконструкций наметить закономерности распространения различных типов органогенных построек.

Основываясь на представлениях ряда исследователей (М.Ф. Мирчинк и др., 1974 г.) [Кузнецов В.Г., 1978; Мкртчян О.М., 1980], а также на имеющемся фактическом материале, верхне-среднефранские органогенные постройки Нижневолжской нефтегазоносной области можно подразделить на три типа, различающихся определенной структурно-фациальной приуроченностью:

зоны барьерных рифов, к ним применим также термин "рифовые системы", так как зоны барьерных рифов являются разновидностью рифовых систем [Кузнецов В.Г., 1978];

шельфовые биогермы и биостромы;

одиночные внешние рифы.

Зоны барьерных рифов формируются на морфологических уступах морского дна — флексурах, приуроченных к границе мелководного карбонатного шельфа и некомпенсированной депрессии, располагаясь между сингенетичными зарифовыми нормально-слоистыми карбонатными отложениями и глубокоководными депрессионными образованиями. Зоны барьерных рифов характеризуются линейностью, структурной и фациальной асимметричностью и относительно значительной протяженностью. Распространены они вдоль бортов некомпенсированной Уметовско-Линевской палеодепрессии.

Шельфовые биогермы и биостромы приурочены к сводовым частям конседиментационных поднятий и характерны для внутренних частей мелководных карбонатных шельфов, занимающих преимущественно территории девонских палеоподнятий.

Общими признаками шельфовых органогенных построек являются формирование их среди мелководных сингенетичных отложений, представленных нормально-слоистыми карбонатными осадками, а также небольшие размеры и преимущественно изометричная форма.

Одиночные внешние рифы также приурочены к сводовым частям конседиментационных поднятий, осложняющих внутреннюю часть Уметовско-Линевской некомпенсированной палеодепрессии. Характерно для них обрамление со всех сторон вмещающими риф депрессионными образованиями.

Особенности формирования и закономерности распространения органогенных построек выделенных типов, временной интервал их развития наиболее полно раскрываются при историко-геологическом подходе к их изучению. При этом четко выступают закономерные пространственные и генетические связи органогенных построек различного типа с ведущими палеотектоническими элементами исследуемой нефтегазоносной области, с характером их тектонического развития и фациально-палеогеографической обстановкой в период накопления вмещающих рифы отложений. В целом же можно выделить территории: с весьма широким распространением рифов, с незначительным их развитием и не содержащие их.

Основным палеоструктурным элементом, контролирующим региональные особенности формирования и распространения рифогенных образований в поздне-среднефранское время, являлась, как отмечалось выше, обширная Уметовско-Линевская палеодепрессия, разделявшая крупные, типично платформенные положительные структуры: Терсинскую палеоструктурную террасу, Кудиновско-Коробковский сложный палеовал, Романовско-Усть-Погожскую структурную палеотеррасу и Приволжский палеомегавал. Указанные структуры представляли собой сравнительно крупные зоны дифференцированного мелководья, характеризующиеся накоплением карбонатных осадков различных типов (Терсинская палеоструктурная терраса, северные части Кудиновско-Коробковского сложного палеовала, Романовско-Усть-Погожской палеоструктурной террасы и Приволжского палеомегавала) и терригенно-карбонатных осадков (на остальной части положительных структур), которые компенсировали тектонические погружения.

Уметовско-Линевская палеодепрессия развивалась по типу платформенных впадин с той особенностью, что являлась унаследованной от ордовикского времени.

Ранее указывалось, что наиболее интенсивные дифференцированные тектонические движения девонского этапа проявились в франский век и достигли максимальной контрастности в поздне-среднефранское время. В связи с этим более интенсивные по сравнению с палеоподнятиями тектонические погружения в Уметовско-Линевской палеодепрессии способствовали развитию в ней режима глубокоководного бассейна и, как следствие, некомпенсированного осадконакопления.

На бортах палеодепрессий, выраженных в виде флексур, сохранявших в течение всего девонского времени устойчивое положение, в поздне-среднефранское время — в период наибольшей активизации унаследованных тектонических движений — формировались седиментационные уступы, которые на большей части своей протяженности представляли собой участки, благоприятные для роста органогенных построек барьерного типа. Именно здесь, в зонах взаимоперехода глубокоководных и мелководных фаций, характеризующихся более быстрым и устойчивым погружением, имелись условия для длительного роста рифов и поэтому зоны барьерных рифов отличаются большей мощностью и устойчивым во времени и пространстве положением рифовых фаций, сравнительно небольшой шириной и четкой морфологической выраженностью. Это определило их важнейшую роль в образовании ловушек, благоприятных для промышленного накопления углеводородов.

Приуроченность барьерных рифов к уступам в рельефе дна бассейна седиментации обуславливает их асимметрию. Структурно-геоморфологическая асимметрия заключается в том, что со стороны глубокоководной части бассейна превышение рифов над дном сравнительно большое и углы падения склонов превышают 10° , со стороны же мелководного шельфа это превышение меньше и составляет лишь несколько десятков метров, в связи с чем внутренние склоны рифов более пологие. Фациальная асимметричность рифов проявляется в четкой дифференциации литолого-фациального состава предрифовых и зарифовых отложений. Предрифовые образования — глинисто-карбонатные, их мощность в 2—3 раза меньше мощности рифовых; зарифовые фации представлены карбонатными осадками мелководного шельфа, и мощность их на 10—30 % меньше мощности собственно рифовых фаций.

Анализ палеотектонических, палеогеоморфологических и фациально-палеогеографических особенностей франского бассейна позволяет выделить борта Уметовско-Линевской палеодепрессии, где были сформированы седиментационные уступы, и установить участки, благоприятные для образования барьерных рифов. К ним относятся западный, северный, северо-восточный, юго-западный и юго-восточный борты, которые охватывают более 200 км из общей протяженности палеодепрессии 380 км.

Ранее уже указывалось, что седиментационные уступы и сформировавшиеся на них барьерные рифы морфологически наметили, с одной

стороны, борта некомпенсированной Уметовско-Линевской палеодепрессии, с другой — обширные мелководные карбонатные шельфы, приуроченные к положительным палеоструктурам. К верхне-среднефранским шельфам, ограниченным по периферии седиментационными уступами, относятся Терсинская палеоструктурная терраса, Кудиновско-Коробковский сложный палеовал, Романовско-Усть-Погожская палеоструктурная терраса и Приволжский палеомегавал, которые на большей своей части соответствуют контурам современных положительных погребенных структур.

В пределах отмеченных мелководных карбонатных шельфов условия рифообразования были менее благоприятными в связи со слабой расчлененностью рельефа дна бассейна осадконакопления и снижением скорости прогибания по сравнению с бортами палеодепрессии, поэтому здесь могли формироваться лишь одиночные небольшие органогенные постройки — биогермы и биостромы, приуроченные к неровностям дна бассейна, обусловленным наличием конседиментационных структур. В связи с этим территории шельфов, характеризующиеся наличием конседиментационных структур, являются районами широкого распространения шельфовых биогермов. К ним следует отнести Кудиновско-Коробковский сложный вал, Романовско-Усть-Погожскую структурную террасу, северную часть Приволжского мегавала — Алешниковско-Иловлинский вал, северную часть Арчединско-Дорожкинской депрессии и восточную часть Терсинской структурной террасы, примыкающей к Котовско-Добринской зоне барьерного рифа.

Важно отметить, что формирование шельфовых биогермов ограничивалось семилукско-рудкинским временем в отличие от зон барьерных рифов, где процесс рифообразования был более продолжительным. Очевидно, это обусловлено расширением территорий относительных воздыманий положительных палеоструктур и проявлением общерегрессивных тенденций в эволюции позднедевонского бассейна рассматриваемой нефтегазоносной области. Поэтому для шельфовых биогермов характерны небольшие размеры и мощности рифогенных фаций, относительно слабая морфологическая выраженность (амплитуда не превышает 50 м). Кроме того, слагающие их образования не замещаются за пределами массивов депрессионными фациями, а переходят в мелководные нормально-слоистые карбонатные отложения.

В настоящее время установлены три шельфовых биогерма: Ключевской, Ефимовский в осевой части Кудиновско-Коробковского вала, а также Северо-Дорожкинский, приуроченный к одноименной приподнятой зоне в Арчединско-Дорожкинской депрессии.

Таким образом, условия, благоприятные для развития верхне-среднефранских рифов, возникли в результате резкого структурно-фациального расчленения мелководного эпиконтинентального бассейна юго-востока Русской платформы, вызванного интенсивным опусканием Уметовско-Линевской палеодепрессии по отношению к окаймляющим ее палеоподнятиям. Депрессия компенсируется мелководными глинисто-карбонатными осадками фаменского яруса.

В пределах Уметовско-Линевской палеодепрессии можно выделить участки, благоприятные для формирования внешних одиночных рифов. Можно полагать, что формирование этих рифов связано с наличием конседиментационных поднятий, осложняющих эту палеодепрессию. В первую очередь заслуживают внимания Верхнедобринская антиклинальная зона и зона, осложняющая западный склон Уметовской мульды.

К настоящему времени установлен лишь Новокоробковский одиночный риф, приуроченный к Северо-Дорожкинской древней приподнятой зоне, которая северным периклинальным окончанием осложняет Коробковскую мульду. Характерно для этого рифа концентрическое обрамление его почти по всему периметру глубоководными депрессионными фациями.

Специфика развития Новокоробковского рифа относительно мелководных шельфовых биогермов определяется высокой скоростью и большей длительностью прогибания здесь дна бассейна осадконакопления. Это обусловило большой интервал времени рифообразования и четкую морфологическую выраженность рифа (амплитуда по западному крылу Новокоробковского рифа 100 м, мощность рифовых фаций верхне-среднефранского возраста 500 м, депрессионных — 200 м).

В начале фаменского века на всей рассматриваемой территории происходит резкое затухание дифференцированных тектонических движений, процессы рифообразования прекращаются. Этим и объясняется более узкий стратиграфический диапазон верхнедевонских рифов в Нижневолжской нефтегазоносной области по сравнению с другими районами Урало-Поволжья, в частности с Камско-Кинельской системой некомпенсированных прогибов (М.Ф. Мирчинк и др., 1974 г.) [Хачатрян Р.О., 1979; Мкртчян О.М., 1980].

Для позднепалеозойского и верхнепермско-мезозойского этапов тектонического развития характерно переформирование теперь уже погребенного девонского палеоструктурного плана, выражающееся в ослаблении и выполаживании древних девонских структурных форм — тектонических и геоморфологических.

Важно отметить существенную роль в выравнивании франского рельефа, в первую очередь в пределах Уметовско-Линевской палеодепрессии, уметовско-линевской глинисто-карбонатной толщи нижнефаменского возраста. Мощность ее на палеошельфах — девонских поднятиях — около 10 м, тогда как в наиболее погруженных участках палеодепрессии она превышает 200 м. Указанная толща плащеобразно перекрывает зоны барьерных рифов и захороняет внешние их склоны на расстояниях, не превышающих 1 км. Это обстоятельство, с одной стороны, обуславливает резкую фациальную зональность рифовых отложений и глинисто-карбонатной толщи, что позволяет четко маркировать внешнюю границу барьерных рифов, с другой — создает благоприятные условия для формирования ловушек комбинированного типа — рифовых литологически экранированных.

Следствием особенностей геологического развития позднепалеозойского этапа явилось формирование над рифами и шельфовыми биогерма-

ми структур облекания в фаменских и каменноугольных отложениях, затухающих вверх по разрезу. При этом отмечается прямая связь между морфологической выраженностью органогенной постройки и стратиграфическим уровнем прослеживаемости структур облекания. Для зон барьерных рифов, приуроченных к западному и северо-восточному бортам палеодепрессии, структуры облекания прослеживаются вплоть до московского яруса; для северного и юго-западного бортов затухание структур облекания отмечается уже в башкирском ярусе. Это же характерно для внешних одиночных рифов и для шельфовых биогермов типа Ключевского.

В связи с этим необходимо подчеркнуть принципиально важный критерий прогноза органогенных построек — в современном структурном плане они контролируются сокращенными мощностями фаменского и каменноугольного комплексов пород. Причем этот критерий диагностики как поисковый признак наличия органогенной постройки имеет значение в любом случае, даже если риф вследствие расформирующихся позднепалеозойских и инверсионных движений в современном структурном плане не имеет морфологической выраженности.

Следует отметить также особенность литологического состава толщи компенсации, выражающуюся наиболее четко в повышенной песчаности терригенных отложений нижнего карбона. Так, над Ключевским шельфовым биогермом песчаники бобриковского горизонта замещаются в направлении к тыльной его части глинами. Это обусловило наличие здесь литологически экранированной нефтяной залежи в бобриковском горизонте (рис. 40). Подобные условия отмечаются в распределении песчаных прослоев в бобриковском горизонте Котовско-Добринской и Алешниковской зон барьерного рифа.

Наибольшее влияние на переформирование девонского палеоструктурного плана оказал кайнозойско-новейший этап тектонического развития, выразившийся в инверсии тектонических движений по ранее заложенным швам в теле кристаллического фундамента, отраженным в девонских длительно развивавшихся флексурах. Однако инверсия была неполной, и вследствие этого древние девонские поднятия сохранились только на уровне терригенной толщи девона и фундамента, но уже в ослабленной форме.

Рассмотрим влияние последевонских этапов тектонического развития на палеогеоморфологические формы органогенных построек с точки зрения формирования либо расформирования их как ловушек, благоприятных для образования залежей углеводородов.

Зоны барьерных рифов, приуроченные к древним, длительно развивавшимся в течение всего девонского этапа флексурам, соответствующим западному и восточному бортам палеодепрессии, целесообразно разделить на зоны барьерных рифов, приуроченные к древним флексурам, наклонным в сторону регионального падения пород (западный борт палеодепрессии) и зоны барьерных рифов, приуроченные к древним флексурам, наклонным в сторону регионального подъема пород (восточный борт палеодепрессии).

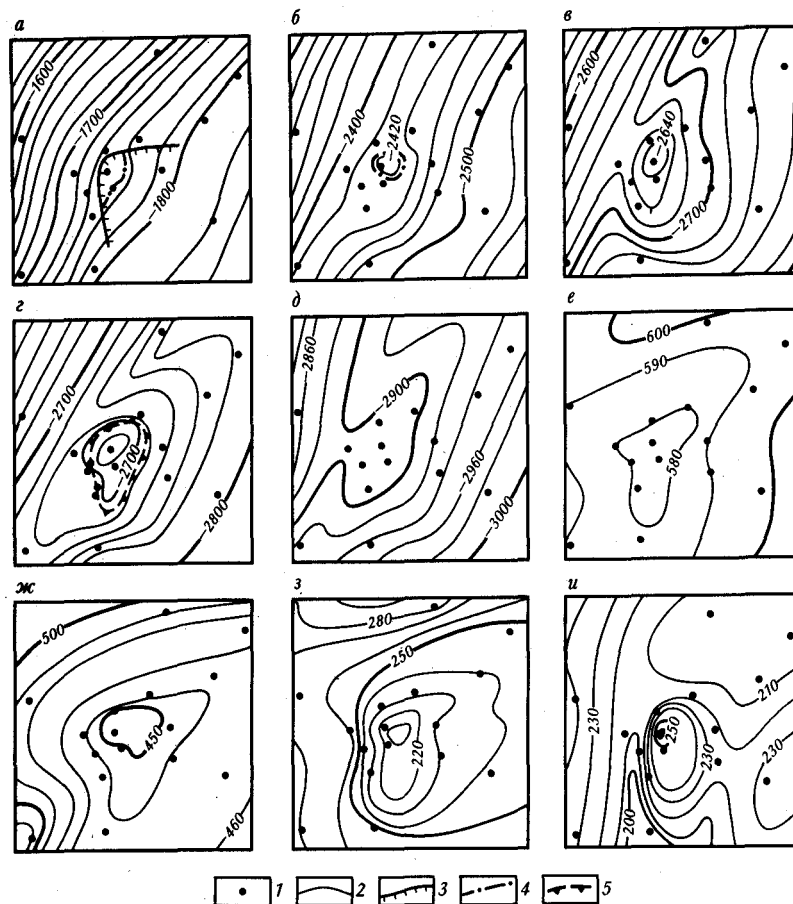


Рис. 40. Структурные карты и карты мощности Ключевского шельфового биогерма. Структурные карты по кровле горизонтов: а — бобриковского, б — ливенского, в — петинского, г — семилукского, д — кыновского; карты мощности отложений: е — нижнекаменноугольно-нижнебашкирских, ж — фаменских, з — ливенско-алатырских, и — петинско-саргаевских.

1 — скважины; 2 — соответственно изогипсы или изопахиты в м; 3 — линия выклинивания продуктивного пласта песчаника в бобриковском горизонте; 4 — контур нефтеносности; 5 — границы развития биогермных известняков

К первым относится Котовско-Добринская зона барьерного рифа, которая была сnivelирована только к концу московского века. В связи с этим позднепалеозойский этап тектонического развития практически не повлиял на форму рифового сооружения. Амплитуда расформирующих движений составляла всего 5–10 % от амплитуды палеогеоморфологической формы зоны барьерного рифа. Что же касается инверсионных движений, то они, наоборот, привели к существенному усилению

западного критического крыла зоны барьерного рифа. Так, на Котовском участке древняя амплитуда рифа составляла 160 м, в течение позднепалеозойского этапа она уменьшилась до 150 м, вследствие же инверсионных движений амплитуда рифового массива значительно увеличилась, и в современном структурном плане она достигает 260 м.

Усиление морфологической выраженности Котовско-Добринской зоны барьерного рифа в современном структурном плане обусловлено ее формированием на древней, развивавшейся в течение всего девонского этапа флексуры, отвечающей шву в теле кристаллического фундамента — мобильной зоне. Инверсионные движения также происходили по этой мобильной зоне, что и привело к усилению внутреннего склона рифа и к менее выраженной асимметричности его по отношению к палеогеоморфологической форме.

Ко второй разновидности относятся Аleshниковская и Горно-Балыклейская зоны барьерных рифов, приуроченные соответственно к северо-восточному и юго-восточному бортам Уметовско-Линевской палеодепрессии. Для них характерно обрамление предрифовыми депрессионными фациями с запада, т.е. со стороны критического направления существования положительных структурных форм. Как позднепалеозойский, так и новейший этапы тектонических движений были структурорасформировывающими (в отличие от Котовско-Добринской зоны барьерного рифа, где расформировывающими были только позднепалеозойские движения), суммарный эффект был соизмерим с амплитудой по западному внешнему крылу зон барьерных рифов, и как правило, превышал ее (см. рис. 22). Поэтому на большей части распространения указанные зоны барьерных рифов выражены в современном структурном плане в виде террас и моноклиналей, наклоненных в сторону регионального падения. Однако как ловушки для углеводородов они отнюдь не уменьшаются в размерах, так как рифы экранируются вверх по восстанию предрифовой фацией и вышележащей уметовско-линевской глинистой толщей компенсации. Естественно, здесь имеет место несоответствие контуров современных ловушек и палеогеоморфологических в связи со смещением их наиболее приподнятых частей к литологическому экрану. Но масштабы смещения ограничены, поскольку переход рифовых фаций в предрифовые происходит резко, на расстоянии не более 1 км. Положение зон барьерных рифов четко контролируется бортом некомпенсированной палеодепрессии и зоной появления уметовско-линевской толщи компенсации.

Некоторая специфика тектонического развития характерна для зон барьерных рифов (Романовской, Линевской), приуроченных к древним, кратковременно развивавшимся флексурам, отделяющим мелководные карбонатные палеошельфы от Уметовской и Линевской мульд палеодепрессии. Эти флексуры, очевидно, приурочены к мелким швам в теле кристаллического фундамента, существовавшим в отличие от большинства разломов в течение только поздне-среднефранского времени. Такие швы относятся к категории погребенных "залеченных", по ним не наблюдалось инверсионных движений в новейший этап, поэтому расформи-

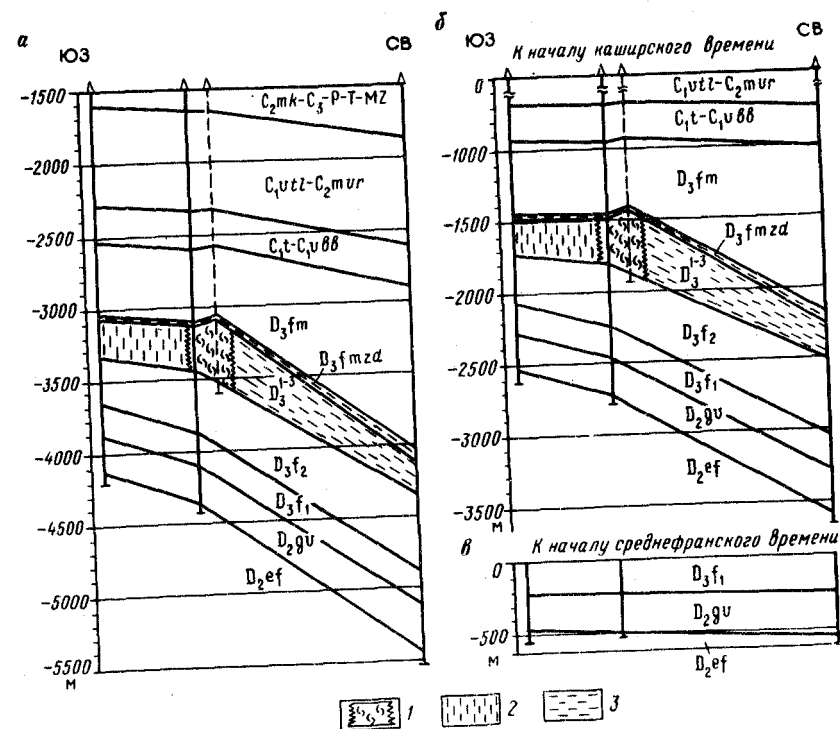


Рис. 41. Геологический (а) и палеогеологические (б, в) разрезы Романовской зоны барьерного рифа.

Отложения: 1 — рифогенные; 2 — горизонтально-слоистые карбонатные; 3 — депрессионные

ровывающими тектоническими движениями были только позднепалеозойские. Однако амплитуда расформировывающих движений была меньше амплитуды по критическому направлению зон барьерных рифов, и поэтому морфологическая выраженность органических построек сохранилась, хотя форма их стала несколько выположенной по сравнению с палеогеоморфологической формой (рис. 41, 42).

Форма шельфовых биогермов и внешних одиночных рифов определяется соотношением палеогеоморфологической амплитуды по западному крылу и суммарным эффектом позднепалеозойских расформировывающих тектонических движений. Как правило, в случае подобных органических построек, представляющих интерес с точки зрения минимально допустимых для промышленного нефтегазоаккумуляции размеров ловушек, морфологическая выраженность сохраняется, но амплитуда по критическому направлению может варьировать в широких пределах — от нескольких метров до 50—60 м.

Однако объем современных ловушек здесь не уменьшился относительно объема палеогеоморфологических, так как вверх по восстанию рифовые образования переходят в горизонтально-слоистые зарифовые

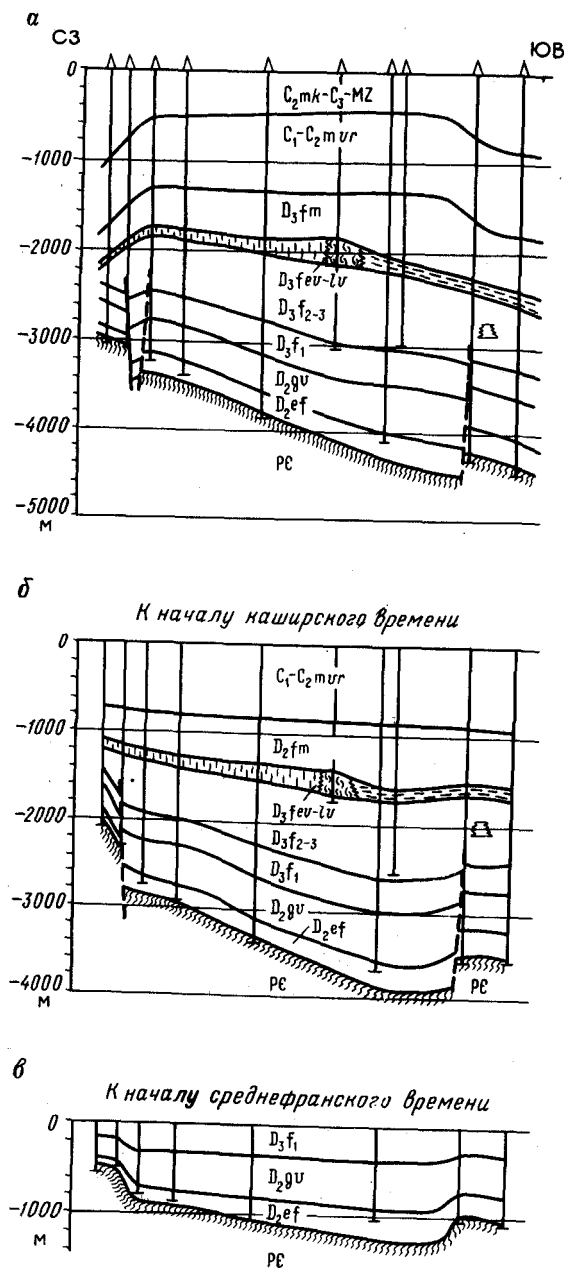


Рис. 42. Геологический (а) и палеогеологические (б, в) разрезы Жирновско-Иловинского блока. Условные обозначения см. на рис. 45

карбонатные осадки, представленные плотными тонкозернистыми, в разной степени глинистыми известняками, характеризующимися отсутствием пластов коллекторов, как это установлено на Ключевском биогерме.

Для одиночных внешних рифов, окаймленных по периферии депрессионными фациями и плащеобразно перекрытых уметовско-линевской толщей компенсации, условия сохранения объемов ловушек аналогичны условиям Аleshниковской зоны барьерного рифа. Что же касается их морфологической выраженности в современном структурном плане, то в связи с, как правило, более длительным, чем в случае шельфовых биогермов, процессом рифообразования они должны характеризоваться положительными холмовидными формами. Амплитуда их будет варьировать в широких пределах в зависимости от соотношения древней амплитуды и суммарного эффекта расформирующихся палеозойских тектонических движений.

Следовательно, особенности последовонских этапов тектонического развития привели в основном к ослаблению и выполаживанию в современном структурном плане как тектонических, так и палеогеоморфологических девонских форм. Однако практически объемы последних в качестве ловушек для промышленного накопления углеводородов сохранились, в то время как объемы структурных ловушек погребенных поднятий в терригенной толще девона заметно сократились.

Проведенные палеоструктурные исследования позволяют сформулировать следующие основные выводы относительно особенностей формирования и закономерностей распространения органогенных построек верхне-среднефранских отложений в пределах Нижневолжской нефтегазоносной области.

1. На рассматриваемой территории существуют благоприятные условия для формирования франских органогенных построек трех морфолого-генетических типов: зон барьерных рифов (рифовые системы), шельфовых биогермов и биостром и внешних одиночных рифов.

2. Различные типы органогенных построек четко приурочены к определенным структурно-фациальным элементам палеодевонского плана.

Зоны барьерных рифов связаны с девонскими флексурами, ограничивающими глубоководные некомпенсированные части Уметовско-Линевской палеодепрессии (Коробковская, Линевская, Уметовская мулдьи). Они характеризуются линейностью, структурной и фациальной асимметричностью и сопряженностью с некомпенсированными частями палеодепрессии.

Зоны барьерных рифов, приуроченные к длительно развивавшимся в течение всего девонского этапа флексурам, отличаются широким стратиграфическим диапазоном (верхне-среднефранский рифовый комплекс), большой мощностью рифогенных образований (500–600 м) и рельефно выраженными палеогеоморфологическими формами. Зоны барьерных рифов, связанные с кратковременно развивавшимися в течение поздне-среднефранского времени флексурами, имеют более ограниченный стратиграфический диапазон (верхнефранский рифовый комп-

лекс), вдвое меньшую мощность рифогенных образований и поэтому характеризуются относительно менее выраженными палеогеоморфологическими формами.

Шельфовые биогермы и внешние одиночные рифы приурочены к конседиментационным девонским поднятиям, осложняющим внутренние части мелководных карбонатных верхне-среднефранских шельфов (здесь формировались семилукско-рудкинские биогермы) и Уметовско-Линевской палеодепрессии, в западной и северной частях которой имелись условия, благоприятные для развития одиночных внешних рифов. Для них характерны изометричная форма, небольшие размеры и обрамление со всех сторон одинаковыми фациями вмещающих риф отложений (для шельфовых биогермов — горизонтально-слоистые карбонаты, для одиночных внешних рифов — депрессионные отложения).

3. Существенная перестройка морфологических форм органогенных построек в последующие этапы тектонического развития исследуемого региона привела к формированию погребенных как собственно рифовых так и рифовых литологически экранированных ловушек, благоприятных для промышленного нефтегазонакопления.

4. Установленные закономерности качественного изменения морфологии органогенных построек вследствие последевонских этапов тектонического развития позволяют осуществлять прогноз возможных типов ловушек для углеводородов (собственно рифовых и рифовых литологически экранированных) дифференцированно по каждой зоне развития органогенных построек (табл. 3).

Таблица 3

Типы ловушек нефти франских погребенных рифов на территории Нижневолжской нефтегазоносной области

Ловушки	Зоны барьерных рифов, приуроченные к девонским флексурам, развивавшимся		Шельфовые биогермы и биостромы	Внешние одиночные рифы	
	длительно и имеющим наклон в сторону регионального				кратковременно
	падения пород	подъема пород			
Рифовые: линейные антиклинальной формы изометричной формы	Коробковско-Добринская		Романовская, Линевская	Возможны	Возможны
Рифовые литологически экранированные: линейно вытянутые изометричной формы		Алешниковская, Горно-Балыклейская		Возможны	Возможны

Выявленные особенности формирования и закономерности распространения органогенных построек позволяют сформулировать некоторые предпосылки, которые могут быть использованы при разработке методики прогноза погребенных рифов. В этом отношении прежде всего привлекает факт четкого отражения погребенных франских рифов в характере распределения мощностей фаменских и каменноугольных отложений. С этой же целью возможно использование установленных закономерностей в соотношении структурных планов верхнего и нижнего этажей, выражающееся в плановом соответствии древних, длительно развивавшихся девонских флексур и противоположно направленных молодых, что позволяет однозначно определять положение зон барьерных рифов.

Необходимо отметить, что геологоразведочные работы по целенаправленному поиску франских погребенных рифов и связанных с ними месторождений нефти в пределах рассматриваемой территории были начаты лишь в 1975 г. Поэтому к настоящему времени достаточно полно опоскована только южная часть Котовско-Добринской зоны барьерного рифа протяженностью около 30 км.

В пределах опоскованной части открыты Котовское, Голубковское и Мирошниковское нефтяные месторождения, связанные с локальными погребенными массивами, осложняющими Котовско-Добринскую зону барьерного рифа.

На территории северной части Котовско-Добринской зоны барьерного рифа, а также в пределах Алешниковской, Линевской, Романовской и Горно-Балыклейской зон барьерных рифов целенаправленные поисковые работы находятся в начальной стадии. Однако в первых же скважинах, заложенных с целью определения параметрических данных, установлены прямые признаки нефтеносности рифогенных отложений (Алешниковская зона) и получены промышленные притоки нефти из этих отложений (Горно-Балыклейская и Линевская зоны).

Эти данные с учетом ранее выявленных промышленно нефтеносных Ключевского шельфового биогерма и Новокоробковского внешнего одиночного рифа позволяют констатировать региональную нефтеносность погребенных франских рифов Нижневолжской нефтегазоносной области, образующих зоны нефтенакопления.

Важно отметить также, что открываемые запасы нефти в рифогенных ловушках отличаются чрезвычайно высокой удельной плотностью на единицу площади и относятся к категории активных легкоосваиваемых. Месторождения характеризуются благоприятными условиями для извлечения нефти: жесткий упруговодонапорный режим, благоприятное соотношение вязкостей нефти и пластовой воды, высокая газонасыщенность пластовых нефтей при превышении на 30 % пластового давления над давлением насыщения нефти газом, коэффициенты продуктивности скважин, достигающие 1000–1500 т/(сут. МПа) и обеспечивающие дебиты 200–600 т/сут.

Отмеченный характер нефтеносности рифов определяется широким развитием в них пористо-кавернозных и карстовых коллекторов, боль-

шой мощностью и резким литологическим ограничением их по периферии, что способствует сохранению рифовых ловушек даже в случае полного расформирования морфологической выраженности рифового массива и образованию литологически экранированных ловушек.

Для рифовых пород характерна трещиноватость, которая не играет значительной роли в их емкостных свойствах, но существенно повышает проницаемость. Как правило, наибольшей трещиноватостью отличаются рифовые породы, приуроченные к зонам барьерных рифов, что объясняется формированием их в мобильных участках. В то же время в рифовых сооружениях мелководного шельфа и внутренних частей Уметовско-Линевской депрессии трещиноватость развита ограничено.

Открытая пористость коллекторов колеблется от 3–5 % до 28 %, проницаемость — от тысячных долей квадратных микрометров до 1,0–1,5 мкм². Отмечается резкая невыдержанность коллекторских свойств пород в теле рифов, поэтому даже в рядом пробуренных скважинах характеристики коллекторских свойств существенно различны.

В общем плане устанавливается улучшение коллекторских свойств в гребневой и шлейфовых частях рифа, а также в направлении к средней части рифового тела, как правило, к подошве евлановско-ливенского горизонта. В то же время карстовые коллекторы в большинстве случаев приурочены к кровельной части рифогенных отложений.

Покрышкой рифовых резервуаров служит толща плотных глинистых известняков фаменского яруса, в основании которой повсеместно прослеживаются 5–10-метровый пласт аргиллитов. Общая мощность покрышки 100–150 м.

Все залежи нефти, заключенные в рифах, занимают верхнюю часть ловушек, массивные, ограничиваются кровлей рифогенных пород и подпираются подошвенной водой. Коэффициент заполнения рифовых ловушек нефтью близок к единице. Этаж нефтеносности наиболее крупного Котовского рифа превышает 150 м, Ключевского шельфового биогерма — 50 м и Новокоробковского внешнего одиночного рифа — 15 м.

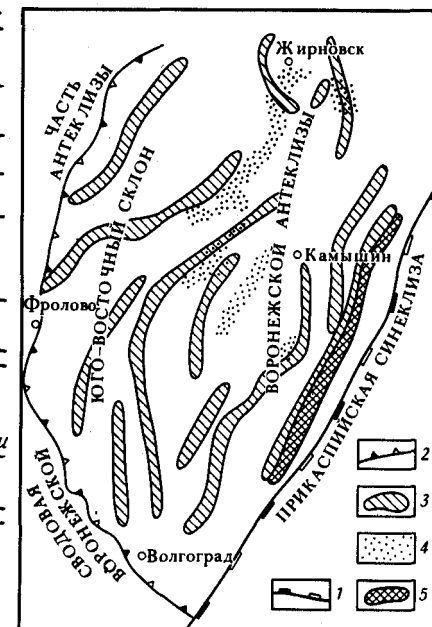
Водонасыщенные породы зон барьерных рифов отличаются высокими коллекторскими свойствами, образуя крупные единые гидрогеологические системы. Это обеспечивает жесткий упруговодонапорный режим залежей нефти в рифогенных отложениях. В связи с этим при эксплуатации таких залежей практически не отмечается падение пластового давления. Для залежей нефти шельфовых биогермов характерны пассивное проявление подошвенных вод и падение пластового давления в процессе разработки.

Погребенные франские рифовые массивы, являясь вместилищами нефтяных залежей, оказывают непосредственное влияние на размещение залежей углеводородов и в покрывающих отложениях. Как правило, эта связь обусловлена наличием структур облекания, в более выположенной форме повторяющих морфологию органогенной постройки. Особенно это характерно для шельфовых биогермов и внешних одиночных рифов, что является следствием прерывистого, спорадического характера



Рис. 43. Геологический (а) и палеогеологические (б, в) разрезы Ключевского шельфового биогерма. 1 — залежи углеводородов; 2 — биогермные известняки

Рис. 44. Схема прогноза зон распространения погребенных структур и зон органогенных построек на территории Волгоградского Поволжья. 1 — бортовой уступ Прикаспийской синеклизы; 2 — границы тектонических элементов 1 порядка; 3 — прогнозируемые зоны погребенных поднятий в отложениях терригенной толщи девона; прогнозируемые зоны органогенных построек в отложениях: 4 — франских; 5 — фаменских



их распространения и морфологически резко выраженных форм. Залежи углеводородов в покрывающих рифы отложениях приурочены к песчаным прослоям бобриковского, реже тульского горизонтов, а также при наличии пластов-коллекторов отмечаются в верхнефранском подъярусе,

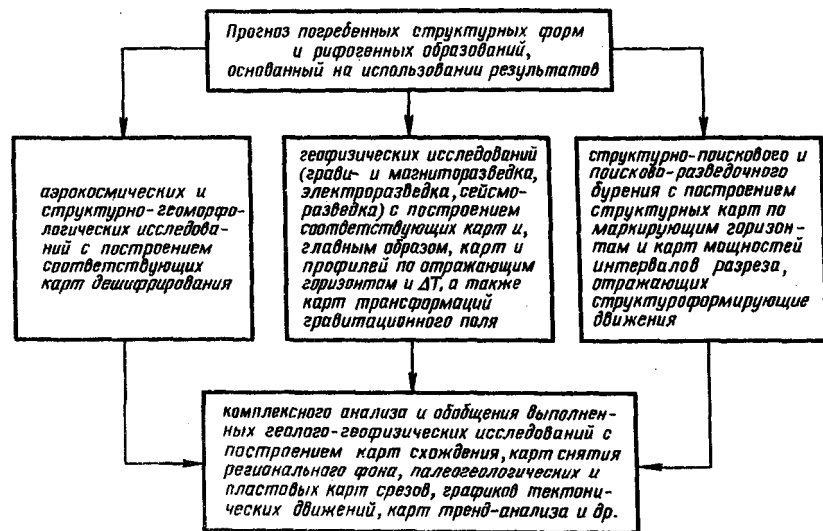


Рис. 45. Принципиальная схема прогноза погребенных структурных форм и рифогенных образований

представленном нормально-слоистыми карбонатными осадками, перекрывающими более древние семилукско-рудкинские шельфовые биогермы (см. рис. 40; рис. 43).

Анализ современного структурного плана и истории развития верхнедевонских рифогенных сооружений на территории Нижнего Поволжья позволяет выделить зоны нефтенакопления, приуроченные к рифовым образованиям, — Котовско-Добринскую и Ключевско-Ефимовскую. Кроме того, имеются все основания предполагать наличие Алешниковской, Романовской, Ломовской, Романовско-Усть-Погоженской, Северо-Дорожкинской, Новокоробковской, Лиевской и Верхнедобринской зон возможного нефтенакопления, также приуроченных к рифогенным образованиям. Их прогноз дается на основе комплексного анализа имеющегося геолого-геофизического материала с учетом изложенных приемов прогноза погребенных рифогенных тел.

На рис. 44 показаны итоговые результаты выполненного прогноза погребенных зон развития поднятий в нижнем структурном этаже и зон развития органогенных построек с использованием всего комплекса ранее рассмотренных методов. Предполагаемое наличие таких зон свидетельствует о перспективности в нефтегазоносном отношении территории Нижнего Поволжья и может служить надежной основой планирования дальнейших целенаправленных нефтегазопромысловых работ.

При этом представляется возможным разработать принципиальную схему прогноза погребенных структурных форм и рифогенных образований, основанную на комплексном анализе геолого-геофизического материала (рис. 45). Данная схема может служить основой выполнения

подобного прогноза в районах сложного геологического строения, прежде всего отличающихся структурной разноплановостью горизонтов, содержащих промышленные залежи углеводородов.

Глава VI

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПЛАНИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ

Повышение достоверности прогноза нефтегазоносности и методика совершенствования планирования геологоразведочных работ на нефть и газ в последние годы привлекают все возрастающее внимание исследователей в связи с усложнением условий проведения этих работ и ростом капитальных вложений, затрачиваемых на их осуществление.

§ 1. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИЙ

Оценка перспектив нефтегазоносности территорий, представляющая заключительный этап комплексного геологического изучения, должна базироваться на всестороннем анализе факторов, определяющих условия формирования, распространения и сохранения скоплений нефти и газа.

Опыт изучения перспективных территорий показывает, что в регионально-нефтегазоносных областях пространственное размещение промышленных залежей контролируется прежде всего особенностями тектонического строения и характером развития коллекторов. Именно этим факторам придается основное значение при выделении районов, в различной мере перспективных. Однако такая оценка не будет исчерпывающей без учета литолого-фациальных, геохимических и гидрогеологических обстановок, данных о фактической нефтегазоносности, строении выявленных залежей, степени геолого-геофизической изученности исследуемых территорий и т.д.

При количественной оценке прогноза нефтегазоносности необходимо выделять хорошо разведанные промышленно нефтегазоносные районы с высокой степенью выявления потенциальных ресурсов, в пределах которых трудно ожидать значительного прироста запасов. Подобные районы должны рассматриваться в качестве эталонных, по аналогии с которыми следует проводить подсчет возможных ресурсов УВ на прилегающих к ним участках или же на территориях, имеющих сходное геологическое строение.

При оценке перспектив нефтегазоносности территорий по совокупности факторов, определяющих особенности строения и характер нефтегазоносности, а также с учетом степени геолого-геофизической их изученности представляется необходимым выделять следующие категории нефтегазоносных территорий.

Наиболее перспективные территории целесообразно подразделять на районы с установленной нефтегазоносностью и районы, в которых она предполагается на основе научного прогноза.

Первые должны иметь промышленные залежи углеводородов (или, по крайней мере, промышленные притоки нефти или газа) и отличаться наиболее благоприятными условиями для промышленного нефтегазонакопления: четко выраженными крупными структурными поднятиями или хорошими ловушками экранирования, большими мощностями продуктивных горизонтов с высокими коллекторскими свойствами и т.д.

Районы с предполагаемой нефтегазоносностью должны характеризоваться наиболее благоприятными условиями для промышленного нефтегазонакопления.

Перспективные территории можно подразделять на районы аналогично наиболее перспективным. Районы с установленной нефтегазоносностью должны содержать промышленные залежи углеводородов (или промышленные притоки нефти или газа), но в отличие от наиболее перспективных могут характеризоваться несколько менее благоприятными условиями для промышленного нефтегазонакопления.

Районы с предполагаемой нефтегазоносностью при отсутствии выявленных залежей или промышленных притоков должны иметь благоприятные условия для промышленного нефтегазонакопления.

Малоперспективные территории характеризуются малоблагоприятными факторами, контролирующими промышленную нефтегазоносность (слабо развитыми продуктивными горизонтами с низкими коллекторскими свойствами и т.д.).

Бесперспективны те территории, в пределах которых отсутствуют оптимальные условия для образования промышленных скоплений УВ. Подсчет запасов по этим районам не производится.

К территориям с невыясненной перспективностью относятся неизученные районы, для которых отсутствуют сведения, позволяющие судить об особенностях их геологического строения.

Предлагая указанное подразделение территорий по степени перспектив нефтегазоносности, основанное на данных комплексного качественного геологического анализа с учетом геолого-геофизической изученности, а также наличия промышленной нефтегазоносности или ее прогноза по материалам использования метода геологической аналогии, следует подчеркнуть его практическую направленность, определяющую характер необходимых геологоразведочных работ, планируемых с целью выявления новых промышленных месторождений и залежей нефти и газа.

Наиболее перспективные земли с установленной нефтегазоносностью являются первоочередными объектами для проведения исследований, непосредственно ориентированных на поиски залежей нефти и газа и дальнейший прирост их запасов. Соответственно районы, нефтегазоносность которых предполагается на основании научного прогноза, будут первоочередными для постановки региональных или рекогносцировочных, а затем и структурно-поисковых работ, проводимых с целью обнаружения конкретных перспективных объектов последующего поиско-

вого и разведочного бурения для выявления и оконтуривания залежей УВ и прироста их запасов. Территории с невыясненной перспективностью должны учитываться при постановке опорного или параметрического бурения на базе региональных, прежде всего геофизических работ; малоперспективные территории служат резервом на будущее; бесперспективные следует исключать из планирования геологоразведочных работ.

Оценка перспектив нефтегазоносности при составлении прогнозных карт обуславливает нанесение на них определенной нагрузки. Эти карты должны составляться для отдельных нефтегазоносных комплексов и отражать их структурный план, литолого-коллекторские свойства, характер геохимической и гидрогеологической обстановок, данные о нефтегазоносности, а также степень концентрации запасов (плотность) по зонам (районам) нефтегазонакопления и их количественную оценку.

Количественная оценка прогноза нефтегазоносности в настоящее время является базой перспективного планирования всего комплекса геологоразведочных работ и служит основой распределения конкретных объемов буровых и геофизических работ как по отдельным поисковым направлениям и площадям, так и по крупным территориям. При этом необходима дифференцированная оценка перспектив нефтегазоносности изучаемых районов.

Указанный подход был использован при количественной оценке перспектив нефтегазоносности Волгоградского Поволжья [Аксенов А.А., Львовский Ю.М., 1980 г.]. На подсчетных планах по отдельным нефтегазоносным комплексам и на суммарной карте перспектив нефтегазоносности были выделены конкретные районы и участки с максимальной удельной плотностью запасов нефти и газа, которые рассматривались в качестве основных объектов концентрации поисково-разведочных работ.

Например, в турнейско-верхнефранском нефтегазоносном комплексе выделена полоса шириной 10–18 км и протяженностью более 60 км (зона развития верхнефранских рифов) вдоль западного борта Уметовско-Линевской депрессии, где удельная плотность запасов в десятки раз превышает их плотность на соседних площадях.

В нефтегазоносном комплексе терригенного девона на западе Каменско-Золотовской приподнятой зоны выделен район Алешниковского вала протяженностью до 50 км и шириной 5–7 км, также отличающийся повышенной удельной плотностью запасов углеводородов.

Аналогичная зона, однако менее контрастная, в тех же отложениях установлена на западе Антиповско-Щербаковской зоны поднятий.

В Прикаспийской впадине в пределах Волгоградско-Ерусланского мегавала выделен Александровско-Лободинский вал протяженностью до 100 км и шириной 6–8 км с максимальными удельными плотностями углеводородов в карбонатном комплексе турнейско-нижнебашкирских отложений.

Детальная дифференциация количественной оценки прогноза нефтегазоносности достигалась также отбраковкой отдельных малоперспективных районов (площадей) в пределах структурных элементов II и

Шкала численных значений критериев качественной оценки прогноза нефтегазоносности Волгоградского Поволжья

Средняя взвешенная эффективная мощность		Средняя взвешенная эффективная пористость		Отношение продуктивной площади к общей площади		Средняя площадь залежи		Средняя высота залежи	
м	баллы	%	баллы	%	баллы	км ²	баллы	м	баллы
>5.	1	3–6	1	>5	1	>1	1	>2	1
5–10	2	6–10	2	5–10	2	1–2	2	2–5	2
10–20	3	10–15	3	10–20	3	2–4	3	5–10	3
20–30	4	15–20	4	20–30	4	4–8	4	10–20	4
30–50	5	20–25	5	30–40	5	8–12	5	20–50	5
50	6	25	6	40	6	12	6	50	6

ной шкалой численных значений критериев перспектив нефтегазоносности проводилась оценка всех нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных комплексов применительно к структурным элементам III порядка, а при различии нефтегазогеологических условий — и для отдельных площадей. Обобщенный средний балл для качественной оценки перспектив нефтегазоносности определялся как средняя арифметическая величина суммы баллов отдельных критериев. На основе усредненных баллов выделялись районы разной перспективности. Для каждого нефтегазодобного комплекса была определена минимальная величина усредненного балла, при которой территория относится к перспективной.

Составленные карты качественной оценки были детально обсуждены и затем приняты для количественной оценки прогноза нефтегазоносности. На последней стадии прогнозной оценки при определении обобщенного коэффициента аналогий были использованы три критерия качественной оценки: средняя взвешенная эффективная мощность, средняя взвешенная пористость и величина отношения продуктивной площади к общей. Этим достигалась органическая связь между качественной и количественной оценками перспектив нефтегазоносности.

Выполненные исследования показали необходимость дальнейшего изучения теоретических вопросов количественной оценки прогноза нефтегазоносности, главным образом в направлении уточнения научного содержания используемых коэффициентов аналогий и их составляющих. Обоснование наиболее информативных показателей для определения коэффициента аналогий и оценка их значимости являются ответственными задачами нефтяной геологии.

Количественная оценка прогноза нефтегазоносности носит вероятностный характер [Ованесов Г.П., Аксенов А.А., 1979]. Это относится и к определяемым коэффициентам аналогий, поэтому для расчетных участков целесообразно оценивать их минимальное и максимальное значения, что будет определять также разброс всех последующих величин количественной оценки прогноза нефтегазоносности.

III порядков. Особенно это относилось к каменноугольным отложениям правобережных районов со сравнительно высокой степенью изученности. Такой подход позволил избежать случаев завышения количественной оценки перспектив нефтегазоносности, что неизбежно при распространении даже небольших удельных плотностей запасов на значительные территории заведомо малоперспективных участков.

Необходимым условием применения дифференцированного подхода к количественной оценке прогноза нефтегазоносности является повышение значения качественной оценки, а также обеспечение органической связи качественной и количественной оценок.

На этапе качественной оценки можно наиболее полно синтезировать существующие точки зрения на характер тех или иных параметров, влияющих на перспективы нефтегазоносности отдельного района или площади. Целесообразно рассмотреть возможность широкого использования качественных показателей, оцениваемых посредством разнообразных балльных систем. Выбрав определенное количество критериев и выразив их изменение через систему баллов, можно обеспечить наиболее полный учет изменения существующих условий для интегрирующей количественной оценки прогноза нефтегазоносности. Часть выбранных критериев является одновременно показателями для определения коэффициента аналогии эталонных и расчетных участков. Это способствует повышению научного уровня количественной оценки прогноза нефтегазоносности, так как этапы качественной и количественной оценок приобретают определенную независимость и могут осуществляться разными группами специалистов. Этим создаются более благоприятные условия для привлечения к работе на каждом этапе высококвалифицированных сотрудников соответствующих специальностей.

Для качественной оценки прогноза нефтегазоносности территории Волгоградского Поволжья были привлечены специалисты, изучающие литолого-фациальные особенности перспективных толщ, их коллекторские свойства, структурные условия, гидрогеологию и перспективы нефтегазоносности, а также специалисты в области проектирования и обоснования направлений поисково-разведочных работ. Перед ними была поставлена задача составления карт качественной оценки перспектив нефтегазоносности каждого нефтегазодобного комплекса по специальной методике, базирующейся на балльной оценке наиболее информативных для региона критериев перспектив нефтегазоносности. Анализ особенностей строения нефтяных и газовых месторождений показал, что для оценки перспектив нефтегазоносности наибольшее значение имеют следующие показатели: средние взвешенные значения эффективной мощности продуктивных толщ, их пористости, средние значения площадей залежей и их высот. Был использован и такой показатель, характеризующий перспективы нефтегазоносности территории, как отношение продуктивной площади к общей площади региона.

В зависимости от разброса конкретных цифровых значений выбранных критериев была принята градация интервалов их изменения, которым присваивалось различное число баллов (табл. 4). В соответствии с выбран-

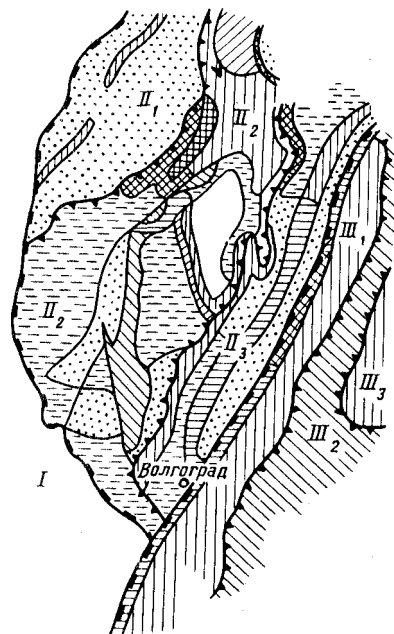


Рис. 46. Карта перспектив нефтегазоносности Волгоградского Поволжья. Границы тектонических элементов: 1 — крупнейших, 2 — крупных; категории перспективности территорий (по удельным плотностям углеводородов): 3 — I, 4 — II, 5 — III, 6 — IV, 7 — V, 8 — VI, 9 — VII, 10 — VIII.

Тектоническое районирование нижнего (в скобках — верхнего) структурного этажа: I — Воронежская антеклиза; юго-восточный склон антеклизы; II — Терсинско-Аткарская структурная терраса (Терсинско-Аткарская депрессия), II₁ — Иловлинско-Медведицкий прогиб (Донско-Медведицкие дислокации), II₂ — Приволжский мегавал (Приволжская моноклинал); Прикаспийская синеклиза: III₁ — Волгоградско-Ерсланский мегавал, III₂ — Прудентовский прогиб, III₃ — Джаныбекский свод

Результирующая карта количественной оценки прогноза нефтегазоносности для всего осадочного разреза Волгоградского Поволжья была составлена путем наложения в плане подсчетных и эталонных участков всех литолого-стратиграфических комплексов и суммирования соответствующих удельных плотностей углеводородов (рис. 46).

Таким образом, количественная оценка прогноза нефтегазоносности стала действенным инструментом, основной научной базой перспективного планирования поисково-разведочных работ в Волгоградском Поволжье.

§ 2. ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПРОГНОЗНОЙ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Количественный прогноз нефтегазоносности изучаемых территорий стал необходимой базой перспективного планирования геологоразведочных работ на всех уровнях — от производственных объединений до министерств и планирующих органов. Причем на каждом из них количественная оценка используется для решения разных задач.

Для министерств и планирующих органов количественная оценка перспектив нефтегазоносности служит основой распределения материальных и финансовых ресурсов для выполнения нефтегазописковых работ между крупными нефтегазодобывающими районами. На уровне производственных объединений эта оценка является

широко используется и при определении показателей геологоразведочных работ на перспективу.

Однако это обстоятельство еще недостаточно учитывается при проведении исследований по прогнозной оценке перспектив нефтегазоносности территорий и не нашло должного отражения в принятой методике этой оценки. При этом следует иметь в виду, что оценка прогнозных ресурсов на уровне объединений должна отличаться более дробной дифференциацией по отдельным территориям и стратиграфическим комплексам, чтобы служить основой рационального размещения геологоразведочных и поисково-разведочных работ.

Необходимым условием применения более дробного и дифференцированного подхода к количественной оценке прогноза нефтегазоносности является повышение значения его первого этапа — качественной оценки. С этой целью следует перейти к выражению качественных показателей прогноза нефтегазоносности системой баллов, что позволит обеспечить органическую связь между качественной и количественной оценками прогноза нефтегазоносности. Такой опыт использования системы баллов ранее был показан на примере Волгоградского Поволжья.

В настоящее время предложенная методика нуждается в дальнейшем совершенствовании. В частности, необходимо не только глубокое научное обоснование выбора наиболее информативных критериев качественной оценки прогноза нефтегазоносности, но и определение «веса» каждого из них по отношению к общей оценке перспектив нефтегазоносности изучаемых территорий. Требуется также дополнительное обоснование выбора параметров для определения коэффициентов геологической аналогии (между подсчетными и эталонными участками), которые должны непосредственно отражать условия нефтегазонакопления. Например, предпочтительным представляется использование таких параметров, как отношение суммы продуктивных площадей к общей площади исследуемых территорий, степень заполнения ловушек на изученных площадях с оценкой этого параметра на расчетных и др.

Рекомендуемая дробность в дифференциации количественной оценки перспектив нефтегазоносности в значительной степени теряет свой смысл на уровне планирующих органов и министерств, так как в этом случае объектом планирования являются в целом нефтегазодобывающие районы. Поэтому при составлении итоговых документов по количественной оценке ресурсов более крупных регионов (даже на уровне бассейнов) целесообразен и более общий подход к рассматриваемому прогнозу нефтегазоносности. В этом случае должны быть несколько иные требования к выбору эталонных участков, под которыми следует понимать наиболее разведанные зоны нефтегазонакопления внутри оцениваемых регионов и даже другие, аналогичные по строению, нефтегазоносные бассейны.

Следует подчеркнуть, что при прогнозной оценке более крупных регионов параметры оцениваемых и эталонных территорий должны в значительной степени характеризовать процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Принципиальная схема организации работ по количественной оценке прогноза нефтегазоносности

Уровень прогноза		Для министерств и планирующих органов	Для производственных объединений и предприятий
Качественная оценка перспектив нефтегазоносности	Этап отсутствует	Этап отсутствует	Составление карт качественной оценки на основе балльной системы наиболее информативных критериев (показателей) нефтегазоносности
	Количественная оценка прогноза нефтегазоносности	Выбор эталонных территорий и участков	Эталонные территории — хорошо разведанные структурные элементы II и более крупных порядков внутри нефтегазоносных бассейнов или аналогичные по строению другие бассейны
		Выбор коэффициентов аналогии	Параметры (показатели), характеризующие процессы нефтегазообразования и нефтегазо-накопления
Исполнители	Методика прогноза	Количественный прогноз для всего осадочного разреза крупного бассейна или основных структурных этажей на основе объемно-генетического метода	Количественный прогноз структурных элементов II порядка или их частей для каждого нефтегазоносного комплекса на основе метода геологических аналогий
	Порядок утверждения	Центральной межведомственной комиссией Мингео СССР, Миннефтепрома и Мингазпрома	Территориальные отраслевые институты совместно с производственными организациями Мингео СССР, Миннефтепрома, Мингазпрома
Целевое назначение количественной оценки прогноза нефтегазоносности		Обоснование распределения материальных и финансовых ресурсов между крупными регионами и производственными объединениями, а также оценка показателя геологоразведочных работ на перспективу	Обоснование наиболее эффективных направлений нефтегазописковых работ, выбора наиболее перспективных районов (участков) и распределение между ними рациональных объемов геологоразведочных работ

Такие критерии уже находят применение. Например, для определения коэффициентов аналогии в работе Р.У. Джонса использованы показатели К (коллекторы), Л (ловушки), МП (материнские породы) и М (миграция): К — отношение объема природных резервуаров (обладающих крышками) к объему осадочного чехла бассейна; Л — отношение суммарной емкости ловушек к объему природных резервуаров; МП — отношение количества нефти, аккумулировавшейся в ловушках, к количеству нефти, генерированной материнскими породами.

Определение двух последних параметров представляет собой значительную трудность. Поэтому можно рекомендовать иной критерий: показатель нефтегазоаккумуляции (НГА) — отношение объема нефтегазо-содержащих пород к общему объему ловушек. При этом определение содержания нефти или газа в единице нефтегазосодержащих пород эталонной территории не будет вызывать затруднений.

Таким образом, представляется целесообразным количественную оценку прогноза нефтегазоносности проводить в двух основных направлениях:

для министерств и планирующих органов — имея в виду оценку нефтегазоносных бассейнов в целом, главным образом на основе использования параметров, характеризующих процессы нефтегазоаккумуляции, с целью научно обоснованного распределения материально-технических и финансовых средств между нефтегазодобывающими районами;

для производственных объединений (предприятий) — по отдельным зонам нефтегазоаккумуляции или площадям на основе использования параметров, характеризующих установленную промышленную нефтегазоносность, с целью рационального размещения объемов поисково-разведочных работ и определения возможных приростов запасов углеводородов.

Количественные оценки прогноза нефтегазоносности одних и тех же исследуемых территорий, проведенные указанными путями, могут различаться и их разброс может характеризовать вероятностный интервал достоверности расчетов.

Нуждается в уточнении и порядок завершения работы по количественной оценке перспектив нефтегазоносности территории.

Принципиальная схема рекомендуемой организации работ по количественному прогнозу нефтегазоносности приведена в табл. 5.

§ 3. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

В последние годы планированию геологоразведочных работ на нефть и газ, призванному обеспечить создание надежной сырьевой базы нефтегазодобывающей промышленности, придается все большее значение, особенно при разработке долгосрочных программ (на 10—15 и более лет) развития этой отрасли народного хозяйства. В связи с этим дальнейшее теоретическое обоснование получили методические основы перспективного планирования поисково-разведочных работ.

Одна из наиболее приемлемых методик, используемых при перспек-

тивном планировании нефтегазописковых работ, основана на принципе прогнозирования эффективности в зависимости от степени разведанности потенциальных ресурсов нефти или газа изучаемых регионов или отдельных направлений поисков. Исследования показали, что при достижении степени разведанности начальных потенциальных ресурсов 20—40 % эффективность поисково-разведочных работ начинает заметно снижаться. Эта закономерность была установлена в 1967 г. Г.Б. Острым и В.В. Потеряевой и нашла отражение в последующих работах других исследователей — М.С. Моделевского и др. в 1977 г.; Н.А. Еременко и др. в 1979 г.

Следует иметь в виду, что надежность расчетов эффективности на перспективу по указанной методике во многом зависит от структуры начальных потенциальных ресурсов нефти или газа исследуемого региона. Эти ресурсы представляют собой сумму добычи, накопленной за весь период, предшествующий планируемому, запасов промышленных категорий ($A + B + C_1$) и запасов категории C_2 , имеющих различную степень достоверности, а также количественной оценки прогноза нефтегазонасыщенности вероятностного характера. Поэтому для регионов, достаточно хорошо разведанных, где прогнозная оценка в общем значении потенциальных ресурсов нефтегазонасыщенности не является доминирующей, прогноз эффективности поисково-разведочных работ будет отличаться большей достоверностью. И, наоборот, в районах малоизученных подобный прогноз эффективности будет менее надежным.

Целесообразно также использовать при перспективном планировании анализ динамики темпов перевода неразведанной части потенциальных ресурсов в запасы промышленных категорий в зависимости от степени разведанности (использования) начальных потенциальных ресурсов, так как этот фактор накладывает серьезные ограничения на возможность реализации в короткие сроки имеющихся в изучаемых районах еще неоткрытых ресурсов нефти и газа. На примере большинства старых районов установлено закономерное снижение во времени темпов перевода неразведанной части начальных потенциальных ресурсов в запасы промышленных категорий ($A + B + C_1$). Причем несомненно, что размеры подготавливаемых запасов зависят от объемов проводимых с этой целью буровых работ, но тенденция их дальнейшей динамики может прогнозироваться достаточно надежно.

Особого внимания заслуживает вопрос о выборе объектов проведения поисково-разведочных работ. Первоочередными объектами подготовки запасов нефти или газа промышленных категорий служат неразведанные участки и горизонты уже открытых месторождений с запасами категории C_2 . Поэтому отправным пунктом при планировании прироста запасов должны являться прежде всего запасы данной категории. При этом необходимо знание состояния и структуры этих запасов применительно к конкретным районам осуществления поисково-разведочных работ, чему до последнего времени не уделялось должного внимания. Следует учитывать также различную достоверность подсчета запасов категорий C_2 на отдельных объектах оценки.

Следовательно, оперирование только абсолютной величиной имеющихся запасов нефти или газа категории C_2 для определения реального прироста запасов промышленных категорий или оценки эффективности поисково-разведочных работ на планируемый год (краткосрочный период) может привести к существенным просчетам. Дополнительно необходим детальный анализ структуры запасов с целью определения той их части, которая может служить основой для подготовки запасов промышленных категорий.

Действительно, в большинстве нефтедобывающих районов запасы категории C_2 на месторождениях могут быть приурочены:

- а) к неразведанным частям (блокам) открытых залежей;
- б) к неразрабатываемым периферийным частям и водонефтяным зонам эксплуатируемых залежей;
- в) к объектам (горизонтам), которые должны быть освоены за счет возврата фонда эксплуатационных скважин;
- г) к неопробованным горизонтам с благоприятными промыслово-геофизическими характеристиками и к перспективным частям разреза, не вскрытым бурением (должны относиться к группе прогнозной оценки).

Вполне очевидно, что "активность" перевода этих запасов в промышленные категории неравнозначна. В частности, должна тщательно анализироваться возможность перевода запасов, связанных с обширными краевыми частями нефтяных залежей, с учетом систем разработки (законтурное, внутриконтурное заводнение и др.). Следует отдельно определять возможность перевода в промышленные категории запасов, приуроченных к возвратным объектам.

Определенная дифференциация должна проводиться и для запасов категории C_2 перспективных структур (по существу это группа прогнозной оценки). Здесь следует распределять запасы по размерам структур и степени перспективности объектов разведки, выделять запасы на структурах, удаленных от районов осуществления поисково-разведочных работ, связанных с глубокозалегающими горизонтами и др., т.е. запасы, разведка которых экономически нецелесообразна в планируемом периоде (году).

Следовательно, оценке "активности" запасов категории C_2 как месторождений, так и поднятий, для перевода их в более высокие категории должно придаваться первостепенное значение. При этом необходимо учитывать подтверждаемость запасов этой категории по отдельным регионам и направлениям поисково-разведочного бурения.

Таким образом, следует различать методики и целевое назначение краткосрочного и перспективного планирования поисково-разведочных работ для определения ожидаемых приростов запасов нефти и газа.

Основой краткосрочного планирования прироста запасов нефти и газа и ожидаемой эффективности поисково-разведочного бурения служат детальный анализ состояния и структуры запасов категории C_2 , числящихся на государственном балансе, а также учет "активности" и реальной возможности их перевода в промышленные запасы.

Основа перспективного планирования прироста запасов нефти и газа и ожидаемой эффективности — достоверная оценка начальных потенциальных ресурсов и степени их использования.

Следует подчеркнуть, что долгосрочное планирование поисково-разведочного бурения на нефть и газ стало неотъемлемой частью геологоразведочного процесса. Отдельные важные составные части его, в частности прогнозирование эффективности поисково-разведочного бурения, уже получили достаточное научное обоснование, в частности в работе Н.А. Еременко и др. 1979 г. Тем не менее многие аспекты этой проблемы нуждаются в дальнейшей разработке. Центральное место среди них занимает научное обоснование рационального распределения объемов поисково-разведочного бурения.

Распределение объемов поисково-разведочного бурения обычно увязывается в основном с достигнутой геологической эффективностью [Селицкий А.Г., 1978 г.]. Вместе с тем действительно научное обоснование размещения объемов буровых работ должно учитывать ряд взаимосвязанных факторов [Халимов Э.М., Крылов Н.А., Афанасьев Т.Г., 1980 г.]. Для целенаправленного анализа этих факторов следует сформулировать основные задачи долгосрочного планирования поисково-разведочных работ.

Основной целью долгосрочного планирования является оптимальное распределение объемов поисково-разведочного бурения между отдельными поисковыми направлениями (тектоническими элементами или литолого-стратиграфическими комплексами) для обеспечения научно обоснованных уровней добычи нефти (газа) в планируемый и последующий периоды с учетом новых подготовленных запасов при минимальных капитальных затратах. Достижение этой цели следует считать народнохозяйственным эффектом поисково-разведочных работ, зависящим от геологической эффективности поисково-разведочного бурения, научно обоснованного прироста запасов нефти (газа), оптимального обеспечения добычи новыми подготовленными запасами (нефти, газа).

Геологическая эффективность поисково-разведочного бурения, выражаемая в тоннах на метр бурения (метрах кубических на метр бурения) или в тоннах на одну скважину (метрах кубических на скважину), широко используется в практике планирования геологоразведочных работ.

Показатель научно обоснованного прироста запасов не находит пока применения в практике планирования, потому что его количественная оценка имеет объективные ограничения. Прежде всего это связано с тем, что абсолютная величина неразведанной части потенциальных ресурсов (НеРПР) нефти (газа) зависит от возможных темпов их перевода в запасы промышленных категорий. Кроме того, величина реально возможного прироста запасов в значительной мере зависит и от степени достоверности НеРПР¹.

¹ Авторы под степенью достоверности НеРПР понимают величину отношения объема содержащихся в НеРПР более достоверных ресурсов (запасы категории C_2) ко всему объему НеРПР.

Известно, что количественная оценка неразведанной части потенциальных ресурсов имеет вероятностный характер и ее достоверность в определенной степени зависит от доли содержащихся в ней запасов категории C_2 (месторождений и структур), количественной оценки прогноза нефтегазоносности подгрупп D_1 и D_2 , а также от степени обоснованности каждой составляющей НеРПР. Практика геологоразведочных работ показывает, что с увеличением доли запасов категории C_2 в объеме НеРПР возрастают подтверждаемость и реальная возможность перевода их в запасы промышленных категорий.

Поэтому реально возможный прирост запасов нефти (газа) на каком-то поисковом направлении может быть определен по формуле $\Pi = \Sigma \text{НеРПР } K_{\Pi} K_{\Delta}$, где Π — реально возможный прирост запасов нефти (газа) на поисковом направлении; НеРПР — сумма неразведанной части потенциальных ресурсов на данном поисковом направлении; K_{Π} — коэффициент темпа перевода НеРПР в запасы промышленных категорий (задается эмпирически; изменяется от 1 % для старых нефтегазоносных районов до 2,5 % для новых); K_{Δ} — коэффициент достоверности НеРПР (определяется как отношение Σ запасов категории C_2 / Σ НеРПР).

Показатель обеспечения добычи новыми подготовленными запасами количественно определяет связь между приростом запасов и добычей. Он выражается добычей, которую предполагают получать за планируемый период за счет запасов, подготовленных за предшествующий период, соизмеримый с планируемым. Этот коэффициент зависит от таких геолого-технологических особенностей подготовленных запасов, как качество нефти (газа), зависящее от содержания серы и сероводорода и ее вязкости, производительность скважин, характер и размер залежей, удаленность месторождений от пунктов сбора и др. Определение этого показателя представляет известную трудность. Поэтому до разработки научно обоснованной методики его можно устанавливать по аналогии с фактическими показателями разработки месторождений в зависимости от технико-экономических и технологических особенностей нефтегазодобывающих районов [Лейбсон М.Г., Махонин О.А., 1963 г.; Фейгин М.В., 1974 г.].

Общая схема обоснования рационального размещения поисково-разведочных работ на нефть (газ) показана на рис. 47.

Для научно обоснованного прогноза развития поисково-разведочных работ по отдельным поисковым направлениям наибольшее значение имеет достоверное определение:

- степени разведанности начальных потенциальных ресурсов;
- объемов неразведанной части потенциальных ресурсов, их состава и структуры;
- геолого-экономической и технологической характеристик подготовляемых запасов.

При этом с помощью применения рекомендуемых коэффициентов для конкретных поисковых направлений могут быть оценены основные показатели, определяющие деятельность производственных предприятий.

1. Возможная добыча нефти (газа) рассчитывается по формуле $D = K_3 \Pi$, где D — добыча (т), которая может быть получена в планируемый

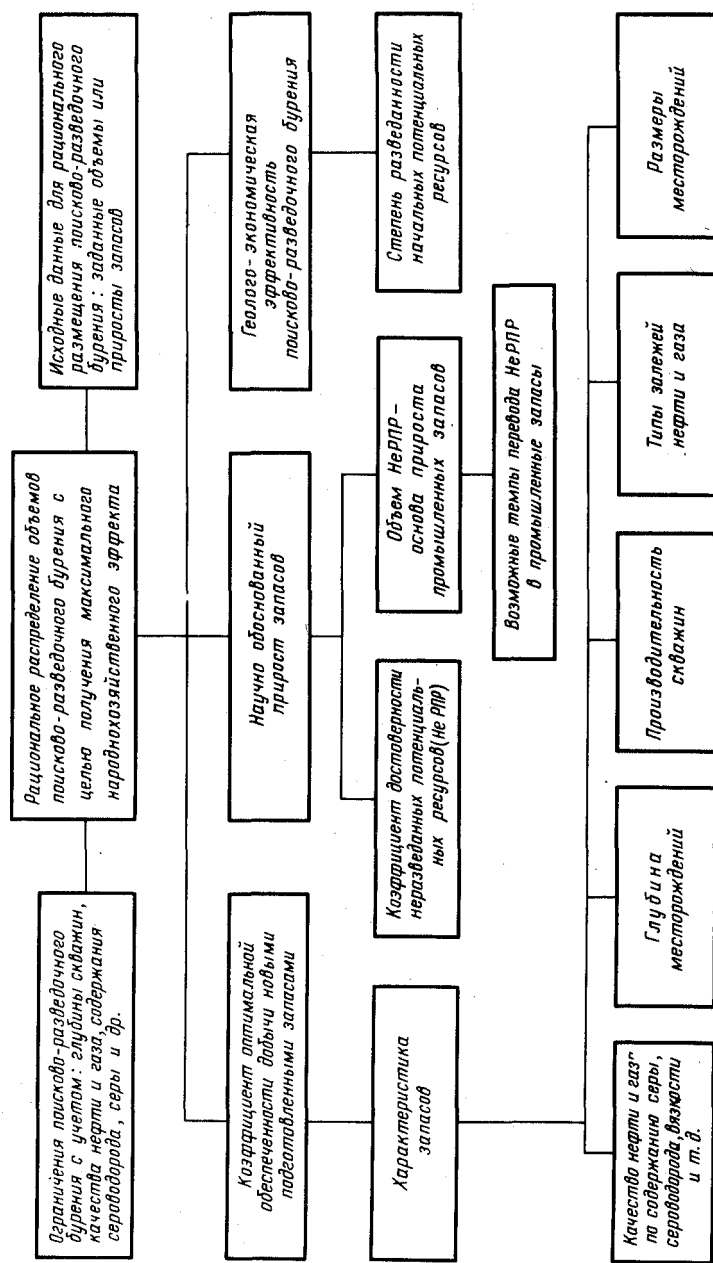


Рис. 47. Схема обоснования рационального размещения поисково-разведочных работ на нефть и газ

период за счет запасов, подготовленных на поисковом направлении за предшествующий период, соизмеримый с планируемым; K_3 — коэффициент обеспечения добычи новыми подготовленными запасами ($K_3 = Д/П$; $П$ — возможный прирост запасов (t) на поисковых направлениях.

2. Объемы поисково-разведочного бурения, которые могут быть эффективно размещены между поисковыми направлениями, оцениваются по формуле $O = П/Э$, где O — объем поисково-разведочного бурения (m), эффективно размещаемый на поисковом направлении; $Э$ — геологическая эффективность поисково-разведочного бурения (t/m) на поисковых направлениях в планируемый период ($Э = П/O$).

3. Обобщенный (итоговый) коэффициент эффективности поисково-разведочного бурения на поисковом направлении находится по формуле $K_{и} = K_3 Э$, где $K_{и}$ — итоговый коэффициент эффективности поисково-разведочного бурения на поисковых направлениях ($K_{и} = Д/O$).

Вводя обобщенный показатель эффективности поисково-разведочного бурения, авторы преследовали цель непосредственно увязать объемы бурения поисково-разведочных скважин (стадия общего комплекса геологоразведочных работ) с конечным показателем деятельности нефтегазодобывающей отрасли — добычей нефти (газа).

Каждый полученный производный показатель имеет важное значение для рационального распределения объемов поисково-разведочного бурения между поисковыми направлениями. Однако в случае научно обоснованного долгосрочного планирования распределение объемов буровых работ должно базироваться на совместном анализе всех трех показателей.

Анализируя предложенную методику планирования поисково-разведочного бурения, следует отметить, что она имеет ряд преимуществ по сравнению с методиками, предложенными ранее. Это связано с тем, что она органически увязывает показатели поисково-разведочного бурения с добычей нефти (газа); использует комплексные показатели, включающие главные геолого-экономические факторы поисково-разведочного процесса; учитывает геолого-технологические особенности подготавливаемых запасов нефти (газа), создающие предпосылки для наиболее эффективного освоения неразведанной части потенциальных ресурсов нефти (газа).

Естественно, что предложенную методику целесообразно применять преимущественно для долгосрочного планирования рационального размещения объемов поисково-разведочного бурения, так как она, аналогично другим методикам (например, А.Г. Селицкого и др.), оперирует показателями, имеющими вероятностный характер.

Повышение точности данной методики зависит от совершенствования методов количественной оценки прогноза нефтегазоносности и подсчета запасов категории C_2 . Нуждаются в уточнении и дальнейшем изучении и вновь введенные показатели. В частности, следует продолжить исследования по более глубокому обоснованию коэффициента обеспеченности добычи новыми подготавливаемыми запасами и разработку методов его определения в зависимости от конкретных геологических и технико-экономических факторов, характеризующих особенности районов нефтегазодобычи.

Несмотря на необходимость совершенствования определения некоторых показателей, внедрение рассмотренной методики позволит оптимизировать процесс планирования нефтегазопроисследовательских работ. Опыт долгосрочного планирования показывает, что оно станет более серьезным фактором повышения эффективности геологоразведочного процесса только на основе применения комплексных количественных показателей вместо широко используемых в настоящее время единичных критериев или даже интуитивных решений.

Следует отметить, что сложность геологического строения и различная степень геолого-геофизической изученности исследуемых территорий обуславливают невозможность применения для всех перспективных районов единой методики проведения нефтегазопроисследовательских работ. Указанное определяет необходимость выделения районов (зон), в пределах которых возможно получение равноценных в поисковом отношении результатов. Такие зоны в практике нефтегазопроисследовательских работ называются поисковыми. Целесообразно уточнить их определение.

Поисковой зоной следует называть территорию, имеющую одинаковое геологическое строение, равноценную по степени перспектив нефтегазоносности, с одноименными продуктивными горизонтами и однотипными залежами, в пределах которой возможно эффективное применение единого рационального комплекса поисково-разведочных работ.

Из приведенного определения следует, что в основу выделения поисковых зон могут быть положены следующие данные:

- 1) результаты анализа истории геологического развития исследуемых территорий;
- 2) закономерности соотношения структурных планов различных этажей;
- 3) особенности разреза осадочной толщи с учетом наличия благоприятных пород-коллекторов;
- 4) стратиграфическая приуроченность нефтегазопоявлений и возможные типы залежей;
- 5) оценка перспектив нефтегазоносности с учетом перспективных и прогнозных запасов;
- 6) рациональный комплекс поисково-разведочных работ, обеспечивающий высокую их эффективность.

Таким образом, понятие "поисковые зоны" значительно шире представлений о тектонических зонах (районах, регионах), характеризующихся лишь общностью строения в структурном отношении, хотя границы их могут и совпадать.

Естественно, обоснованность выделения поисковых зон зависит от степени изученности территорий и границы этих зон могут уточняться в процессе нефтегазопроисследовательских работ по мере поступления новых данных. По-видимому, не требует особых доказательств и целесообразность установления подобных зон лишь в районах, где проведение геологоразведочных работ может привести к открытию таких залежей нефти и газа, которые обеспечат прирост запасов, необходимых для расширенного воспроизводства нефтегазодобывающей промышленности в ис-

следуемых регионах при достаточно высоких экономических показателях.

Выделение поисковых зон обуславливает необходимость разработки для каждой из них рациональных комплексов нефтегазопроисследовательских работ с учетом ранее рассмотренных конкретных факторов, определяющих их методику и эффективность.

§ 4. СИСТЕМНАЯ СХЕМА ПЕРСПЕКТИВНОГО ПЛАНА НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ В ОБЛАСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Обычно планы научных геологических разработок представляют собой перечень наиболее важных проблем и тематических исследований. С учетом современных методов планирования содержание плана следует расширить. В планах должны отражаться взаимосвязь и взаимозависимость различных видов исследований, пути передачи результатов исследований и др. Наиболее полно этой задаче отвечает системный принцип построения плана. Этот принцип особенно целесообразен при составлении перспективных планов, где важно оценить степень влияния текущих исследований на разработку проблем, которые являются актуальными в перспективе. Примером может служить следующая системная схема перспективного плана научных геологических исследований на территории Волгоградского Поволжья. Она включает три самостоятельных ветви — проводимые научные исследования, новые прикладные проблемы и научные разработки по конкретным районам.

Запланированные работы играют значительную роль в плане будущих прикладных научных исследований и конкретных разработок, обеспечивая частичное, а иногда и полное разрешение предстоящих актуальных проблем. Кроме того, большинство текущих исследований служат научной основой количественной оценки прогноза нефтегазоносности.

Для обеспечения повышения эффективности поисково-разведочных работ и будущих конкретных разработок наиболее важными признаны следующие проблемы:

изучение тектонического строения и прогнозирование локальных структур;

разработка рационального комплекса и методики поисково-разведочных работ;

выяснение характеристики и закономерностей распределения коллекторов.

Проведенный анализ показал, что важное значение приобретают поиски неструктурных залежей.

Изучение тектонического строения и прогнозирование локальных структур может быть разделено на три подпроблемы — создание научно обоснованной схемы тектоники, оценка типов и размеров локальных структур по каждому региону, разработка различных методов прогнозирования локальных структур.

Проблема разработки рационального комплекса и методики поисково-разведочных работ разделялась на две крупные подпроблемы:

усовершенствование методики поисков залежей нефти и газа в структурных ловушках с литологическими, гидродинамическими и тектоническими осложнениями;

разработка методов и приемов поисков неструктурных залежей.

При этом особое значение приобретает разработка методики поисков рифогенных структур в верхнедевонских и частично нижнепермских породах.

В изучении коллекторов выделялись две основные подпроблемы: исследование терригенных коллекторов и анализ карбонатных коллекторов. В дальнейшем основное внимание следует обратить на изучение карбонатных коллекторов. На это указывают материалы экспертной оценки, согласно которым наиболее важными для дальнейших исследований являются коллекторы девонских отложений зоны сочленения Терсинской структурной террасы с Уметовско-Линевской депрессией и каменноугольных отложений на борту Прикаспийской впадины. В указанных комплексах и районах перспективы нефтегазоносности в дальнейшем будут связаны в основном с карбонатными отложениями.

Практика геологических работ показала, что завершающим циклом прикладных исследований должна явиться количественная оценка прогноза нефтегазоносности, базирующаяся на других геологических материалах и результатах научных разработок. Эти исследования, являющиеся основой комплексных проектов геологоразведочных работ, следует проводить регулярно, согласуясь с общегосударственной периодичностью планов. Количественную оценку перспектив нефтегазоносности целесообразно осуществлять, с одной стороны, как обобщающую научную работу по геологическому строению и перспективам нефтегазоносности, а с другой — как первоначальный этап подготовки к разработке ряда прикладных проблем, которые будут актуальными в предстоящие годы.

Как показали результаты экспертной оценки, наиболее важное значение для повышения эффективности поисково-разведочных работ в будущем имеет разработка выделенных геологических проблем для ряда конкретных районов и стратиграфических комплексов девона зоны сочленения Терсинской структурной террасы с Уметовско-Линевской депрессией, карбона и нижней перми борта Прикаспийской впадины, девона Кудиновско-Коробковского вала и его обрамления.

Геологические проблемы применительно к указанным районам и комплексам исследовались с различной степенью детальности. Для большинства перечисленных районов составлялись проекты поисково-разведочных работ, где анализировались все особенности геологического строения изучаемой территории.

Однако наиболее эффективным средством изучения геологического строения и перспектив нефтегазоносности конкретных районов, как показала практика работы территориальных институтов, является составление проектов поисково-разведочных работ как научной основы разработки комплексных проектов геологоразведочных работ по регионам.

В составленной системной схеме выделены первоочередные исследования, обеспечивающие повышение эффективности поисково-разведочного бурения, а также способствующие повышению производительности научно-исследовательских работ, которые необходимо выполнять систематически.

К первоочередным отнесены следующие научные исследования:

усовершенствование и разработка геологических, математических и других методов прогнозирования локальных структур;

изучение карбонатных коллекторов;

разработка методов и приемов поисков неструктурных залежей;

количественная оценка перспектив нефтегазоносности;

разработка комплексного проекта геологоразведочных работ на перспективу, а также проектов поисково-разведочных работ для зоны сочленения Терсинской структурной террасы с Уметовско-Линевской депрессией и для подсолевых отложений борта Прикаспийской впадины.

Ниже приводится пример планирования геологических исследований на основе системно-экспертного метода для их основного практического назначения — повышения эффективности поисково-разведочных работ применительно к условиям Волгоградского Поволжья.

Для этого было составлено "дерево целей" системы "Научные геологические исследования — повышение эффективности поисково-разведочных работ" (табл. 6).

"Дерево целей" имеет четыре уровня, из которых I (верхний) определяет основную практическую цель научных исследований, II и III связаны с оценкой перспектив нефтегазоносности различных районов и стратиграфических комплексов, на IV сделана попытка установить значения решения различных научных геологических проблем для распознавания перспектив нефтегазоносности конкретных тектонических элементов и стратиграфических комплексов.

Для каждого уровня "дерева целей" рассчитывались коэффициенты относительной важности, исходя из определенных критериев. Критериями II и III уровней служили задания, а IV — научные проблемы, перечисленные в Примечании к табл. 6.

Сравнительная оценка производилась группой экспертов, состоящей из наиболее квалифицированных специалистов производственных предприятий Нижневолжскнефти, треста Волгограднефтеофизика и ВолгоградНИПИнефти. Для определения главных проблем II уровня было привлечено 25, а III и IV — 12–16 экспертов. Состав групп для различных уровней менялся. Экспертная оценка целей (элементов уровня) давалась каждым специалистом по коэффициенту значимости. Полученные материалы обрабатывались — рассчитывались средние арифметические величины, медианы и квартили, а также степень согласованности. На основании этих показателей для каждого элемента "дерева целей" устанавливался коэффициент относительной важности, который для следующего уровня находился с учетом коэффициентов предыдущего.

В итоге выполненных работ дана количественная характеристика "веса" каждого элемента в соответствии с практическим назначением

Таблица 6

"Дерево целей" системы "Научные геологические исследования — повышение эффективности поисково-разведочных работ"

Уровни			
I. Основная цель	II. Задачи	III. Задания	IV. Научные проблемы
Обеспечение повышения эффективности поисково-разведочных работ в Волгоградском Поволжье	Оценить перспективы открытия месторождений нефти и газа: 1) в отложениях девона Волгоградского Правобережья (0,311)	Для территорий: а) Хоперской моноклинали (0,018); б) Терсинской террасы и зоны ее сочленения с Уметовско-Линевской депрессией (0,109); в) Кудиновско-Коробковского вала и Кудиновско-Волгоградской зоны поднятий (0,084); г) Антиповско-Щербакской зоны поднятий (0,064); д) Уметовско-Линевской депрессии (0,035)	А. Выяснение стратиграфического расчленения и корреляции разрезов. Б. Определение тектонического строения и прогноз местоположения локальных структур. В. Характеристика и обоснование закономерности распространения коллекторов.
	2) в отложениях карбона Волгоградского Правобережья (0,212)	а) Доно-Медведицкого вала (0,062); б) Приволжской моноклинали (0,047)	
	3) на борту Прикаспийской впадины (0,256)	Для отложений: а) подсолевых нижнепермских (0,091); б) каменноугольных (0,120); в) девонских (0,044)	
	4) в Прикаспийской впадине (0,221)	а) надсолевого комплекса (0,047); б) подсолевых нижнепермских (0,078); в) каменноугольных (0,082); г) девонских (0,014)	Д. Разработка рационального комплекса и методики поисково-разведочных работ.

системы "Научные геологические исследования — повышение эффективности поисково-разведочных работ". Коэффициенты относительной важности для II и III уровней показывают, что в текущей пятилетке эффективность поисково-разведочных работ может быть повышена за счет оценки перспектив нефтегазоносности: отложений карбона и нижней перми на борту Прикаспийской впадины, образований карбонатного девона Терсинской структурной террасы и ее сочленения с Уметовско-Линевской впадиной, Кудиновско-Коробковского вала и других районов Кудиновско-Волгоградской зоны поднятий.

Обобщенные коэффициенты относительной важности основных геологических проблем для решения задачи повышения эффективности поисково-разведочных работ в Волгоградском Поволжье приведены в табл. 7. Эти материалы свидетельствуют о том, что научные исследования необходимо сосредоточить на выяснении тектонического строения и прогнозировании местоположения структур, на разработке рационального комплекса методики поисково-разведочных работ, на изучении коллекторов.

Степень важности отдельных научных проблем дифференцирована применительно к конкретным тектоническим элементам и стратиграфическим комплексам Волгоградского Поволжья (табл. 8).

Применение современных методов планирования позволяет разрабатывать перспективные планы научных исследований в области нефтегазовой геологии на новой методической основе. Эти планы обеспечивают органическую связь научных разработок с потребностями геологоразведочных работ.

Системно-экспертный метод, базирующийся на достижениях советской и зарубежной науки, позволяет успешно решать широкий перечень проблем, связанных с долгосрочным планированием и прогнозированием, в том числе вопросы дальнейшего развития отдельных отраслей геологической науки и нефтепромысловой техники, оценки перспектив нефтегазоносности различных районов, выбора эффективных направлений научных исследований и др. Этот метод целесообразно широко применять в нефтегазовой геологии.

Перспективные планы геологических исследований для обширных регионов и нефтедобывающих районов следует разрабатывать в виде целевых программ, основой которых должны быть системные схемы, где необходимо показывать связь текущих и планируемых тематических работ. Предлагаемый подход к составлению не только перспективных, но и текущих планов научных работ является более эффективным, чем применяемый в настоящее время.

Учитывая отсутствие опыта применения проблем науковедения в нефтегазовой геологии, в будущем следует углублять исследования в этом направлении, обратив основное внимание на разрешение следующих вопросов:

расширение возможностей применения науковедения и прежде всего практического использования уже сделанных выводов и рекомендаций этой новой отрасли науки;

Примечания. 1. Критериями сравнительной оценки служат для уровней II и III: 1) возможности выявления относительно более значительных по размерам месторождений, 2) более благоприятные сроки открытия месторождений, 3) перспективы повышения экономической эффективности поисково-разведочных работ; коэффициент относительной важности (значимости) определяемых критериев равен 0,226. 2. Цифры в скобках соответствуют баллам коэффициентов относительной важности определяемых критериев.

Обобщенные коэффициенты относительной важности основных геологических проблем

Стратиграфические комплексы	Геологические проблемы				
	Выяснение стратиграфического расчленения и корреляции разрезов	Определение тектонического строения и прогнозирование локальных структур	Характеристика и обоснование закономерностей распространения коллекторов	Установление геолого-гидрогеохимических критериев оценки нефтегазоносности, типов и размеров залежей	Разработка рационального комплекса и методики поисково-разведочных работ
Девонский	0,0089	0,0159	0,0108	0,0065	0,0106
Карбоновый	0,0137	0,0270	0,0154	0,0108	0,0157
Нижнепермский	0,0158	0,0286	0,0125	0,0091	0,0182
Надсолевой в Прикаспийской впадине	0,0102	0,0115	0,0067	0,0093	0,0087
Среднее значение суммарного коэффициента относительной важности	0,0115	0,0210	0,0123	0,00851	0,0132

составление "дерева целей" с использованием критериев для оценки различных сторон перспективного планирования (методов и средств разрешения геологических вопросов, объемов и сроков планируемых работ, потребностей в материальных и людских ресурсах и др.);

разработку взаимосвязанной системы "дерева целей", комплексно охватывающей главные вопросы перспективных планов как по отдельным областям (деятельность территориальных НИПИ), так и по всей отрасли в целом (головные институты), в качестве основы для целевого планирования;

дальнейшее совершенствование системных схем перспективных и текущих планов геологических научных работ по поисковым и прикладным направлениям, региональным и конкретным разработкам.

На уровне отрасли и крупных регионов это должно привести к созданию комплекса целевых научно-технических программ.

В качестве примера можно привести программно-целевое обеспечение освоения нефтегазовых ресурсов карбонатных комплексов, с которыми в настоящее время в большинстве нефтегазодобывающих районов страны связаны перспективы открытия новых месторождений, характеризующихся сложным строением коллекторов и различным расположением залежей.

Эффективное освоение потенциальных ресурсов этих комплексов является сложной многоплановой научно-технической проблемой, решение

Дифференциация степени важности геологических проблем

Степень важности решения геологических проблем	Геологические проблемы				
	Выяснение стратиграфического расчленения и корреляции разрезов	Определение тектонического строения и прогнозирование локальных структур в отложениях	Характеристика и обоснование закономерности распространения коллекторов	Установление геолого-гидрогеохимических критериев оценки перспектив нефтегазоносности, типов и размеров залежей в отложениях	Разработка рационального комплекса и методики поисково-разведочных работ в отложениях
I	Карбона зоны борта Прикаспийской впадины (0,0185)	Карбона зоны сочленения докембрийской и эпигерцинской платформ (0,0240)	Карбона зоны сочленения докембрийской и эпигерцинской платформ (0,0196)	Карбона зоны сочленения докембрийской и эпигерцинской платформ (0,0196)	Карбона зоны борта Прикаспийской впадины (0,0263)
II	Девона Терсинской структурной террасы и зоны ее сочленения с Уметовско-Линевской депрессией (0,0183)	(0,0334)	(0,0240)	(0,0132)	(0,0238)
III	Карбона зоны сочленения Восточно-Европейской платформы и Скифской плиты (0,0174)	Нижней перми зоны борта Прикаспийской впадины (0,0305)	Девона Кудиновско-Коробковского вала и других районов Кудиновско-Волгоградской зоны поднятий (0,0182)	Карбона зоны борта Прикаспийской впадины (0,0116)	Нижней перми зоны борта Прикаспийской впадины (0,0205)
IV	Нижней перми зоны борта Прикаспийской впадины (0,0159)	Карбона зоны борта Прикаспийской впадины (0,0299)	Карбона зоны борта Прикаспийской впадины (0,0174)	Нижней перми зоны борта Прикаспийской впадины (0,0106)	Девона Кудиновско-Коробковского вала и других районов Кудиновско-Волгоградской зоны поднятий (0,0173)
V	Нижней перми Прикаспийской впадины (0,0157)	Нижней перми Прикаспийской впадины (0,0267)	Девона Антиповско-Щербаковской зоны (0,0147)	Девона Кудиновско-Коробковского вала и других районов Кудиновско-Волгоградской зоны поднятий (0,00966)	Карбона зоны сочленения Восточно-Европейской платформы и Скифской плиты (0,0172)

Примечание. Цифры в скобках соответствуют баллам коэффициентов относительной важности определяемых критериев.

Каждая из выделенных подпроблем и тем в свою очередь может быть расчленена на более мелкие темы в зависимости от конкретных путей их разрешения. Причем при выборе одного или нескольких вариантов решения поставленных вопросов следует использовать современные методы планирования и прогнозирования.

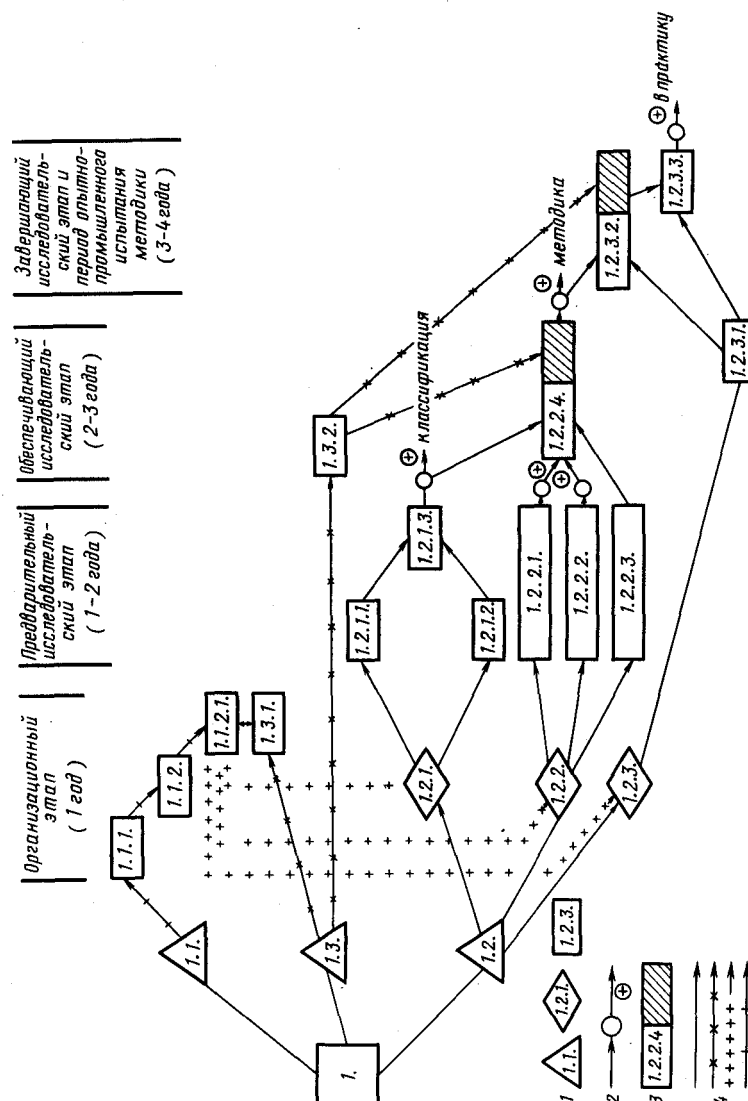


Рис. 48. Схематическое "дерево целей" верхних уровней программы "Освоение нефтегазовых ресурсов карбонатных комплексов".
НИР — научно-исследовательские работы

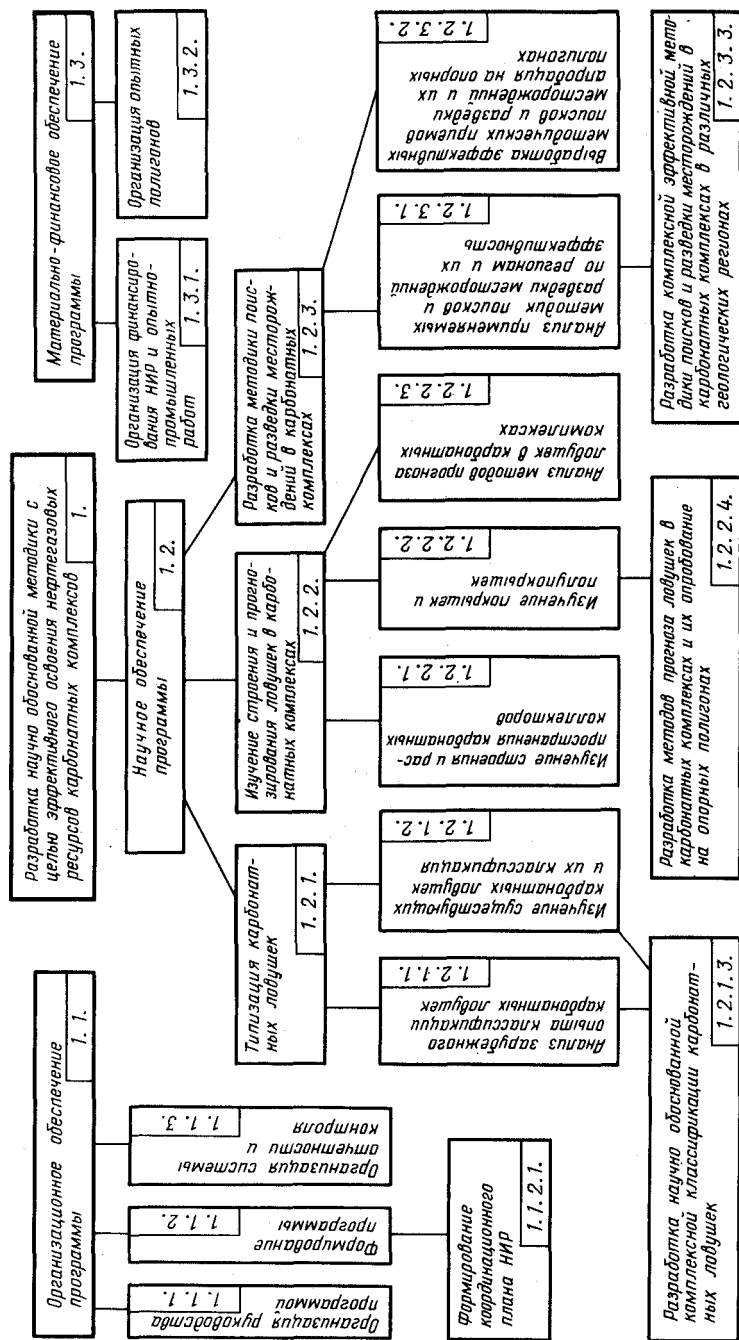


Рис. 49. Сетевой график реализации программы "Освоение нефтегазовых ресурсов карбонатных комплексов".

1 — подпрограммы, научные проблемы, подпрограммы (темы) и их индексы по "дереву целей"; 2 — принятие решения о переходе к следующему этапу; 3 — период опытно-промышленного испытания; 4 — основные направления передачи результатов

Важнейшим этапом целевого планирования является разработка сетевого графика реализации научного обеспечения рассматриваемой программы. Примерный вариант такого графика показан на рис. 49. График показывает, что реализацию представленной программы можно разделить на четыре этапа.

Первый — сроком 1 год — является организационным, когда реализуются почти все компоненты организационного и значительная часть материально-финансового обеспечения программы. В этот период не только формируется руководство программой, составляется сама программа, но и разрабатывается координационный план научно-исследовательских работ, включая его полное финансово-материальное обеспечение на весь период работы по программе.

Затем наступает предварительный научно-исследовательский этап продолжительностью 1—2 года. В этот период должна быть полностью решена проблема типизации карбонатных ловушек, которая завершается разработкой их классификации.

В этот же период должна быть обеспечена научная база выработки методики прогнозирования локальных ловушек в карбонатных комплексах. После получения положительных результатов по исследованию строения резервуаров принимается промежуточное решение — приступить к выработке методики прогноза ловушек.

Следующий — обеспечивающий научно-исследовательский этап осуществления комплексной программы продолжительностью 2—3 года должен быть нацелен главным образом на разработку методики прогнозирования ловушек и ее апробацию в опытно-промышленном режиме на опорных полигонах, организуемых в различных геологических регионах. В этот же период проводится анализ применяемых методик поисков и разведки месторождений и их эффективности.

При получении положительных результатов от внедрения методов прогноза ловушек на опорных полигонах предусматривается разработка методики их прогноза и принимается второе промежуточное решение о возможности приступить к разработке научно обоснованной методики поисков и разведки месторождений нефти и газа в карбонатных комплексах в различных геологических условиях изучаемых регионов.

На завершающем этапе целевой программы длительностью 2—3 года на основе полученной методики прогноза ловушек и анализа имеющегося опыта разрабатываются и апробируются на опытных полигонах эффективные методические приемы поисков и разведки месторождений нефти и газа в карбонатных отложениях различных регионов страны. Наконец, на основании отработки указанных методических приемов вырабатывается комплексная методика поисков и разведки месторождений в карбонатных комплексах в различных геологических регионах и принимается решение о ее промышленном внедрении в практику геологоразведочных работ.

Таким образом, по предварительной оценке вся целевая программа должна быть рассчитана на 7—10 лет. Причем практическая отдача от ее реализации начнет поступать уже через 4—6 лет при промышленном освоении методики прогноза локальных ловушек.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Все возрастающие трудности проведения нефтегазопроисловых работ, обусловленные их осуществлением в районах несоответствия структурных планов маркирующих горизонтов, контролирующих особенности строения продуктивных толщ, недостаточной разрешающей способностью геофизических исследований, сосредоточением усилий на поисках погребенных ловушек, а также неуклонным ростом глубин поисково-разведочных скважин, настоятельно требуют совершенствования геологоразведочного процесса с целью повышения эффективности поисков и разведки залежей нефти и газа.

Следует отметить, что применение в этих условиях только традиционных методов ведения поисково-разведочных работ неэффективно. Поэтому все большую актуальность приобретает разработка прежде всего надежной методики прогноза погребенных ловушек, результаты использования которой могли бы служить основой планирования и ведения рационального комплекса работ по поискам и разведке залежей углеводородов, связанных с подобными ловушками. Представляется, что создание такой методики требует углубленного анализа имеющегося геолого-геофизического материала по изученным регионам, основанного на познании истории геологического развития этих регионов, закономерностей соотношения структурных планов продуктивных отложений, их палеогеографии и характера изменения коллекторских свойств и т.п., т.е. всех факторов, обуславливающих пространственное размещение погребенных ловушек, контролирующих промышленную нефтегазонасность.

В то же время приходится констатировать, что до настоящего времени теория эффективной методики прогноза погребенных ловушек не разработана, недостаточен и практический опыт комплексного использования отдельных методических приемов такого прогноза. В данной работе сделана попытка в какой-то мере восполнить этот пробел в решении указанной проблемы; показана необходимость значительно большего практического использования карт схождения и карт мощностей интервалов осадочного разреза, фиксирующих проявление постных тектонических движений, анализа строения флексурных зон и природы структурных носов, методов корреляции и аппроксимации, структурно-геоморфологических исследований и материалов аэрокосмических исследований, а также целесообразность совершенствования методики заложения поисковых и разведочных скважин на ловушках погребенного типа.

Особое внимание должна привлечь разработка эффективной методики прогноза, поисков и разведки рифогенных ловушек, с которыми во многих нефтегазонасных районах страны связаны основные перспективы выявления новых месторождений углеводородов.

В работе показан нетрадиционный подход к решению данной проблемы, основанный на детальном анализе геолого-геофизического материала, отражающем особенности строения непосредственно рифогенных комплексов, а также подстилающих и перекрывающих эти комплексы

образований. Дана оценка возможности использования результатов глубокого бурения и сейсмических данных по характеру строения надрифовых толщ (построение для локальных участков детальных карт ΔT , характеризующих мощности между отражающими горизонтами внутри толщ выполнения рифогенного рельефа).

Составление подобных карт позволяет выявить увеличение контрастности зон сокращенных мощностей надрифовой толщи от более молодых к более древним отложениям, являющееся достоверным геологическим критерием наличия рифогенных образований. Применение таких карт существенно повышает достоверность прогноза рифогенных ловушек и качество их подготовки к поисковому бурению.

Заложение поисковых скважин должно осуществляться на рифогенных ловушках, подготовленных в результате комплексирования площадных сейсморазведочных работ МОГТ и параметрического бурения, при условии их обязательного подтверждения локализованными зонами сокращенных мощностей надрифовых отложений.

Коллекторы в теле рифов обычно отличаются резкой изменчивостью. Однако основные объемы запасов углеводородов (до 70—80 %), как правило, сосредоточены в осевых частях рифов. Поэтому при оконтуривании подобных залежей основное внимание должно уделяться положению осевых частей ловушек.

В целях ускорения подготовки и ввода нефтяных залежей в промышленную разработку целесообразно совмещать разведочный этап с опережающим эксплуатационным бурением. При этом необходимы пробная эксплуатация продуктивных скважин на протяжении всего разведочного процесса и поэтапный ввод в разработку участков залежей, где осуществлено опережающее эксплуатационное бурение. Это позволяет высвободить разведочное бурение на расширение фронта поисковых работ, снизить стоимость и повысить эффективность капитальных вложений благодаря ускоренному вводу объектов в эксплуатацию.

Один из основных факторов, определяющих эффективность поисково-разведочных работ, — повышение качества и полноты информации каждой скважины. Это в первую очередь касается необходимости обеспечения полноты выноса керна и широкого применения пластоиспытателей в процессе бурения.

Изложенные в данной работе основные принципы методики прогноза, поисков и разведки погребенных ловушек (как структурных, так и рифогенных) могут широко применяться во многих нефтегазонасных районах, способствуя повышению эффективности поисков и разведки залежей нефти и газа.

Широкое использование в различных районах могут получить также изложенные принципы повышения достоверности прогноза нефтегазонасности изучаемых территорий и совершенствования методики планирования поисково-разведочных работ на нефть и газ. При этом должен использоваться системный подход к планированию научно-исследовательских работ в области нефтегазовой геологии с целью получения конечного результата — повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Аксенов А.А. Методика прогноза и поисков погребенных нефтегазоносных структур. М., ВНИИОЭНГ, 1978.

Алексин А.Г., Крылов Н.А., Мазанов В.Ф. Актуальные проблемы повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1980, № 1, с. 12—15.

Бендерович Л.Ю. К методике прогнозирования погребенного девонского структурного плана в пределах Приволжской моноклинали. — Труды ВНИИНГП, Волгоград, вып. 12, 1967, с. 254—260.

Габриэлянц Г.А., Кузнецов В.Г., Павлов М.Б. Особенности разведки залежей нефти и газа в ловушках рифогенного типа. — Труды ВНИГНИ. М., вып. 194, 1976, с. 53—61.

Грачевский М.М., Долицкий В.А., Кучерук Е.В. К методике поисков нефтегазоносных рифов. — В кн.: Палеотектоника и палеогеоморфология. М., Наука, 1978, с. 203—207.

Кузнецов В.Г. Геология рифов и их нефтегазоносность. М., Недра, 1978.

Кунин Н.Я., Сардонников Н.М. Направления совершенствования методики поисковых работ на нефть и газ. — Труды ВНИГНИ. М., вып. 215, 1979, с. 30—36.

Машкович К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. М., Недра, 1970.

Методика поисков и разведки погребенных девонских структур в Волгоградском Правобережье/О.Д. Казанцев, А.Г. Габриэлянц, А.А. Аксенов, В.Н. Хлыстова. — Методика поисков и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., ВНИИОЭНГ, 1968.

Методика прогнозирования эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ/Н.А. Еременко, Н.А. Крылов, Ю.С. Кувыкин, В.В. Стасенков. — Геология нефти и газа, 1979, № 1, с. 7—12.

Методические принципы подготовки к разработке нефтяных месторождений/В.С. Мелик-Пашаев, Г.П. Ованесов, Н.Е. Быков и др. — Геология нефти и газа, 1968, № 2, с. 17—22.

Мкртчян О.М. Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты. М., Наука, 1980.

Мокиенко В.Ф., Медведев П.В., Осолков И.В. Опыт комплексного использования материалов аэро- и космических фотосъемок для поисков локальных поднятий. — Геология нефти и газа, 1979, № 11, с. 8—11.

Новиков А.А. Методика поисков погребенных рифов в Нижнем Поволжье. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1979, № 10, с. 5—8.

Новиков А.А., Михалькова В.Н. Перспективное направление поисковых работ в Волгоградской области. — Геология нефти и газа, 1976, № 10, с. 37—40.

Новиков А.А., Михалькова В.Н., Ермаков В.А. Геологоразведочные работы на нефть и газ в Нижнем Поволжье в XI пятилетке и дальнейшие пути повышения их эффективности. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1977, № 2, с. 8—12.

Ованесов Г.П., Аксенов А.А. Оценка перспектив нефтегазоносности территорий. — Геология нефти и газа, 1979, № 3, с. 8—11.

О рациональной разведке небольших месторождений нефти/А.Я. Фурсов, Е.С. Каневская, В.В. Стасенков, В.П. Растянене. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1979, № 7, с. 3—7.

О стадийности геологоразведочных работ на нефть/А.А. Аксенов, А.Г. Алексин, О.К. Глотов и др. Нефтегазовая геология и геофизика, 1980, № 1, с. 16—21.

Прикаспийская впадина и ее обрамление/И.И. Кожевников, Н.Н. Русецкая, В.П. Авров и др. — Труды ИГиРГИ. М., вып. 9, 1976, с. 35—46.

Применение радонового индикаторного метода при проводке и заканчивании скважин/В.Г. Калинин, Д.Б. Пинкензон, М.С. Макаров и др. — Труды ВолгоградНИПИнефть. М., вып. 31, 1978, с. 43—47.

Пути повышения экономической эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ/В.В. Семенович, С.Н. Симаков, В.В. Мухин и др. — Советская геология, 1975, № 1, с. 7—15.

Степанов В.П., Богатов В.И. Применение грави- и электроразведки для изучения геологического строения прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов. — Геология нефти и газа, 1979, № 11, с. 18—22.

Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. Пер. с англ. под ред. С.П. Максимова. М., Недра, 1975.

Халимов Э.М., Крылов Н.А., Афанасьев Ю.Т. Новое в методике планирования геологоразведочных работ на нефть и газ. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1980, № 5, с. 2—3.

Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. М., Наука, 1979.

Цыганков А.В. Методика изучения неотектоники и морфоструктура Нижнего Поволжья. — Труды ВолгоградНИПИнефть. Волгоград, вып. 7, 1971, с. 255.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Предисловие	3
Глава I. Обоснование рациональной методики нефтегазописковых работ	4
§ 1. Факторы, определяющие методику и эффективность нефтегазописковых работ	5
§ 2. Комплексные проекты — средство повышения эффективности геолого-разведочных работ на нефть и газ	7
Глава II. Методика прогноза и поисков погребенных структурных ловушек	11
§ 1. Построение карт схождения	12
§ 2. Анализ флексур	13
§ 3. Анализ структурных носов	14
§ 4. Построение карт со снятым региональным фоном	18
§ 5. Построение палеогеологических и пластовых карт	22
§ 6. Использование принципа унаследованности и цикличности тектонических движений	24
§ 7. Опробование методов статистического анализа	39
§ 8. Использование гравитационных карт	43
§ 9. Оценка возможности применения структурно-геоморфологических методов	48
§ 10. Использование материалов аэрокосмических исследований	50
Глава III. Методика прогноза и поисков погребенных рифов	53
§ 1. Прогноз пространственного положения зон развития органогенных построек	54
§ 2. Методика целенаправленных поисков рифовых ловушек в пределах зон развития органогенных построек	65
Глава IV. Основные принципы методики заложения поисково-разведочных скважин на погребенных ловушках	71
§ 1. Методика заложения поисковых скважин на погребенных структурах	72
§ 2. Выбор системы размещения поисково-разведочных скважин на ловушках рифогенного типа	73
§ 3. Повышение качества и полноты геолого-геофизической информации при строительстве скважин	80
Глава V. Пример прогноза погребенных нефтегазонасыщенных ловушек в Волгоградском Поволжье	85
§ 1. Основные особенности геологического строения и истории формирования современной структуры региона, определяющие развитие погребенных ловушек	86
§ 2. Типы локальных поднятий и закономерности их распространения	103
§ 3. Особенности формирования органогенных построек, их типы и закономерности распространения	113
Глава VI. Повышение достоверности прогноза нефтегазонасыщенности и совершенствование планирования нефтегазописковых работ	129

1. Оценка перспектив нефтегазонасыщенности территорий	129
2. Пути совершенствования прогнозной оценки нефтегазонасыщенности	134
3. Методические вопросы совершенствования планирования поисково-разведочных работ на нефть и газ	137
4. Системная схема перспективного плана научно-исследовательских работ в области нефтегазовой геологии	145
Заключение	156
Список литературы	158

Адо́льф Алексе́евич Аксенов, Анато́лий Алексе́андрович Новиков

ПРОГНОЗ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА ПОГРЕБЕННЫХ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ СТРУКТУР

Редактор издательства Н.В. Чистякова
Обложка художника Н.В. Гусева
Художественный редактор В.В. Шутько
Технический редактор О.А. Колотвина
Корректор В.Т. Юдович
Оператор Л.Н. Жучкова

ИБ № 5275

Подписано в печать 25.05.83. Т—08500. Формат 60×90 1/16
Бумага офсетная № 1. Набор выполнен на наборно-пишущей машине типа ИБМ
"Композер". Печать офсетная. Усл.печ.л. 10,0
Усл.кр.-отт. 10,375 Уч.-изд.л. 11,73. Тираж 950 экз.
Заказ 1842 /9033—7. Цена 60 коп.

Ордена "Знак Почета" издательство "Недра", 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Московская типография № 9 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
Москва Ж-33, Волочаевская, 40.