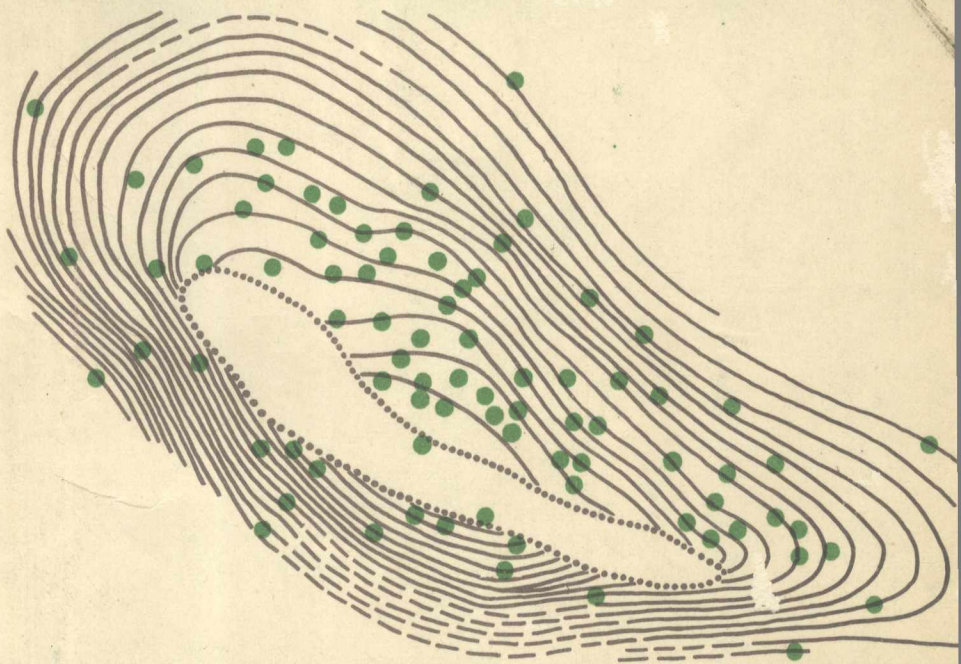


В. А. Витенко, Б. П. Кабышев

**ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ
И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
СТРУКТУР
ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ
ВПАДИНЫ**



МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР
УКРАИНСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ
ИНСТИТУТ

В. А. Витенко, Б. П. Кабышев

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ
И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СТРУКТУР
ДНЕПРОВСКО - ДОНЕЦКОЙ
ВПАДИНЫ

Под ред. д-ра геол.-минер. наук, проф.

М. К. Калинин



МОСКВА «НЕДРА» 1977

Витенко В. А., Кабышев Б. П. История развития и нефтегазоносность структур Днепровско-Донецкой впадины. М., «Недра», 1977. 192 с. (М-во геологии СССР. Укр. науч.-исслед. геол. развед. ин-т).

В книге детально освещена история формирования около 50 локальных структур Днепровско-Донецкой впадины. На основе этого установлены общие закономерности развития структур и проанализированы процессы расформирования их, характер осложненности сбросами и время их образования. Приводится историческая классификация локальных поднятий.

С использованием методов математической статистики анализируются тектонические и палеотектонические критерии формирования залежей нефти и газа на структурах.

Книга рассчитана на широкий круг работников научных и производственных организаций нефтяной и газовой промышленности.

Табл. 21, ил. 37, список лит. — 83 назв.

Редакционный совет:

канд. геол.-минер. наук **В. А. Витенко** (председатель),
канд. геол.-минер. наук **С. С. Восанчук** (отв. секретарь),
канд. геол.-минер. наук **Т. С. Изотова**,
канд. геол.-минер. наук **С. С. Круглов** (зам. председателя),
канд. геол.-минер. наук **Я. А. Пилип**,
канд. техн. наук **М. И. Червонский**,
канд. хим. наук **Е. Ф. Шевченко**.

Выполнено по заказу Мингео СССР

В 20804—522 без объявл.
043(01)—77

© УкрНИГРИ. 1977

Целью наших геологических изысканий и разведок прежде всего является отыскание тектонических структур в условиях платформенных областей. В этот «Рим» должны вести все наши пути, и следующая наша задача — установить закономерность в распределении этих структур..., какие из них являются наиболее благоприятными для разведки, какие наименее, одним словом, рассортировать их с точки зрения значимости.

И. М. Губкин, 1940 г.

ВВЕДЕНИЕ

В Днепровско-Донецкой впадине в настоящее время открыты нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения. И хотя здесь уже выявлены первые залежи и имеются весьма благоприятные предпосылки дальнейших открытий в ловушках неантиклинального типа, тем не менее в течение еще многих лет антиклинальные структуры сохраняют ведущую роль в приросте запасов углеводородов в регионе. Это делает весьма актуальной задачу детального анализа их строения, истории формирования, закономерностей распространения и классификации с точки зрения перспектив нефтегазоносности.

Изучение морфологии и истории развития локальных поднятий Днепровско-Донецкой впадины позволяет выяснить три основных вопроса: 1) влияние возраста структур на нефтегазоносность и прогнозирование перспективности еще не охваченных поисковыми работами поднятий; 2) тектонические и палеотектонические критерии формирования залежей нефти и газа и закономерности пространственного их размещения; 3) прогнозирование структурных ловушек по глубоким горизонтам.

Настоящая работа посвящена первым двум вопросам.

Изучению структур Днепровско-Донецкой впадины уделяется довольно большое внимание. Однако чрезвычайная сложность их строения, обусловленная активным проявлением соляного тектогенеза и разрывных нарушений и перестроек структурных планов во время крупных перерывов, привела к тому, что в первую очередь разрабатывались вопросы происхождения особенно сложно построенных соляных куполов и штоков. Месторождения же нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине приурочены преимущественно к более простым по строению структурам (соляным куполам с предкаменноугольным и внутридевонским уровнем залегания соли или несоляным поднятиям), которые лишь граничат, и то далеко не всегда, с указанными экзотическими структурными формами. История развития

нефтегазоносных структур и ее влияние на продуктивность изучены весьма недостаточно.

С точки зрения органической теории образование нефти и газа представляет собой процесс, генетически связанный с погружением участков земной коры и осадконакоплением. Поэтому палеотектоника таких периодов во многом определяет формирование залежей углеводородов. В Днепровско-Донецкой впадине тектонически самым активным седиментационным этапом (не считая слабо изученного девонского) был карбон-раннепермский, когда на большей части территории не происходило крупных и длительных восходящих движений. В это время в значительной степени был сформирован верхнепалеозойский структурный этаж, к которому теперь приурочена подавляющая часть запасов нефти и газа. Однако история развития структур в карбон-раннепермский период осадконакопления изучена недостаточно. Только этим можно объяснить существование и довольно широкое распространение среди исследователей региона представлений о слабом проявлении или даже отсутствии структуроформирующих процессов в этот период и о преимущественно молодом возрасте ловушек нефти и газа.

В настоящей работе рассмотрены строение и история формирования около 50 локальных структур Днепровско-Донецкой впадины, из которых более 40 нефтегазоносны. Почти все они были исследованы поисково-разведочным бурением, и имеются данные для выводов о времени их образования. На основе этого проанализированы общие закономерности зависимости нефтегазоносности от истории развития структур, а также другие тектонические и палеотектонические критерии нефтегазоносности.

ИСТОРИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

Изучением истории формирования локальных структур Днепровско-Донецкой впадины исследователи начали заниматься по существу с 1931 г., когда Н. С. Шатским была высказана мысль о возможном развитии во впадине соляных куполов, с которыми могут быть связаны залежи нефти. В довоенный период и в первые послевоенные годы на основе еще очень бедного фактического материала ряд геологов разрабатывали вопросы истории и механизма формирования структур. Среди них следует отметить В. Г. Бондарчука, Ю. А. Косыгина, В. А. Сельского, И. Г. Шамеку, И. С. Шарапова и др. Уже в этот период исследователи считали, что во впадине развиты обычные платформенные складки и соляные купола. Так, И. С. Шарапов выделял четыре типа структур: плакантиклинали, мелкие складки, соляные купола и краевые нарушения.

В 50-е годы историю развития структур Днепровско-Донецкой впадины изучали В. Я. Клименко, М. В. Чирвинская, З. А. Мишунина, Ю. А. Косыгин и М. И. Бланк, А. А. Билык, В. И. Китык, Н. Ф. Балуховский и ряд других исследователей. В. Я. Клименко [47] в качестве основных типов структур выделял антиклиналь-флексуры, местами осложненные солью, и соляные купола открыто- и скрытодиапирового строения.

Весьма важным событием этого периода является разработка почти одновременно несколькими исследователями классификации соляных структур Днепровско-Донецкой впадины, в основу которой положен стратиграфо-тектонический уровень залегания тектонически активной девонской соли. Впервые такая классификация опубликована Ю. А. Косыгиным и М. И. Бланком [46]. В ней авторы выделяют шесть типов соляных структур с соляными ядрами: внутривдевонским, предкаменноугольным, предверхнепермским, предмеловым, предпалеогеновым и предчетвертичным. Стратиграфические уровни соли в структурах последних пяти типов приурочены к региональным перерывам, что, по мнению этих исследователей, свидетельствует об оживлении процессов соляной тектоники в периоды общего подъема всей территории.

Сходная схема классификации была предложена А. А. Билыком, Л. С. Пальцем и С. Е. Черпаком на совещании в 1956 г. [8]. Ими выделялись соляные купола: а) древнейшего (каменноугольного) заложения; б) древнего (предпозднепермского) заложения; в) молодые (мезозойско-кайнозойские); г) соляные

штоки, где соль прорывает осадочный покров до палеогеновых и четвертичных отложений.

И, наконец, в 1959 г. была опубликована классификация В. И. Китыка [43], который среди соляных антиклиналей и куполов отмечал криптодиapiroидные, криптодиapiroвые и складки с открытым ядром протыкания. Криптодиapiroвые поднятия подразделялись автором на четыре подтипа в соответствии с расположением девонской соли у предкаменноугольной, предпермской, предмеловой и предпалеогеновой поверхностей несогласий. Данная классификация соляных структур по своей сущности является комплексной — морфологической, исторической и генетической. Она имеет большое значение для систематизации структур, и в последующем использовалась как составная часть почти всех вновь разрабатывавшихся классификаций.

Начиная с 1960 г., в соответствии с увеличением объемов геологоразведочных работ в регионе проводится большое количество исследований, посвященных анализу морфологии, истории развития и механизма образования структур Днепровско-Донецкой впадины. По этим вопросам имеется много публикаций, среди них следует отметить обобщающие работы В. А. Аверьева, Р. И. Андреевой, Ю. А. Арсирия, П. В. Анцупова, И. Г. Баранова, Н. Ф. Балуховского, А. А. Билька, Г. С. Брайлковского, Н. Ф. Брынзы, М. И. Бланка, С. А. Варичева, В. А. Витенко, Н. И. Галабуды, И. Н. Головацкого, И. В. Галицкого, В. К. Гавриша, Б. Д. Гончаренко, Г. Н. Доленко, Б. П. Кабышева, В. И. Китыка, И. Ф. Клиточенко, А. Я. Ларченкова, И. М. Михайлова, Б. П. Стерлина, С. А. Тхоржевского, В. М. Смелянского, В. И. Созанского, Н. А. Самборского, Н. Т. Пашовой, Р. М. Пистрак, Т. И. Полянской, П. С. Хохлова, В. И. Хныкина, М. В. Чирвинской, А. М. Чернякова и др.

В работах этих исследователей рассмотрены различные аспекты истории развития структур Днепровско-Донецкой впадины. Однако в наибольшей степени в них освещаются дискуссионные вопросы механизма образования солянокупольных структур и особенно сложно построенных соляных куполов и штоков, роль в этом процессе соленосных толщ различного возраста, соотношение структурных планов и др. Ниже сделан обзор исследований этого периода, посвященных только истории развития нефтегазоносных поднятий и близких им по строению непродуктивных структур, а также влиянию возраста ловушек на их нефтегазоносность, т. е. только тем проблемам, которые непосредственно относятся к теме настоящей работы.

Детальный анализ строения и формирования изученных к тому времени структур содержится в работах И. Г. Баранова, Ю. А. Арсирия [5] и И. Г. Баранова [4]. В последней рассмотрено строение и частично формирование 25 структур, ряд которых являются открытыми соляными штоками. Все структуры

разделяются на восемь типов: горстовые поднятия, прислоненные брахиантиклинали, скрытосолянокупольные складки, соляные купола, соляные штоки, открытые соляные штоки, пологие погруженные брахиантиклинали, линейные складки. Интересующие нас скрытосолянокупольные брахиантиклинали, по мнению И. Г. Баранова, возникли в предкаменноугольное время в связи с проявлением бретонской фазы складчатости при активном влиянии соляной тектоники. Следующий этап формирования этих структур относится к предпозднепермской эпохе, а завершилось оно в предпалеогеновое время. Между этими этапами рост структур был незначительным, так что в общем он происходил непрерывно-прерывисто. Автором убедительно показано большое структуроформирующее значение приуроченных к перерывам этапов. Незначительная же роль межперерывных этапов аргументирована слабо. Объясняется это принятой И. Г. Барановым методикой изучения истории развития структур, заключающейся в составлении палеотектонических профилей от поверхности докембрия и вышележащих осадков ко времени предкарбонного, предпозднепермского, предмелового и предпалеогенового перерывов. Формирование структур между перерывами при такой методике фактически оставалось неизученным.

Относительно влияния возраста ловушек на нефтегазоносность И. Г. Баранов считает, что до предпалеогенового времени «многие структуры вообще не являлись ловушками и, следовательно, в них не могло происходить формирование промышленных месторождений», которые образовались «в результате вертикальной миграции нефтегазовых флюидов в совсем недавнее геологическое время» [4, с. 214, 216]. Этот вывод звучит неубедительно, так как он не вытекает из анализа рассмотренных в работе структур: обосновывается молодой (предпалеогеновый) возраст ловушек лишь на Шебелинском, Гнединцевском и Качановском¹ месторождениях; на Зачепиловском, Солоховском, Сагайдакском, Радченковском, Чернухинском и Спиваковском месторождениях структуры, по мнению автора этой работы, формировались в несколько этапов, причем основным был предпозднепермский, а история развития поднятий на Михайловском, Бельском и Погарщинском месторождениях в работе вообще не освещается.

Следует также отметить, что сделанный автором вывод о молодом возрасте ловушек частично объясняется недостаточным количеством имевшегося тогда материала по палеозойским отложениям: многие структуры были изучены только по отло-

¹ Для Качановского поднятия в свете современных данных этот вывод является неверным — оно формировалось длительно, причем наиболее интенсивно в каменноугольный период [31, 36].

жениям мезозоя и лишь частично — по самым верхним горизонтам нижней перми и карбона. В целом монография И. Г. Баранова ко времени ее опубликования являлась наиболее полной сводкой по истории развития структур Днепровско-Донецкой впадины.

М. В. Чирвинская [79] проанализировала историю формирования изученных бурением структур, причем анализ выполнен как для периодов осадконакопления, так и для перерывов, правда, преимущественно только для мезозоя — кайнозоя. По мнению этого исследователя, развитие всех структур подчинено общей закономерности, заключающейся в приуроченности их роста ко времени перерывов в осадконакоплении. Для перми — мезозоя выделяются пять этапов. Кроме того, ссылаясь на Зачепиловское и Радченковское поднятия, М. В. Чирвинская указывает на прекращение роста структур в поздневизейское и намюрское время, что, видимо, справедливо также для всего среднего и верхнего карбона и большей части перми. Это последнее предположение в дальнейшем, как будет показано ниже, не подтвердилось. Что же касается мезозоя — кайнозоя, то вывод о более интенсивном росте структур во время перерывов по сравнению с этапами осадконакопления подтвержден новыми исследованиями.

И. Н. Головацкий [21] устанавливает критерии нефтегазоносности структур Днепровско-Донецкой впадины в соответствии с исторической классификацией. По его мнению, скрыто-солянокупольные структуры, развивавшиеся в условиях высокоподвижных зон, характеризуются небольшими запасами нефти и газа. На тех структурах, где значительно уменьшена мощность надсолевой толщи, вообще отсутствуют промышленные скопления углеводородов (Холмская, Колайдинская, Великозагоровская площади). И наоборот, структуры, развивавшиеся в условиях общего длительного погружения включающей их тектонической зоны, при почти непрерывной компенсации структурного роста осадконакоплением, характеризуются наличием наиболее богатых залежей.

И. Н. Головацким подмечена весьма интересная и в практическом отношении важная закономерность, однако с объяснением ее причин можно согласиться лишь частично. Он указывает, что менее активное развитие способствовало аккумуляции и сохранению нефтяных и газовых залежей. Приводимые автором в качестве примеров структур этого типа Глинско-Розышевское и Рыбальское поднятия не так уж и малоактивны: их амплитуды по продуктивным горизонтам нижнего карбона составляют сотни (до тысячи) метров. Если же под активностью понимать скорость роста структур, то она также не низкая [36]. Суть явления, по нашему мнению, заключается в том, что довольно высокая скорость роста таких поднятий приходится на период осадконакопления в карбоне, когда отлагался ныне

продуктивный комплекс пород. Следовательно, главную роль здесь играл, по-видимому, конседиментационный характер формирования структур, а не скорость.

И. Н. Головацкий [21] высказывается за многоэтапное, но в основном древнее формирование залежей углеводородов в рассматриваемом регионе. При этом продуктивность Гнединцевской и Леляковской молодых структур он связывает с наличием в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях стратиграфических ловушек. Объяснения формирования Шебелинского месторождения, также приуроченного к молодой структуре, автор не дает.

В. А. Кривошея и А. М. Синичка [48] считают, что «рост структур и формирование ловушек в южной прибортовой части впадины в основном завершены к верхней перми, тогда как в северной прибортовой зоне и зоне центрального грабена эти процессы продолжались и были основными в мезозойское и предпалеогеновое время». Выводы этих авторов в отношении ряда конкретных поднятий (Зачепиловское, Рыбальское, Качановское, Погарщинское, Бельское, Перещепинское) в общем правильны. Однако следует учитывать, что сделаны они на весьма незначительном материале, к тому же иногда по структурам из различных подзон. В частности, если сравнить структуры только южной и северной подзон краевых дислокаций, то указанного авторами различия мы не увидим. По-видимому, вопрос об общих закономерностях формирования поднятий в различных зонах следует решать с привлечением статистических показателей, так как в каждой зоне имеются структуры с различной историей развития.

Неверным представляется вывод В. А. Кривошеи и А. М. Синички [48] о том, что интенсивность формирования структур северной прибортовой и центральной зон нарастает во времени и что основное количество этих ловушек наибольшей емкости было сформировано только в предпалеогеновую фазу, а некоторые — только к началу четвертичного времени (Рыбальская). Этот вывод можно отнести лишь к одному из поднятий этих зон (Шебелинскому), для остальных (Рыбальское, Новотроицкое, Качановское и др.), как показано Б. П. Кабышевым [35, 36], наибольшая скорость роста и наибольшие приросты амплитуды приходятся на палеозойское время, хотя и в мезозое — кайнозое они продолжали формироваться.

С. А. Варичев и Н. И. Галабуда [11] в северо-западной части впадины по активности формирования выделили три типа структур: пассивные, умеренно активные и активные. При этом авторы считают, что продуктивными являются только умеренно активные.

Влияние активности формирования структур на их нефтегазоносность отмечали и другие исследователи, однако граница, отделяющая продуктивные и непродуктивные поднятия по это-

му признаку, пока не определена. В частности, сделанный С. А. Варичевым и Н. И. Галабудой прогноз не подтвердился: на Монастырищенском и Малодевицком поднятиях, отнесенных ими к типу пассивных и наименее перспективных, в дальнейшем в нижнекаменноугольных отложениях были открыты нефтяные залежи. Скорее всего на продуктивности структур отрицательно сказывается лишь слишком высокая активность, как отмечал ранее И. Н. Головацкий [21]. Обусловлено это разрывом большой мощности отложений во время перерывов, выходом продуктивных горизонтов в зону активного водообмена, раскрытием трещин разрывных нарушений и др., приводящих в конечном счете к разрушению залежей.

В. И. Савченко [69] на основе изучения девяти нефтегазоносных структур пришел к выводу, что в Днепровско-Донецкой впадине месторождения нефти и газа приурочены к поднятиям как древнего, так и молодого возраста. При этом отсутствие активного формирования структур в постратнекаменноугольное время обуславливало образование залежей только под намюрской покрывкой, а активный рост — миграцию углеводородов в вышележащие отложения.

В коллективной работе, изданной под редакцией П. С. Хохлова [60], методом геолого-статистического анализа планового и амплитудного соотношений изучены 32 структуры Днепровско-Донецкой впадины. Авторами устанавливается зависимость продуктивности поднятий от уровня планового соответствия, характеризующего также степень интенсивности их роста, — «чем более интенсивные восходящие движения испытали структуры, тем меньше запасов нефти и газа они содержат», что объясняется разрушением в них залежей.

Как видим, этот вывод совпадает с мнением И. Н. Головацкого [21], но частично противоречит взглядам С. А. Варичева и Н. И. Галабуды [11].

Б. П. Кабышев [30, 35] на основе изучения истории развития 22 продуктивных и 20 непродуктивных структур пришел к заключению об отсутствии в рассматриваемом регионе зависимости между продуктивностью структур и временем их образования в том смысле, что среди нефтегазоносных и «пустых» структурных ловушек имеются как древние, так и молодые. Недостатком проведенного анализа, как, кстати, и других, охарактеризованных выше, является то, что он производился совместно для трех продуктивных комплексов палеозоя (нижний и средний карбон и верхний карбон — нижняя пермь) и на основе только качественных показателей времени формирования структур.

Позднее, с учетом нового фактического материала Б. П. Кабышев и А. Ф. Шевченко [38] повторно проанализировали влияние возраста структур на их продуктивность, используя методы математической статистики. В результате сделан не-

сколько иной вывод: залежи в нижнекаменноугольных отложениях приурочены преимущественно к древним ловушкам, а на продуктивность нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса возраст ловушек не оказывает влияния. Аналогичная зависимость получена и в отношении влияния фактора конседиментационного роста структур в период отложения продуктивных толщ: для первого комплекса он играл существенную роль, а для второго — нет. Это позволило авторам сделать вывод о различном времени и условиях формирования залежей нефти и газа в нижнекаменноугольном и нижнепермско-верхнекаменноугольном продуктивных комплексах.

В. И. Китык [44] опубликовал новую схему классификации соляных структур Днепровско-Донецкой впадины, явившуюся дальнейшим развитием ранее разработанной схемы. Из группы диапироидных и криптодиапировых структур автором более подробно рассматривается история развития 11 поднятий. Формирование соляных куполов В. И. Китык связывает с тремя этапами региональных восходящих движений территории — предкарбонным, предднеперским и предпалеогеновым. Между первыми двумя этапами «в течение каменноугольного периода роста поднятий, за исключением отменных слабых небольших толчков в предвизейское, предпоздневизейское, преднамюрское и предбашкирское время, не было. Исключение составляет Качановская структура» [44, с. 134]. С этим выводом автора согласиться нельзя. В рассматриваемой работе охарактеризованы в основном те поднятия, которые действительно в карбоне не формировались (Зачепиловское, Колайдинское, Малосорочинское, Гнединцевское и др.). Однако многие другие солянокупольные структуры региона (Рыбальская, Погарщинская, Солоховская, Тваньская, Северо-Дорогинская и др.) на этом этапе осадконакопления формировались, причем со скоростью большей, чем в последующее время, включая периоды региональных перерывов [36].

По мнению В. И. Китыка [44], медленный конседиментационный рост солянокупольных поднятий происходил в течение поздней перми и мезозоя и проявлялся более интенсивно, чем в карбоне. Первое положение верно, оно отмечалось и другими исследователями [79] и характерно только для соляных структур региона, так как несолянокупольные поднятия в период осадконакопления в мезозое не формировались. Со вторым выводом автора согласиться нельзя.

В общем в работе В. И. Китыка [44], как и во многих других исследованиях этого направления, явно недооценивается значение структуроформирующих процессов, происходивших в Днепровско-Донецкой впадине в каменноугольное и раннепермское время. Во многом это обусловлено, конечно, тем, что конседиментационные структуры детально изучены бурением и сейсморазведкой в основном лишь в течение последнего десятиле-

тия, а до того времени по отложениям карбона разведывались большей частью поднятия постседиментационного формирования, развитые в южной прибортовой зоне на небольших глубинах.

В коллективной работе В. А. Витенко, С. П. Витрика, В. Г. Демьянчука и др. [77], посвященной анализу условий образования залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине, значительное внимание уделяется истории развития локальных структур (подробно рассмотрены 12 поднятий). Авторы приходят к выводу о формировании месторождений в результате проявления двух фаз миграции углеводородов — допозднепермской и послепозднепермской. Формирование структурных ловушек в палеозое создало благоприятные палеоструктурные условия для образования залежей углеводородов во время первой фазы миграции.

В. М. Завьялов [26] придерживается мнения о молодом возрасте залежей нефти и газа в регионе. Одним из доводов в пользу этого им выдвигается — со ссылкой на работы И. Г. Баранова [4], В. А. Кривошеи и А. М. Синички [48] и Б. П. Кабышева [35] — приуроченность месторождений к молодым структурным ловушкам. Выше освещалась недостаточность аргументации положений этих работ о связи залежей углеводородов с возрастом ловушек. Это в той же мере относится и к исследованию В. М. Завьялова по данному вопросу.

Кроме рассмотренных работ имеется много статей, посвященных истории развития отдельных структур Днепровско-Донецкой впадины. Здесь мы на них останавливаться не будем, однако ниже при описании конкретных структур выводы будут сравниваться с ранее опубликованными.

Подводя итоги обзора изученности истории развития структур Днепровско-Донецкой впадины и влияния этого фактора на нефтегазоносность, следует отметить, что в данном направлении проведены многочисленные исследования и получены важные результаты. Однако сводных работ, в которых был бы обобщен весь имеющийся материал, особенно накопленный за последнее десятилетие в условиях резкого увеличения объема и глубинности исследований, нет. Именно этим можно объяснить довольно широкое распространение представлений об отсутствии проявления значительных структуроформирующих процессов в карбон-раннепермское время, о преимущественно молодом возрасте структурных ловушек и др. Кроме того, известно, что на нефтегазоносность каждой структуры влияет ряд факторов, выступающих в данных условиях как случайные. Поэтому при анализе значимости факторов, в частности возраста ловушек, существенную помощь может оказать применение методов математической статистики, позволяющее отделять общие закономерности от побочных воздействий других факторов, маскирующих проявление исследуемого фактора.

КРАТКИЙ ОЧЕРК ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ РЕГИОНА

СТРАТИГРАФИЯ

В геологическом строении Днепровско-Донецкой впадины принимает участие комплекс осадков от среднего девона до антропогена включительно, залегающий на докембрийском кристаллическом фундаменте (табл. 1). Присутствие более древних отложений не установлено, хотя и возможно в погруженных участках.

ТЕКТОНИКА

Днепровско-Донецкая впадина представляет собой внутриплатформенный прогиб, срединная часть которого (Днепровский грабен) является составным элементом Припятско-Днепровско-Донецкого авлакогена. Как особый тип платформенных структур авлакогены впервые были выделены Н. С. Шатским. Однако еще А. П. Карпинский [42] указывал, что заложение Днепровско-Донецкой впадины было обусловлено образованием региональных глубинных разломов на юге Русской платформы, предопределивших ее направление и форму. Глубинная природа этих разломов в настоящее время доказана сейсмическими исследованиями методом ГСЗ, показавшими, что краевые разломы прослеживаются в гранитном и базальтовом слоях земной коры, достигая мантии.

Геологическое строение рассматриваемого региона весьма сложное. Оно нашло отражение на более чем 20 тектонических схемах и картах, которые в разное время составлялись для этого региона (Л. Ф. Лунгергаузен, 1941; И. А. Балабушевич, 1949; И. С. Шаранов, 1949; В. Г. Бондарчук, 1949; И. Ю. Лапкин, С. Е. Черпак, М. В. Чирвинская, 1952; А. А. Билык, 1954; З. А. Мишунина, 1955; В. Я. Клименко, 1957; П. С. Хохлов, 1959; В. В. Глушко, И. Ф. Клиточенко, В. С. Попов, М. В. Чирвинская, 1960; А. А. Мартынов, В. И. Хныкин, 1963; М. В. Чирвинская, 1963; И. Г. Баранов, Ю. А. Арсирый, 1969; И. Г. Баранов, 1965; В. К. Гавриш, 1969; В. В. Глушко, Б. Л. Гуревич, И. Ф. Клиточенко, А. М. Палий, В. С. Попов, М. В. Чирвинская, П. Ф. Шпак, 1969; и др.). Одни из этих схем различаются принципиально, другие — лишь в трактовке отдельных вопросов. Наибольшим признанием в настоящее время пользуются тектонические схемы, в основе которых лежит представление

Таблица 1

Сводный литолого-стратиграфический разрез
Днепроовско-Донецкой впадины

Система	Отдел	Ярус	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Антропогеновая	—	—	Пески, суглинки и глины	10—150
Неогеновая	—	—	Глины пестрые, пески	0—90
Палеогеновая	Олигоцен	—	Пески и глины с прослоями песчаников	0—110
	Эоцен	—	Вверху мергели, глины, ниже пески с прослоями глин и песчаников	0—210
	Палеоцен	—	Пески, песчаники и глины	0—70
Меловая	Верхний	Маастрихтский, кампанский, сантонский, коньякский, туронский, сеноманский	Мел белый, псчий с прослоями мергелей; в основании пески и песчаники	0—850
	Нижний	—	Пески, песчаники с прослоями глин	0—160
Юрская	Верхний	Волжский, кимериджский	Чередование пестроцветных глин, песчаников	0—150
		Оксфордский	Глины с прослоями известняков	0—180
		Келловейский	Глины, известняки	0—70
	Средний	Батский	Вверху песчаники, алевролиты; внизу глины	0—150
		Байосский	Глины с прослоями сидеритов	0—140
		Ааленский	Глины с прослоями известняков и песчаников	0—110
	Нижний	—	Пески, песчаники с прослоями глин	0—160

Продолжение табл. 1

Система	Отдел	Ярус	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Триасовая	Верхний	—	Пестроцветные глины с прослоями песчаников	0—150
	Нижний	—	Пестроцветные глины с прослоями песков и включениями карбонатных стяжений	0—350
Пермская	Верхний	Татарский	Песчаники, пески	0—450
	Нижний	Сакмарский, ассельский	Глины, алевролиты, пласты каменной соли, ангидриты, прослой известняков, доломитов	0—2000
Каменноугольная	Верхний	Гжельский	Глины, алевролиты, песчаники с прослоями известняков	0—2000
	Средний	Московский	Переслаивание песчаников, глин, алевролитов с прослоями известняков и углей	200—1200
		Башкирский	Глины, алевролиты с прослоями песчаников и известняков; внизу известняки с прослоями глин и алевролитов	350—1500
Нижний	Намюрский	Глины с прослоями песчаников и известняков	70—500	
	Визейский	Чередование глин, песчаников и известняков; внизу известняки с прослоями песчаников, аргиллитов	350—1400	
	Турнейский	Известняки с прослоями аргиллитов и алевролитов; нижняя часть — песчаники с прослоями глин и известняков	300—500	

Продолжение табл. 1

Система	Отдел	Ярус	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Девонская	Верхний	Фаменский	Надсолевая толща — эффузивно-осадочные образования; верхняя соленосная толща — каменная соль с прослоями мергелей, ангидритов, доломитов; межсолевая толща — терригенно-карбонатные породы с прослоями вулканогенных пород	110—2900
		Франский	Нижняя соленосная толща — известняки, доломиты, мергели, каменная соль, прослойки терригенных и вулканогенных пород; подсолевая толща — вулканические породы, ниже — карбонатные, в основании — терригенные	140—2500
	Средний	Живетский	Песчаники, алевролиты, аргиллиты с прослоями известняков	0—140

о грабенообразной природе Днепровско-Донецкой впадины по нижним структурным этажам. Они более других соответствуют современному фактическому материалу.

Строение Днепровско-Донецкой впадины характеризуется существенными несоответствиями структурных планов по различным горизонтам, что отражается на тектоническом районировании и влияет на направление поисково-разведочных работ.

Имеющиеся геофизические и геологические материалы позволяют судить о строении в региональном плане поверхности докембрийского фундамента, верхнепалеозойского, мезозойского и кайнозойского этажей. На основании данных о распространении несогласий внутри девонского структурного этажа и тектонической активности только нижней (евлановско-ливленской) соленосной толщи можно предполагать, что строение подсолевого комплекса девона близко к строению поверхности докембрийского фундамента, а условия залегания девонских надсолевых отложений отличаются от него и более сходны со строением верхнепалеозойского структурного этажа. Охарактеризуем строение региона по наиболее изученным структурным этажам.

В результате длительного геологического развития в Днепровско-Донецкой впадине стали четко выраженными следующие основные структурные элементы поверхности докембрийского фундамента: южный борт, Днепровский грабен и северный борт впадины (рис. 1). Днепровский грабен отделяется от бортов (склонов Украинского щита и Воронежского массива) глубинными разломами. Протяженность его от Черниговско-Брагинского выступа (седловины), отделяющего грабен от Припятского прогиба, до окраин Донецкого складчатого сооружения составляет 650—700 км, ширина в районе Чернигова около 60 км, а в юго-восточной части — 150—160 км.

Краевые разломы представляют собой сложные системы сбросов по конфигурации в плане (разветвленности от одного сброса к нескольким параллельным) и по скачкообразным изменениям амплитуды по фундаменту от 0,2 до 4—5 км. Наименьшая амплитуда разломов наблюдается на участках прибортовых выступов фундамента, где крупные разрывные нарушения сменяются системой сбросов меньшей амплитуды, удаленных друг от друга на несколько километров. В осадочном чехле, вверх по разрезу, амплитуды нарушений постепенно уменьшаются, указывая на их конседиментационное образование.

Сложная система краевых разломов вызвана вклиниванием в пределы грабена выступов обрамляющих его бортов, представленных породами кристаллических щитов и связанных с саксаганидами. Так, Ореховско-Павлоградская, Криворожско-Кременчугская и Одесско-Трактемировская глубинные структуры, секущие территорию УССР в меридиональном направлении, отражаются и в Днепровско-Донецкой впадине. В местах пересечения их с краевыми разломами установлено смещение последних, локальное изменение их простираения, резкое уменьшение амплитуд, а иногда и полное затухание (Остапьевско-Белоцерковский выступ). Изменение простираения разломов связано также с горизонтальным сдвиговым смещением по нарушениям северо-восточного простираения. Величина горизонтального смещения местами достигает нескольких километров, как это наблюдается на Ахтырском выступе. Отмечается взаимосвязь изменений простираения краевых разломов на всем протяжении грабена с соответствующим отклонением простираения структур осадочного чехла, что свидетельствует, очевидно, об общности причин их образования.

По данным М. В. Чирвинской и др. [80], южное краевое нарушение состоит из шести разломов, разделенных поперечными выступами Украинского кристаллического щита и продолжающимися далее на север отрогами саксаганид. Это разломы Пакульский, Колайдинский, Михайловский, Голубовский, Криворожско-Павловский и Южно-Донецкий. Протяженность их изменяется от 60 до 200 км. На шесть разломов разделя-

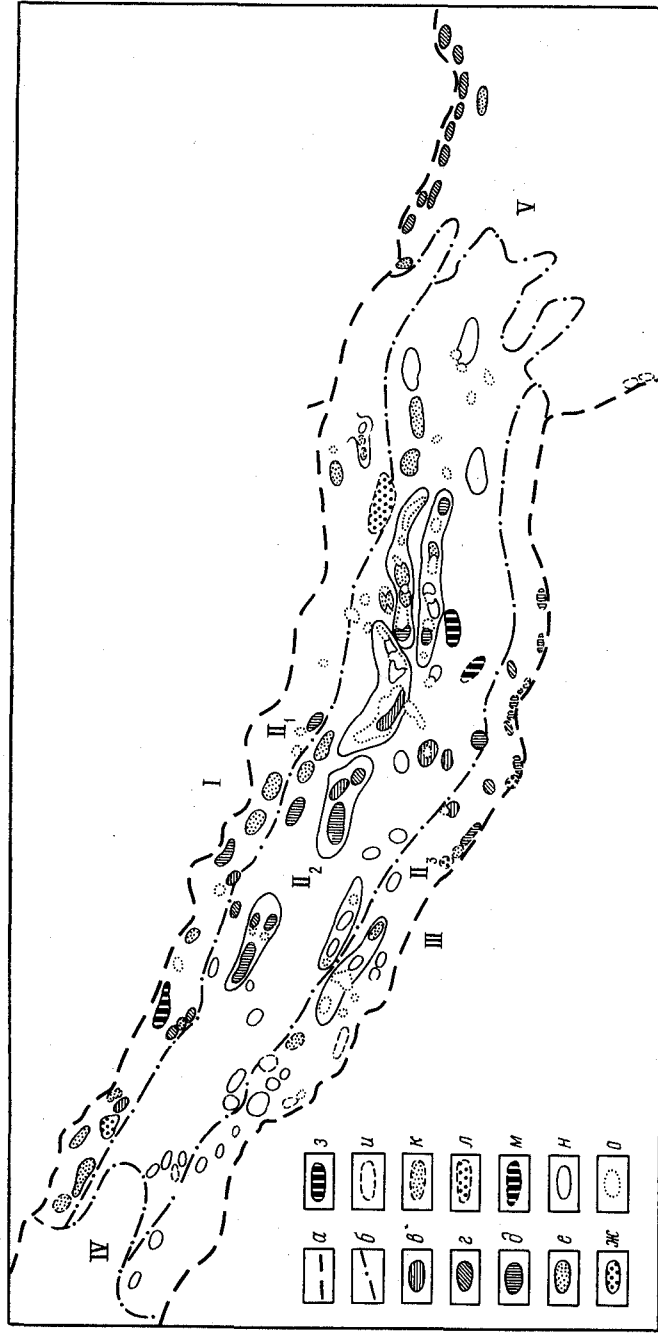


Рис. 1. Схема элементов тектоники и распространения структур разных типов Днепровско-Донецкой впадины

а — границы Припятско-Днепровско-Донецкого авлакогена; б — границы тектонических элементов (I — северный борг, Днепровский грабен; II₁ — северная крайняя зона, II₂ — центральная осевая зона, III — южная крайняя зона; IV — южный борг; V — Брагинско-Черниговская седловина; V — Донецкое складчатое сооружение); в — конгломератные структуры; г — расформировывающиеся, з — древнейшие, д — древние, е — комбинированные, ж — молодые, з — вторично сформированные; и — древние, к — комбинированные, л — молодые, м — вторично сформированные, н — структуры с неузученной историей формирования; о — соляные штоки

Примечание. Возраст структур, отмеченных одной звездочкой, указан по отношению к нижнепермскому плану, двумя звездочками — по отношению к среднекаменноугольному плану, для остальных структур к нижнекаменноугольному.

ется и северное краевое нарушение. На северо-западе установлены небольшой протяженности Шатилковский и Березнянский разломы, а юго-восточнее более протяженные — Северный (от Борковской до Рыбальской площади), Южно-Харьковский, Шевченковский и Красносорецкий. Протяженность разломов у северного борта ограничивается выступами и сдвигами блоков фундамента (между Северным и Южно-Харьковским и между Шевченковским и Красносорецким).

Днепровский грабен отличается сложным строением фундамента, что подтверждается большим количеством выступов и впадин, а также особенностями их сочленения. Блоковый характер обусловлен сетью разрывов преимущественно северо-западного и субширотного направлений. Значительный отпечаток наложили интенсивные проявления соляного тектогенеза и региональные эпейрогенические движения, вызвавшие складкообразование, особенно интенсивное в юго-восточной части вблизи складчатого Донбасса.

По особенностям геологического строения в Днепровском грабене выделяются северная и южная краевые (с подзонами краевых дислокаций) и центральная осевая зоны. Северная крайняя зона по поверхности фундамента представляет собой протяженную депрессию, состоящую из ряда впадин, которые разделены между собой относительно приподнятыми выступами. В направлении с северо-запада на юго-восток это Грибоворуднянская, Седневская, Холмская, Великозагоровская, Дмитриевская, Роменская, Синевская, Качановская, Рыбальская, Ахтырская, Валковская и Шевченковская впадины. Разделяющие их выступы фундамента — Городищенский, Талалаевский, Берестовецкий, Новотроицкий, Груньский, Богодуховский и Харьковский — являются более погруженными участками выступов бортовых частей, которые вклиниваются в пределы грабена. Превышение отметок поверхности кристаллического фундамента выступов над впадинами колеблется от 1 до 3 км, закономерно увеличиваясь в юго-восточном направлении.

Со стороны центральной части грабена рассматриваемая зона ограничивается приподнятыми блоками фундамента и субширотными нарушениями, которые в осадочном чехле проявляются в виде структурных выступов, флексур, террас и малоамплитудных брахиантеклинальных поднятий. На отдельных участках эти выступы фундамента группируются в крупные валы северо-западного простирания — Брусиловско-Кошелевский, Плисковско-Лысогородский, Липоводолинский и Груньско-Трудолюбровский. Можно предположить, что и на крайнем юго-востоке Балаклеянский выступ, простирание которого восточнее становится субширотным, переходит на валообразный блок фундамента, ограничивая с юга Шевченковскую впадину.

Глубинное строение южной краевой зоны во многом аналогично строению северной. Здесь также вдоль простирания ре-

тиона в кристаллическом фундаменте выделяются впадины. В самой северо-западной части краевая зона Днепровско-Донецкой впадины наложена на складчатую Трактемировскую зону Украинского кристаллического щита, и ее границы имеют здесь расплывчатые очертания, а приразломные впадины четко не проявляются. Юго-восточнее прослеживается крупная Прилукско-Радченковская депрессия, которая ограничивается Остапьевско-Белоцерковским выступом фундамента, являющимся погружением Криворожско-Кременчугской складчатой зоны Украинского щита. Прилукско-Радченковская депрессия характеризуется сильной расчлененностью фундамента. Здесь установлен ряд погруженных участков в районах Прилукской, Журавковской, Антоновской и Поздняковской площадей. Восточнее Поздняковского погруженного участка расчлененность фундамента увеличивается и его строение представляется в виде мозаичного сочетания приподнятых и опущенных блоков, из которых наиболее четко выделяются Исачковский, Миргородский и Петривцевский выступы, а также Радченковская и Сагайдакская впадины. На северо-западе отмеченная депрессия отделяется от центральной части грабена Переволоченским и Гнединцевским выступами, а юго-восточнее она ступенеобразно переходит в Песочанскую и Лютењскую впадины.

Восточнее Остапьевско-Белоцерковского выступа выделяется Санжаро-Перещепинская депрессия, которая включает Новосанжарскую, Ливенскую и Перещепинскую впадины, разделенные соответственно Игнатовским и Михайловским выступами фундамента. С северо-востока эта зона ограничивается серией приподнятых блоков фундамента, которые протягиваются от Игнатовского выступа до Орельского. Далее к юго-востоку краевые впадины уже не фиксируются, поскольку здесь Днепровско-Донецкая впадина пересекается с Ореховско-Павлоградской складчатой зоной Украинского кристаллического щита.

Из сказанного следует, что в южной краевой зоне прибортовые впадины имеются только в промежутках, разделяющих субмеридионально направленные глубинные структуры Украинского щита. Это может свидетельствовать о продолжавшейся в палеозойскую эру тектонической активности саксаганид, сказавшейся на развитии Днепровско-Донецкой впадины в целом. Подтверждением данного вывода могут служить установленные в центральной части грабена поперечные дислокации фундамента, которые соединяют Ореховско-Павлоградскую зону на южном борту с Харьковским выступом на северном, а также продолжение в северном направлении Трактемировской складчатой зоны, которая в пределах Днепровско-Донецкой впадины образует «порог» — Черниговско-Брагинский выступ.

Центральная зона Днепровского грабена по фундаменту по сравнению с краевыми зонами характеризуется более спокой-

ным блоковым строением, не считая участков пересечения впадины с Трактемировской и Ореховско-Павлоградской системами. Здесь, как и в краевых зонах, вдоль осевой части развита система впадин, но более крупных.

У Черниговско-Брагинского выступа, где кровля фундамента залегает на глубине 1 км, начинается Скоренецкая впадина глубиной до 6 км, которая через небольшой Хрещатинский выступ переходит в Нежинскую впадину. Далее к юго-востоку прослеживаются большие протяженные впадины — Сребнянская, Петровороменская, Лютењская, Солоховская, Матвеевская и Чутовская, разделенные приподнятыми блоками небольших амплитуд и размеров. Погружение фундамента в этих впадинах составляет 7 км на северо-западе и 11 км на юго-востоке. Восточнее Павлоградских поперечных дислокаций намечаются Мечебиловская и Дружковская впадины, которые далее переходят в Бахмутскую котловину.

Локальные впадины фундамента, приуроченные к меридиональным дислокациям (Трактемировской, Ореховско-Павлоградской), имеют меридиональное простирание (Ичнянская, Паратифьевская и др.): Они осложнены крупными и протяженными разрывами того же простирания. Их амплитуды по сравнению с амплитудами краевых разломов небольшие (0,5—1 км). По данным геофизических исследований, они не всегда прослеживаются во всех слоях земной коры. В поверхности Мохоровичича находят отражение только разломы в юго-восточной части грабена на границе с Донбассом.

Строение верхнепалеозойского структурного этажа (карбон — нижняя пермь) Днепровско-Донецкой впадины в общерегиональном плане обнаруживает соответствие с докембрийским фундаментом. Резкие несоответствия наблюдаются в пределах структурных элементов более высокого порядка (валов, локальных структур). Борты впадины перекрыты верхневизейскими отложениями, хотя местами присутствуют и более древние осадки (турнейского яруса и изредка девона), залегающие весьма полого.

Особенностью строения северного борта является увеличение (почти в 2 раза по сравнению с южным) мощности осадочного чехла. В Днепровском грабене последняя также возрастает вследствие появления в разрезе толщи осадков девона и увеличения мощности всех других комплексов. Кроме того, здесь значительно повышается степень дислоцированности отложений, проявляющаяся в первую очередь в наличии большого числа локальных положительных структур и крупных валообразных поднятий. При этом структурный план осадочной толщи значительно отличается от такового по фундаменту. Так, Петровороменской впадине по фундаменту в осадочной толще соответствует крупный Глинско-Розбышевский вал, Солоховской, Матвеевской и Чутовской — крупные валы таких же названий.

Все валы, как и подстилающие их впадины, имеют северо-западное простирание. Кроме того, они связаны единой тектонической линией с Главным антиклиналом Донбасса через промежуточный Крестиченско-Алексеевский вал субширотного простирания. Последнему в фундаменте отвечают поперечные дислокации, связывающие Харьковский выступ северного борта с Ореховско-Павлоградскими дислокациями южного борта. В этой же зоне в осадочном чехле получил развитие другой вал—Сосновско-Беляевский, аналогичного строения и простирания.

Локальные поднятия центральной зоны характеризуются широкими плоскими сводами, в различной степени осложненными соляными штоками. Анализ соотношения структурных планов верхнего палеозоя и мезозоя показывает, что смещение сводов структур с глубиной происходит здесь по продольной оси складок и направлено в сторону регионального уменьшения мощностей.

Сребнянский и Лютенский прогибы сохраняются и в осадочном чехле. Поперечным Ичнянской и Парафиевской впадинам в мезозое соответствуют солянокупольные валообразные поднятия поперечного простирания. Липоводолинскому и Груньско-Трудолюбовскому приподнятым блокам фундамента в мезозойских отложениях отвечают Малобудищанский и Пархомовский прогибы, в пределах которых в нижнекаменноугольных отложениях имеются погребенные брахиантиклинальные складки.

Локальные поднятия осадочного чехла в северной и южной краевых зонах генетически связаны с разломами фундамента, которые в значительной мере контролировали осадконакопление и в дальнейшем предопределяли развитие локальных структур. Так, к наиболее крупным впадинам фундамента здесь, как правило, приурочены крупные структуры, прорванные соляными штоками, или криптодиapiroвые структуры больших размеров (Прилукская, Качановская и др.). С мелкими грабенами или блоками связаны зачаточные солянокупольные структуры, для которых характерны значительная протяженность, асимметричность и некоторое смещение сводов по короткой оси в направлении к центральной части Днепровского грабена.

Крупные разрывные нарушения фундамента обычно распространяются в осадочный чехол до предпозднепермской (или предраннепермской) поверхности несогласия. При этом амплитуда их снизу вверх уменьшается, так что многие из них в нижнепермских, верхне- и среднекаменноугольных отложениях уже проявляются небольшими смещениями или даже в виде флексур. Южное краевое нарушение на некоторых участках впадины в отложениях карбона проявляется в виде взброса (Зачепиловская, Михайловская площади и др.).

Строение мезозойского структурного этажа обнаруживает принципиальное отличие от строения нижележащих этажей. По этим отложениям рассматриваемая территория представляет

собой впадину платформенного типа, наложенную на палеозойский грабенообразный прогиб. Краевые и другие крупные продольные нарушения фундамента и палеозойских структурных этажей в отложения мезозойского этажа непосредственно не распространяются.

Следует отметить, что геофизические исследования последних лет не выявили ни в осадочном чехле, ни в фундаменте поперечных нарушений, которые предполагались теоретическими исследованиями И. Г. Баранова [4], Г. Н. Доленко и др. [27]. Выявленные меридиональные нарушения у южного борта впадины связаны с саксаганидами, и большинство из них к осевой части впадины затухают.

Таким образом, между структурными планами фундамента и осадочного чехла наблюдаются значительные несоответствия, проявляющиеся в поперечном направлении в инверсии структурных элементов, а в продольном, по простиранию впадины,— в пересечении структурных линий северо-западного направления по фундаменту субширотными в осадочном чехле, а на участке между Харьковским и Павлоградским выступами — в пересечении меридиональных структурных направлений фундамента субширотными в осадочном комплексе.

Существенные несоответствия структурных планов наблюдаются также в разрезе осадочного чехла Днепровско-Донецкой впадины. Наиболее значительные из них приурочены к кровле подсолевых отложений девона, к границам между подошвой верхнепермских образований и подстилающими их отложениями, а также между меловыми и палеогеновыми образованиями. Несогласия структурных планов, достигающие иногда даже полной инверсии, отмечаются в девоне и нижней перми, в зонах развития мощных эвапоритовых толщ, что вызвано проявлением соляного тектогенеза. Несогласия структурных планов между мелом и палеогеном, а также между верхнепермскими и подстилающими слоями вызвано размывами на завершающем этапе тектонических циклов складчатых движений и характеризуется в основном угловыми несогласиями. При этом наиболее крупные из них отмечены вокруг соляных штоков и в присводовых частях криптодиapiroвых структур. Вероятнее всего, главными причинами несоответствия структурных планов являются проявление соляного тектогенеза и изменение региональных структуроформирующих процессов.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

В пределах Днепровско-Донецкой впадины известен ряд месторождений нефти, газа и газоконденсата. Вопросы их геологического строения, условий и времени формирования, закономерностей размещения в разное время занимались И. Г. Ба-

ранов, О. Д. Билык, В. А. Витенко, Б. С. Воробьев, Г. Н. Доленко, В. М. Завьялов, Б. П. Кабышев, В. А. Кривошея, Р. М. Новосилецкий, А. М. Синичка, Л. В. Токарев, С. А. Тхоржевский, Л. П. Швай, П. Ф. Шпак и др. [6, 5, 9, 14, 15, 18, 19, 20, 27, 35, 56, 72, 77, 82].

В настоящем очерке дана только общая характеристика основных нефтегазовых комплексов.

Стратиграфический диапазон промышленной нефтегазонасности охватывает отложения от нижнего карбона до юры включительно (табл. 2). Кроме того, признаки нефти и газа установлены в девонских образованиях.

Месторождения нефти и газа располагаются на территории Днепровско-Донецкой впадины неравномерно. Однако в их распределении наблюдается некоторая зональность. Так, в юго-восточной части впадины развиты газовые и газоконденсатные месторождения, а в средней и северо-западной — нефтяные и газовые. Отмечается зональность и в распределении залежей по вертикали. С глубиной наблюдается тенденция преобладания газовых и газоконденсатных залежей над нефтяными и увеличение в нефтях газового фактора. Объяснение указанных особенностей дано в ряде работ [6, 14, 20, 81]. Однако отдать предпочтение той или иной точке зрения не представляется возможным из-за недостаточной их аргументированности.

В Днепровско-Донецкой впадине залежи нефти и газа приурочены к определенным интервалам разреза и контролируются слабопроницаемыми глинистыми, соленосными и глинисто-карбонатными толщами. В качестве субрегиональных нефтегазоупоров выступают глины средней юры, нижнего триаса, пересажской толщи верхней перми, московского яруса и верхневизейского подъяруса, соленосные образования нижней перми, а также глинисто-карбонатные отложения башкирского и наюрского ярусов.

Важную роль покрышек в формировании и сохранении промышленных скоплений нефти и газа признает теперь большое число геологов [9, 26], хотя некоторые из них продолжают считать, что главным условием для образования залежей является наличие зон тектонических и стратиграфических несогласий [27].

Исходя из особенностей распространения субрегиональных экранирующих толщ, ряд исследователей подразделяют осадочный чехол впадины на четыре—шесть нефтегазовых комплексов, или этажей, нефтегазонасности [18, 26, 27]. Нам представляется, что наиболее обосновано выделение во впадине пяти нефтегазовых комплексов: юрского, триасово-верхнепермского, нижнепермско-верхнекаменноугольного, среднекаменноугольного и нижнекаменноугольного. Отсутствие или ухудшение экранирующих способностей покрышек в одном из комплексов или по всему разрезу приводит к их объединению

или к нарушению герметичности ловушек. При частичном ухудшении свойств покрышек вследствие их малых мощностей, повышенной песчаности или тектонической нарушенности скопления горючих флюидов, как правило, бывают небольших размеров.

Юрский газонасыщенный и триасово-верхнепермский нефтегазовосный комплексы не имеют большого промышленного значения. Залежи нефти и газа сосредоточены на нескольких месторождениях средней части впадины. Глубина залегания продуктивных горизонтов изменяется от 400 до 1820 м. Газы метановые (85,9—93,2%), сумма тяжелых углеводородов изменяется от 0,25 до 10,83%. Нефти легкие и средние (0,8190—0,8750), малосернистые (0,36—0,56%), парафинистые (0,60—2,70%), высокосмолистые (19—40%).

Под регионально выдержанной пересажской глинистой толщей верхней перми, а в местах, где развиты хемогенные породы нижней перми, — под обеими толщами, составляющими единый экран, находятся скопления нефти и газа — нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса. Характерной особенностью комплекса является зональность в распределении нефтяных и газовых скоплений. Если в юго-восточной и средней частях впадины имеются газовые и газоконденсатные залежи, то в северо-западной — нефтяные. Глубина залегания продуктивных горизонтов изменяется в значительных пределах — от 680 до 4050 м.

Нефти легкие и средние (0,7970—0,8754). Средняя плотность их уменьшается от 0,83 на глубине 2000 м до 0,79 на глубине 4000 м, в то время как плотность конденсатов возрастает соответственно от 0,75 до 0,77. Содержание светлых фракций в нефтях с глубиной понижается, а в конденсатах повышается [76]. Нефти обычно малопарафинистые (Леляки), смолистые (Гнединцы, Качановка). Количество серы незначительное (0,105—0,720%). Свободные газы метановые (88,9—93,7%). Сумма тяжелых углеводородов составляет 4,05—7,88%.

В среднекаменноугольном комплексе дифференциации нефтяных и газовых скоплений по площади не наблюдается. Глубина залегания продуктивных горизонтов изменяется от 650 до 3200 м. Нефти легкие и средние (0,7966—0,8650), в южной краевой зоне на Кибинцевском и Сагайдакском месторождениях — окисленные, тяжелые (0,8880—0,9055). Средняя плотность нефтей рассматриваемого комплекса изменяется от 0,87 на глубине 2000 м до 0,84 на глубине 4000 м, а плотность увеличивается от 0,75 до 0,79 [76]. Содержание светлых фракций в нефтях с глубиной повышается, а в конденсатах — понижается. Смолистых веществ по сравнению с вышележащим комплексом меньше, а содержание парафина колеблется от 1,73 до 4,56%. Газы метановые (81,9—95,9%), сумма тяжелых углеводородов изменяется от 3,10 до 11,5%.

Возраст	Решетняковское	Горобовское	Потгицанское	Ливанское	Зачепиловское	Руденковское	Новониколаевское	Новогригорьевское	Михайловское	Юрьевское	Кременовское	Новоселовское	Восточно-Новоселовское	Пролетарское	Перещепинское	Левенцовское
J ₁₋₃																
T																
P ₂																
P ₁																
C ₃																
C _{2m}																
C _{2b}																
C _{1n}	●	○	○	○	●	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
C _{1v2}	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
C _{1v1}						○	○	○		○				○		
C _{1t}					○	○	○	○								
D ₃					+											

● ○ — залежи нефти и газа; + — нефтегазопроявления; ||| — субрегиональные покрывши; ||| — локальные покрывши; ||| — отложения отсутствуют.

Ильичевское	Голубовское	Машевское	Ланновское	Западно-Сосновское	Кегичевское	Распашинское	Западно-Крестинское	Западно-Медведовское	Мелиховское	Западно-Ефремовское	Ефремовское	Западно-Староваровское	Шебелинское	Спировское	Миролюбивское	Волоховское	Северо-Голубовское

нальные покрывши; ||| — локальные покрывши; ||| — отложения отсутствуют.

Нижнекаменноугольный продуктивный комплекс сформировался благодаря наличию глинисто-карбонатной толщи намюрского яруса и глинистых образований верхневизейского подъяруса. В качестве локальных покровов могут рассматриваться глинисто-карбонатные образования нижнего визе и турнейского яруса. Наиболее широко распространенной покровкой является верхняя часть верхневизейских отложений, которая контролирует залежи на 30 месторождениях. Однако на ряде месторождений она опесчанывается и роль узко локальных нефтегазоупоров играют отдельные глинистые пачки, а залежи нефти и газа размещаются по всему разрезу верхневизейских отложений вплоть до их кровли (Новогригорьевка, Кременовка, Новоселовка).

Глубина залегания продуктивных горизонтов изменяется от 800 до 4880 м. Газы метановые (72,0—95,0%), сумма тяжелых углеводородов колеблется от 0,18—0,40% (Михайловка) до 15—16,7% (Гнединцы). Нефти в основном легкие (0,7883—0,8618), малосернистые (0,094—0,50%), малосмолистые, парафинистые и высокопарафинистые. Встречаются и тяжелые окисленные нефти (Твань, Холмы). Средняя плотность нефтей изменяется от 0,85 на глубине 2000 м до 0,82 на глубине 4000 м, а плотность конденсатов увеличивается в этом интервале глубин соответственно от 0,74 до 0,78. При этом в конденсатах отмечается значительное уменьшение выхода светлых фракций [76].

Почти все месторождения нефти и газа Днепровско-Донецкой впадины связаны с брахиантиклинальными складками, большинство из которых в какой-то мере осложнено соляной тектоникой. Известны также залежи на далеких погруженных периклиналях структур (Сидорячи), моноклиналях (Руденки) и в кепроке соляного штока (Ромны).

Месторождения, как правило, многопластовые, с большим этажом нефтегазоносности. Так, на Качановском месторождении имеется 35 продуктивных горизонтов, а этаж продуктивности 2100 м, на Солоховском месторождении — более 20 залежей, этаж нефтегазоносности составляет 3200 м. На ряде месторождений выявлено по одной-две залежи (Чернухинское, Новотроицкое и др.).

Наиболее распространенными являются залежи массивно-пластового и пластового типов. Встречаются также массивные (Новониколаевка) и литологически ограниченные (Северо-Голубовка) залежи. Среди массивно-пластовых залежей преобладают сводовые, тектонически нарушенные (Шебелинка, Глинско-Розбышевск), широко развиты тектонически экранированные, а также экранированные солью (Кегичевка, Ефремовка, Западное Крестище).

В группе пластовых залежей можно выделить сводовые и экранированные. Среди первых наиболее развиты сводовые не-

нарушенные (Великие Бубны, Мильки) и тектонически экранированные (Рыбальское). Встречаются также стратиграфически (Радченково) и литологически (Пролетарка) экранированные. Из пластовых экранированных залежей широко распространены тектонически экранированные (Бельск, Кременовка). Встречаются также экранированные солью (Машевка), литологически ограниченные (Вергунка, Радченково) и литологически экранированные (Зачепилровка).

ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ СТРУКТУР

СТРУКТУРЫ СЕВЕРНОЙ КРАЕВОЙ ЗОНЫ

В строении северной краевой зоны Днепровско-Донецкой впадины принимают участие отложения от девона до антропогена. При этом отложения верхней части мезозоя (юра, мел) здесь развиты в наиболее полном объеме, а разрез нижней перми сложен бессолевыми породами.

Локальные структуры этой зоны характеризуются значительным разнообразием с точки зрения степени осложненности соляной тектоникой, соотношения структурных планов по различным горизонтам, истории формирования и в конечном итоге общего механизма формирования. В подзоне краевых дислокаций развиты приразломные складки, не осложненные или незначительно осложненные соляным тектогенезом, — Высоковская, Шаповаловская, Куреньская, Великобубновская, Афанасьевская, Новотроицкая, Колядинцевская, Радянская, Волоховская и др. Наиболее четко они проявляются по горизонтам карбона, менее четко в мезозойском структурном этаже и еще слабее в кайнозойском. По девону эти структуры не изучены.

Юго-западнее складок подзоны краевых дислокаций над впадинами фундамента расположены: а) крупные по амплитуде солянокупольные структуры с современным или предпалеогеновым уровнем девонской соли (Дмитриевский, Роменский, Синевский, Колонтаевский и Карайкозовский штоки); б) соляные штоки с предверхнепермским уровнем соли (Рябухинский, Нововодолажский, Бригадировский); в) соляные купола с предкаменноугольным или предфаменским уровнем соли (Холмская, Великозагоровская, Качановская, Рыбальская, Шибелинская структуры). Некоторые из соляных куполов непосредственно примыкают к северному краевому разлому. На участках между соляными структурами (в пределах выступов фундамента) развиты малоамплитудные поднятия, часто погребенные под мезозойско-кайнозойскими отложениями (Борковское, Адамовское, Максаковское, Анастасьевское, Перекопское, Тимофеевское, Гадячское, Котелевское, Березовское, Белоусовское, Червонодонецкое, Балаклеяское и др.).

Ниже рассмотрены строение и история формирования наиболее изученных локальных структур (рис. 1).

Борковская структура расположена в крайней северо-западной части впадины. По образованиям мезозоя, перми и карбона на площади развита антиклинальная складка се-

ро-западного простирания с размерами 7×3 км и с амплитудой от 100 м по нижнему карбону до 50 м по перми. Структура асимметричная — северо-восточное крыло пологое (1—3°), юго-западное — более крутое (3—10°). По горизонтам девона установлены три блока, в каждом из которых слои залегают моноклиналино с наклоном с севера на юг. В крайнем южном блоке выделяется также структурный нос. В пользу блокового строения девонских отложений кроме данных сейсморазведки свидетельствует различный стратиграфический разрез девона, вскрываемый скважинами, расположенными на расстоянии 1,5—2 км друг от друга. Так, скв. 2, 6, 10 и 11 вскрыта преимущественно евлановско-ливенская соленосная толща, а скв. 7 — межсолевые задонско-елецкие слои. При этом скв. 2, 6 и 10, находящиеся в одном блоке, вскрывают идентичную евлановско-ливенскую толщу, в которой можно выделить реперы, показывающие моноклиналино залегание пород. При такой интерпретации строения Борковской площади между скв. 2 и 7, 7 и 11 проходят сбросы с амплитудой в девонских отложениях более 500 м.

Об истории формирования Борковского поднятия можно судить на основе анализа мощностей каменноугольных и более молодых отложений в скважинах, расположенных в своде и на северном и южном его крыльях (табл. 3). В каменноугольный период поднятие не формировалось, так как мощность этих отложений подчиняется региональной закономерности, уменьшаясь с юга на север, не реагируя на локальную структуру.

Таблица 3

Мощности отложений (в м) в пределах Борковского поднятия

Стратиграфические интервалы разреза	Южное крыло, скв. 6	Свод поднятия		Северное крыло	
		скв. 10	скв. 2	скв. 7	скв. 11
Между подошвой киевской свиты и кровлей сантонского яруса	272	263	260	260	261
Сантон — турон	155	148	147	149	139
Сеноман — оксфорд	233	227	226	232	231
Келловей — байос (репер)	140	140	140	142	142
Байос — триас	207	201	201	209	195
Верхняя пермь	285	270	268	284	269
Нижняя пермь	41	24	22	34	29
Верхний карбон и московский ярус (до репера М-9)	60	54	51	53	32
Московский ярус (ниже репера М-9)	234	220	225	226	219
Верхнебашкирский подъярус	158	146	146	148	142
Нижнебашкирский подъярус	138	126	129	121	115
Намюрский ярус	42	39	40	32	36
Верхневизейский подъярус	145	137	127	124	119

Замкнутое поднятие формировалось постседиментационно в позднепермское, предтриасовое, предъюрское и предмеловое время.

В кайнозой структура не росла. В общем интенсивность роста структуры была такой, что 50% амплитуда по кровле визейского яруса достигла к предпозднепермскому периоду, а 80% — к предмеловому.

В пробуренных на площади скважинах в девонских отложениях отмечались газопроявления, однако промышленных залежей не открыто. Разрез карбона и вышележащих образований здесь бесперспективен. Девонские же отложения скв. 2, 6, 7, 10 и 11 вскрыты, как установлено последующими сейсмическими работами и бурением, не в оптимальных структурных условиях, так как закладывались по каменноугольному структурному плану.

Адамовская структура по отражающему горизонту V (башкирский ярус) характеризуется северо-западным простиранием. Размеры ее 7×3 км, амплитуда 75 м, наклон крыльев 4—8°. Вверх по разрезу она выполаживается, но сохраняется вплоть до самых верхних горизонтов мезозоя — по отложениям верхнего мела наклон крыльев 0°30' и амплитуда 15—20 м. По палеогену поднятие не выделяется. По отражающему горизонту в подсолевом девоне на площади выделяется поднятие, значительно смещенное к юго-востоку относительно структуры по карбону.

На Адамовской площади впервые в Днепровско-Донецкой впадине в одном разрезе были вскрыты две девонские соленосные толщи, разделенные терригенно-карбонатными породами задонско-елецкого возраста мощностью 700 м.

История формирования структуры прослеживается с конца девонского периода на основе анализа мощностей отложений на своде и на северном и южном крыльях структуры (табл. 4). Мощность евлановско-ливенской соли уменьшается в своде структуры, что косвенно может свидетельствовать о росте ее в это время (косвенно, так как изменение мощности соленосной толщи может быть обусловлено вторичными процессами). Несомненным является неучастие верхней соли в соляном тектогенезе. В противном случае она имела бы увеличенную мощность на участке свода по надсолевому структурному комплексу. Надсолевые девонские отложения характеризуются возрастанием мощности от южного крыла к своду и далее к северному крылу, происходящим исключительно за счет размыва верхней части разреза. Это свидетельствует о крупном несогласии между девонем и карбоном. В каменноугольный период, за исключением раннего башкира, происходил конседиментационный рост Адамовского поднятия. В последующее время наиболее интенсивное формирование структуры отмечается в ранней перми, а также в предъюрское, предмеловое и предпа-

Таблица 4

Мощности отложений (в м) в пределах Адамовской структуры

Стратиграфические интервалы разреза	Южное крыло, скв. 2	Свод, скв. 1	Северное крыло, скв. 3
Между подошвой киевской свиты и кровлей сантонского яруса	224	223	237
Сантон — турон	168	168	169
Сеноман — кимеридж	177	170	192
Оксфордский ярус	73	73	74
Келловей — байос (репер)	136	132	135
Байос — триас	230	211	226
Верхняя пермь	246	231	235
Верхний карбон и московский ярус (до репера М-9)	57	31	64
Московский ярус (ниже репера М-9)	147	122	133
Верхнебашкирский подъярус	216	200	202
Нижнебашкирский подъярус	120	110	102
Намюрский ярус	48	35	42
Верхневизейский подъярус	116	110	120
Надсолевой девон	26	145	230
Данково-лебедянская соленосная толща	344	117	180
Задонско-елецкие слои	—	698	—

леогеновое время. Вероятно, с незначительной интенсивностью происходил также конседиментационный рост структуры в мезозое, о чем свидетельствует небольшое увеличение к крыльям мощности непрерывных интервалов разреза (келловей-байосская, оксфордская и сеноман-сантонская толщи пород). В кайнозой Адамовское поднятие не формировалось. В общем интенсивность роста структуры была такой, что 50% амплитуда по кровле визейского яруса достигла к предъюрскому периоду, а 80% — к предмеловому.

Поисковым бурением установлена бесперспективность наддевонского разреза. Основные перспективы нефтегазоносности связываются с девонскими отложениями в оптимальных структурных условиях.

Холмская структура является типичным соляным куполом с предкаменноугольным уровнем соли. Самая глубокая на площади скв. 238 вскрыла отложения кайнозоя, мезозоя, верхней перми, среднего и нижнего карбона, брекцию девонской соли, евлановско-ливенскую соленосную толщу и, вероятно, частично подсолевые образования. Мощность соленосной толщи 2485 м (интервал 1765—4250 м).

По отражающему горизонту V₆₂ (башкирский ярус) Холмская структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания с амплитудой 875 м,

Мощности отложений (в м) в пределах Холмской структуры

Стратиграфические интервалы разреза	Южное крыло, скв. 3	Свод, скв. 1	Северное крыло, скв. 2	Северо-западная периклиналь	
				скв. 6	скв. 238
Между подошвой киевской свиты и кровлей сантона	174	155	181	194	184
Сантон — турон	127	123	135	139	131
Сеноман — оксфорд	153	122	159	146	148
Келловей — байос (репер)	111	109	114	110	109
Байос — триас	197	163	194	177	193
Верхняя пермь	219	138	220	220	160
Между подошвой верхней перми и кровлей нижнебашкирского подъяруса	296*	137	268*	274*	234
Нижнебашкирский подъярус	117*	112	114*	119*	116
Намюрский ярус	71*	41	59*	57*	59
Верхневизейский подъярус	151*	142	155*	158*	155
Девонские брекчированные породы	128*	70	—	154*	90

* Уменьшенные значения мощностей вследствие крутых (12—20°) углов наклона пород.

нарушенную в своде продольным сбросом. Углы наклона крыльев 15—20°. Вверх по разрезу поднятие выполаживается, но сохраняется как замкнутая структура до палеогеновых отложений включительно. По юре амплитуда структуры 150 м, наклон крыльев 5—6°. По подошве киевской свиты палеогена свод поднятия смещается к югу на 1 км, а амплитуда его составляет 12—15 м.

Историю формирования структуры можно проследить с конца позднедевонского времени. Здесь под верхневизейскими отложениями вскрыты брекчированные мергельно-глинистые и сульфатно-карбонатные породы мощностью 70—150 м, ниже которых залегает соль. Соль и внутрисолевые прослои известняков и мергелей сильно нарушены. Углы первичной слоистости составляют 35—80°, породы перетерты и, по-видимому, являются брекчией. Мощность ее увеличивается от свода надсолевой структуры к крыльям. Это, а также отсутствие в пределах структуры фаменских и турне-нижневизейских отложений свидетельствуют об интенсивном формировании поднятия в девонское и предкаменноугольное время. В дальнейшем Холмское поднятие формировалось вплоть до кайнозоя почти непрерывно, хотя и с неодинаковой интенсивностью. О величине прироста амплитуды структуры можно судить по мощностям отложений в скважинах, пробуренных в различных структурных условиях (табл. 5). В каменноугольный период происходил незначительный конседиментационный рост поднятия. Наиболее активно оно формировалось в раннепермское и предпозднепермское время (вероятно, преимущественно постседиментационно), когда прирост неполной амплитуды составил более 150—200 м. В поздней перми и мезозое — кайнозое Холмское поднятие формировалось медленнее при осадконакоплении и более интенсивно постседиментационно в предтриасовый, предъюрский, предмеловой и предпалеогеновый перерывы.

В общем интенсивность роста поднятия была такой, что 50% амплитуда по кровле визейского яруса достигла в позднепермское время, а 80% — в позднемеловое.

В процессе поисковых работ на Холмской площади в скв. 1 из верхневизейских отложений был получен непромышленный приток тяжелой окисленной нефти. Основные перспективы рассматриваемой площади связываются с девонскими образованиями.

Великобубновская структура — это антиклиналь с размерами 16×4 км с амплитудой по отложениям нижнего карбона 150 м. Она выражена по мезозойским, пермским и каменноугольным отложениям, причем свод по верхам мезозоя смещен к северу на 1 км относительно его положения по более глубоким горизонтам.

Историю формирования поднятия по данным бурения можно проследить, начиная с визейского века (рис. 2). В раннем и

среднем карбоне происходил его конседиментационный рост, при этом в намюре оно раскрывалось на юго-востоке, вероятно, вследствие более интенсивного роста Роменской структуры, ибо в указанном направлении наблюдается региональное увеличение мощностей отложений. Кроме того, в позднем карбоне складка разделялась на два поднятия; замыкание ее на участке северо-западной периклинали в это время достоверно не установлено. С севера со стороны борта Великобубновская структура ограничена краевым нарушением, которое в каменноугольном периоде также формировалось конседиментационно. Об этом свидетельствует подсечение скв. 7 на глубине 2820 м в намюрских отложениях сброса с амплитудой 40—50 м, а ниже подсечения — резкое уменьшение мощности отложений верхнего визе по сравнению с их мощностью в скважинах, расположенных южнее (скв. 1, 2). Выше этого подсечения мощность каменноугольных отложений в скв. 7 такая же или больше, чем в скв. 1 и 2.

В позднекаменноугольное время и в предраннепермский перерыв рост структуры продолжался в общем в том же плане, что и ранее — четко проявлялись северное и южное крылья и восточная периклиналь складки, однако в северо-западной части поднятие, вероятно, не замыкалось. В перми (в том числе в предпозднепермский перерыв), триасе, юре замкнутая струк-

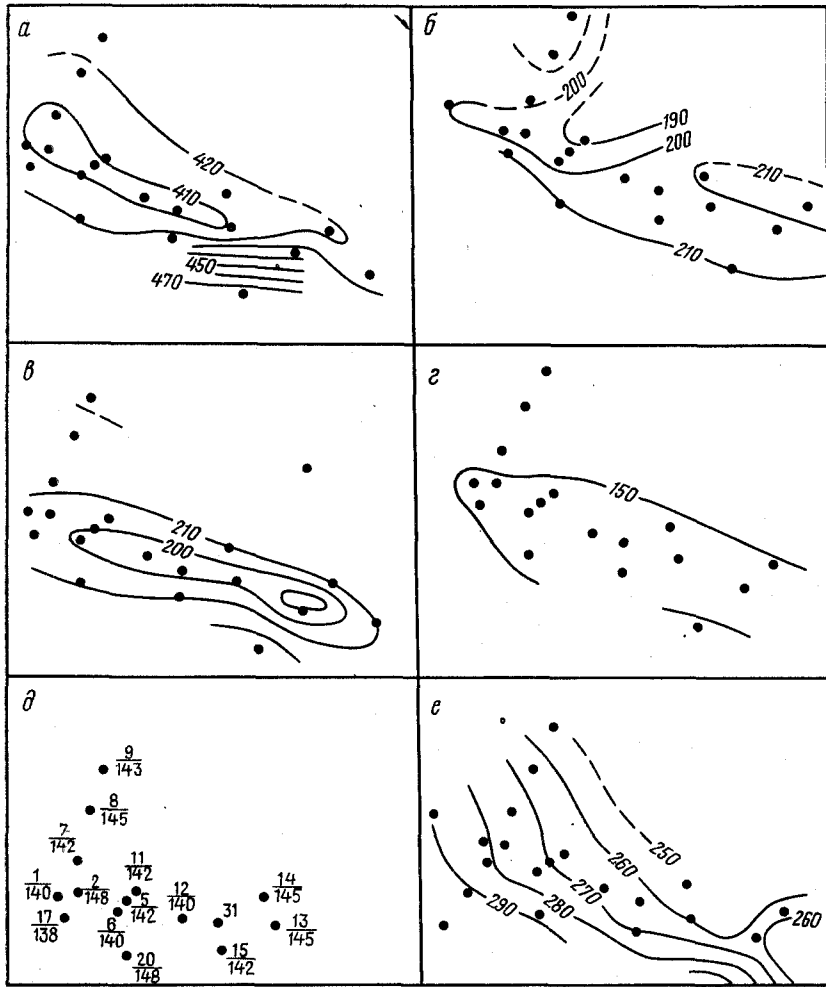
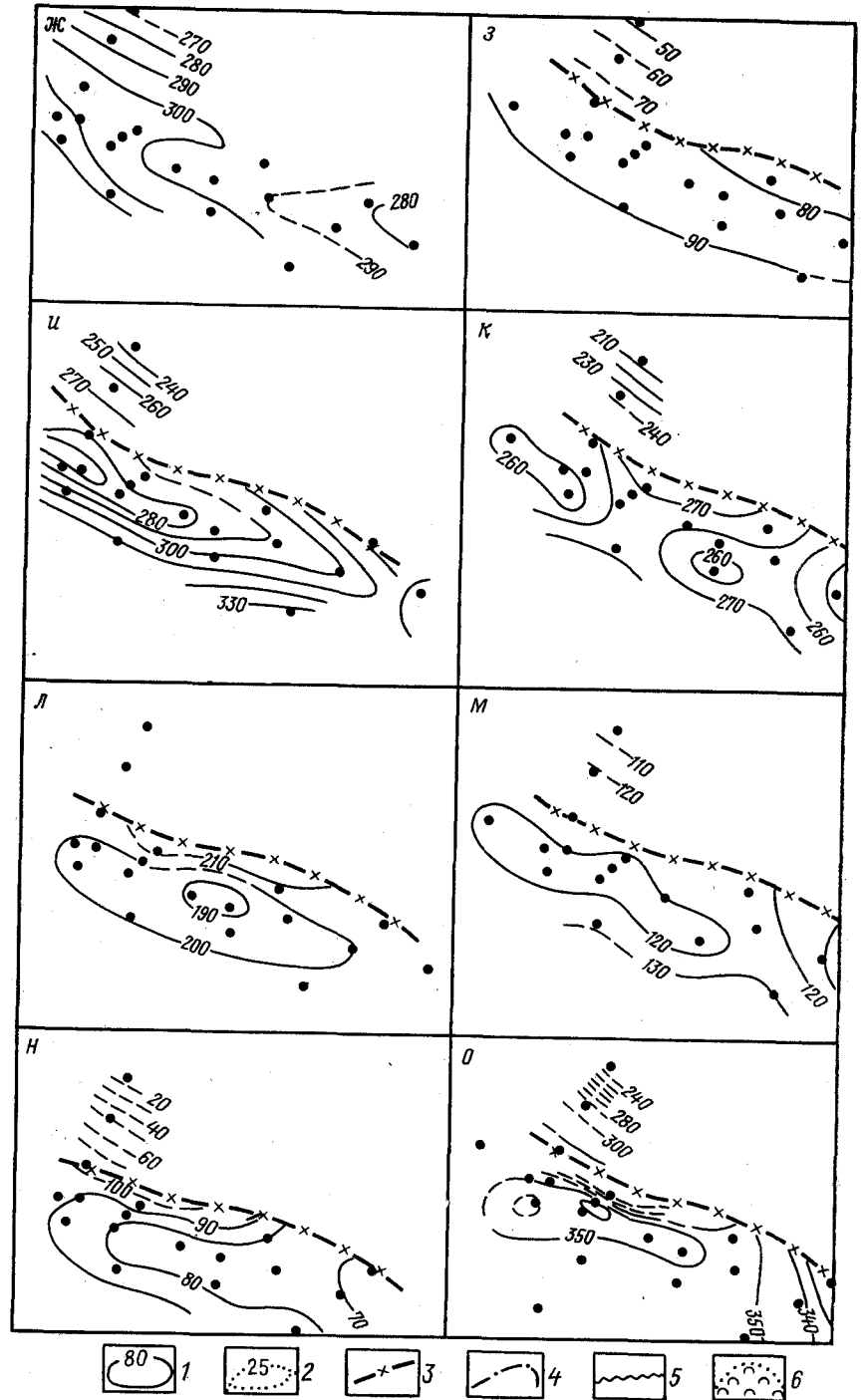


Рис. 2. Карты изопачит Великобубновской структуры

а — между подошвой киевской свиты палеогена и репером в сантоне; *б* — сантона — сеномана; *в* — сеномана — кимериджа; *г* — оксфорда; *д* — келловеев — байоса (до репера); *ж* — байоса — триаса; *з* — верхней перми; *з* — славянской и никитовской свит нижней перми; *и* — между подошвой никитовской свиты и репером М-9 (московский ярус); *к* — между репером М-9 и кровлей башкирского яруса; *л* — верхнебашкирского подъяруса; *м* — нижнебашкирского подъяруса; *н* — намюрского яруса; *о* — верхневизейского подъяруса.

Условные обозначения ко всем картам изопачит и изолиний равного содержания песчано-алевритовых пород: 1 — изопачиты; 2 — изолинии равного содержания песчано-алевритовых пород в %; 3 — сбросы; 4 — границы размыва отложений; 5 — границы выклинивания; 6 — соляные штоки; цифры у скважин: в числителе — номер скважины, в знаменателе — мощность отложений в м



тура на Великобубновской площади не формировалась — развивалась моноклинал с подъемом пород к северо-востоку. В предраннепермское и последующее время (до юрского периода включительно) замкнутая структура испытывала расформирование. И лишь в предмеловой и предпалеогеновый перерывы Великобубновское поднятие вновь развивалось в виде антиклинальной складки. В палеогене — неогене оно не формировалось, о чем свидетельствует невыраженность его по этим отложениям в современном структурном плане.

В связи с проявлением процессов расформирования Великобубновского поднятия вопрос об изменении во времени амплитуды ловушки может быть решен путем анализа палеоструктурных планов непосредственно по продуктивным горизонтам. К рассматриваемому поднятию приурочено газоконденсатное месторождение. Продуктивные горизонты сосредоточены в верхневизейских отложениях. По кровле самого верхнего из них (В-1) на протяжении карбона существовала антиклинальная складка, осложнявшаяся двумя куполами: восточным на участке скв. 31 и западным на участке скв. 1, 2, 17. В общем амплитуда структуры по кровле продуктивного горизонта В-1 (на участке северо-западной периклинали, подвергавшейся расформированию) составляла: к предмосковскому времени 14%, к предпозднекаменноугольному — 19%, к предпозднепермскому — 5% (т. е. структура почти раскрылась), к предтриасовому — 41%, к предъюрскому — 65%, к предмеловому — 92%, к предпалеогеновому — 91% современной ее величины (114 м между скв. 31 и 10). На оставшуюся часть амплитуды (9%) структура выросла в палеоген-неогеновое время за счет прогибания северо-западной части площади.

Таким образом, по продуктивным нижнекаменноугольным отложениям Великобубновское поднятие фактически является вторично сформированным — сначала оно возникло конседиментационно в карбоне с неполной амплитудой 20—30 м, затем расформировалось и вторично возникло в мезозое с неполной амплитудой 100 м.

Следует отметить, что условия развития Великобубновской структуры ранее освещались в статье С. А. Варичева и др. [64]. Полученные нами выводы в общем подтверждают мнение указанных авторов, за исключением того, что «непрерывный рост поднятия» происходил не с начала среднего карбона, как считают С. А. Варичев с соавторами, а с раннего карбона (о девонском этапе развития данных не имеется). Кроме того, нельзя признать убедительным положение этих исследователей о том, что на данной площади скопления нефти и газа не могли сохраниться, даже если бы они и образовались в допалеогеновое время, так как в рассматриваемый период происходило перестроение структурных ловушек. Продуктивные песчаные горизонты верхнего визе на крыльях поднятия замещаются

глинистыми отложениями, и ловушки здесь по существу являются структурно-литологическими. В таких условиях расформирование в пермский период сводовых ловушек по этим горизонтам могло не сопровождаться исчезновением скоплений углеводородов, если последние к тому времени здесь уже существовали.

Новотроицкая структура приурочена к одноименному выступу фундамента и непосредственно примыкает к северному краевому разлому. Последнее в пределах площади прослежено сейсморазведкой КМПВ и подтверждено скв. 5, вскрывшей на глубине 2835 м под верхневизейскими отложениями поверхность докембрийского фундамента. Южнее разлома скважины при глубинах 4200 м не вышли из девонских образований, которые представлены здесь терригенными породами фамена и толщей диабазов. Соленосная толща девона, как, вероятно, и на многих других выступах фундамента, здесь отсутствует.

В тектоническом отношении Новотроицкое поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания с размерами 13×4 км, выраженную по отложениям мезозоя, верхней перми и карбона (рис. 3). По хемогенной толще нижней перми поднятие не замыкается, а в карбоне структура вновь проявляется и характеризуется наиболее четкой выраженностью. Образования кайнозоя залегают в виде террасы на общем моноклином фоне. По юре и мелу амплитуда поднятия 30—40 м, наклон крыльев 2°, по среднему карбону крутизна крыльев и амплитуда остаются такими же, а свод структуры смещается к юго-западу на 1—1,5 км по отношению к своду по меловым отложениям; по нижнему карбону амплитуда поднятия увеличивается до 135 м.

Историю формирования Новотроицкого поднятия можно проследить с каменноугольного периода. Во время осадконакопления в карбоне происходил интенсивный конседиментационный рост его, о чем свидетельствует уменьшение мощностей непрерывных интервалов разреза к своду поднятия и, наоборот, увеличение в этом направлении коэффициента песчанистости пород. В отдельные периоды в пределах длинной вытянутой антиклинали обособливались более мелкие купола. Прирост неполной амплитуды поднятия (в пределах изученной бурением части) за визейско-среднекаменноугольное время составляет 150 м. В позднем карбоне — ранней перми структура формировалась с обособлением двух сводов. В поздней перми, триасе и юре Новотроицкое поднятие не развивалось, а по горизонтам в карбоне происходило даже некоторое расформирование его. Возобновился рост в предмеловой и предпалеогеновый перерывы с общим приростом амплитуды 30 м.

Новотроицкое поднятие умеренно осложнено сбросами. Они подсечены только в каменноугольных отложениях в скв. 1, 3,

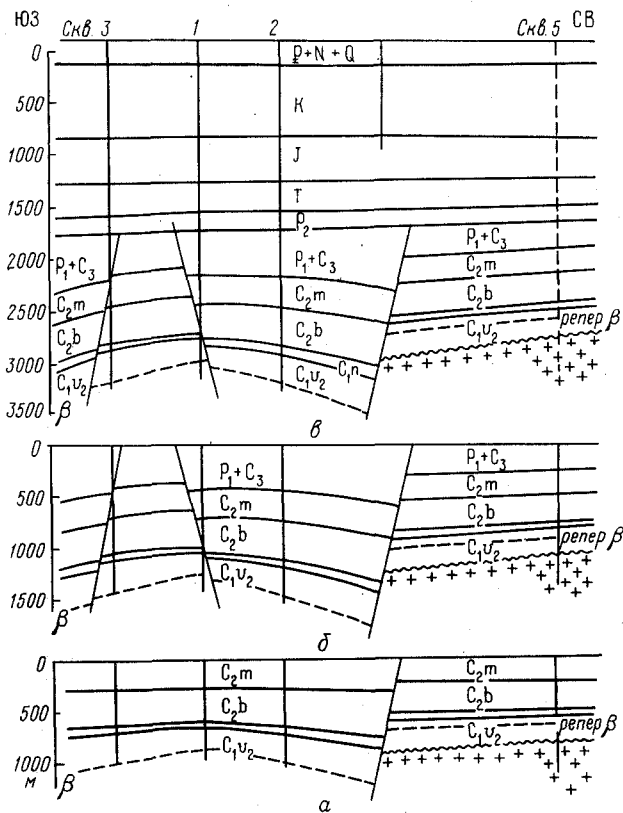


Рис. 3. Палеотектонические профили Новотроицкой структуры
 а — к началу позднего карбона; б — к началу поздней перми; в — современный этап

7 и 9. Имеющиеся данные позволяют трассировать сбросы по-разному. По картам изопахит можно представить один из возможных вариантов, согласно которому два продольных сброса образуют в пределах южного крыла горст. Вследствие малого количества скважин и небольшой амплитуды сбросов затруднительно установить узкие интервалы времени их формирования. Достаточно определенно можно говорить лишь о том, что оба сброса с поздней перми уже не проявлялись, в предпозднепермское время проявлялись весьма слабо, а в основном формировались в карбоне и ранней перми.

Таким образом, Новотроицкое поднятие возникло в результате конседиментационных структуроформирующих процессов в палеозое. К этому поднятию приурочена газовая залежь в турнейских отложениях (горизонт К-30). Кроме того, на площади получены притоки нефти из верхневизейских образований.

Строение и история формирования Новотроицкого поднятия рассматривались в статье С. А. Варичева и др. [12], в которой авторы правильно указывают на длительное развитие структуры, начиная с предкаменноугольного времени. Однако ими сделан неверный вывод о большой роли структуроформирующих и переформирующих процессов в мезозойско-кайнозойское время, на основе которого они полагают и относительно молодой возраст залежей газа и нефти на этой площади (мезозойско-кайнозойский). В действительности Новотроицкое поднятие по отложениям карбона в основных чертах образовалось в палеозое. Это положение количественно подтверждается следующими данными: амплитуда поднятия по кровле визейского яруса составляла в башкирском веке 50%, к концу карбона — 80% и к предпозднепермскому времени — 95% современной ее величины. Следовательно, на позднюю пермь и мезозой-кайнозой приходится только 5% прироста амплитуды. Так как сбросы в мезозое — кайнозое уже не формировались, то наиболее обоснованным будет вывод о том, что благоприятные структурные условия для образования залежей газа и нефти на Новотроицкой площади существовали по крайней мере с конца карбона.

Качановская структура довольно детально рассматривалась ранее [31]. Поэтому здесь охарактеризуем только основные выводы по истории ее формирования.

На протяжении поздневизейского, намюрского, башкирского и московского веков происходил интенсивный конседиментационный рост Качановской структуры, при этом свод ее располагался в 2 км юго-западнее современного положения. В позднекаменноугольное и картамышское время свод поднятия сместился к северо-востоку, т. е. на место его современного положения. Тогда же четко фиксируется и рост основного поперечного сброса. В предпозднепермское время роста поднятия не происходило, на его месте формировалась моноклираль. С поздней перми и до кайнозоя включительно непрерывно, но с различной интенсивностью продолжалось формирование Качановской структуры, при этом менее активно она росла при осадконакоплении и более активно в предтриасовый, предюрский и особенно в предмеловой и предпалеогеновый перерывы. Одновременно с поднятием во все периоды мезозоя формировался и основной поперечный сброс. Остальные нарушения развивались только постседиментационно в предмеловой и предпалеогеновый перерывы.

Общий темп прироста антиклинальной ловушки по кровле визейского яруса характеризуется следующими данными: к предпозднепермскому времени она составляла 60%, к предюрскому — 68%, к предпалеогеновому — 97% современной ее величины.

Рыбальская структура представляет собой брахиантиклинальную складку с размерами 8×5 км. Амплитуда ее

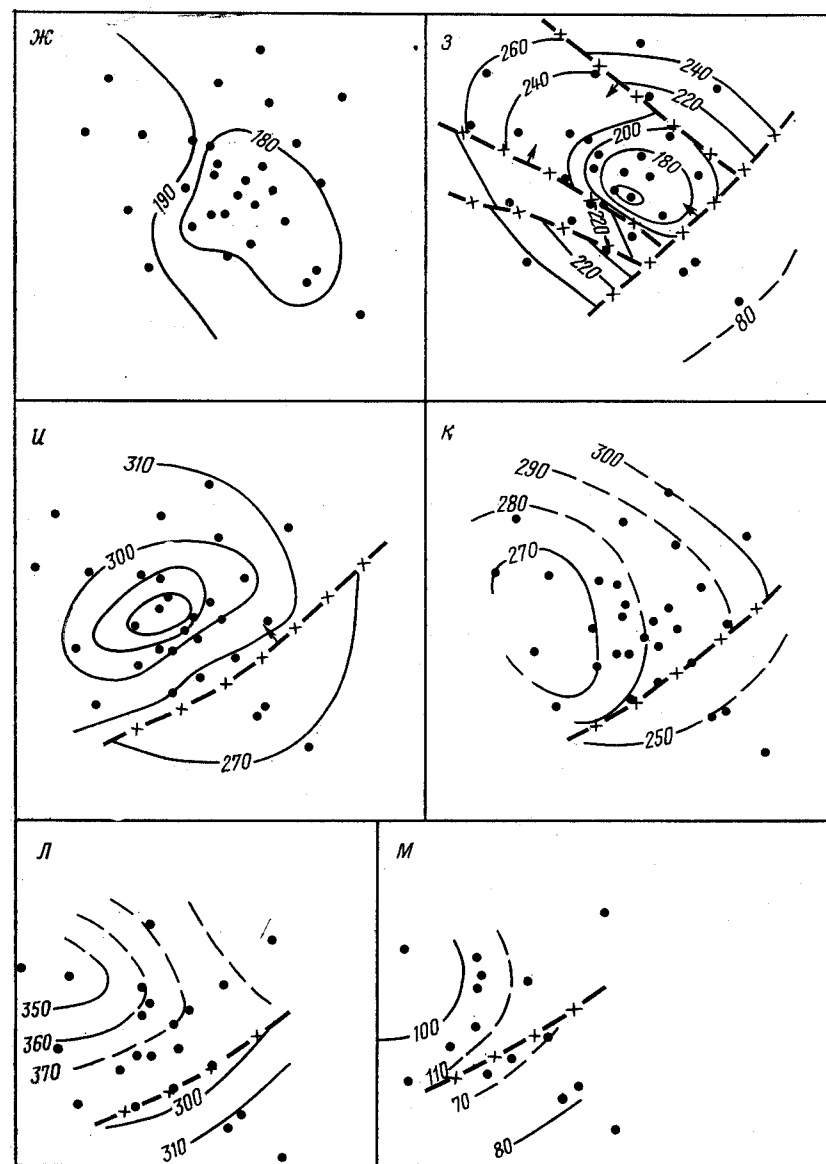
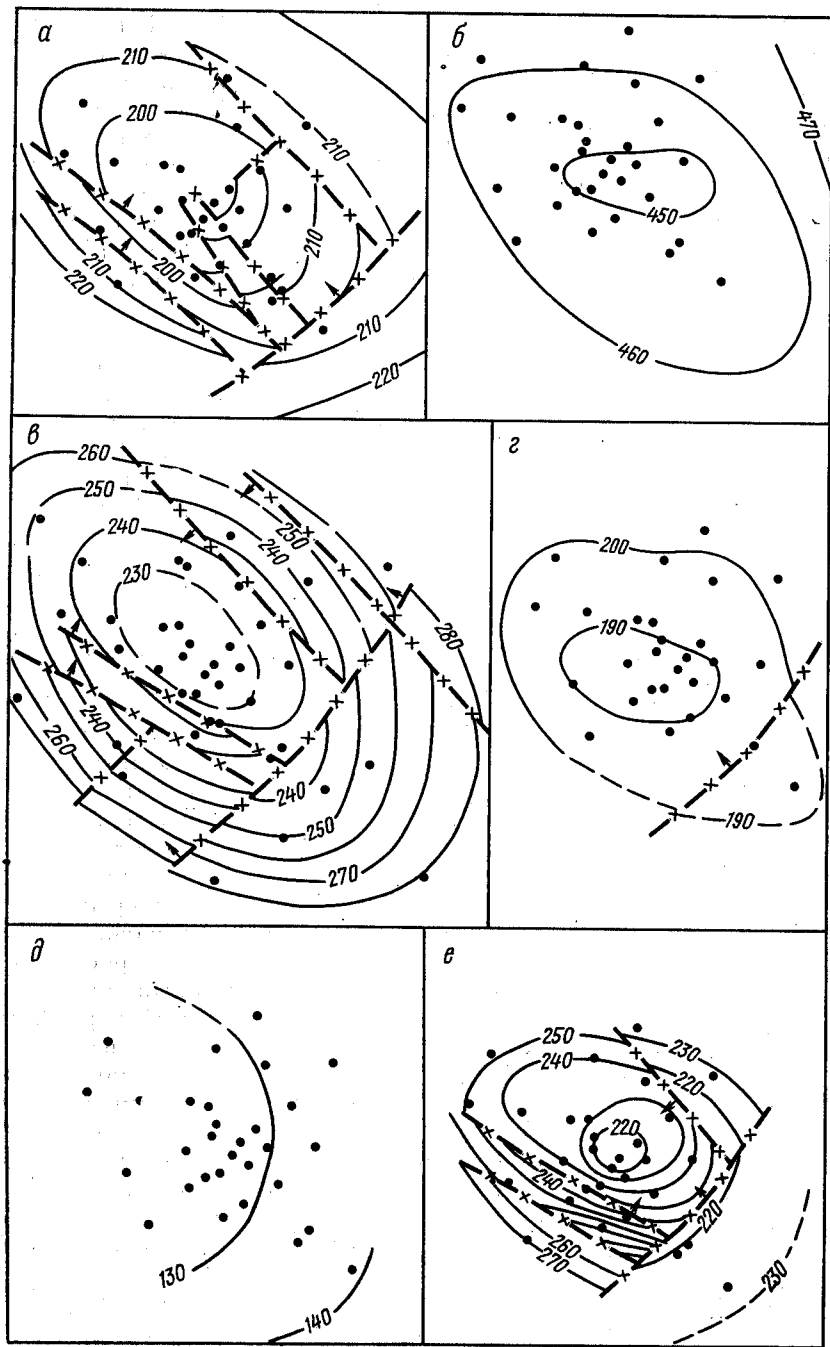


Рис. 4. Карты изопахит Рыбальской структуры

а — между подошвой киевской свиты палеогена и репером в маастрихтском ярусе; *б* — маастрихта — турона; *в* — сеномана — кимериджа (до репера); *г* — кимериджа — оксфорда; *д* — келловей — байоса (до репера); *е* — байоса — триаса; *ж* — верхней перми; *з* — между подошвой верхней перми и кровлей свиты S^3 ; *и* — между кровлей свиты S^3 и репером М-9 (московский ярус); *к* — между репером М-9 и кровлей башкирского яруса; *л* — верхнебашкирского подъяруса; *м* — нижнебашкирского подъяруса

увеличивается с глубиной следующим образом: по мезозою 50 м, по верхней перми 75 м, по среднему карбону 200 м, по нижнему карбону 275 м. Наклон крыльев с глубиной изменяется от $0^{\circ}30'$ до $10-12^{\circ}$. По девонским отложениям строение структуры не изучено.

Поднятие осложнено одним поперечным и тремя продольными сбросами, которые прослеживаются в мезозойских и палеозойских отложениях. Плоскости сбрасывателей их наклонены к своду под углом $50-80^{\circ}$, образуя грабен. Основным и наиболее крупным является поперечный сброс, подсеченный в скв. 13, 16, 10, по которому юго-восточная периклиналь поднятия приподнята. Амплитуда его по юрским отложениям составляет 50 м, по среднему карбону — $200-300$ м, а по нижнему — более 400 м. Продольные сбросы имеют амплитуду по среднему карбону менее 100 м. В самой верхней части разреза мезозоя структура осложнена еще рядом сбросов небольшой амплитуды ($10-20$ м), затухающих с глубиной.

История формирования Рыбальской структуры по данным бурения может быть прослежена со среднего карбона (рис. 4). В это время, а также в позднем карбоне происходил конседиментационный рост поднятия, причем свод его располагался в $1,5-2$ км запад-юго-западнее современного положения, т. е. был смещен в сторону оси впадины. Тогда же конседиментационно формировался и основной поперечный сброс. Прирост амплитуды его за время отложения башкирского яруса составил 100 м, московского — 60 м, верхнего карбона — 50 м. Конседиментационный рост Рыбальского поднятия и основного поперечного сброса в среднем карбоне устанавливается также по данным сейсморазведки — оба структурных элемента находят отражение на карте изопакит между отражающими горизонтами, приуроченными к подошве башкирского яруса и кровле московского.

Интенсивный рост структуры проявляется на карте изопакит между подошвой верхней перми и кровлей свиты C_3^2 . Прирост амплитуды основного поперечного сброса за это время составил 130 м.

В дальнейшем в поздней перми и мезозое происходил конседиментационный рост Рыбальского поднятия. Разрывные нарушения при этом не отмечены. Более интенсивный постседиментационный рост поднятия и разрывные нарушения испытывали в предъюрское, предмеловое и предпалеогеновое время. Общий прирост амплитуды основного поперечного сброса в мезозойское время составил 75 м.

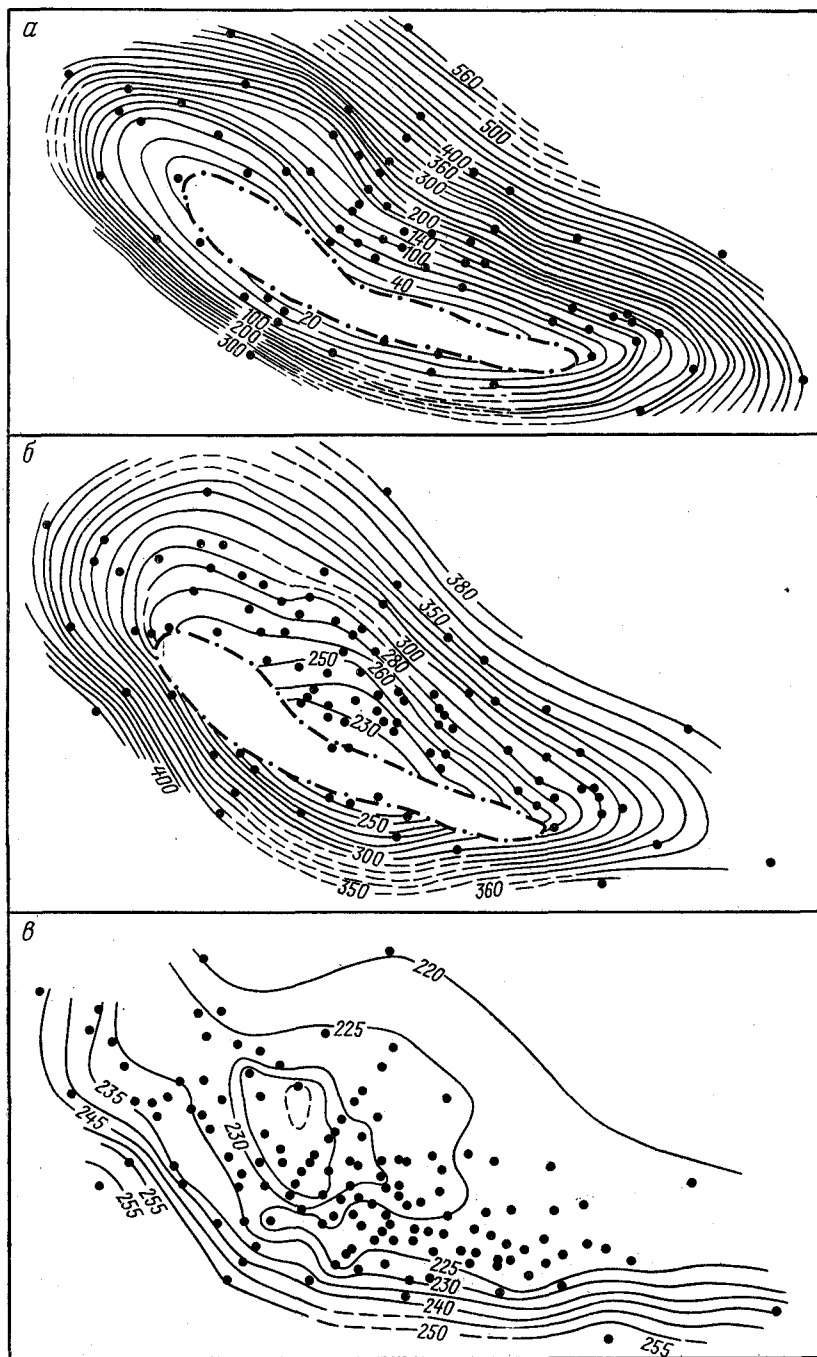
В общем Рыбальская структура характеризуется длительной историей формирования, причем в палеозое ее развитие было преимущественно конседиментационным, а в мезозое — конседиментационно-постседиментационным. К ней приурочены газовые залежи в юре, триасе, среднем и нижнем карбоне, неф-

тяные — в триасе, верхней перми и среднем карбоне, нефтегазовые — в среднем и нижнем карбоне. Время формирования сводовых ловушек характеризуется следующими данными: амплитуда их по кровле визейского яруса к предпозднепермскому времени составляла 70%, к предъюрскому — 73%, к предпалеогеновому — 100% современной величины.

Шебелинская структура представляет собой брахиантиклинальную складку с размерами 30×14 км, выраженную по кайнозойскому, мезозойскому и верхнепалеозойскому структурным этажам без смещения сводов. Амплитуда ее увеличивается сверху вниз по разрезу от 50 м в палеогене до 1100 м и более в нижней перми. Наклон крыльев по нижнепермским отложениям составляет $12-30^{\circ}$. Структура осложнена тремя продольными взбросами амплитудой до 150 м и большим числом сбросовых нарушений с амплитудами от $10-20$ до $150-200$ м. Сбросы затухают к крыльям и периклиналям поднятия, а в своде образуют несколько грабенов.

История формирования Шебелинского поднятия изучалась И. Г. Барановым [4], Б. С. Воробьевым и Е. Е. Вороным [17], И. С. Романовичем [66]. Все указанные исследователи сходятся во мнении, что наиболее активный рост его происходил в предпалеогеновое время, а менее активный — в мелу, юре, триасе и поздней перми. Различные представления имеются о формировании структуры в раннепермское время: И. С. Романович считает, что она развивалась конседиментационно, а Б. С. Воробьев, Е. Е. Вороной и И. Г. Баранов отрицают это.

Историю формирования Шебелинской структуры достоверно можно проследить с раннепермского времени (рис. 5). При отложении нижнеангидритового (святогорского) горизонта на площади образовалась флексура с крутым юго-западным крылом. Так, мощность горизонта на северном крыле и в центральной части поднятия увеличивается к юго-западу от 105 до 130 м на расстоянии $10-11$ км (градиент мощности $2,3-2,5$ м/км), а на южном крыле от 130 до 170 м на расстоянии всего лишь $2-2,5$ км (градиент мощности $16-20$ м/км). Еще южнее мощность горизонта остается практически неизменной — 180 м на Алексеевской площади. Формирование замкнутого поднятия на площади началось в предпозднепермское время. Мощность хемогенных отложений нижней перми (выше святогорского горизонта) уменьшается от крыльев к своду на $100-150$ м. Это происходит частично в результате предпозднепермского размыва, а частично вследствие уменьшения мощности только пластов соли. Мощность же слоев пластичных пород понижается лишь с юго-запада на северо-восток. Такое изменение мощности отложений нижней перми не позволяет сделать однозначный вывод о конседиментационном росте структуры в это время, так как изменение мощности соли может быть обусловлено и вторичными процессами.



В дальнейшем поднятие развивалось постседиментационно в предтриасовое, предюрское, предмеловое, предпалеогеновое и кайнозойское время, причем наиболее интенсивно в предпалеогеновое. В эпохи осадконакопления и в мезозое на площади формировалась флексура с крутым юго-западным крылом, что подтверждается распределением мощностей келловей-байосской бесперерывной толщи. В количественном отношении рост Шибелинской структуры характеризуется следующими данными: амплитуда ее по подошве никитовской свиты к предпозднепермскому времени составляла 12%, к предтриасовому — 25%,

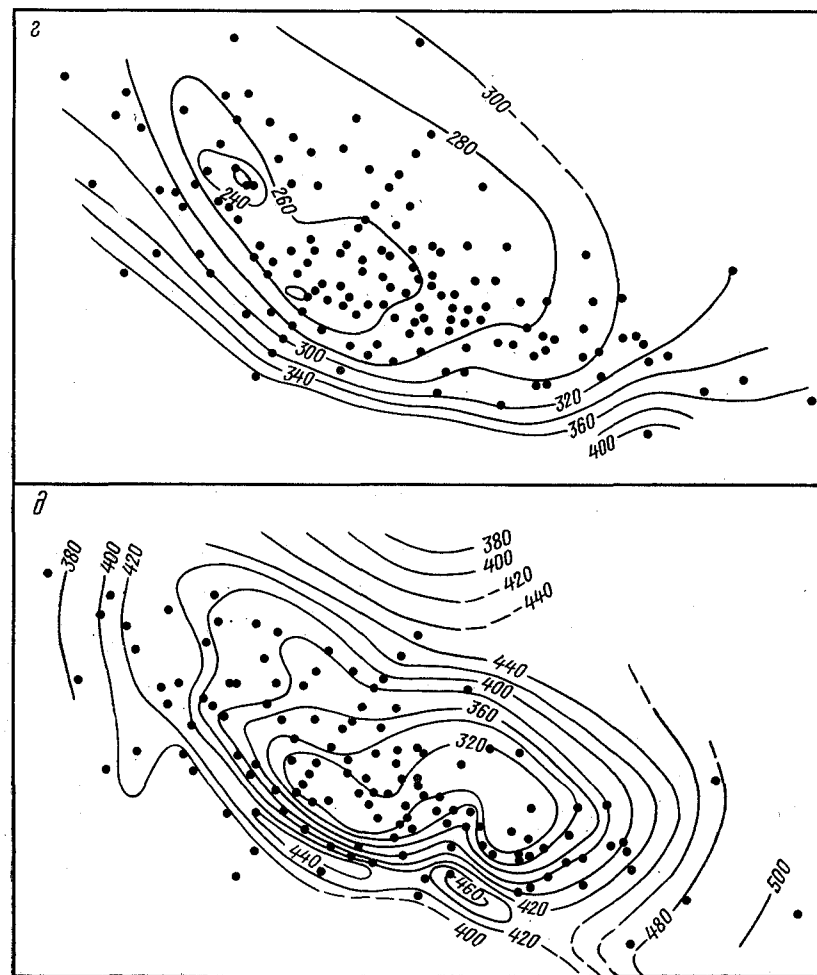


Рис. 5. Карты изобат Шибелинской структуры

а — между подошвой киевской свиты палеогена и кровлей сеномана; *б* — сеномана — оксфорда; *в* — келловей — байоса (до репера); *г* — байоса — триаса; *д* — верхней перми

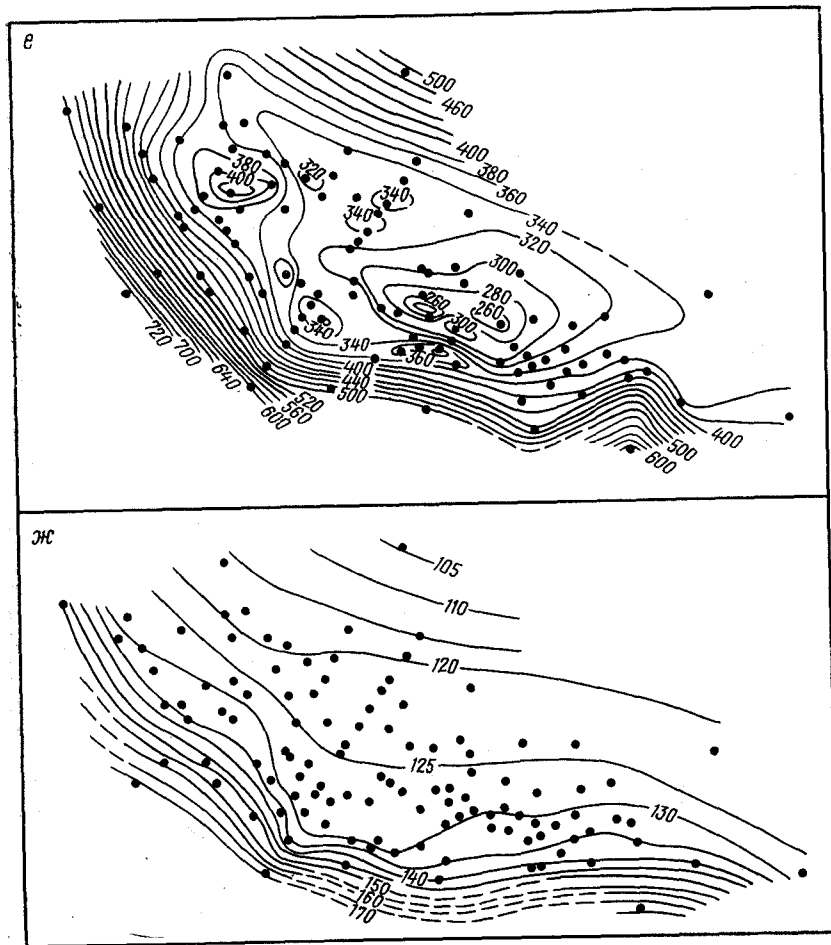


Рис. 5. Карты изопакит Шебелинской структуры
 е — между подошвой верхней перми и кровлей нижнесвятогорского горизонта нижней перми; жс — нижнесвятогорского горизонта

к предюрскому — 33%, к предмеловому — 50%, к предпалеогеновому — 96% современной ее величины.

Продольные взбросы, осложняющие Шебелинское поднятие, образовались в предтриасовое время, а многочисленные сбросовые нарушения — одновременно с формированием структуры в периоды ее наиболее активного роста — в предмеловой и предпалеогеновый перерывы, и в гораздо меньшей степени в кайнозой. На соответствующих схематических картах изопакит сбросы не показаны вследствие того, что на большей части площади свода структуры верхнемеловые отложения почти полностью размыты. Сбросы же имеют наибольшие амплитуды в

своде поднятия, а на периферии его, где появляется кровля сенноманского яруса, их амплитуды сильно уменьшаются или они затухают совсем.

К Шебелинскому поднятию приурочено газовое месторождение. Единая массивно-пластовая залежь высотой 1160 м находится в отложениях нижней перми (картамышская и никитовская свиты) и верхнего карбона (свита C_3^3). Покрышкой для нее служат соленосные породы славянской свиты и верхов никитовской свиты. В более глубоких отложениях верхнего карбона и в среднем карбоне до глубины 5000 м на площади были установлены газопроявления, однако промышленных залежей пока не выявлено.

СТРУКТУРЫ ЮЖНОЙ КРАЕВОЙ ЗОНЫ

Южная крайевая зона Днепровско-Донецкой впадины по сравнению с северной характеризуется сокращенным разрезом осадочного чехла вследствие отсутствия здесь большей части меловых, частично юрских, полностью нижнепермских и верхнекаменноугольных отложений. Это ухудшает условия изучения конседиментационных тектонических процессов, так как несогласия в разрезе сближаются вплоть до слияния двух и более вместе. Последнее лишает возможности анализировать структуроформирующие процессы, происходящие между такими перерывами.

Локальные поднятия южной крайевой зоны довольно разнообразны с точки зрения их морфологии, сложности соляной тектоники, механизма образования. Непосредственно у южного краевого разлома развиты структуры подзоны краевых дислокаций, среди которых выделяются как несоляные (Кременовская, Пролетарская, Голубовская, Михайловская, Левенцовская), так и осложненные в небольшой степени соляным тектогенезом (Колайдинская, Зачепиловская). В большинстве своем они относятся к структурам надразломного типа [34]. В отличие от северной подзоны краевых дислокаций здесь не наблюдается сплошной цепочки локальных поднятий. Последние отсутствуют в пределах поперечных выступов фундамента (Остапьевско-Белоцерковский, Самаринско-Волчанский), где амплитуда регионального разлома резко уменьшается вплоть до полного его затухания. Это лишний раз подчеркивает генетическую связь локальных поднятий подзон краевых дислокаций с краевыми разломами.

Северо-восточнее на общем моноклинальном фоне погружения пород распространены солянокупольные структуры с различным уровнем залегания верхнефранской соли: а) соляные штоки с предпалеогеновым или современным уровнем соли (Антоновский, Логовикровский, Поздняковский, Исачковский, Ромодановский, Южно-Перещепинский и др.); б) соляные што-

ки с предверхнепермским уровнем соли (Андреевский, Ново-санжарский, Малоперещепинский); в) соляные купола с предкаменноугольным или предфаменским уровнем соли (Краснопартизанский, Монастырищенский, Малодевицкий, Богдановский, Прилукский, Журавковский, Сагайдацкий, Великобогачанский и др.). Кроме того, в этой части краевой зоны развиты структуры, в образовании которых соляная тектоника не принимала заметного участия — это Олишевская, Гнединцевская, Петривцевская, Вергуновская структуры и др.

Ниже рассмотрены строение и история развития отдельных локальных структур.

Ведильцевская структура представляет собой вытянутую антиклинальную складку северо-западного простирания с размерами 12×4 км, проявляющуюся по отложениям карбона, перми, мезозоя и кайнозоя. Складка асимметрична — северо-восточное крыло крутое, флексуобразное (наклон 20—25° по карбону и 3—5° по мезозою), юго-западное — более пологое (наклон соответственно 4—6° и 1—2°). Амплитуда ее по нижнему карбону составляет 70—100 м. В отложениях девона крутое крыло, по-видимому, осложнено сбросом. По отражающему горизонту VI, приуроченному к поверхности верхнефаменской соленосной толщи, северо-западная периклиналь структуры выполаживается и она превращается в структурный нос, осложненный несколькими сбросами.

Развитие структурных форм на Ведильцевской площади можно проследить по данным бурения с конца девонского периода. Во время отложения фаменских осадков и в предкаменноугольный перерыв здесь формировался структурный нос, воздымающийся к северо-западу. В каменноугольный период замкнутая структура также не формировалась. Впервые антиклинальная складка возникла постседиментационно в предраннепермский перерыв. В предпозднепермское время снова развивался структурный нос, в дальнейшем же Ведильцевское поднятие росло постседиментационно в предтриасовое, предюрское и более интенсивно в предпалеогеновое время. В периоды осадконакопления и в мезозое замкнутого поднятия не было.

Таким образом, Ведильцевская структура как антиклинальная складка сформировалась исключительно под действием постседиментационных тектонических процессов. Интенсивность ее роста была такой, что 50% современной амплитуды по кровле визейского яруса было достигнуто к предмеловому времени, а 80% — к предпалеогеновому. Поисковыми скважинами промысловых залежей нефти или газа не установлено.

Хрещатинская структура выражена в виде замкнутого поднятия от палеогена до девона (межсолевого) включительно с увеличивающейся сверху вниз амплитудой. Так, по нижнекаменноугольным отложениям амплитуда составляет 150 м, размеры структуры 7×3 км. Юго-западное крыло ослож-

нено сбросом. По образованиям нижней перми амплитуда ее уменьшается до 25—30 м, а юры — до 10 м. Положение сводовой части структуры по разным горизонтам в плане совпадает. По отложениям подсолевого девона сейсморазведкой изучена восточная половина поднятия. Полученные данные свидетельствуют о соответствии структурных планов подсолевых и надсолевых толщ.

Анализ мощностей (табл. 6) показывает, что Хрещатинское поднятие формировалось конседиментационно во время отложения осадков фамена и более интенсивно постседиментационно в предкарбонный перерыв. В каменноугольный период оно продолжало развиваться конседиментационно. Общий прирост неполной амплитуды (в пределах освещенной бурением части поднятия) в карбоне составил 40—90 м. О конседиментационном росте поднятия свидетельствует также увеличение коэффициента песчаности разреза в сводовой скв. 6 по сравнению с крыльевыми скв. 7 и 5 в следующих размерах: московского яруса — от 53—57 до 63%, башкирского яруса — от 29 до 35%. Коэффициент песчаности намюрских и визейских отложений не меняется в зависимости от локальных структурных условий.

В последующем рост Хрещатинского поднятия наиболее интенсивно происходил в предраннепермское время, значительно слабее — в предпозднепермский и предмеловой перерывы и снова более интенсивно — в предпалеогеновый. Во время осадконакопления в поздней перми, триасе, юре и мелу поднятие не

Таблица 6

Мощности отложений (в м) в пределах Хрещатинской структуры

Стратиграфические интервалы разреза	Южное крыло, скв. 7	Свод, скв. 6	Северное крыло, скв. 5
Между подошвой киевской свиты и кровлей сеноманского яруса	172	151	168
Сеноман — оксфорд	226	218	217
Келловей — бат (репер)	114	112	110
Бат (репер) — триас	249	251	249
Верхняя пермь	391	344	391
Нижняя пермь	11	5	10
Верхний карбон и московский ярус (до репера М-9)	117	54	104
Московский ярус (ниже репера М-9)	258	250	257
Башкирский ярус	232	222	229
Намюрский ярус	85	72	77
Верхневизейский подъярус	266	213	219
Нижневизейский подъярус	56	43	60
Верхнефаменские отложения (выше репера α)	390	74	185
Верхнефаменские отложения (ниже репера α)	338	276	285
Нижнефаменские отложения (до репера β)	—	305	310

формировалось. В общем интенсивность роста структуры была такой, что 50% современной амплитуды по кровле визейского яруса было достигнуто в предраннепермское время, а 80% — в предпозднепермское.

Краснопартизанская структура представляет собой соляной купол с предкаменноугольным уровнем расположения соли. Размеры ее 8×6 км, амплитуда по нижнему карбону составляет 800 м, уменьшаясь вверх по разрезу до 100 м по меловым отложениям.

Историю формирования поднятия можно охарактеризовать на основе анализа мощности отложений, вскрытых поисковыми скв. 1, 2 и 3, расположенными в своде и на крыльях его (табл. 7). В предкаменноугольное время происходил интенсивный постседиментационный рост структуры, когда в своде была размыта значительная часть терригенных отложений задонско-елецкого возраста, сохранившихся на крыльях. В карбоне поднятие формировалось конседиментационно. Прирост неполной амплитуды его за визейский, намюрский и башкирский века составил 50—90 м. Коэффициент песчаности пород башкирского и намюрского ярусов увеличивается к своду на несколько процентов, а отложений верхнего визе, наоборот, уменьшается от 17—27% (скв. 2 и 3) до 5% (скв. 1). В дальнейшем Краснопартизанская структура довольно интенсивно развивалась в ранней перми и в предпозднепермский перерыв, а затем менее активно конседиментационно и постседиментационно — в поздней перми и мезозое — кайнозое. В общем интенсивность роста поднятия была такой, что 50% всей амплитуды по кровле визейского яруса было достигнуто в предраннепермское время, а 80% — в предпозднепермское.

Таблица 7

Мощности отложений (в м) в пределах Краснопартизанской структуры

Стратиграфические интервалы разреза	Юго-западное крыло, скв. 2	Свод, скв. 1	Северо-восточное крыло, скв. 3
Между подошвой киевской свиты и кровлей сеноманского яруса	47	47	52
Сеноман — кимеридж	150	139	200
Оксфордский ярус	80	80	82
Келловей — бат (репер)	112	Сброс	113
Бат (репер) — триас	256	237	284
Верхняя пермь	284	254	Сброс
Верхнебашкирский подъярус (выше репера α)	130	6	117
Верхнебашкирский подъярус (ниже репера α)	108	105	103
Нижнебашкирский подъярус	90	52	83
Намюрский ярус	75	40	57
Верхневизейский подъярус	121	104	115
Девон (задонско-елецкие слои)	601	256	275

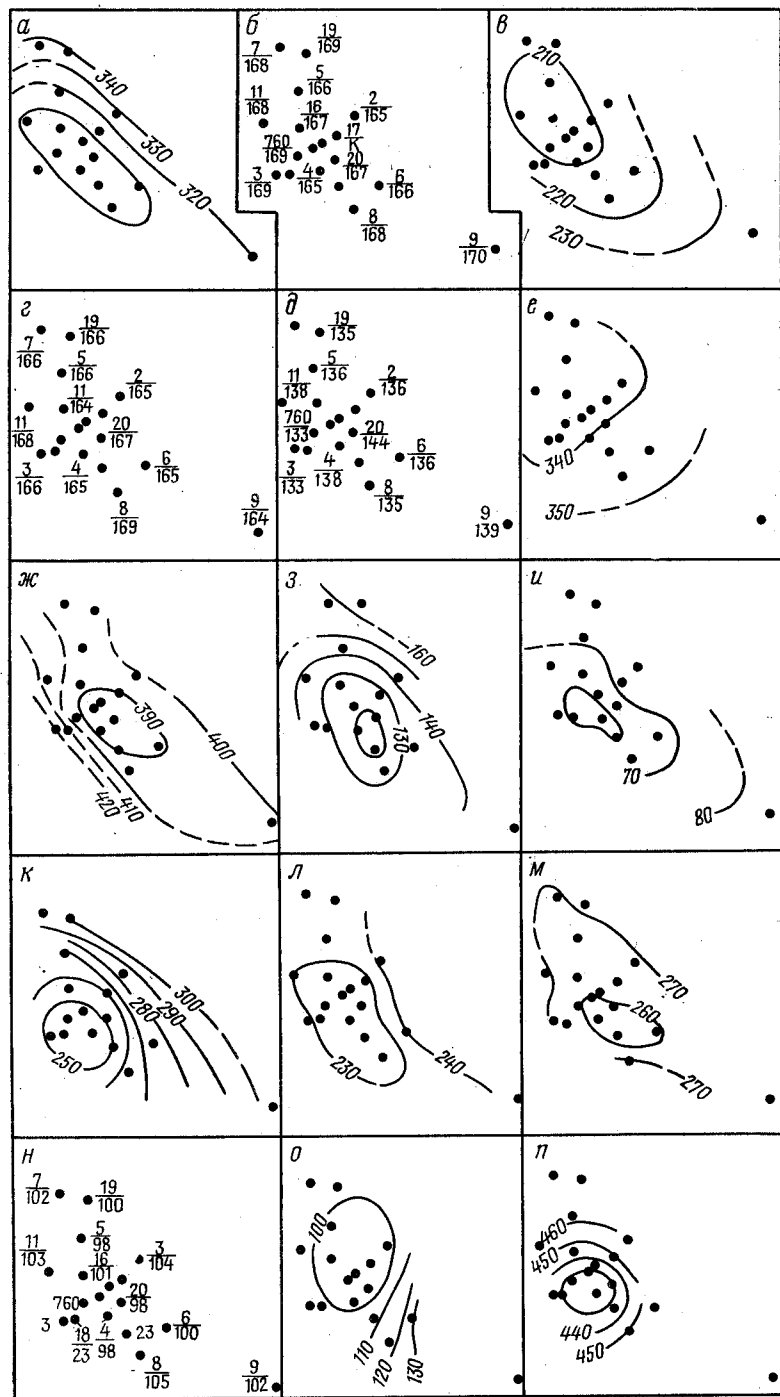
Монастырищенская структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания с размерами 6×4 км. Амплитуда ее увеличивается сверху вниз по разрезу от 30—40 м в меловых отложениях до 150 м в нижнем карбоне, а углы наклона крыльев — соответственно от 0°30' до 7—10°. Свод поднятия с глубиной существенно не смещается. По палеогеновым отложениям Монастырищенское поднятие объединяется вместе с Малодевичким в одну брахиантиклинальную складку, свод которой смещен к северо-востоку на 1—2 км относительно плана более глубоких горизонтов. По данным сейсморазведки (отражающий горизонт VI₅) подсолевое поднятие находится в 5—6 км севернее структуры по надсолевым отложениям.

Историю формирования Монастырищенского поднятия по материалам бурения и сейсморазведки можно проследить начиная с раннекаменноугольного времени (рис. 6). Рост структуры происходил уже в визейский век (включая предпоздневизейский перерыв) и конседиментационно продолжался, хотя и не очень интенсивно, в намюрском, башкирском и московском веках. По данным сейсморазведки отмечается также формирование Монастырищенского поднятия в карбоне и, кроме того, осложнение его в это время сбросами.

Дальнейшее развитие структуры связано с поздним карбонным и предраннепермским перерывом. При этом отмечается довольно крутое погружение ее северо-восточного крыла. Слабый конседиментационный рост происходил в ранней перми, а более интенсивный постседиментационный — в предпозднепермский перерыв. После этого Монастырищенское поднятие формировалось только постседиментационно в поздней перми, в предмеловой и предпалеогеновый перерывы. Во время осадконакопления в мезозое структура не развивалась.

К Монастырищенскому поднятию приурочено нефтяное месторождение. Залежь сводовая пластовая находится в песчаном горизонте нижневизейского подъяруса. Амплитуда ловушки по кровле продуктивного горизонта составляла: к концу карбона — 35%, к концу ранней перми — 50%, к концу поздней перми — 85% современной ее величины. Нефтяная залежь занимает лишь небольшую часть объема ловушки. Это свидетельствует о том, что благоприятные структурные условия для скопления углеводородов существовали на площади уже в палеозойское время.

Прилукская структура выражена в виде брахиантиклинальной складки северо-западного простирания во всем надсолевом структурном комплексе — от кайнозоя до фаменского яруса девона без существенного (за исключением кайнозойского плана) смещения свода с глубиной. Размер ее 14×9 км. Амплитуда и наклон крыльев увеличиваются с глубиной. Так, по юрским отложениям наклон крыльев составляет 3—4°, по



нижнему карбону — 13—18°, а амплитуда — соответственно 200 и 1100 м. Структурный план подсоловых девонских образований не изучен. Поднятие, особенно сводовая часть, довольно интенсивно нарушено сбросами, проявляющимися в отложениях карбона, перми и мезозоя. Амплитуда сбросов изменяется от нескольких десятков метров до 200 м. Наиболее крупным является поперечный сброс, по которому опущена юго-восточная часть поднятия.

Историю формирования Прилукской структуры можно проследить по данным бурения и сейсморазведки с конца девонского периода (рис. 7). В предкаменноугольное время происходил интенсивный ее рост, о чем свидетельствует наличие на крыльях толщи терригенных нижнефаменских отложений мощностью не менее 300 м (скв. 32 не вышла из этой толщи), отсутствующей в своде.

На протяжении всего последующего времени Прилукская структура формировалась непрерывно, однако интенсивность этого процесса и проявление разрывных нарушений были различными в разные периоды. В каменноугольный период структура развивалась конседиментационно; сбросы, за исключением, возможно, основного поперечного, не проявлялись. Прирост амплитуды поднятия за поздневизейское, намюрское и башкирское время составил (по юго-западному крылу) не менее 130 м. В предраннепермский перерыв поднятие развивалось интенсивно постседиментационно, что привело к почти полному размыву в своде его верхнекаменноугольных отложений. Прирост амплитуды за московский век и поздний карбон составил не менее 400 м. В это время формировались также сбросы. В ранней перми и в позднепермский перерыв Прилукское поднятие развивалось менее интенсивно. Прирост амплитуды составил 45 м. Более активное формирование структуры в предраннепермский перерыв по сравнению с предпозднепермским является типичным для северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины. В поздней перми и триасе продолжался рост структуры и осложняющих ее сбросов. Прирост амплитуды составил 415 м. В последующее время мезозоя Прилукское поднятие формировалось конседиментационно и постседиментационно, а осложняющие его сбросы — только постседиментационно. Прирост амплитуды структуры за среднюю юру — предпалеогеновое время составил 250 м. В кайнозое поднятие претерпело незна-

Рис. 6. Карты изопахит Монастырищенской структуры

а — между подошвой киевской свиты палеогена и кровлей сантона; б — сантона — турона; в — сеномана — кимериджа (до репера); г — кимериджа — оксфорда; д — келлолея — байоса (до репера); е — байоса — триаса; ж — верхней перми; з — краматорской свиты нижней перми; и — славянской и никитовской свит; к — между подошвой никитовской свиты и репером М-9 (московский ярус); л — между репером М-9 и кровлей башкирского яруса; м — верхнебашкирского подъяруса; н — нижнебашкирского подъяруса; о — намюрского яруса; п — между кровлей визейского яруса и продуктивным горизонтом В-10

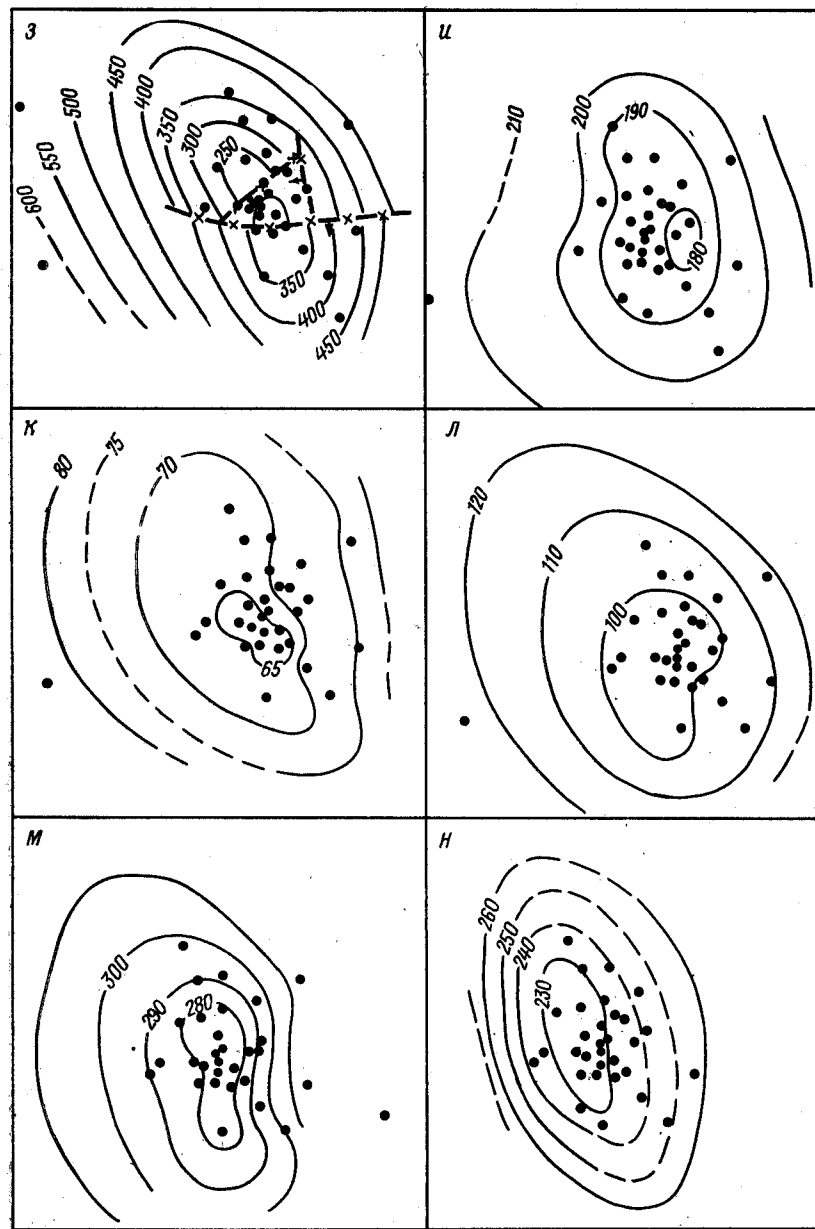
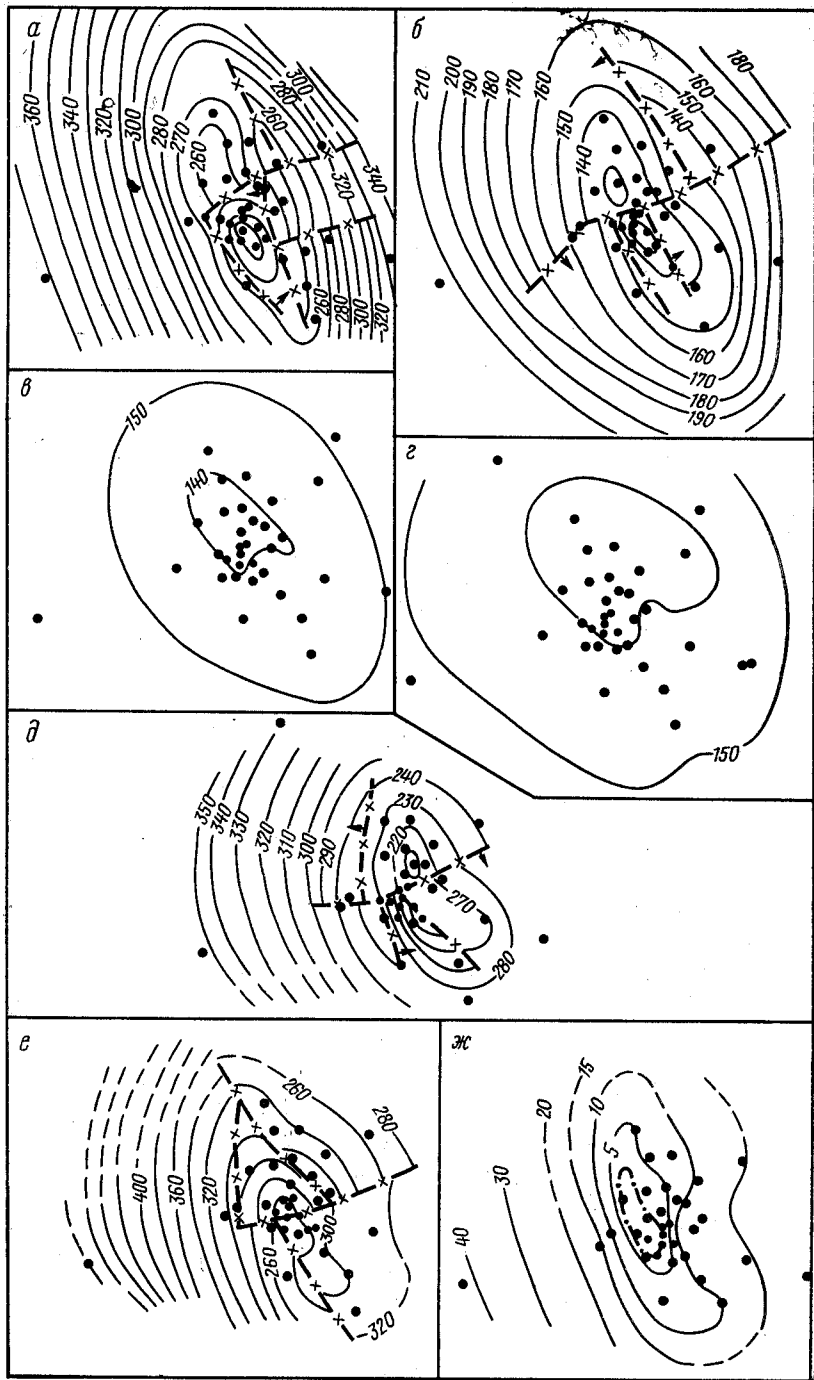


Рис. 7. Карты изопакит Прилукской структуры

а — между подошвой киевской свиты палеогена и кровлей сеномана; б — сеномана — кимериджа; в — оксфорда; г — келловей — байоса (до репера); д — байоса — триаса; е — верхней перми; ж — нижней перми; з — верхнего карбона и московского яруса; и — верхнебашкирского подъяруса; к — нижнебашкирского подъяруса; л — намюрского яруса; м — верхневизейского подъяруса; н — между кровлей нижневизейского подъяруса и кровлей девонской соленосной толщи

чительные изменения, так что современная его амплитуда по подошве киевской свиты палеогена составляет всего 10—15 м.

Таким образом, Прилукское поднятие характеризуется длительным конседиментационным и постседиментационным формированием, при этом первое преобладало в карбоне, второе — в мезозое. В общем интенсивность роста структуры характеризуется следующими данными: амплитуда ее по кровле визейского яруса к предпозднепермскому времени составляла 47%, к предъюрскому — 88%, к предпалеогеновому — 99% современной величины.

Формирование Прилукской структуры ранее изучалось Л. А. Труханом и др. [73], правильно указавшими на длительную историю развития ее, начиная с карбона. Однако с выводом указанных авторов о максимуме роста поднятия в заальскую фазу (предпозднепермское время) согласиться не представляется возможным.

К Прилукскому поднятию приурочено нефтяное месторождение со сводовыми тектонически экранированными залежами в башкирском, намюрском и визейском ярусах. Ловушки древние: их объем уже в каменноугольное время превышал объем современных залежей.

Богдановская и Гнединцевская структуры расположены рядом, между ними наблюдаются интересные и специфические взаимоотношения в строении, истории развития и распределения залежей нефти и газа, требующие совместного их рассмотрения.

Гнединцевская структура по мезозойскому структурному плану представляет собой брахиантиклинальное поднятие северо-западного простирания с амплитудой 100—150 м и наклоном крыльев 1—2°. С глубиной в отложениях нижней перми — карбона происходит смещение свода поднятия в юго-западном направлении, о чем указывалось ранее [65, 78], и выполаживание западного крыла. По кровле нижневизейских отложений прогиб между Богдановской и Гнединцевской структурами совсем исчезает и последнее превращается в структурный нос, отделяющийся от Богдановского поднятия сбросом.

Богдановская структура — погребенная: выражена в отложениях карбона и не проявляется в мезозойском и кайнозойском структурных планах. По каменноугольным образованиям она представляет собой куполовидное поднятие с амплитудой до 600 м и наклоном крыльев до 12—17°, осложненное крупным сбросом северо-восточного простирания. Амплитуда сброса 200—400 м. Таким образом, по верхним горизонтам выражено только Гнединцевское поднятие, на месте Богдановского находится его крыло, а по самым нижним изученным горизонтам карбона — наоборот (рис. 8).

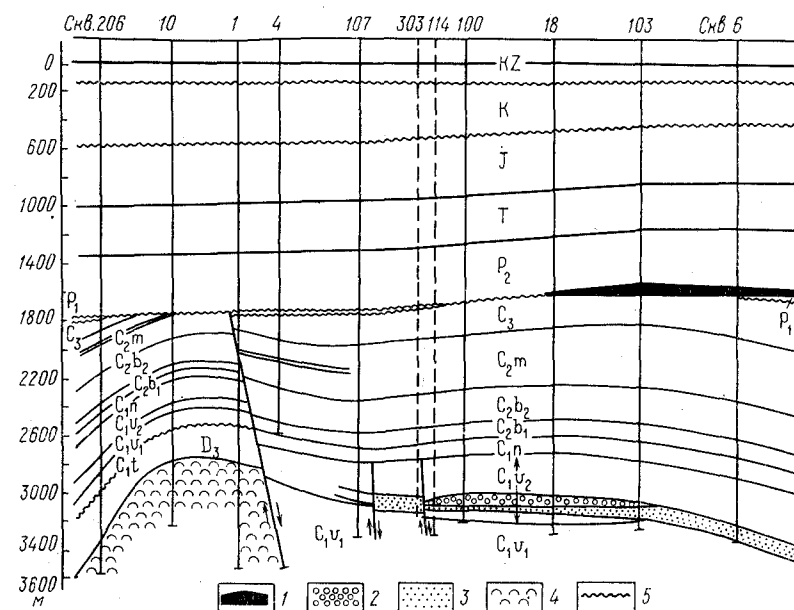


Рис. 8. Геологический профиль через Богдановскую и Гнединцевскую структуры
1 — нефть; 2 — газ; 3 — водонасыщенный коллектор; 4 — соль; 5 — границы поздневторичных несогласий

История формирования рассматриваемых структур по данным бурения может быть прослежена, начиная с визейского века (рис. 9).

В каменноугольный период интенсивно развивались Богдановское поднятие и пересекающий его сброс. Прирост неполной амплитуды поднятия (в пределах освещенной бурением его части) составляет: за поздневизейское время 60—150 м (по разным крыльям), за намюрское — 30—60 м, за раннебашкирское — 20 м, за позднебашкирское — 30—50 м, за московское — 40—70 м. Прирост амплитуды сброса в своде структуры равен: за поздневизейское время 100 м, за намюрское — 30 м, за раннебашкирское — 30 м, за позднебашкирское — 30 м, за московское — 60 м. Структура и сброс формировались конседиментационно — мощность отложений карбона к своду поднятия и от опущенного крыла сброса к поднятому уменьшается вообще без выпадения части разреза (московский и верхнебашкирский ярусы) или изменение ее вследствие размывов составляет небольшую величину (10—20% общего уменьшения мощности). О конседиментационном развитии поднятия в карбоне свидетельствует также увеличение коэффициента песчаности к сводовой его части.

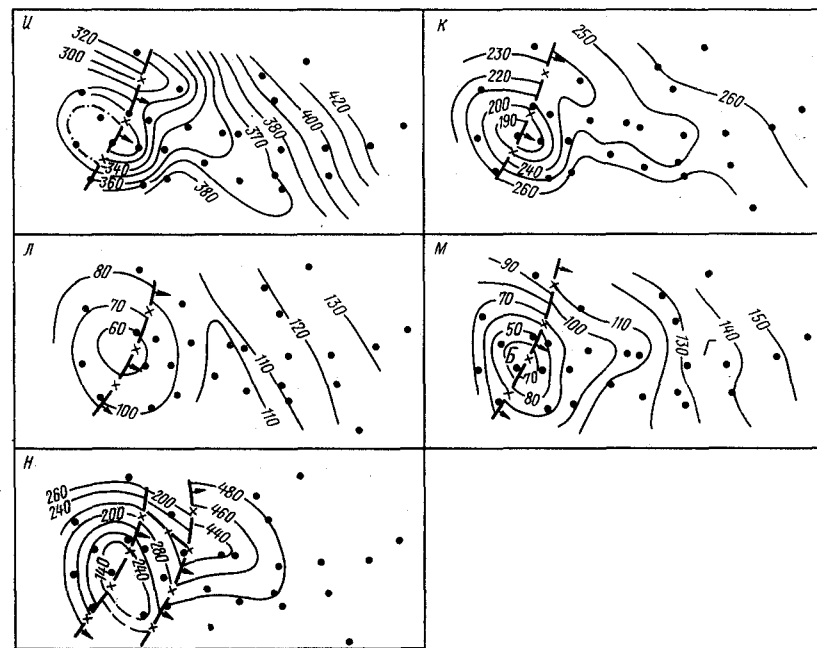
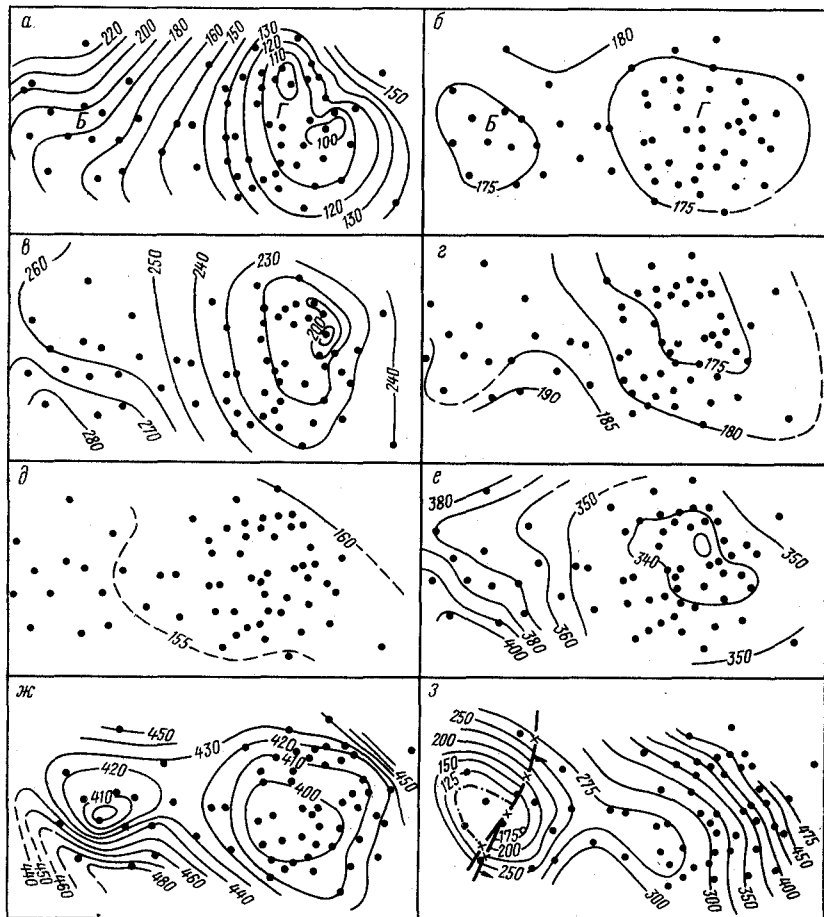


Рис. 9. Карты изопахит Гнединцевской (Г) и Богдановской (Б) структур
 а — между подошвой киевской свиты палеогена и кровлей сантонского яруса; б — сантона — турона; в — сенмана — кимериджа; г — кимериджа — оксфорда; д — келловая — байоса (до репера); е — байоса — триаса; ж — верхней перми; з — между подошвой верхней перми и репером М-9 (московский ярус); и — между репером М-9 и кровлей балхирского яруса; к — верхнебашкирского подъяруса; л — нижнебашкирского подъяруса; м — намюрского яруса; н — верхневизейского подъяруса

На Гнединцевской площади в каменноугольный период замкнутого поднятия не было, а развивался структурный нос или моноклиналь. При этом в начале карбона (и, возможно, в девоне) структурный нос отделялся от Богдановского поднятия одним или несколькими сбросами, проходящими между скв. 107 и 114. С намюрского века движения по этим сбросам уже не наблюдаются.

Нижнепермские отложения на рассматриваемых площадях развиты не повсеместно. Поэтому невозможно оценить рост структур отдельно в предраннепермский и предпозднепермский перерывы. Суммарный же эффект тектонических движений за позднекарбовое и раннепермское время можно представить следующим образом. Развитие структурных форм в качественном отношении происходило так же, как при осадконакоп-

лении в карбоне: формировались Богдановское поднятие с осложняющим его поперечным сбросом и Гнединцевский структурный нос. Позднепермская эпоха является единственным этапом, когда одновременно формировались Гнединцевская и Богдановская структуры как замкнутые поднятия. С триасового периода Богдановское поднятие прекратило свой рост, превратившись в погребенную структуру, а на Гнединцевской площади, наоборот, развивалось замкнутое поднятие. При этом наиболее активный рост его происходил постседиментационно в предмеловое и предпалеогеновое время. Как видим, наблюдается почти полная (за исключением позднепермской эпохи) асинхронность в образовании двух соседних структур: в период роста Богдановского поднятия не формировалось Гнединцевское (палеозойский этап развития), а в период развития Гне-

динцевского — не росло Богдановское (мезозойско-кайнозойское время).

Говоря о происхождении указанных структур, следует отметить, что Гнединцевскую И. Г. Баранов [4] рассматривает как соляную, а В. И. Китык [44] — как несоляную, образовавшуюся только в результате блоковых подвижек фундамента. По нашему мнению, более обоснованной является вторая точка зрения, в пользу которой говорит выполаживание Гнединцевского поднятия по глубоким горизонтам карбона, что не характерно для солянокупольных структур. Богдановская же структура является солянокупольной, о чем свидетельствует наличие ядра нагнетания девонской соли. А. Я. Ларченков [50], а также И. С. Рослий [67] рассматривают Гнединцевское поднятие как компенсационное, образовавшееся вследствие оттока девонской соли в свод Богдановского соляного купола. Такому представлению противоречит указанная выше асинхронность в истории формирования структур. Оба поднятия являются самостоятельными, характеризующимися независимыми причинами возникновения.

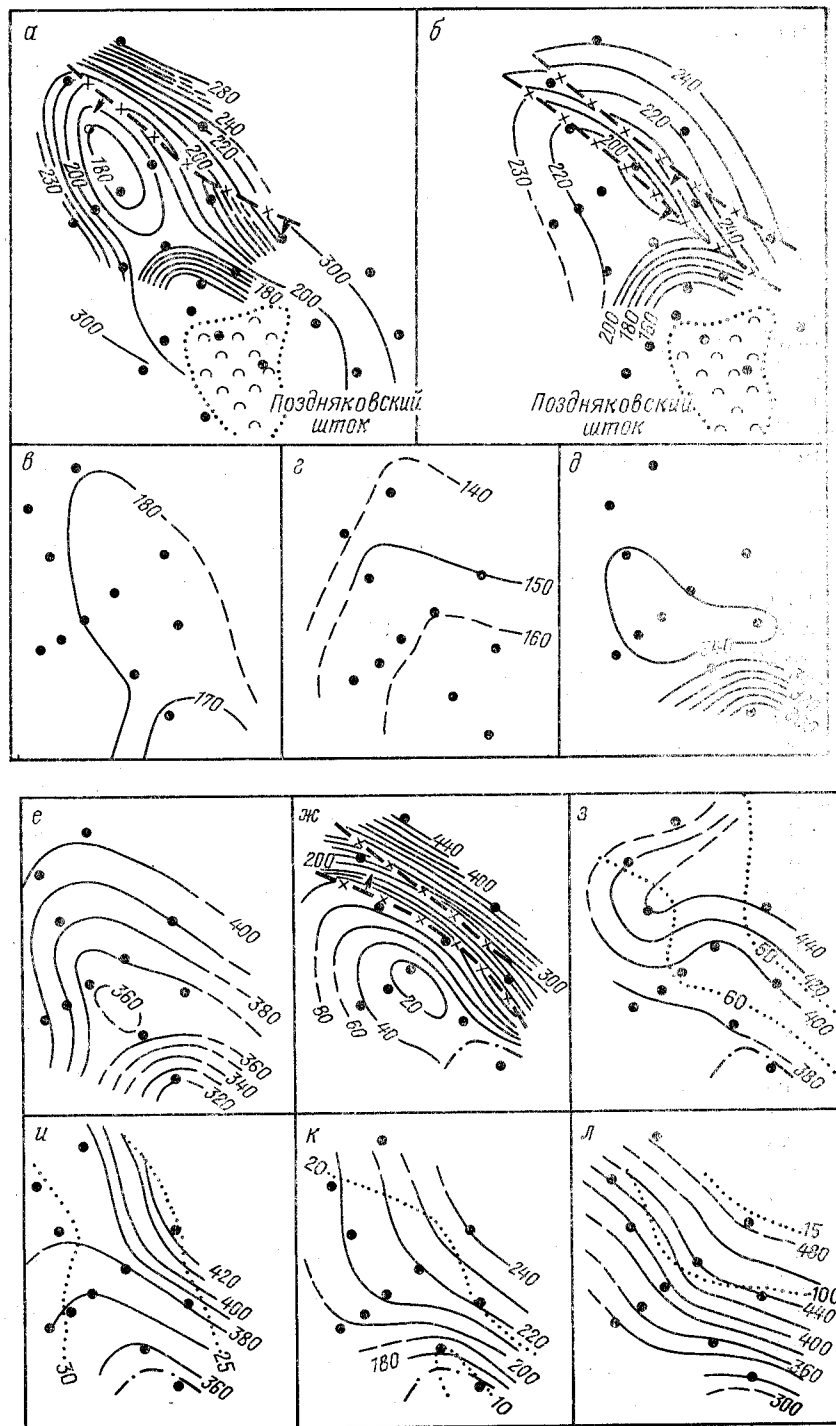
К Гнединцевскому и Богдановскому поднятиям приурочены нефтегазовые месторождения. На Гнединцевском месторождении в отложениях нижней перми и верхнего карбона выявлена залежь нефти массивно-пластового типа, а в отложениях верхневизейского подъяруса — газовая залежь. Ловушка нефтяной залежи сводовая, а газовой — комбинированная, образованная частично локальным поднятием, еще сохраняющимся по продуктивным горизонтам, а частично сбросом, проходящим между скв. 114 и 303 и структурным носом (рис. 8, 9). Основными условиями возникновения экранирующих свойств сброса, по-видимому, являются его древний возраст и отсутствие подвижек по нему с намюрского века. В общем рост сводовой ловушки по кровле визейских отложений (с учетом того, что в западной части она осложнена сбросом) характеризуется следующими данными: амплитуда ее к предпозднепермскому времени составляла 50%, к предъярскому — 60%, к предпалеогеновому — 87% современной величины. Ловушка нефтяной залежи в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях молодая, сформировавшаяся в мезозое. Так, амплитуда ее по подошве верхнепермской покрышки к предъярскому времени составляла 28%, к предмеловому — 55%, к предпалеогеновому — 92% современной величины.

На Богдановском многопластовом месторождении залежи нефти установлены в отложениях башкирского, московского ярусов и верхнем карбоне, газа — в образованиях визейского, намюрского и московского ярусов, а нефтегазовые — в верхнем визе и московском ярусе. Все залежи небольшие по площади, по типу пластовые сводовые и тектонически экранированные. Ловушки полностью сформировались в палеозойское время.

Чернухинская структура является составной частью крупной (размеры 20×10 км) Поздняковско-Чернухинской соляной антиклинали. Последняя в юго-восточной части осложнена Поздняковским соляным штоком, а в северо-западной — Чернухинским поднятием. На соляном куполе девонская соль выходит под антропогеновые отложения, а на остальной части структуры перекрыта задонско-елецкими терригенными образованиями. Чернухинское поднятие выражено по отложениям палеогена, мезозоя и карбона, при этом свод его с глубиной смещается вдоль оси структуры в юго-восточном направлении на 2—2,5 км. Амплитуда его контролируется величиной прогиба между сводом и Поздняковским куполом (район скв. 4), где величина перегиба сверху вниз изменяется следующим образом: по подошве киевской свиты — 20 м, по кровле сеномана — 30 м, по подошве верхней перми — 50 м, по рсперу в московском ярусе — 74 м, по кровле намюра — 32 м, по кровле верхневизейского продуктивного горизонта — 3 м. Последний показатель характеризует величину замкнутой структуры по продуктивному горизонту и контролирует газоконденсатную залежь. Ниже, в отложениях надсолевого девона, по данным сейсморазведки этот перегиб совсем исчезает и Чернухинское поднятие превращается в периклираль Поздняковского соляного купола.

Развитие Чернухинской и Поздняковской структур по данным бурения можно проследить начиная с поздневизейского времени (рис. 10). Более ранняя история их изучена слабо, в связи с чем по этому вопросу существуют различные представления. И. Г. Баранов [4] указывал, что интенсивный рост Поздняковского соляного купола происходил в бретонскую фазу складчатости в предкаменноугольное время, когда соль выходила на поверхность. М. В. Чирвинская относит возникновение Поздняковского купола к предпозднепермскому времени, что, по нашему мнению, не соответствует имеющемуся фактическому материалу. Так, скв. 7 на Чернухинском поднятии под турнейскими отложениями вскрыла около 500 м терригенных нижнефаменских образований и при глубине 4200 м не вышла из них. В то же время в скв. 11 на северо-западном склоне Поздняковского купола мощность этих отложений составляет всего 200 м. Кроме того, сейсморазведкой и бурением установлено резкое воздымание к штоку всех комплексов пород, начиная от фаменских. Все это свидетельствует о предкаменноугольном заложении Поздняковского купола. Чернухинское поднятие как самостоятельная замкнутая структура в это время не формировалось.

На протяжении каменноугольного периода (визейский, намюрский, башкирский и московский века) на рассматриваемой площади развивалась довольно крупная моноклираль, наклоненная к северо-востоку. Об отсутствии роста в карбоне Черну-



хинского поднятия свидетельствует также изменение содержания песчано-алевритовых пород, которое подчиняется региональной закономерности и либо повышается в сторону борта впадины (московский и верхнебашкирский ярусы), либо понижается (нижебашкирский, намюрский и визейский ярусы). В предпозднепермское (а, вероятно, еще раньше — в предраннепермское) время, в периоды восходящих региональных тектонических движений, произошел интенсивный рост Поздняковского соляного купола, что привело к размыву всех надсолевых отложений и выходу соли на дневную поверхность. При этом к северо-западу от него образовалось обособленное Чернухинское поднятие. С генетической точки зрения его следует рассматривать как остаточно-компенсационную структуру, ибо оно обособилось от соляного купола благодаря возникновению компенсационной мульды по краям купола.

В дальнейшем Чернухинское поднятие росло постседиментационно и слабо в предтриасовое и предюрское время и более интенсивно в предмеловой и предпалеогеновый периоды восходящих региональных тектонических движений и усиления соляного тектогенеза. В это время активно развивались соляной купол и окружающая его компенсационная мульда. В периоды же осадконакопления и в мезозое, когда соляная тектоника проявлялась очень слабо, Чернухинское поднятие не претерпело изменений. Сбросы, осложняющие его, формировались исключительно постседиментационно в предпозднепермское, предмеловое и предпалеогеновое время. Таким образом, наблюдается полная синхронность в истории формирования Чернухинского поднятия и «породившего» его Поздняковского соляного купола, наиболее интенсивно развивавшегося, как и многие другие соляные структуры впадины, в основном постседиментационно в периоды восходящих региональных тектонических движений.

К Чернухинскому поднятию приурочено газоконденсатное месторождение. Фонтан газа со свободным дебитом 4780 тыс. м³/сут был получен из визейских отложений только в скв. 3. Высота замкнутой структурной ловушки по продуктивному горизонту, как уже указывалось, составляет 3—5 м (превышение скв. 3 над скв. 4). Анализ мощностей свидетельствует о том, что несмотря на предпозднепермское заложение Чернухинского поднятия эта ловушка образовалась только в

Рис. 10. Карты изопахит и изолиний равного содержания песчано-алевритовых пород Чернухинской структуры

а — между подошвой киевской свиты и кровлей сенманского яруса; б — сенмана — кимериджа; в — кимериджа — оксфорда; г — оксфорда — байоса (до репера); д — байоса — триаса; е — верхней перми; ж — между подошвой верхней перми и репером М-9 (московский ярус); з — между репером М-9 и кровлей башкирского яруса; и — верхнебашкирского подъяруса; к — между кровлей нижебашкирского подъяруса и репером в намюре; л — между репером в намюре и кровлей продуктивного горизонта (верхнее визе)

кайнозойе. До того кровля продуктивного горизонта в скв. 4 залегала выше, чем в скв. 3: в предпозднепермское время на 48 м, в предмеловое — на 28 м, в предпалеогеновое — на 3 м. Эти данные однозначно решают вопрос о молодом (кайнозойском) возрасте структурной ловушки и газоконденсатной залежи. Отметим, что высказанное В. Р. Литвиновым и В. И. Савченко [52] представление о том, что Чернухинское поднятие как замкнутая структурная форма впервые возникла в предмосковское время, является неверным. Дело в том, что в скв. 1 на глубине 2360 м подсечен сброс, вследствие чего из разреза выпадает 50 м башкирских отложений, включая верхнюю часть нижнебашкирской известняковой плиты. Это уменьшение мощности отложений в присводовой части поднятия указанные авторы ошибочно приняли за рост структуры в башкирское (предмосковское) время и сделали неверный вывод о древнем возрасте структурной ловушки на Чернухинском месторождении.

Колайдинская структура по каменноугольным и фаменским отложениям представляет собой антиклинальную складку северо-западного простирания с размерами 18×7 км и амплитудой 400 м. Юго-западное крыло ее значительно более крутое и осложнено взбросом, являющимся отражением южного краевого разлома в осадочном чехле, а северо-восточное — пологое. По мезозойскому структурному плану поднятие становится более пологим, однако сохраняет крутое флексуобразное юго-западное крыло, хотя уже и без осложнения его взбросом. Отражающий горизонт в подсолевых девонских отложениях на площади залегает в виде наклоненной к северу моноклинали, ограниченной с юга краевым разломом (сброс с амплитудой 1200—1500 м), а с севера — более мелким сбросом.

Историю развития структуры можно проследить с каменноугольного периода (рис. 11). В это время на площади формировалась моноклинали, наклоненная к северо-востоку. Антиклинальная складка образовалась постседиментационно в предпозднепермский перерыв. Тогда же южное флексуобразное крыло ее осложнилось взбросом за счет инверсионных движений по краевому разлому. В дальнейшем поднятие формировалось также постседиментационно в предтриасовое, предъюрское и предпалеогеновое время. В периоды осадконакопления и в мезозое структура не развивалась. Характерно, что при седиментационных этапах в мезозое не отмечается также проявления движений по краевому разлому — мощность бесперерывного интервала разреза келловей-байосских отложений южнее разлома (скв. 220) и севернее его (скв. 2, 3, 4, 6, 7) — одинакова. В общем рост структуры характеризуется следующими данными: амплитуда ее по кровле визейского яруса к предпозднепермскому времени составляла 50%, к предъюрскому — 60%, к предпалеогеновому — 100% современной величины.

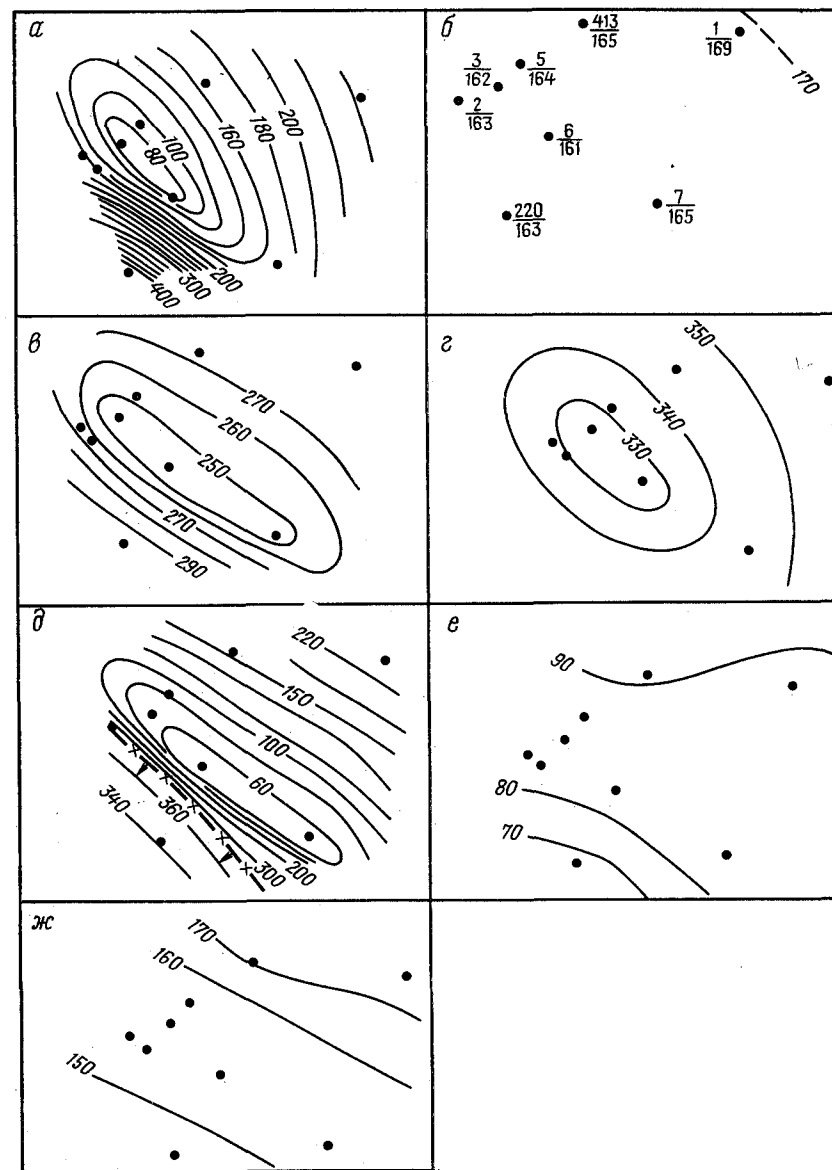
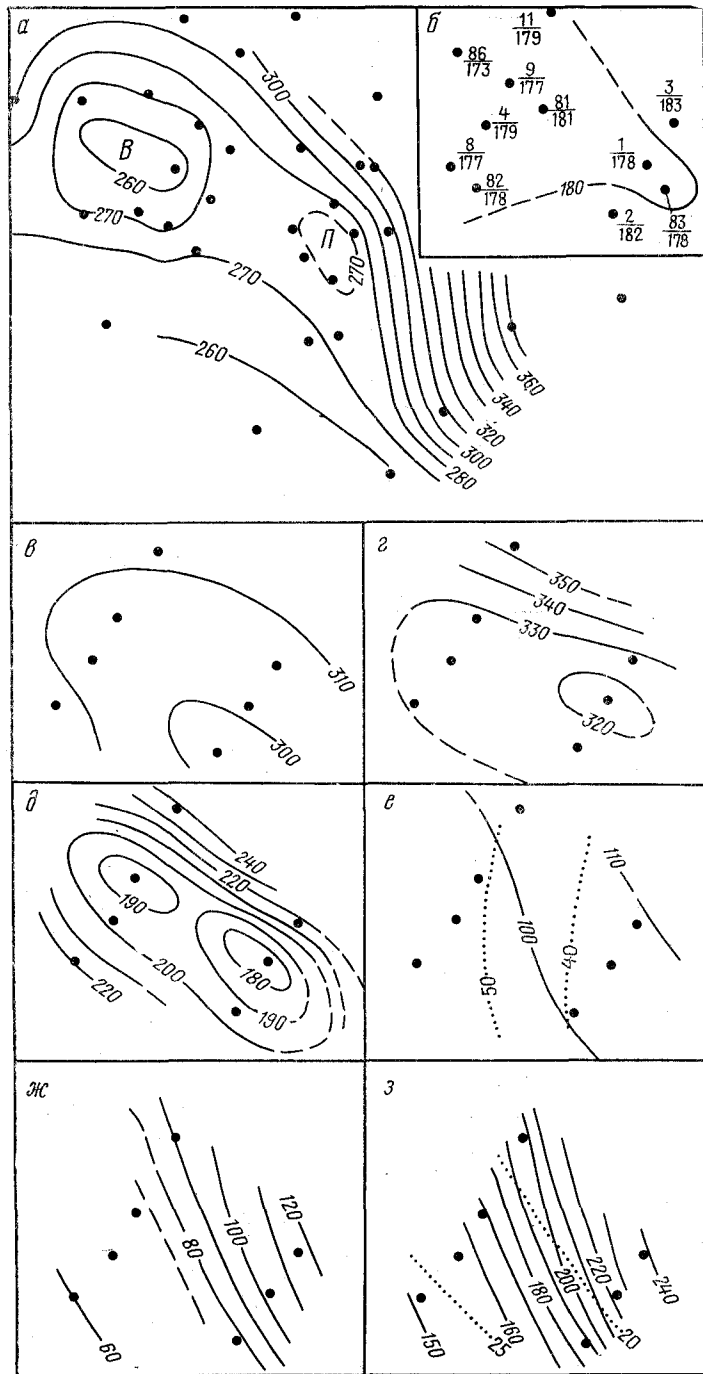


Рис. 11. Карты изопахит Колайдинской площади

а — между подошвой киевской свиты палеогена и подошвой оксфорда; *б* — келловей — байоса; *в* — байоса — триаса; *г* — верхней перми; *д* — между подошвой верхней перми и кровлей нижнебашкирского подъяруса; *е* — нижнебашкирского подъяруса и намюрского яруса; *ж* — верхневизейского подъяруса



Петривцевская и Вергуновская структуры расположены в пределах Остапьевско-Белоцерковского выступа. Ввиду одинаковой истории формирования рассмотрим их совместно.

По отложениям карбона поднятия имеют северо-западное простирание, размеры в поперечнике по 4—6 км и амплитуду 60—80 м (Вергуновское) и 30—50 м (Петривцевское). Вверх по разрезу амплитуды обоих поднятий уменьшаются и по триасу составляют 20—30 м. По палеогеновым образованиям на площади выделяется единое поднятие амплитудой 10—15 м, свод которого смещен к северо-востоку на 2—3 км относительно его положения по мезозойским и каменноугольным отложениям. Разрывных нарушений в каменноугольных и вышележащих образованиях не отмечено. Структурный план девона на площади не изучен.

История формирования Петривцевского и Вергуновского поднятий достаточно уверенно может быть прослежена с каменноугольного периода (рис. 12). В это время на площади возникла моноклираль, наклоненная к северо-востоку и осложненная в средней части палеофлексурой. О последнем свидетельствует тот факт, что изменение мощности отложений нижнего башкира, намюра и верхнего визе в полосе между скв. 9 и 11, 2 и 1 характеризуется повышенным градиентом по сравнению с соседними участками. Об отсутствии развития антиклинальных структур в процессе осадконакопления в карбоне говорит также состав отложений. Так, содержание песчано-алевролитовых пород в различных скважинах не реагирует на локальные поднятия, а характеризуется региональной закономерностью изменения, повышаясь (свита S_2^2 , верхний визе) или падая (нижний башкир, намюр) от оси к борту впадины. В дальнейшем рост структур происходил также постседиментационно в предпозднепермское, предтриасовое, предъярское и предпалеогеновое время. Во время осадконакопления и в мезозое поднятия не формировались.

В общем интенсивность роста рассматриваемых поднятий характеризуется следующими данными: амплитуда их по кровле визейского яруса к предпозднепермскому времени составляла 46%, к предъярскому — 74%, к предпалеогеновому — 99% современной величины.

Великобачанская структура является составной частью крупной Исачковско-Ромодановской соляной анти-

Рис. 12. Карты изопахит и изолиний равного содержания песчано-алевролитовых пород Вергуновской (В) и Петривцевской (П) структур

а — между подошвой киевской свиты палеогена и подошвой оксфорда; б — оксфорда — байоса (до репера); в — байоса — триаса; г — верхней перми; д — между подошвой верхней перми и кровлей свиты S_2^2 ; е — нижнебашкирского подъяруса и намюрского яруса; ж — верхневизейского подъяруса (до репера); з — нижневизейского подъяруса

клинали (вала), располагаясь в ее крайней юго-восточной части. По мезозойскому структурному плану она представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания с размерами 4,5×1,5 км и амплитудой 30—40 м, не осложненную разрывными нарушениями. С глубиной в отложениях карбона амплитуда структуры увеличивается до 60—80 м, и она осложняется сбросами. Поднятие асимметричное, с более крутым северо-восточным крылом, обращенным в сторону оси впадины. Углы наклона крыльев по карбону составляют 10—15°—северо-восточное и 7—10°—юго-западное. Имеющиеся данные о залегании подсолевых девонских образований свидетельствуют о резком несоответствии их строения со строением надсолевых отложений.

Анализ мощностей (табл. 8) показывает, что в каменноугольный период Великобогачанское поднятие не формировалось—на его месте развивалась моноклинали с наклоном к северо-востоку в сторону осевой части впадины. Образование замкнутого поднятия произошло постседиментационно в предпозднепермское время, о чем свидетельствует уменьшение мощности московского яруса в присводовых скв. 2 и 6 на 20—100 м по сравнению с крыльевыми скв. 5 и 7 в связи с отсутствием верхних горизонтов под предверхнепермской поверхностью несогласия. В поздней перми, триасе и юре поднятие не развивалось. Возобновился рост замкнутой структуры постседиментационно в предпалеогеновое время. Несмотря на проявление структуры в палеозое замкнутая ловушка по визейским отло-

жениям здесь образовалась только в мезозое и составляла к предмеловому времени—50%, к предпалеогеновому—83% современной величины.

Сагайдакская структура освещалась в печати ранее [32]. Кратко история развития ее сводится к следующему. В период осадконакопления в карбоне поднятие формировалось конседиментационно, а в предпозднепермский перерыв—постседиментационно. С позднепермского времени и до кайнозоя рост Сагайдакской структуры продолжался почти непрерывно, при этом наиболее интенсивно в предмеловой и предпалеогеновый перерывы. Темп нарастания амплитуды антиклинальной ловушки по кровле визейского яруса характеризуется следующими данными: по кровле визейского яруса к предпозднепермскому времени она составляла 80%, к предюрскому—85% и к предпалеогеновому—98% современной величины.

На Сагайдакской площади установлены залежи газа в триасе, а залежи нефти в московском ярусе (горизонт С-ХIII) и верхневизейском подъярусе (горизонт В-ХIII). В скв. 50 из подсолевых девонских отложений получен полупромышленный приток нефти.

Зачепиловская структура также освещалась в литературе ранее [31]. Кратко история развития ее сводится к следующему. Во время осадконакопления в карбоне роста поднятия не происходило—на площади формировалась моноклинали. Замкнутая структура образовалась постседиментационно в предпозднепермский перерыв, и затем развитие возобновилось в предпалеогеновое время. Темп прироста амплитуды по кровле визейского яруса характеризуется такими данными: к предпозднепермскому времени она составляла 75%, к предюрскому—75%, к предпалеогеновому—100% современной величины.

К рассматриваемой структуре приурочено многопластовое нефтегазовое месторождение. Залежи газа связаны с турнейскими, визейскими и башкирскими отложениями, залежи нефти—с намюрскими, где, кроме того, установлена нефтегазовая залежь.

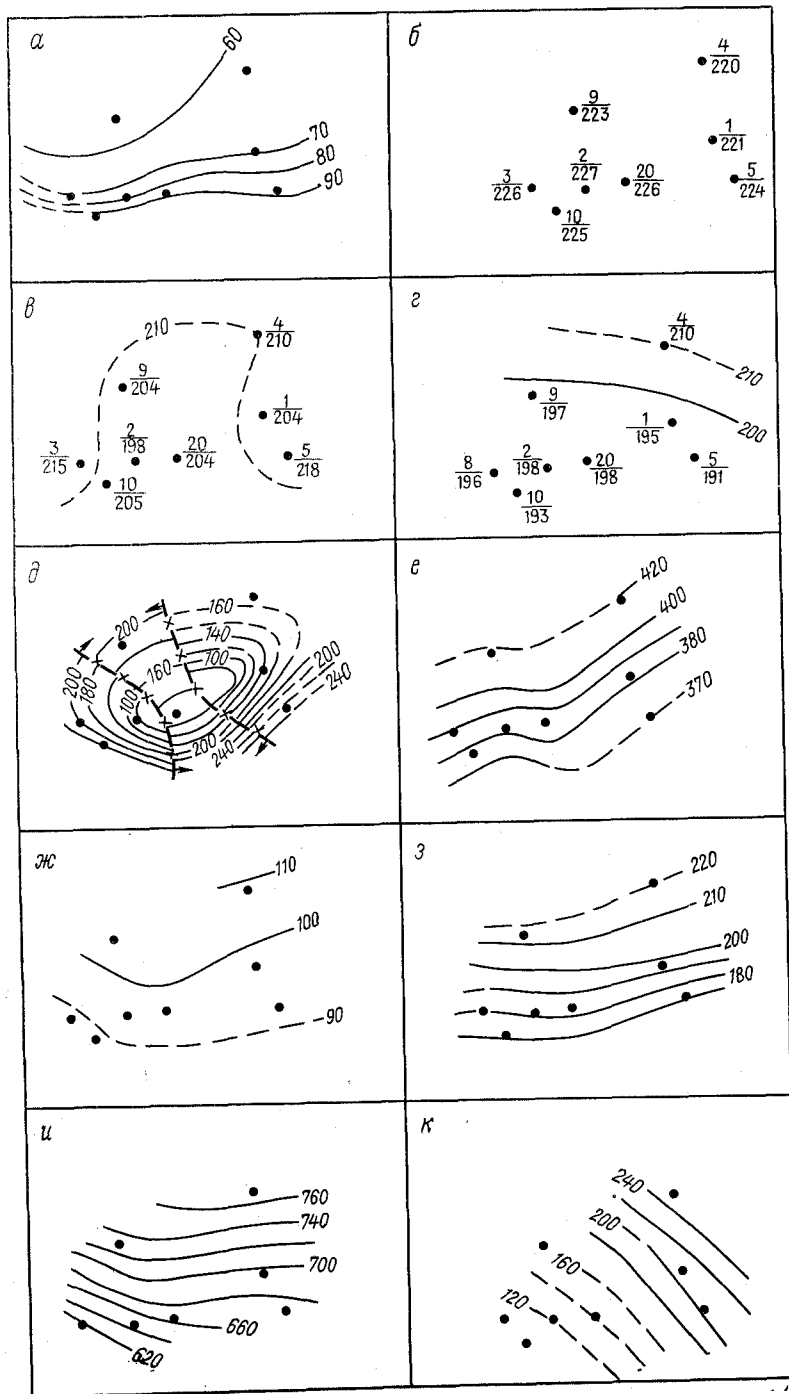
Кременовская структура является погребенной под верхнепермскими отложениями, а в карбоне она выражена в виде брахиантиклинальной складки, прислоненной с севера к краевому нарушению. Поднятие имеет субширотное простирание, размеры 4,5×3 км и амплитуду 70—80 м. Северное крыло его более пологое (наклон 2—4°), южное—крутое (10—12°). Структура осложнена двумя субмеридиональными сбросами, образующими в своде грабен.

Историю формирования Кременовского поднятия можно проследить по данным бурения и сейсморазведки с каменноугольного периода (рис. 13). Во время осадконакопления и перерывов в карбоне поднятие не формировалось—на площади

Таблица 8

Мощности отложений (в м) в пределах Великобогачанской структуры

Стратиграфические интервалы разреза	Южное крыло, скв. 7	Свод и присводовая часть			Северное крыло, скв. 3
		скв. 2	скв. 6	скв. 1	
Между подошвой киевской свиты и репером в кимеридже	237	227	219	185	241
Кимеридж — оксфорд	153	155	155	150	151
Келловей — байос (репер)	183	182	184	181	181
Байос (репер) — триас	314	315	313	313	321
Верхняя пермь	296	313	314	311	322
Между подошвой верхней перми и репером α в московском ярусе	71	49	49	76	104
Московский ярус (ниже репера α)	265	264	261	274	276
Верхнебашкирский подъярус	195	200	202	217	224
Нижнебашкирский подъярус	75	79	83	85	85
Намюрский ярус	128	126	129	Сброс	190
Верхневизейский подъярус	293	304	306	"	385
Нижневизейский подъярус	59	116	126	127	137



развивалась довольно крутая флексуобразная моноклираль, наклоненная к северу в сторону осевой части впадины. При этом простираение ее в ранневизейское время несколько отличалось от такового в остальные века карбона. Возникновение в карбоне моноклинали устанавливается также по данным сейсморазведки — на карте изопакит между отражающими горизонтами $V_{в2}$ верхнего визе и $V_{в3}$ нижнего визе мощность отложений увеличивается от борта к оси впадины, не реагируя на локальное поднятие.

Замкнутая структура и осложняющие ее сбросы образовались постседиментационно в предпозднепермский перерыв. В поздней перми, триасе и юре поднятие не формировалось, мощности этих отложений подчиняются региональной закономерности изменения, возрастая с юга на север. Установить характер развития структуры в предмеловое и меловое время не представляется возможным вследствие отсутствия данных отложений в этой части региона. В предпалеогеновый перерыв на Кременовской площади формировалась флексура с крутым южным крылом, т. е. обратная каменноугольной флексуры. Образование предпалеогеновой флексуры является отражением реверсивных движений по южному краевому разлому. Учитывая, что местоположение ее совпадает с южным крутым крылом Кременовского поднятия по отложениям карбона, следует сделать вывод об увеличении в предпалеогеновое время амплитуды поднятия по каменноугольным горизонтам.

В общем Кременовское поднятие сформировалось исключительно постседиментационно и в основном в предпозднепермское время. К поднятию приурочено многопластовое нефтегазовое месторождение. Залежи установлены в московском, башкирском, намюрском и визейском ярусах. Залежи пластовые сводовые, тектонически, иногда литологически экранированные. Ловушки древние, сформировавшиеся в основном в предпозднепермское время. Так, по кровле верхневизейского подъяруса амплитуда поднятия составляла: к предпозднепермскому времени — 80%, к предтриасовому — 80%, к предъюрскому — 80%, к предпалеогеновому — 100% современной. Следовательно, к началу поздней перми на Кременовской площади уже существовали структурные условия, благоприятные для скопления нефти и газа.

Перещепинская структура в отличие от большинства других структур Днепровско-Донецкой впадины характеризуется северо-восточным простираением. По палеогену она не

Рис. 13. Карты изопакит Кременовской структуры

а — между подошвой киевской свиты палеогена и кровлей келловая; б — келловая — байоса (до репера); в — байоса — триаса; г — верхней перми; д — между подошвой верхней перми и кровлей башкирского яруса; е — верхнебашкирского подъяруса; ж — нижнебашкирского подъяруса; з — намюрского яруса; и — верхневизейского подъяруса; к — нижневизейского подъяруса

выражена, а по мезозойскому структурному плану представляет собой брахиантиклинальную складку с размерами 5×3 км и с весьма небольшой амплитудой. В карбоне поднятие становится более резким (наклон крыльев $12-15^\circ$), амплитуда его увеличивается до $100-150$ м и оно осложняется разрывными нарушениями. Наиболее крупными из них являются сбросы, оконтуривающие поднятие с юго-востока и юга, в опущенных крыльях которых оно, собственно, и расположено. Свод структуры с глубиной в отложениях карбона смещается в северном направлении в сторону оси впадины на $1,5-2$ км относительно ее положения в мезозое.

Историю формирования Перещепинского поднятия можно проследить со среднего карбона. В башкирском и московском веках происходил интенсивный конседиментационный рост его. Свод располагался северо-западнее современного его положения. Амплитуда структуры за это время увеличилась примерно на 100 м. В предпозднепермскую эпоху она формировалась постседиментационно. Амплитуда ее увеличилась на 80 м, а свод располагался юго-западнее, чем в период осадконакопления. Тогда же поднятие осложнялось разрывными нарушениями. В последующем в поздней перми, триасе и предпалеогеновое время структура росла преимущественно постседиментационно.

Таким образом, на большую часть своей амплитуды Перещепинское поднятие сформировалось в карбоне (амплитуда его по кровле визейского яруса к предпозднепермскому времени составляла 97% современной величины). К нему приурочено многопластовое газонефтяное месторождение. Залежи газа пластовые сводовые, некоторые частично тектонически экранированные. Они находятся в отложениях визейского, намюрского и башкирского ярусов, а нефтегазовая залежь — в башкирском ярусе. Ловушки по времени формирования древние.

Пролетарская структура представляет собой брахиантиклинальную складку с размерами 7×3 км. Характерной особенностью ее является наблюдаемое с глубиной смещение свода к югу в сторону борта впадины и изменение асимметрии. Последнее состоит в том, что по верхним горизонтам (мезозой, пермь, верхний карбон) южное крыло поднятия крутое, флексуорообразное, с амплитудой $200-350$ м, а северное — пологое (амплитуда $20-50$ м). В отложениях нижнего карбона южное крыло становится более пологим, а северное, наоборот, — крутым. Фактически на Пролетарской площади по верхним горизонтам имеется флексура с южным крылом, а по нижним — обратная ей флексура — с крутым северным крылом. Последнее следует из того факта, что по самым нижним изученным горизонтам карбона в северо-западной части поднятия (профиль скв. 4—6—3) южное крыло выполаживается полностью, а в средней части — характеризуется небольшим перегибом. Замкнутое поднятие четко выражено только в средней части разреза

(московский, башкирский, намюрский ярусы и верхи визейского яруса, в которых амплитуда его по замкнутой изогипсе составляет 100 м).

История формирования Пролетарского поднятия на основании анализа мощностей и литологического состава осадков представляется в следующем виде (рис. 14). В каменноугольный период на площади развивалась моноклираль с довольно резким градиентом мощностей, которая с учетом более спокойного прогибания расположенной южнее бортовой части впадины представляет собой флексуру с крутым северным крылом. Отсутствие формирования замкнутого поднятия в карбоне подтверждается также изменением коэффициента песчаности осадков, который не повышается к своду, а либо понижается к борту впадины, либо возрастает к северо-западу. Образование конседиментационной флексуры на Пролетарской площади является отражением движений по системе южного краевого разлома Днепровского грабена.

В предпозднепермское время в результате реверсивных движений блоков фундамента на рассматриваемой площади возникла постседиментационная флексура с обратным южным крутым крылом, осложненная замкнутым поднятием. Возможно, что с юга эта структура осложнялась также взбросом, однако прямых доказательств последнего не имеется. В поздней перми, триасе и юре роста поднятия не происходило, а в предпалеогеновое время повторился процесс образования обратной флексуры с осложняющим ее локальным поднятием, формировавшимся постседиментационно. Разрывных нарушений непосредственно в пределах рассматриваемого поднятия скважинами не зафиксировано.

Таким образом, Пролетарская структура формировалась исключительно постседиментационно. В общем интенсивность роста ее характеризуется следующими данными: амплитуда по кровле визейского яруса к предпозднепермскому времени составляла 51% , к предюрскому — 51% , к предпалеогеновому — 96% современной величины. К Пролетарскому поднятию приурочено газонефтяное месторождение с газовыми горизонтами в московском, башкирском и визейском ярусах и одним нефтегазовым горизонтом в башкирском ярусе.

Голубовская структура является погребенной под мезозойско-кайнозойскими отложениями. По карбону она представляет собой куполовидное поднятие с размерами $2,5 \times 2$ км и с амплитудой 120 м, осложненное сбросами. По отложениям мезозойского структурного этажа на площади развита довольно крутая моноклираль, являющаяся составной частью флексуры, в виде которой отображается южный краевой разлом.

Историю формирования Голубовского поднятия можно проследить по данным бурения с визейского века (рис. 15). В период осадконакопления в карбоне антиклинальная структура

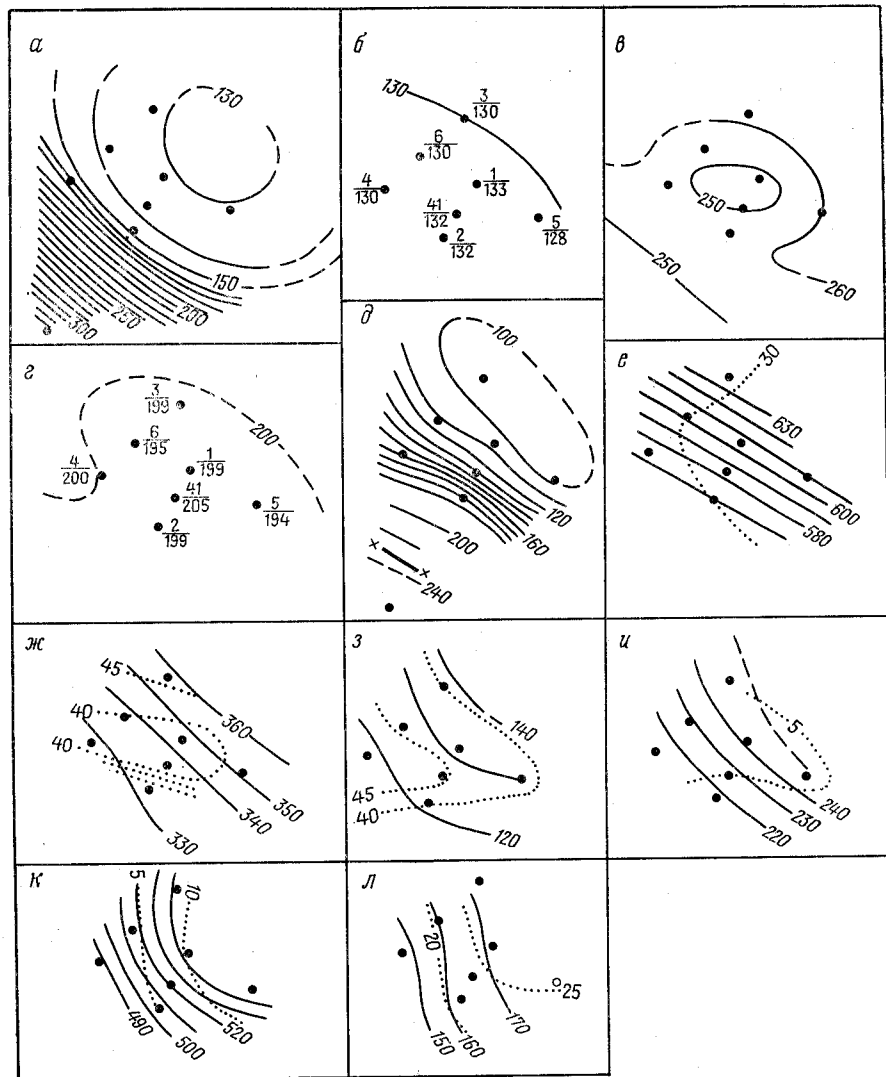


Рис. 14. Карты изопахит и изолиний равного содержания песчано-алевритовых пород Пролетарской структуры. Составили Б. П. Кабышев, И. И. Соловьян

a — между подошвой киевской свиты палеогена и подошвой оксфорда; *б* — келловей — байоса (до репера); *в* — байоса — триаса; *г* — верхней перми; *д* — между подошвой верхней перми и кровлей московского яруса; *е* — московского яруса; *ж* — верхнебашкирского подъяруса; *з* — нижнебашкирского подъяруса; *и* — намюрского яруса; *к* — зоны g_1 визейского яруса; *л* — зоны g_2 визейского яруса

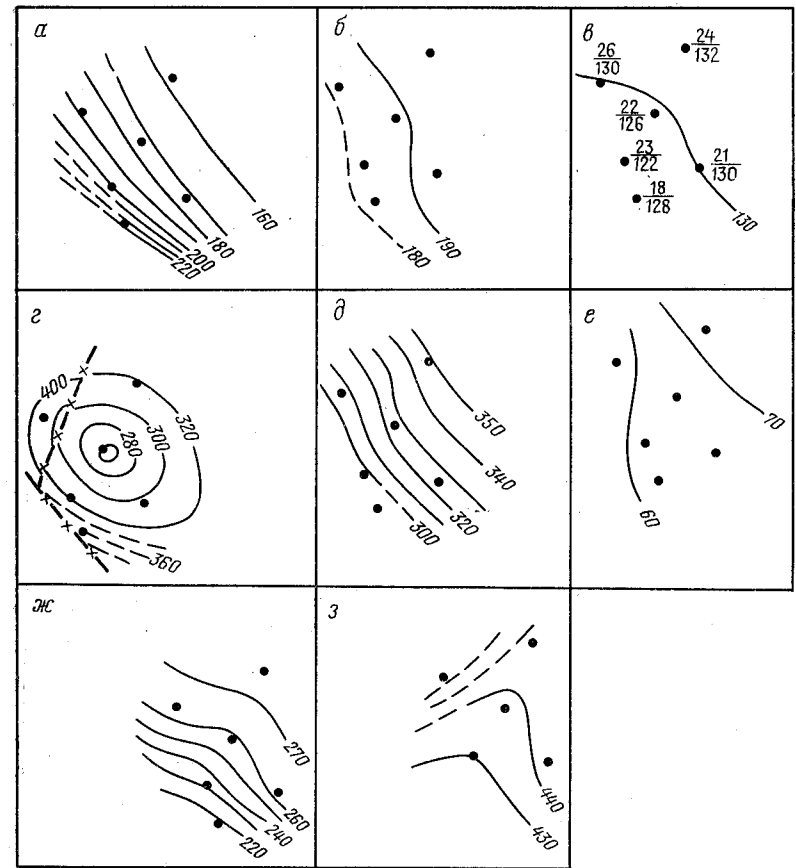


Рис. 15. Карты изопахит Голубовской структуры

a — между подошвой киевской свиты палеогена и репером в байосе; *б* — байоса — триаса; *в* — верхней перми; *г* — между подошвой верхней перми и кровлей башкирского яруса; *д* — верхнебашкирского подъяруса; *е* — нижнебашкирского подъяруса; *ж* — намюрского яруса; *з* — верхневизейского подъяруса (зона g_2)

на площади не развивалась, о чем свидетельствует монокли-
нальный характер изменения мощностей отложений визейского,
намюрского и башкирского ярусов. Палеоподнятия проявляется
только на карте изопахит между подошвой верхней перми и
кровлей башкирского яруса. Следовательно, оно образовалось
постседиментационно в предпозднепермский перерыв. В это же
время возникли и осложняющие его сбросы. В дальнейшем, в
позднепермское, триасовое и юрское время, как и в карбоне,
на Голубовской площади формировалась моноклираль, накло-
ненная к северо-востоку, а в предпалеогеновый перерыв — об-
ратная флексура с юго-западным наклоном.

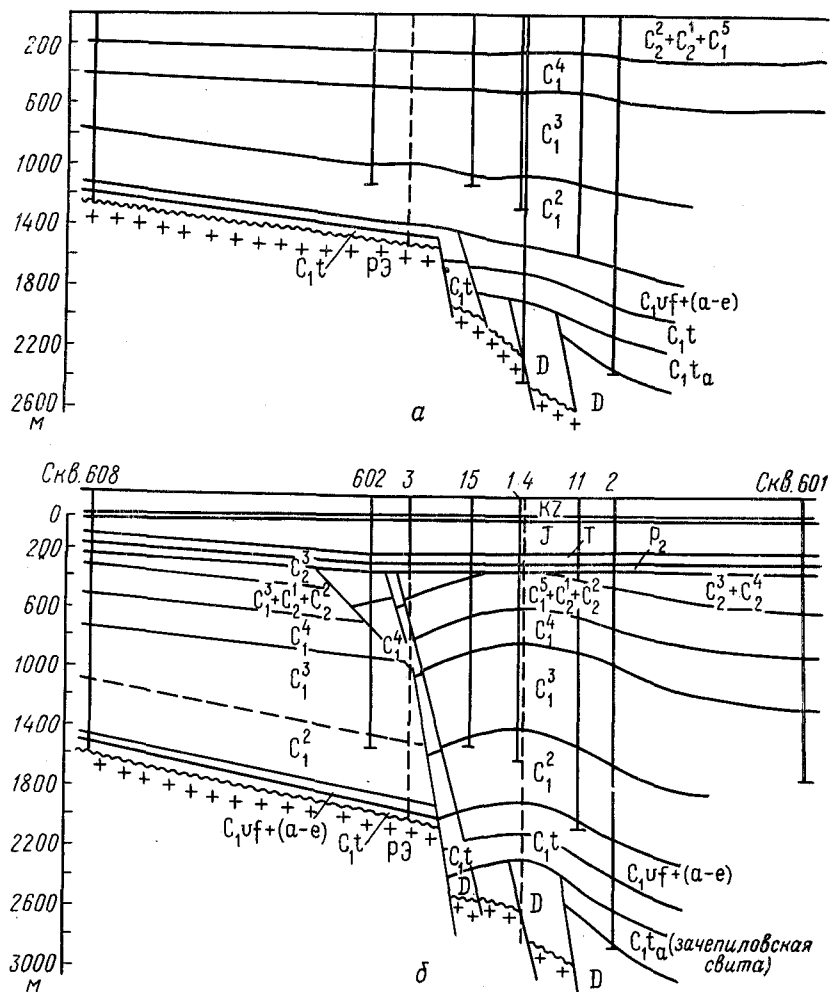


Рис. 16. Палеотектонические профили через Левенцовскую структуру
а — к концу отложения свиты C_2 ; б — современный этап

К Голубовскому поднятию приурочены пластовые сводовые залежи нефти и газа в нижнекаменноугольных отложениях и залежи газа в среднекаменноугольных образованиях. Ловушки по времени формирования древние: амплитуда поднятия по кровле визейского яруса к предподнепермскому времени составляла 87%, к предъюрскому — 88%, к предпалеогеновому — 98% современной величины.

Левенцовская структура по палеогену не выражена, по мезозою представляет собой брахиантиклинальную складку с размерами 5×3 км и с амплитудой 45—60 м. По ка-

менноугольным отложениям амплитуда структуры увеличивается до 100 м, а сама складка осложняется разрывными нарушениями (рис. 16). Свод поднятия по карбону смещается на 1 км к юго-западу относительно мезозойского. С юга структура ограничена краевым нарушением. Докембрийский фундамент на Левенцовской площади разбит сбросами на несколько блоков. В одно из нарушений, видимо, попала скв. 4, вскрывшая в нижней части чередование трещиноватых и брекчированных аргиллитов и гранитов.

Историю формирования структуры по данным бурения можно проследить с визейского века. В более раннее время (девон — ранний визе) происходило, по-видимому, ступенчатое погружение блоков фундамента в сторону оси впадины без образования замкнутого поднятия. Об этом свидетельствует резкое уменьшение мощности девон-нижевизейских отложений в сторону борта впадины. Начиная с поздневизейского времени, на площади развивалась моноклираль с северо-восточным падением, осложненная флексуобразными изгибами слоев. Повышенные градиенты мощности осадков находятся в районе скв. 3, а также между скв. 1 и 2, т. е. на границах блоков фундамента. Это свидетельствует о подвижках последних, происходивших в период осадконакопления в карбоне. Формирование замкнутого поднятия на площади происходило только постседиментационно в предподнепермское и предпалеогеновое время в результате, как нам представляется, реверсивных движений среднего блока фундамента (скв. 4). При этом вдоль южного краевого нарушения отложения карбона были разорваны сбросом с амплитудой 100—120 м и небольшим взбросом с амплитудой 20—30 м, подсеченным скв. 3. Разрывные нарушения формировались постседиментационно в предподнепермское время.

С генетической точки зрения Левенцовское поднятие является надразломной несоляной структурой. К нему приурочено газовое месторождение с продуктивными горизонтами в отложениях визейского, намюрского и башкирского ярусов. Залежи пластовые сводовые. Ловушки по времени формирования древние: по кровле визейского яруса амплитуда поднятия составляла к предподнепермскому времени 86%, к предъюрскому — 81%, к предпалеогеновому — 98% современной величины.

СТРУКТУРЫ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ОСЕВОЙ ЗОНЫ

Центральная осевая зона Днепровского грабена характеризуется максимальными мощностями большинства стратиграфических комплексов отложений. Несогласия в ее пределах по сравнению с краевыми зонами уменьшаются по величине размытых частей разреза, а некоторые несогласия исчезают совсем. На юго-востоке зоны развиты в максимальных для Днепровско-Донецкой впадины объемах нижепермские хемогенные

отложения. Хорошая стратиграфическая расчлененность и четкие маркирующие реперы позволяют анализировать мощности отдельных бессолевых и солевых горизонтов и делать выводы о конседиментационном формировании структур в раннепермское время, что невозможно осуществить для структур в других тектонических зонах.

Локальные поднятия центральной зоны впадины, как и другие ее частей, характеризуются значительным разнообразием с точки зрения морфологии, истории развития и генезиса. Отличительной особенностью является развитие здесь ряда крупных валов — Глинско-Розбышевского, Солоховско-Диканьского, Малосорочинско-Радченковского, Сосновско-Беляевского, Респашновско-Крестищенского, Ефремовско-Алексеевского. Они расположены над прогибами по поверхности фундамента и в свою очередь осложнены локальными поднятиями (Погарщинское, Чижевское, Харьковцевское, Солоховское, Опошнянское, Матвеевское, Западно-Сосновское, Кегичевское, Мироновское и др.) и соляными штоками с предпалеогеновым (Краснознаменский, Петровороменский, Гасенковский, Лейковский, Будичанский) и предверхнепермским (Бакейский, Руновщинский, Сосновский, Павловский, Мироновский, Ефремовский и др.) уровнями девонской соли.

Кроме четко выраженных валов в центральной осевой зоне развиты одиночные структуры и группирующиеся по две-три. Среди них имеются: а) солянокупольные поднятия с глубоко погруженными соляными ядрами, находящимися под каменноугольными или фаменскими отложениями, и несоляные структуры (Анисовская, Смоляжская, Тваньская, Северо-Дорогинская, Леяковская, Семеновская, Бельская, Кобзевская, Новомечебиловская, Спиваковская, Славянская, Краснооскольская и др.); б) соляные штоки с предверхнепермским уровнем соли (Верхнеланновский, Тарасовский, Медведовский, Федоровский, Полтавский и др.); в) соляные штоки с предпалеогеновым уровнем соли (Песочанский, Жоржевский, Самаринский и др.). Структуры этих типов распространены в разных частях осевой зоны, хотя и наблюдаются участки повышенной концентрации структур определенного типа. Так, например, в крайней северо-западной части развиты только несоляные структуры, а в юго-восточной — чаще встречаются предверхнепермские соляные штоки. Кроме того, наблюдается неодинаковая плотность структур в разных частях зоны. Участки, насыщенные структурами и обычно тяготеющие к охарактеризованным выше валам, чередуются с участками, где известно небольшое количество локальных поднятий. Таковыми являются Сребнянский прогиб, территория между Глинско-Розбышевским и Солоховско-Диканьским валами, севернее Малосорочинско-Радченковской антиклинали и др. Правда, эти участки по нижнекаменноугольным и девонским отложениям еще слабо изучены. Поэтому

вовне возможно широкое развитие здесь погребенных малоамплитудных поднятий, возникших без участия соляного тектогенеза.

Ниже рассмотрены история и характер формирования наиболее изученных локальных поднятий осевой зоны впадины в последовательности их расположения с северо-запада на юго-восток.

Тваньская структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, выраженную без заметного смещения свода с глубиной по отложениям мезозоя, перми и карбона. Так, по нижнекаменноугольным образованиям размеры поднятия 11×4 км, амплитуда 500 м. Выше по разрезу оно становится более пологим — амплитуда по отложениям верхней перми уменьшается до 150 м, а по меловым образованиям — до 50 м. Структура осложнена несколькими сбросами, которые подсечены в отложениях карбона с амплитудой 40—80 м (скв. 1, 4, 200) и юры — с амплитудой 35 м (скв. 5).

Историю формирования Тваньского поднятия можно проследить с каменноугольного периода по данным мощностей отложений, вскрытых скважинами в различных структурных условиях (табл. 9). В каменноугольный период структура довольно интенсивно развивалась конседиментационно. Об этом свиде-

Таблица 9

Мощности отложений (в м) в пределах Тваньской структуры

Стратиграфические интервалы разреза	Северное крыло, скв. 2	Северо-западная периклиналь, скв. 5	Свод		Юго-восточная периклиналь, скв. 4	Южное крыло, скв. 3
			скв. 1	скв. 200		
Между подошвой киевской свиты и кровлей сантона	291	—	257	257	253	254
Сантон — турон	170	172	174	172	168	172
Сеноман — кимеридж (репер)	189	191	185	183	188	193
Кимеридж (репер) — оксфорд	148	141	142	144	145	144
Келловей — байос (репер)	121	Сброс	120	120	124	125
Байос (репер) — триас	308	297	294	304	296	303
Верхняя пермь	389	351	343	329	349	383
Нижняя пермь	14	12	14	15	14	16
Верхний карбон — репер М-9 (московский ярус)	148	63	53	51	65	112
Репер М-9 — кровля башкирского яруса	306	255	263	251	260	274
Верхнебашкирский подъярус	371	199	Сброс	Сброс	215	238
Нижнебашкирский подъярус	122	109	—	108	88	104
Намюрский ярус	142	119	110	105	Сброс	140
Верхневизейский подъярус	—	268	251	275	—	297

Мощности отложений (в м) в пределах Северо-Дорогинской структуры

Стратиграфические интервалы разреза	Юж- ное крыло, скв. 3	Свод		Север- ное крыло, скв. 2
		скв. 4	скв. 1	
Между подошвой киевской свиты и кровлей сантона	233	235	230	265
Сантон — турон	185	189	187	180
Сеноман — кимеридж	212	207	203	212
Оксфорд	143	140	140	137
Келловей — байос (репер)	140	149	145	145
Байос (репер) — триас	323	306	318	323
Верхняя пермь	410	385	397	441
Нижняя пермь	21	30	29	39
Верхний карбон и московский ярус (выше репера М-9)	165	136	148	277
Московский ярус (ниже репера М-9)	282	264	Сброс	302
Верхнебашкирский подъярус	287	262	255	318
Нижнебашкирский подъярус	—	118	125	166
Намюрский ярус	—	102	100	132
Верхневизейский подъярус	—	271	257	—

тельствуют уменьшение мощности ниже- и среднекаменноугольных образований в сводовых скважинах по сравнению с крыльевыми и, наоборот, увеличение в этом направлении коэффициента песчаности (в %) в следующих размерах: намюрский ярус — от 11—30 до 37, нижебашкирский подъярус — от 2—6 до 15, верхнебашкирский подъярус от 30—32 до 40, московский ярус — от 43—45 до 52.

В предраннепермский перерыв происходил довольно интенсивный постседиментационный рост Тваньского поднятия, в результате чего в своде его размыто 50—100 м разреза верхнего карбона по сравнению с участками расположения крыльевых скважин. В предпозднепермское время поднятие не формировалось, а в последующем росло преимущественно постседиментационно в предтриасовый, предмеловой и предпалеогеновый перерывы.

В общем интенсивность роста Тваньского поднятия характеризуется следующими данными: амплитуда его по кровле визейского яруса к предпозднепермскому времени составляла 77%, к предъюрскому — 87%, к предпалеогеновому — 93% современной величины. Проведенным поисковым бурением промышленных залежей нефти или газа на площади не выявлено, хотя отмечались довольно значительные признаки нефти в нижекаменноугольных отложениях. Перспективы нефтегазоносности Тваньской площади связываются с девонем.

Северо-Дорогинская структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, проявляющуюся по отложениям палеогена, мезозоя, перми и карбона. По нижекаменноугольным образованиям размеры его 9×3 км, амплитуда 100 м. Вверх по разрезу поднятие становится более пологим (по верхней перми амплитуда его равна 50 м). Свод структуры с глубиной смещается к юго-востоку. В скв. 1 на глубине 2035 м в отложениях московского яруса подсечен сброс с амплитудой 80 м.

Историю формирования Северо-Дорогинской структуры можно проследить с каменноугольного периода по мощностям пород в скважинах, пробуренных в различных структурных условиях (табл. 10). В карбоне происходил конседиментационный рост поднятия с палеосводом на участке скв. 1. От этой скважины к крыльевым частям значительно увеличивается мощность всех ярусов карбона, а коэффициент песчаности, наоборот, понижается: намюрский ярус — от 41 до 16—23%, нижебашкирский подъярус — от 9 до 2—6%, верхнебашкирский подъярус — от 45 до 31—39%, московский ярус — от 53 до 36—47%. В предраннепермское время структура формировалась постседиментационно со смещением к северо-западу сводом (наблюдается разрыв верхнекаменноугольных отложений под хемогенами нижней перми). Тогда же, по-видимому, образовался и сброс, подсеченный в скв. 1. В ранней перми и в пред-

позднепермское время замкнутое поднятие на площади не формировалось — мощность нижепермских хемогенных образований увеличивается от юго-западного крыла к северо-востоку. Позднее структура развивалась преимущественно постседиментационно в предтриасовое, предъюрское, предмеловое и предпалеогеновое время. Наибольший прирост амплитуды поднятия приурочен к каменноугольному и предраннепермскому времени. В мезозое—кайнозое интенсивность роста его была значительно меньшей. Так, по кровле визейского яруса амплитуда поднятия к предпозднепермскому времени составляла 80%, к предъюрскому — 100%, к предпалеогеновому — 97% современной ее величины.

Мильковская и Леляковская структуры расположены в северо-западной части впадины на границе южной краевой и центральной осевой зон. По отложениям нижнего карбона на рассматриваемой площади развита длинная антиклинальная складка субширотного простирания с размерами 15×4 км, которая получила название Леляковской структуры. В свою очередь последняя осложнена тремя отдельными мелкими поднятиями (сводами): Мильковским, Центральным и Лысковским (в расположении их с запада на восток). Амплитуда Мильковского поднятия по нижнему карбону 150 м, а двух других относительно разделяющих их седловин — 30—50 м; амплитуда всей Леляковской антиклинали более 200—300 м.

Вверх по разрезу строение площади упрощается. По отложениям среднего карбона проявляется единая Леляковская

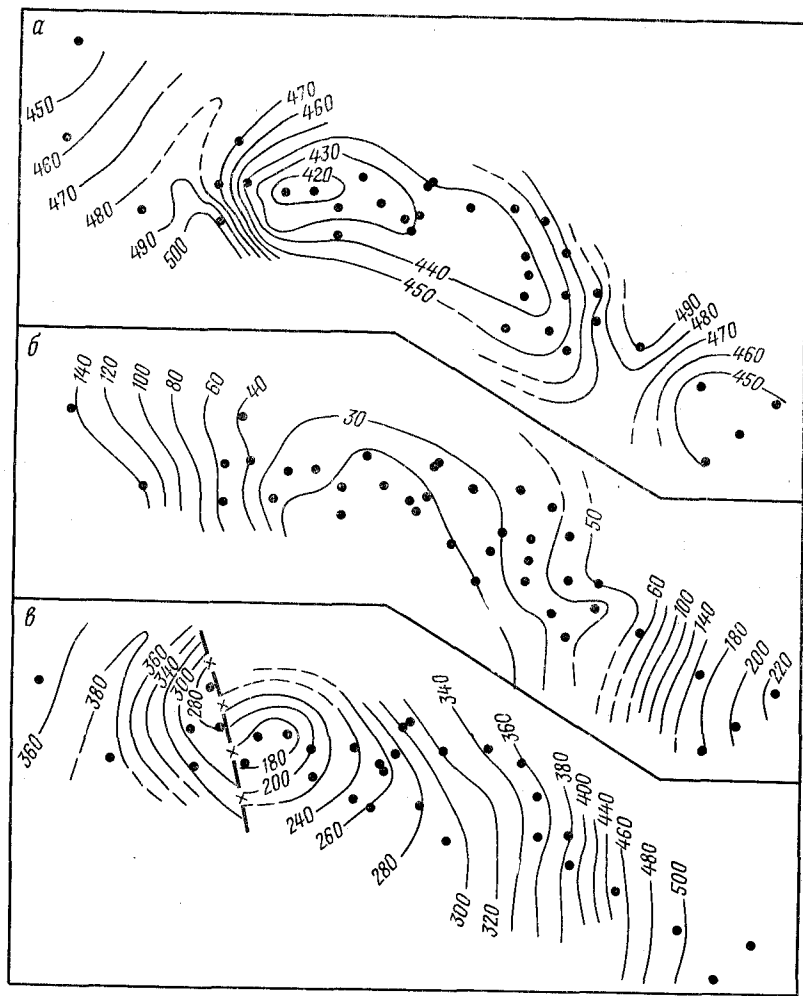
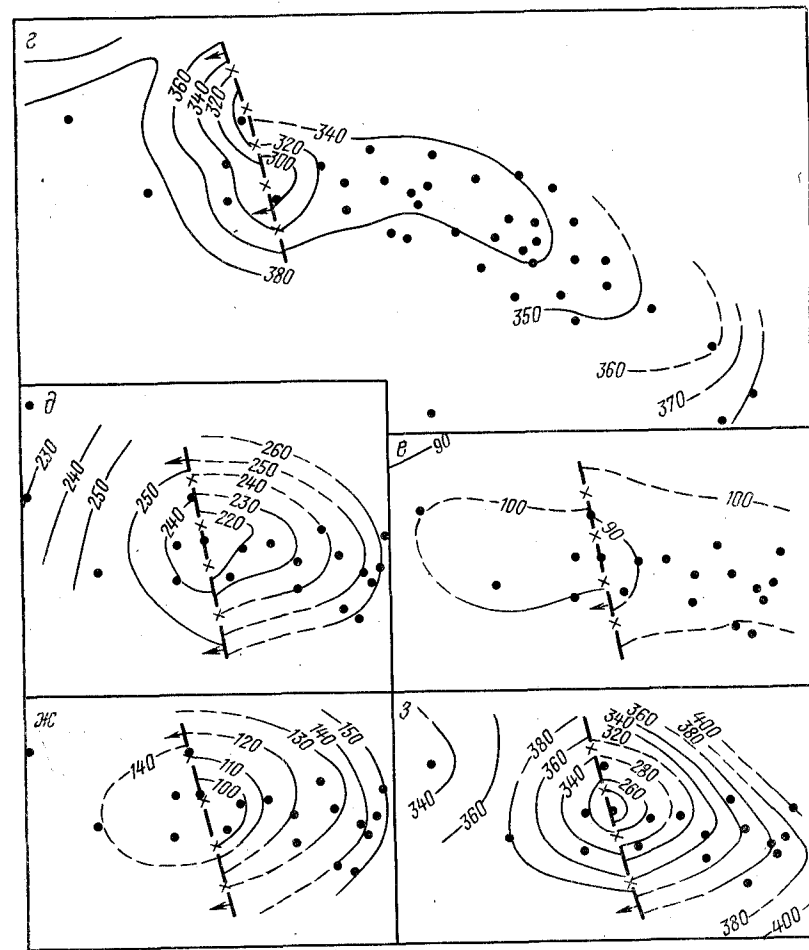


Рис. 17. Карты изопахит палеозоя Мильковской и Леяковской структур
 а — верхней перми; б — славянской и никитовской свит нижней перми; в — между подошвой никитовской свиты и репером М-9 (московский ярус); г — между репером М-9 и кровлей башкирского яруса; д — верхнебашкирского подъяруса; е — нижнебашкирского подъяруса; ж — намюрского яруса; з — верхневизейского подъяруса

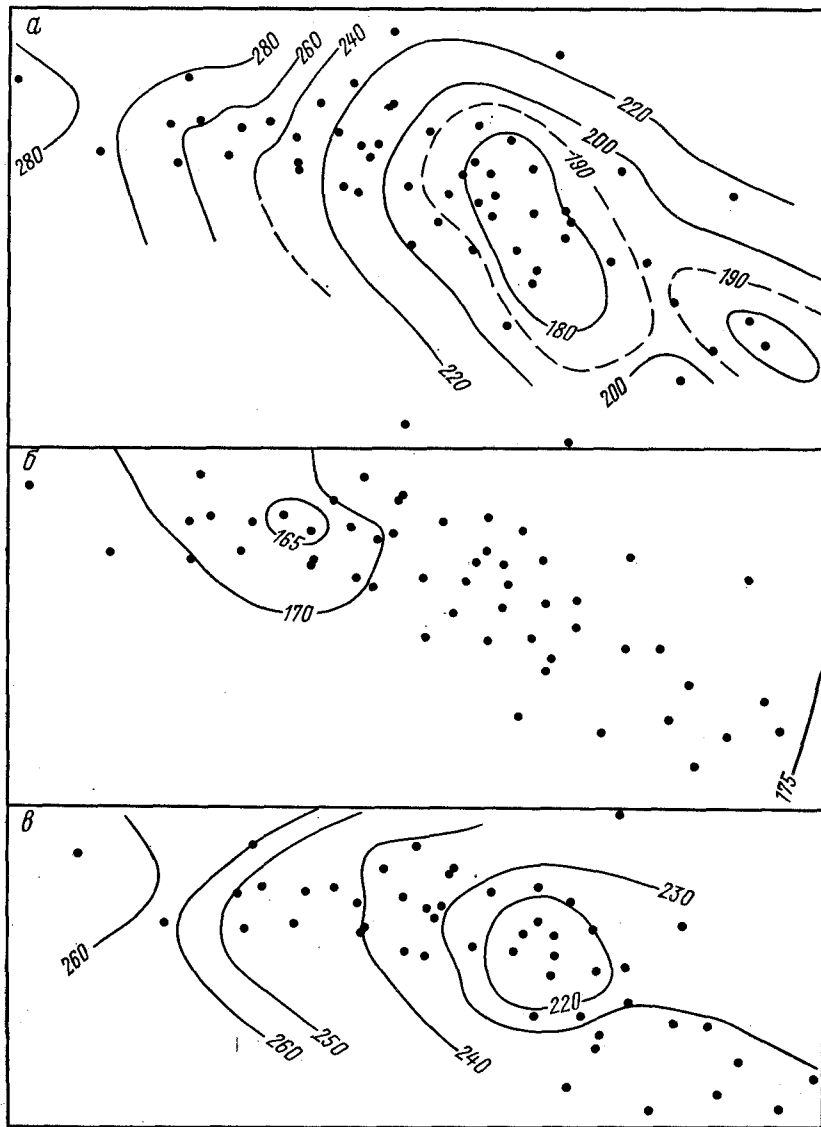
антиклиналь, в плане совпадающая с местоположением Мильковского, Центрального и Лысковского сводов. По мезозою свод ее смещается к востоку на участок Лысковского поднятия и юго-восточнее его, так что Мильковское поднятие оказывается погребенным под образованиями этого возраста.

Глубоким бурением вся Леяковская площадь изучена хорошо только до отложений нижней перми. По образованиям



карбона достаточно исследовано лишь Мильковское поднятие; около Центрального пробурены всего четыре скв. 20, 21, 22 и 100, а на Лысковском — одна скв. 500.

Историю формирования структур с различной степенью детальности можно проследить начиная с раннего карбона (рис. 17, 18). В поздневизейское, намюрское, башкирское и московское время происходил довольно интенсивный конседиментационный рост Мильковского поднятия. При этом оно осложнялось поперечным субмеридиональным сбросом с опущенным западным крылом. Сброс подсечен в скв. 2 на глубине 2640 м с амплитудой 300 м в башкирских и намюрских отложениях, а также в скв. 7 в тех же отложениях. Прирост амплитуды его за поздний визе — московское время составил 150 м,



а прирост неполной амплитуды Мильковского поднятия относительно прогиба, отделяющего его от Прилуцкой структуры (участок скв. 9 и 12), — около 170 м. О конседиментационном формировании в карбоне Центрального и Лысковского поднятий по данным бурения судить невозможно. По материалам же сейсморазведки этот вопрос решается положительно — оба поднятия проявляются на карте изобахит между отражающими

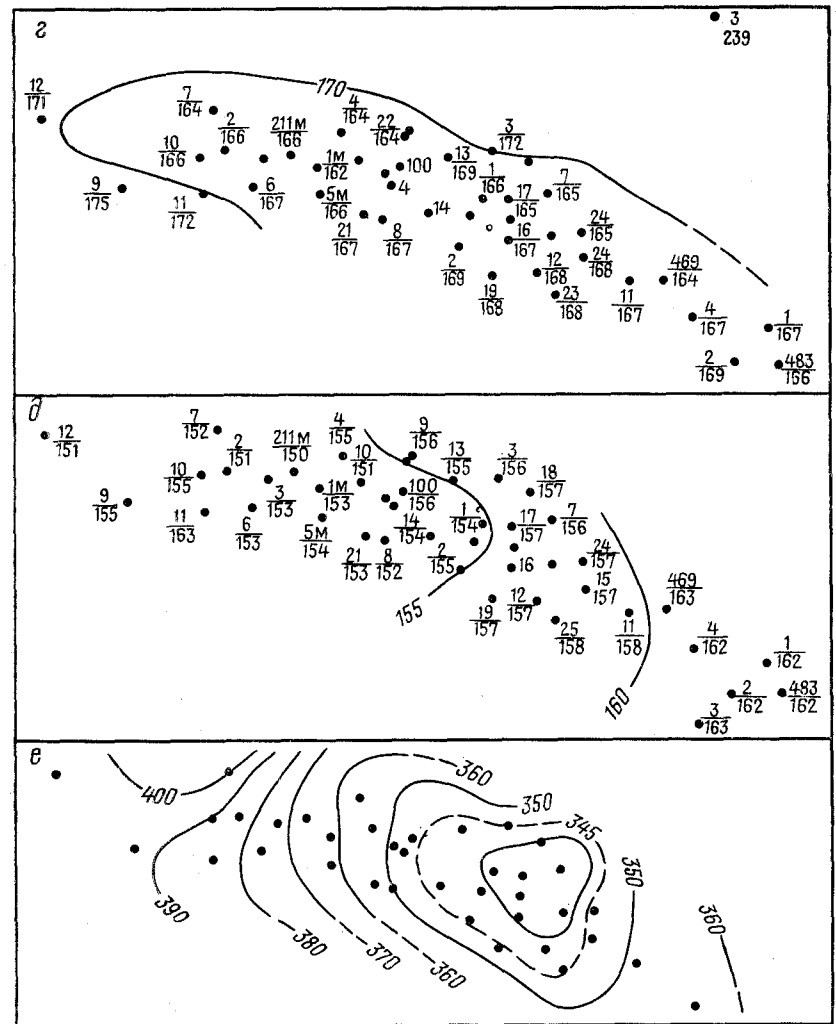


Рис. 18. Карты изобахит отложений мезозоя Мильковской и Леляковской структур
 а — между подошвой киевской свиты палеогена и кровлей сантона; б — сантона — турона; в — сеномана — кимериджа; г — оксфорда; д — келловая — байоса (до репера); е — байоса — триаса

горизонтами Vb_2 и Vb_3 . Однако наиболее повышенная часть Леляковской структуры на протяжении всего каменноугольного периода находилась на участке Мильковского поднятия.

В позднем карбоне и предраннепермский перерыв на рассматриваемой площади интенсивно формировались Мильковское поднятие (прирост амплитуды 130 м) и проходящий через него поперечный сброс (прирост амплитуды 100 м). На месте

Центрального и Лысковского сводов развивалась моноклинали (удлиненная периклинали Мильковского поднятия). Картина принципиальным образом изменилась в предпозднепермский перерыв, когда на Леляковской площади начала формироваться единая крупная антиклинальная складка со сводовой частью на участке между Мильковским и Центральным поднятиями. Прирост ее амплитуды составлял 120 м. Движения по поперечному сбросу в это время уже, по-видимому, не происходили. Сброс, а также мелкие поднятия (Мильковское, Центральное и Лысковское) превратились в погребенные структурные формы.

Сходным образом формировалась единая Леляковская структура и в поздней перми, когда ее амплитуда увеличилась не менее чем на 80 м. В триасовое и предъюрское время свод ее сместился к юго-востоку на 8—9 км и развивался на участке Лысковского поднятия, а прирост амплитуд составил 50 м. В период осадконакопления в мезозое роста Леляковской структуры почти не происходило (мощности подчиняются региональной закономерности их изменения). Возобновился он постседиментационно в предмеловый и предпалеогеновый перерывы, когда сводовая часть структуры располагалась примерно там же, где и в триас-предъюрское время. Прирост амплитуды Леляковского поднятия в предмеловое время составил 40 м, а в предпалеогеновое — 100 м.

Таким образом, Мильковское поднятие сформировалось в основном конседиментационно в каменноугольный период, а в мезозое — кайнозое подвергалось частичному расформированию — в связи с возникновением более крупной Леляковской структуры. Такая история развития обусловила различное расположение в плане залежей нефти и газа в пермских и каменноугольных отложениях. В пределах Леляковского поднятия в нижнепермско-верхнекаменноугольном продуктивном комплексе выявлена массивно-пластовая нефтяная залежь, а в пределах Мильковского — ряд пластовых газоконденсатных залежей в нижне- и среднекаменноугольных отложениях. Время формирования антиклинальных ловушек здесь характеризуется следующими обобщенными данными. Амплитуда Мильковского поднятия по кровле визейского яруса к предпозднепермскому времени составляла 182%, к предъюрскому — 169%, к предпалеогеновому — 112% современной ее величины. Амплитуда Леляковского поднятия по подошве верхней перми (покрышке массивно-пластовой залежи) к предтриасовому времени составляла 0, к предъюрскому — 5%, к предмеловому — 10%, к предпалеогеновому — 83% современной ее величины. Правда, следует учитывать существующее представление (А. Е. Лукин) о том, что Леляковская залежь приурочена к нижнепермскому биогерму, на месте которого позднее образовалась антиклинальная ловушка. В этом случае возраст ловушки будет более древним, чем приведенный выше.

Погарщинская и Чижевская структуры являются составными элементами Глинско-Розбышевского вала. Они расположены на общем приподнятом цоколе, разделяясь небольшим прогибом, и поэтому по существу представляют собой одну антиклинальную складку с размерами 30×10 км, осложненную двумя сводами. Амплитуда ее увеличивается сверху вниз от нескольких десятков метров в мезозое до 1000 м в нижнем карбоне. Оба поднятия, но особенно Погарщинское, интенсивно нарушены сбросами. О количестве разрывов можно судить по тому факту, что редкая из двухсот пробуренных здесь скважин не пересекает сброса. Наиболее крупным является основной поперечный сброс, амплитуда которого увеличивается от нескольких десятков метров в верхах мезозоя до 250—300 м или больше в нижнем карбоне. Амплитуды остальных сбросов составляют по нескольку десятков метров, развиты эти сбросы преимущественно в верхней части разреза и совместно с основным поперечным сбросом образуют в своде Погарщинского поднятия типичный для соляных куполов грабен. Представления об истории формирования Погарщинского поднятия противоречивы. П. Т. Павленко и др. [61] считают, что оно испытало длительное формирование от раннего карбона до антропогена в одном структурном плане. В противоположность этому И. Г. Баранов [4] полагает, что палеозойские своды Глинско-Розбышевского вала находятся на участках соседних Петровороменского и Краснознаменского штоков. В таком случае Погарщинское поднятие может быть более молодой структурой, образовавшейся в результате перетока соли в периоды последних этапов развития соляного тектогенеза.

Данные бурения позволяют уверенно проследить историю и характер формирования Погарщинского и Чижевского поднятий с поздневизейского времени и более схематично — в предшествующий период. В сводовой части Погарщинской структуры под турнейскими отложениями мощностью 80—100 м вскрыты терригенные отложения девона (вероятно, задонско-елецкие слои) мощностью 125—190 м, а ниже — каменная соль (на глубинах 4130—4500 м в скв. 25, 126, 127). Мощность задонско-елецких отложений увеличивается к крыльям поднятия также за счет появления сверху новых горизонтов. Это свидетельствует об активном (вероятно, конседиментационном и постседиментационном) формировании Погарщинского поднятия в конце девонского и в предкаменноугольное время.

В раннем и среднем карбоне происходило интенсивное конседиментационное развитие Погарщинского поднятия и основного поперечного сброса (рис. 19). За время поздний визе — московский век прирост неполной амплитуды поднятия (в пределах освещенной бурением части) составляет около 200 м, а прирост амплитуды сброса — 110 м. Чижевское поднятие в карбоне развивалось неустойчиво: в намюрское и позднебаш-

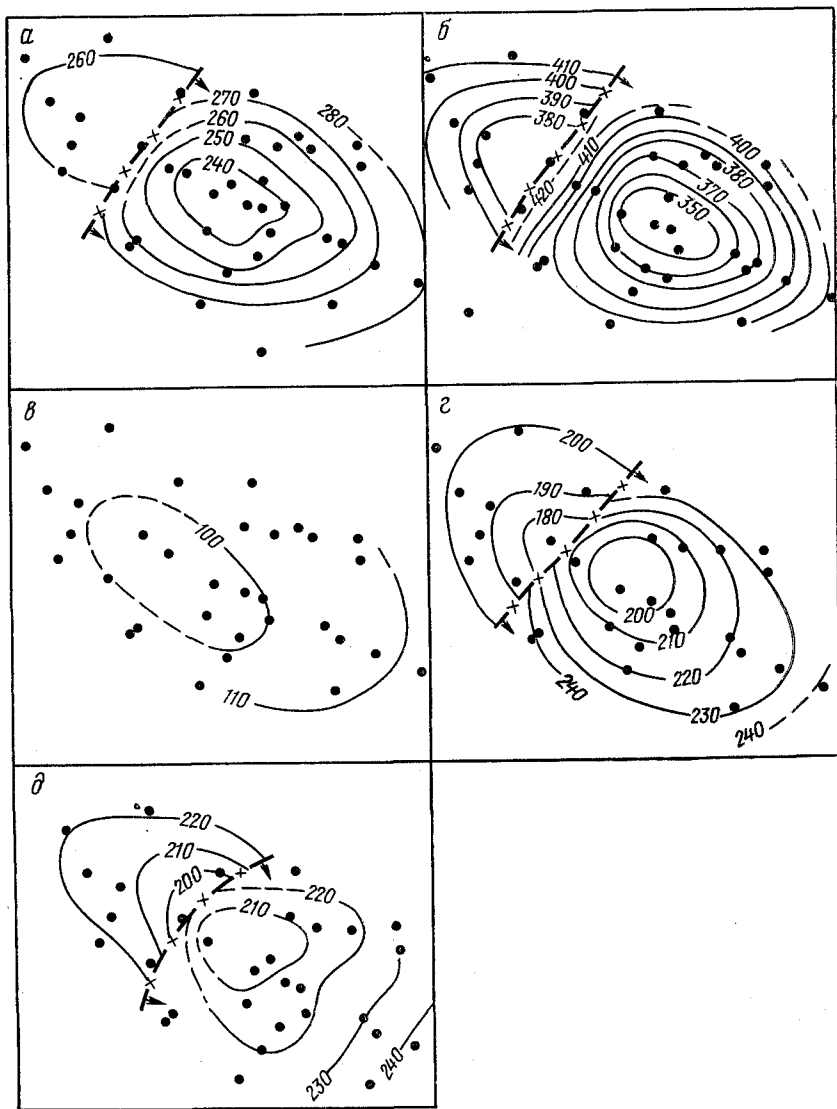


Рис. 19. Карты изопачит отложений карбона Погарщинской и Чижевской структур
 а — между репером М-9 (московский ярус) и кровлей башкирского яруса; б — верхне-
 башкирского подъяруса; в — нижнебашкирского подъяруса; г — намюрского яруса; д —
 верхневизейского подъяруса (неполная мощность)

кирское время оно обособливалось от Погарщинского, а в визейское, раннебашкирское и московское — нет. В это время на его месте формировалась северо-западная периклиналь Погарщинского поднятия.

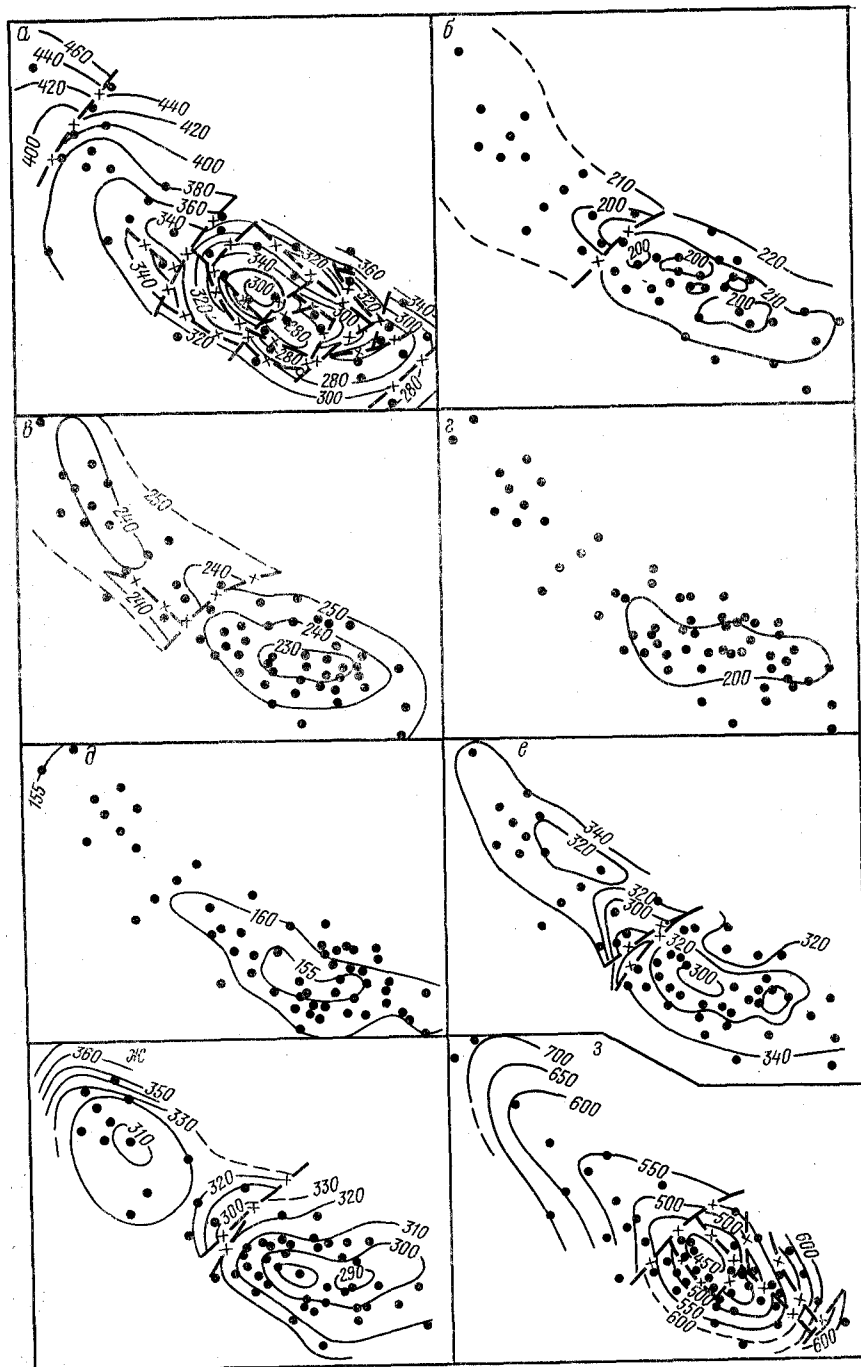
Карта изопачит между подошвой верхней перми и репером М₉ (в верхах московского яруса) характеризует суммарный эффект конседиментационного и постседиментационного роста структур в позднем карбоне и ранней перми. В это время Погарщинское поднятие испытало значительный рост, продолжал формироваться основной поперечный сброс и возникла целая серия более мелких сбросов, образовавшихся в своде поднятия грабен. Прирост неполной амплитуды поднятия составил 200—250 м, основного поперечного сброса — 55 м, остальных сбросов — по 20—25 м. На Чижевской площади формировалась периклиналь Погарщинского поднятия.

В поздней перми и мезозое происходило конседиментационное и постседиментационное развитие Погарщинского поднятия (рис. 20). Основной поперечный сброс испытывал только постседиментационный рост в предтриасовое, предюрское, предмеловое и предпалеогеновое время и, по-видимому, развивался конседиментационно в позднем мелу. Остальные сбросы формировались только постседиментационно в предпалеогеновый перерыв. Прирост амплитуды поднятия в мезозое — кайнозое составляет 160—250 м, основного сброса — 75 м, остальных сбросов — по 20—40 м. Чижевское поднятие обособливалось от Погарщинского лишь в предтриасовый, предмеловой и предпалеогеновый перерывы, а в остальное время оно являлось северо-западной периклиной его.

Таким образом, Погарщинско-Чижевская антиклиналь характеризуется длительной историей развития; при этом на более чем половину своей амплитуды и на $\frac{3}{4}$ амплитуды основного поперечного сброса она сформировалась в палеозое, когда скорость роста была значительно большей, чем в мезозое.

К Погарщинско-Чижевской структуре приурочено Глинско-Розбышевское нефтегазовое месторождение. В его пределах установлены залежи нефти в отложениях нижней перми — верхнего карбона и газа в верхневизейских образованиях. Залежи сводовые, массивно-пластовые. Кроме того, пластовые залежи установлены в отложениях башкирского яруса (газовые), намюрского (нефтегазовая и газовая), нижневизейского (газовая) и турнейского (газовая) ярусов. Сводовые ловушки на площади по времени формирования в отложениях карбона древние: по кровле визейского яруса амплитуда Погарщинского поднятия составляла к предпозднепермскому времени 72%, к предюрскому — 88%, к предпалеогеновому — 99% современной ее величины. Амплитуда поднятия по реперу в нижнепермско-верхнекаменноугольной продуктивной толще изменялась следующим образом: к предпозднепермскому времени она составляла 34%, к предюрскому — 70%, к предпалеогеновому — 98% современной величины.

Малосорочинская структура является составной частью Радченковско-Малосорочинского валообразного подня-



тия, осложненного на северо-западной и юго-восточной периклиналях соответственно Гасенковским и Лейковским соляными штоками с предчетвертичным уровнем залегания девонской соли. По каменноугольным отложениям она представляет собой антиклинальную складку запад-северо-западного простирания с размерами 3×8 км. С севера и юга она ограничена протяженными сбросами, придающими ей вид горст-антиклинали. Амплитуда структуры по визейскому ярусу в пределах горста составляет 200—250 м на крыльях, 80 м на северо-западной периклинали и 120—150 м — на юго-восточной. Угол наклона крыльев 10—15°. За пределами горста погружение крыльев весьма значительное и происходит под углом до 20—30°. Кроме двух основных продольных сбросов поднятие осложнено несколькими мелкими поперечными.

В отложениях мезозойского структурного этажа Малосорочинская структура сохраняется в виде самостоятельного поднятия, но амплитуда ее значительно уменьшается, как и нарушенность сбросами. По самой верхней части мезозоя (верхний мел) и по кайнозойским образованиям Малосорочинское и Радченковское поднятия объединяются в протяженную антиклиналь.

Историю образования Малосорочинской структуры можно проследить по данным бурения с конца девонского периода. В предкаменноугольное время происходило интенсивное постседиментационное формирование ее, о чем свидетельствует значительное увеличение мощности задонско-елецких отложений (до 900 м) в крыльевых и периклиналильных скважинах по сравнению со сводовыми. Прирост амплитуды поднятия составил не менее 700 м, что, вероятно, частично обусловлено его конседиментационным развитием в задонско-елецкое время, однако достоверно установить это не представляется возможным вследствие трудностей в детальной корреляции отложений в различных скважинах. Одновременно с поднятием в предкаменноугольное время формировались и сбросы, придающие ему вид горста.

На протяжении раннего и среднего карбона замкнутой структуры на Малосорочинской площади не было, а развивался структурный нос, воздымающийся к северо-западу. Интенсивный рост поднятия и осложняющих его сбросов возобновился постседиментационно в предпозднепермское время, когда амплитуда его увеличилась не менее чем на 80 м (в самой пологой части). При этом поперечный сброс на западной пери-

Рис. 20. Карты изопхит отложений мезозоя и верхов палеозоя Погарщинской и Чирчевской структур

a — между подошвой киевской свиты и репером в сантоне; *b* — сантона — сеномана; *в* — сеномана — кимериджа; *г* — кимериджа — оксфорда; *д* — келловая — байоса (до репера); *e* — байоса — триаса; *ж* — верхней перми; *з* — между подошвой верхней перми и репером М-9 (московский ярус)

клинали (проходящий через скв. 1) изменил направление движения по сравнению с предкаменноугольным этапом развития, что, видимо, обусловлено активным формированием в ранней перми Гасенковского штока. В дальнейшем рост Малосорочинского поднятия происходил, хотя и со значительно меньшей интенсивностью, в позднепермское, триасовое, предмеловое и предпалеогеновое время. Формирование было не только постседиментационным, но и конседиментационным. В общем Малосорочинское поднятие по отложениям карбона образовалось в основном постседиментационно в предпозднепермскую эпоху и последующую мезозойскую эру.

Нефтегазоносность на Малосорочинском поднятии установлена только в одной сводовой разведочной скв. 4 и приурочена к отложениям визейского яруса нижнего карбона.

О времени формирования ловушки по визейским продуктивным горизонтам дают представление следующие данные об увеличении амплитуды поднятия на северо-западной периклинали, где структура замкнулась позднее, чем на других участках. Современная амплитуда перегиба здесь (между скв. 4 и 7) по кровле верхневизейского подъяруса равна 93 м, к предпозднепермскому времени она составляла 63 м (68% современной), к предъюрскому — 59 м (64%), к предмеловому — 89 м (96%) и к предпалеогеновому — 87 м (94%). Учитывая, что высота выявленных сводовых залежей на месторождении невелика (не более 30 м), можно сделать вывод о существовании здесь благоприятных для формирования залежей структурных условий уже к предпозднепермской эпохе. Однако на протяжении всего карбона сводовых ловушек в этих отложениях еще не было.

Бельская структура по отложениям нижнего карбона представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания с размерами 20×10 км и с амплитудой 600 м. Вверх по разрезу амплитуда ее уменьшается следующим образом: по подошве нижней перми она равна 400 м, по верхней перми — 275 м, по верхнему мелу — 100 м. При этом существенных смещений свода с глубиной не отмечается.

Структура нарушена значительным количеством сбросов продольной и поперечной систем, образующих в своде типичный для солянокупольных поднятий грабен. Наиболее крупными являются три продольных сброса, по которым опущена сводовая часть. Вверх по разрезу нарушение сбросами не уменьшается — некоторые из них затухают, но зато появляется ряд новых (с амплитудами 20—40 м).

Историю формирования Бельского поднятия можно проследить по данным бурения, начиная с каменноугольного периода, когда происходило интенсивное конседиментационное развитие его (рис. 21). Прирост неполной амплитуды поднятия за поздний визе — средний карбон составил 350 м. Не исключено, что структура осложнялась конседиментационными сбросами, од-

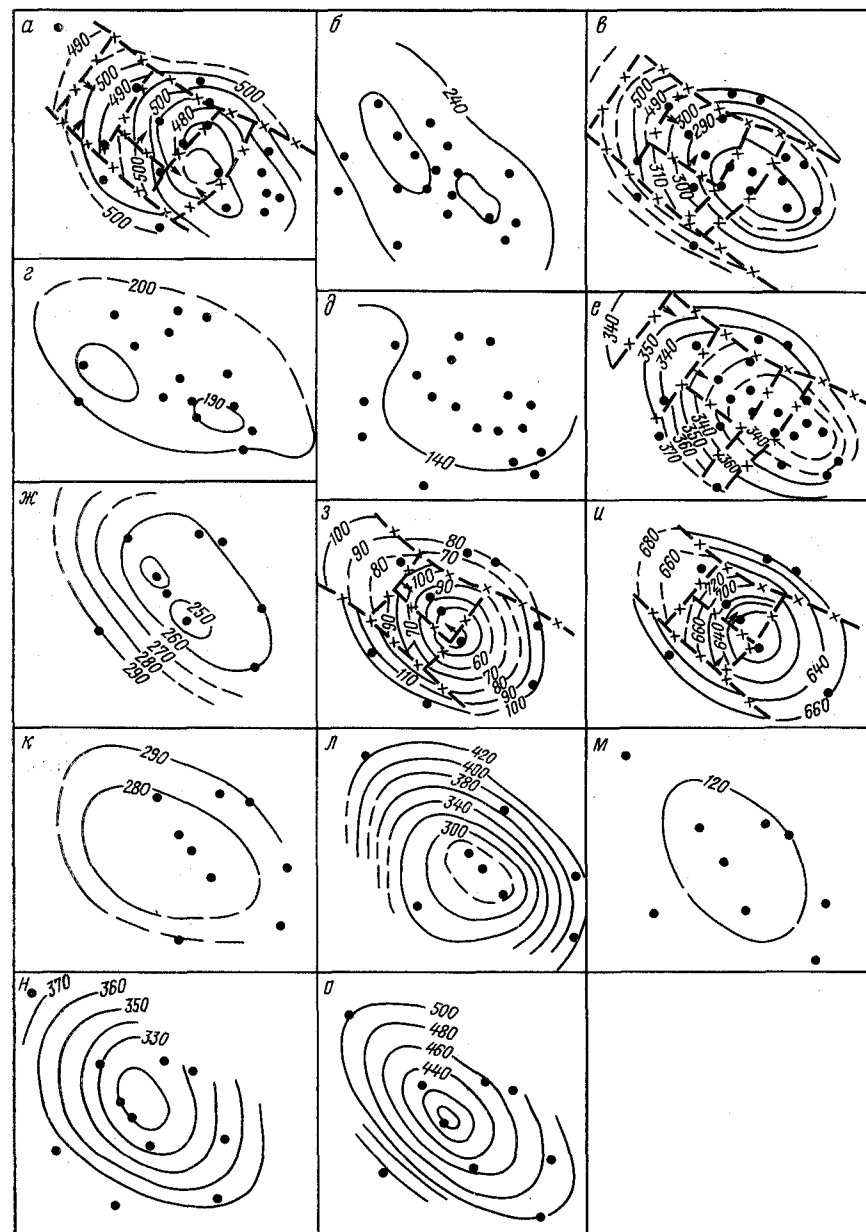


Рис. 21. Карты изопахит Бельской структуры

а — между подошвой киевской свиты палеогена и репером в сантоне; б — сантона — турона; в — сеномана — кимериджа (до репера); г — кимериджа — оксфорда; д — келловая — байоса (до репера); е — байоса — триаса; ж — верхняя перми; з — славянской и никитовской свит нижней перми; и — между подошвой никитовской свиты и репером М-9 (московский ярус); к — между репером М-9 и кровлей башкирского яруса; л — верхнебашкирского подъяруса; м — нижнебашкирского подъяруса; н — намюрского яруса; о — верхневизейского подъяруса (неполная мощность)

нако достоверно установить это из-за небольшого числа скважин не представляется возможным. На карте изопахит, составленной по данным сейсморазведки между отражающими горизонтами в подошве башкирского и кровле московского яруса (структурные построения Р. И. Андреевой и др.), отмечается формирование поднятия и сбросов.

В позднем карбоне и в предникитовское время, а также в ранней перми и предпозднепермский перерыв развитие Бельской структуры продолжалось. Прирост неполной амплитуды поднятия за эти этапы составил соответственно 80 и 40 м. Происходило осложнение его сбросами с образованием сводового грабена.

В дальнейшем в поздней перми и мезозое — кайнозое структура формировалась непрерывно. Отмечено, что при осадконакоплении она росла менее интенсивно, чем в предъюрский, предмеловой и предпалеогеновый перерывы. Во время этих перерывов структура осложнялась также сбросами, в то время как при осадконакоплении в мезозое они не проявлялись. Общий прирост неполной амплитуды поднятия в мезозое — кайнозое составил 150—200 м.

Таким образом, Бельская структура, начиная с раннекаменноугольной эпохи, формировалась непрерывно без заметных явлений расформирования или других перестроек структурного плана. Наиболее интенсивно она росла в каменноугольное время.

К Бельскому поднятию приурочено многопластовое нефтегазовое месторождение. Залежи газа выявлены в отложениях нижнего карбона, триаса и юры; нефтегазовый горизонт установлен в низах триаса. Все залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные. Высота их в образованиях мезозоя до 65 м, в карбоне — предположительно 350—400 м. Ловушки каменноугольных залежей древние, сформировавшиеся в основном в палеозое. Темп нарастания амплитуды сводовых ловушек характеризуется следующими данными. По верхневизейскому реперу современная неполная амплитуда поднятия (по северо-западной периклинали) составляет 530 м, в прошлые эпохи она составляла: в предпозднекаменноугольное время—46%, в предникитовское — 66%, в предпозднепермское — 78%, в предъюрское — 88%, в предмеловое — 92% и в предпалеогеновое — 99% современной величины.

Солоховская и Опошнянская структуры являются составными элементами крупного Солоховско-Диканьского вала. По каменноугольным образованиям Солоховское поднятие имеет запад-северо-западное простирание, размеры его 22×10 км, амплитуда 1000 м. Опошнянское поднятие имеет север-северо-западное простирание, размеры 10×4 км, амплитуда 300 м. При этом Солоховская структура нарушена довольно густой сетью сбросов, многочисленные подсечения которых

в скважинах приурочены к каменноугольным, верхнепермским и мезозойским отложениям. Сбросы образуют типичный для солянокупольных структур сводовый грабен. Опошнянское поднятие в меньшей степени осложнено разрывными нарушениями.

В мезозойском структурном этаже Солоховское поднятие становится более пологим (амплитуда по подошве верхней перми составляет 200 м), однако сохраняет основные черты своего строения и нарушенность сбросами. Наблюдается также незначительное смещение свода структуры с глубиной в северо-западном направлении. Опошнянское поднятие в мезозойских отложениях не выражено — на его месте расположена юго-восточная периклинали Солоховской складки. По подошве верхнепермских образований Опошнянское и Матвеевское поднятия выражены в виде единой складки север-северо-западного простирания. Западная периклинали Солоховского поднятия осложнена Бакейским соляным штоком с предверхнепермским уровнем залегания соли.

Историю формирования рассматриваемых структур можно проследить по данным бурения и сейсморазведки с раннекаменноугольной эпохи (рис. 22). В поздневизейский, намюрский, башкирский и московский века происходил интенсивный конседиментационный рост Солоховского и Опошнянского поднятий, причем первое имело субширотную ориентировку, а второе — север-северо-западную. Западная периклинали Солоховской структуры отделялась от остальной части поперечным конседиментационным сбросом, сходным с таковым на Погарщинской и Рыбальской структурах. Кроме того, не исключено проявление здесь в период осадконакопления в карбоне и других конседиментационных сбросов, о чем свидетельствует наличие более мелких аномалий мощности. Прирост неполной амплитуды Опошнянского поднятия составил за поздневизейское время 60 м, за намюрское — 80 м, за раннебашкирское — 25 м, за позднебашкирско-московское — 120 м, а Солоховского — соответственно 50, 50, 20 и 100 м.

Между Солоховской и Опошнянской структурами в карбоне, вероятно, формировался конседиментационный сброс, о чем косвенно свидетельствует наличие большого градиента мощности на границе площадей. Характерно также, что в период осадконакопления, за исключением позднего визе, Опошнянское поднятие располагалось гипсометрически выше Солоховского.

Суммарный эффект конседиментационного и постседиментационного развития структурных форм в позднем карбоне и ранней перми отражен на карте изопахит между репером М-9 и подошвой верхней перми. В это время формировались Солоховская и Опошнянская структуры, осложнявшиеся сбросами. Прирост неполной амплитуды их составлял по 100—150 м. Свод Опошнянского поднятия в предпозднепермскую эпоху сместился в юго-западном направлении относительно более древнего.

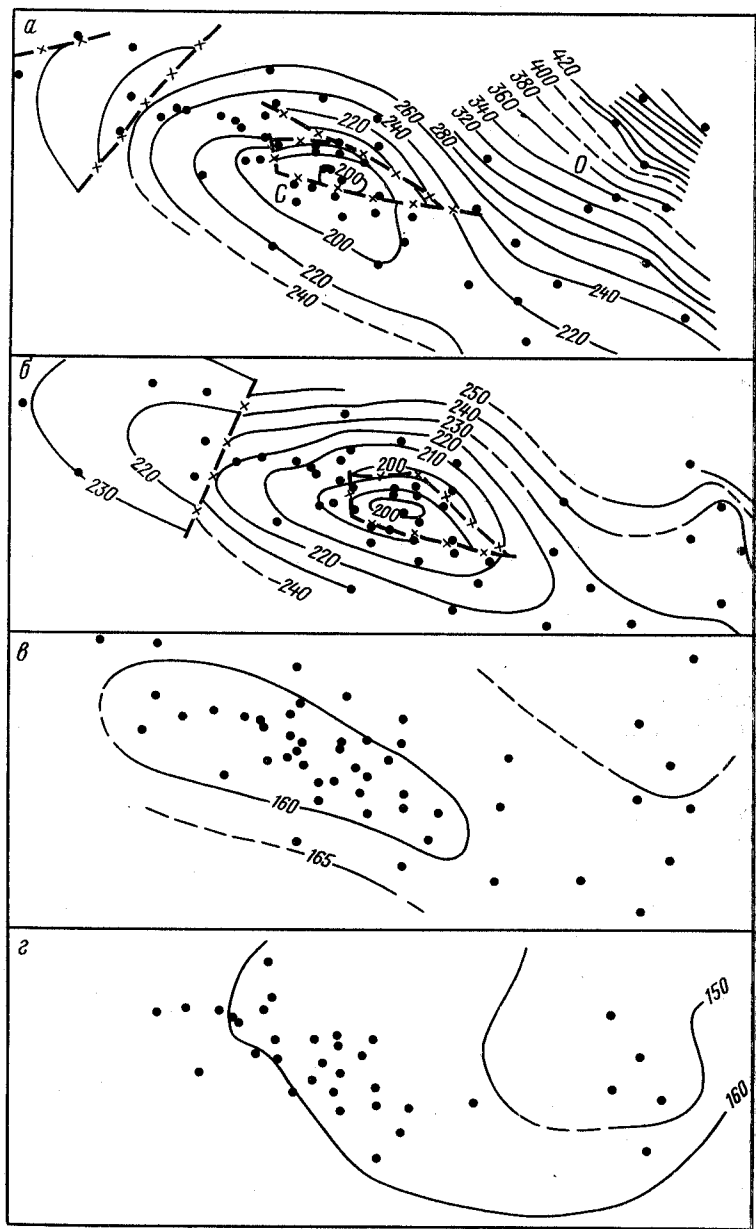
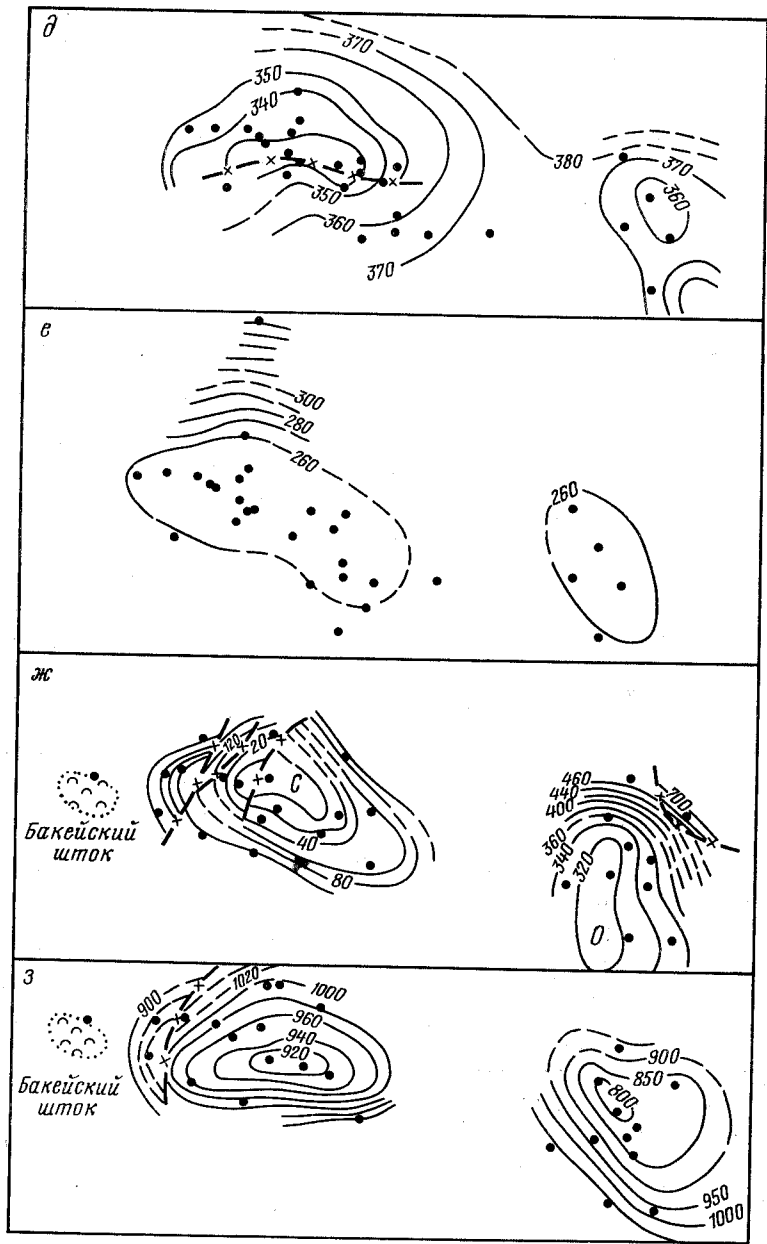


Рис. 22. Карты изопакит Солоховской (С) и Опошнянской (О) структур
 а — между подошвой киевской свиты палеогена и кровлей сеномана; б — сеномана — кимериджа (до репера); в — кимериджа — оксфорда; г — келловая — байоса (до репера);



д — байоса — триаса; е — верхней перми; ж — между подошвой верхней перми и репером М-9 (московский ярус); з — между репером М-9 и кровлей нижнебашкирского подъяруса;

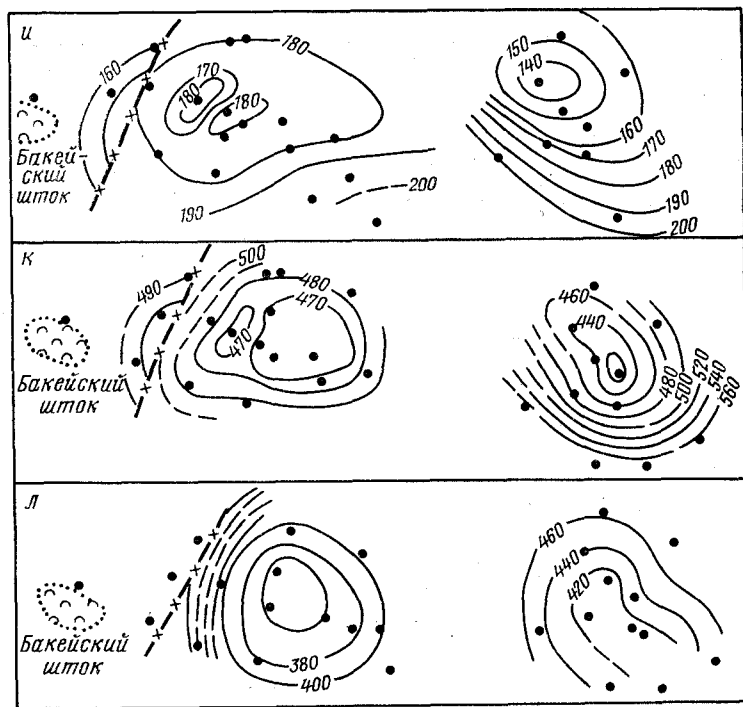


Рис. 22. Карты изопахит Солоховской (С) и Опошняянской (О) структур
 и — нижнебашкирского подъяруса; к — намюрского яруса; л — верхневизейского подъяруса (неполная мощность)

В предпозднепермский перерыв произошло также относительное изменение гипсометрии структур относительно друг друга: Солоховское поднятие по кровле московского яруса стало выше Опошняянского на 300 м.

В поздней перми, триасе и ранней юре со сравнительно небольшой интенсивностью формировались оба поднятия. Бакейский шток испытывал прогибание — в его пределах развивалась воронка проседания, заполненная верхнепермскими и нижнеюрскими отложениями. Это явление характерно для многих предверхнепермских соляных штоков Днепровско-Донецкой впадины. В байос-келловейское время Солоховская и Опошняянская структуры не обособливались в отдельные поднятия, хотя рост всего Солоховско-Диканьского вала продолжался, правда, с небольшой интенсивностью. В оксфорде слабо формировалось только Солоховское поднятие. В предмеловой и предпалеогеновый перерывы усилился постседиментационный рост Солоховской структуры вместе с осложняющими ее сбросами, а приросты неполной амплитуды ее в эти два этапа составили по 40—50 м. Опошняянская структура с юрского периода как самостоя-

тельное поднятие уже не проявлялась, превратившись в погребенное поднятие. Больше того, вследствие увеличения мощностей в направлении с юга на север в предпалеогеновое время амплитуда его уменьшилась по юго-западному крылу и южной периклинали по меньшей мере на 150—200 м и таким образом частично расформировалась антиклинальная складка. Как видим, история развития Солоховского и Опошняянского поднятий характеризуется сходством в палеозое и различиями в мезозое — кайнозое. При этом Опошняянская структура полностью завершила свое развитие в палеозое, а Солоховская сформировалась в значительной степени. Различия между рассматриваемыми соседними поднятиями обусловлены большей ролью соляного тектогенеза в образовании Солоховской структуры, вследствие чего последняя в периоды крупных перерывов в мезозое испытала довольно значительный рост и осложнялась сетью разрывных нарушений.

К рассматриваемым структурам приурочены многопластовые месторождения газа и нефти. В пределах Опошняянского поднятия залежи газа выявлены в отложениях визейского, намюрского и башкирского ярусов, а залежи нефти — в намюрском ярусе. Ловушки древнейшие. Так, по кровле верхневизейского подъяруса амплитуда поднятия составляла к началу среднего карбона 30%, к предпозднебашкирскому времени — 40%, к предмосковскому — 90%, к началу позднего карбона — 115%, к предпозднепермскому времени — 117% современной величины. В конце мезозоя и кайнозое амплитуда Опошняянского поднятия уменьшилась до современной величины.

На Солоховском месторождении установлена газоносность юрских, намюрских и верхневизейских отложений. Сводные ловушки в визейских отложениях древние. Увеличение амплитуды по кровле верхневизейского подъяруса характеризуется следующими данными: к предбашкирскому времени амплитуда составляла 12%, к предпозднекаменноугольному — 50%, к предтриасовому — 80% современной ее величины. Эти данные свидетельствуют о том, что уже к концу палеозоя на Солоховской и Опошняянской площадях существовали благоприятные палеоструктурные условия для формирования известных там залежей углеводородов.

Суходоловская структура по отложениям нижнего карбона представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания с размерами 6×4 км и с амплитудой не менее 300 м. С юго-запада она ограничена Малоперещепинским соляным штоком. Свод структуры по кровле верхневизейских образований расположен между скв. 1 и 3, а вверх по разрезу он смещается к югу. При этом в пределах каменноугольной толщи структура выполаживается в более молодых отложениях вследствие уменьшения амплитуды южного крыла. Так, по кровле верхнего визе неполная амплитуда его (между

скв. 1 и 4) составляет 320 м, по кровле намюра—220 м, по кровле башкирского яруса—40 м. Вышележащие отложения, начиная примерно от середины московского яруса и выше, залегают моноκлиально. Таким образом, Суходоловское поднятие является погребенным. Характерно, что затухание его происходит не на границе крупного стратиграфического несогласия, как это ранее установлено для многих погребенных структур Днепровско-Донецкой впадины, а в пределах бесперерывной части разреза карбона—внутри отложений московского яруса. По верхнему карбону и кровле московского яруса поднятие не выражено. Это новый и весьма характерный для региона тип несоответствия структурных планов—несоответствие внутри одного структурного этажа.

Историю формирования Суходоловской структуры можно проследить по данным бурения с раннекаменноугольной эпохи (рис. 23). В намюрский, башкирский и московский века в периоды осадконакопления происходил интенсивный конседиментационный рост поднятия. Оно устойчиво (унаследованно) формировалось во все века каменноугольного периода, так что сводовая часть все время располагалась на участке скв. 3 или северо-западнее, т. е. севернее, чем в современном структурном плане по соответствующим отложениям. Прирост неполной амплитуды поднятия (по южному крылу между скв. 3 и 4) составил: в намюре—180 м, в раннем башкире—183 м, в позднем башкире—197 м, в московском веке—185 м. Общий прирост амплитуды за это время равен 745 м.

Принципиальная перестройка структурного плана на Суходоловской площади произошла в ранней перми, вероятнее всего в предпозднепермский перерыв. В это время здесь формировалась крутая моноκлиаль (флексура), воздымавшаяся в юго-западном направлении. Уменьшение в этом направлении мощности отложений верхнего карбона происходит исключительно вследствие размыва их верхней части во время регионального подъема территории в предпозднепермский перерыв. В самой южной части площади данные отложения выклиниваются полностью. В то же время изменение мощности нижней бесперерывной части разреза верхнекаменноугольных образований аналогично таковому более древних отложений карбона и свидетельствует о том, что конседиментационный рост Суходоловского поднятия происходил также в позднем карбоне.

В позднепермское, триасовое, юрское, меловое и кайнозойское время на рассматриваемой площади формировалась моноκлиаль, аналогичная той, которая возникла в предпозднепермский этап развития. Образование моноκлиали привело к частичному расформированию ранее возникшего поднятия и к смещению свода его к югу. Интенсивность расформировывающих процессов по кровле верхневизейского подъяруса характеризуется следующими данными. Прирост неполной амплитуды

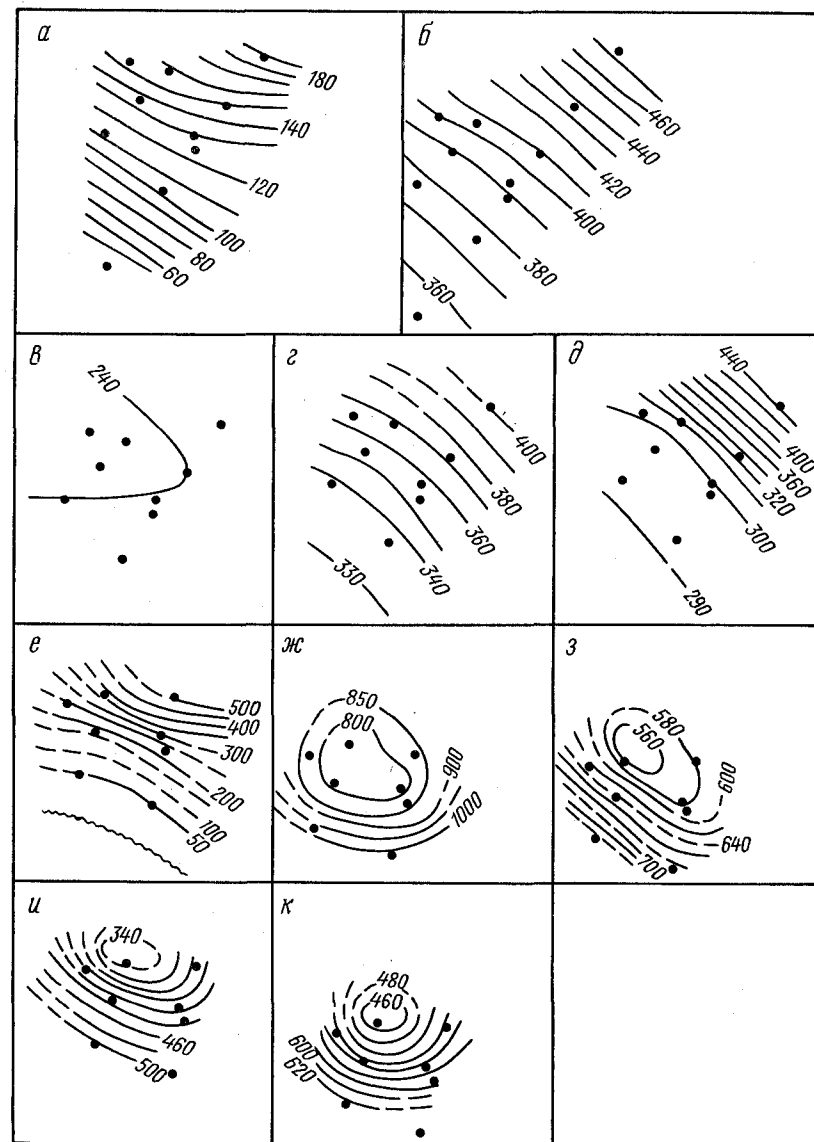


Рис. 23. Карты изопакит Суходоловской структуры
а — между подошвой киевской свиты палеогена и кровлей сеномана; б — сеномана — оксфорда; в — келловая — байоса (до репера); г — байоса — триаса; д — верхней перми; е — верхнего карбона; жс — московского яруса; з — верхнебашкирского подъяруса; и — нижнебашкирского подъяруса; к — намюрского яруса

ды структуры (между скв. 1 и 4) за намюр-московское время составляет 460 м, т. е. больше современной величины перегиба пород (320 м) по подошве намюра на 140 м (30%). Последняя цифра и является величиной, на которую уменьшилась амплитуда Суходоловского поднятия по кровле верхневизейских отложений в послекамменноугольное время. По более молодым отложениям карбона интенсивность расформирующихся процессов возрастает, а по образованиям верхов московского яруса и верхнего карбона поднятие расформировалось полностью.

К Суходоловскому поднятию приурочено многопластовое нефтегазовое месторождение. Промышленные залежи газа и нефти установлены в отложениях башкирского и намюрского ярусов. Залежи пластовые сводовые.

Сводовые ловушки на Суходоловском месторождении весьма древние. Так, по подошве башкирского яруса (вблизи которой залегают продуктивные горизонты) амплитуда поднятия составляла к предмосковскому времени 82%, к предпозднекаменноугольному — 166%, к предпозднепермскому — 118%, к предюрскому — 113%, к предпалеогеновому — 101% современной величины. По кровле верхневизейского подъяруса она составляла к предбашкирскому времени 31%, к предмосковскому — 86%, к предпозднекарбонному — 147%, к предпозднепермскому — 117%, к предюрскому — 111%, к предпалеогеновому — 100% современной величины. Таким образом, в послекамменноугольное время амплитуды (и соответственно объем) ловушки на Суходоловской структуре уменьшились более чем в 1,5 раза по сравнению с таковыми, существовавшими к концу московского века.

Октябрьская структура в виде замкнутого поднятия проявляется только в отложениях мезозоя и по среднекаменноугольным образованиям. Палеогеновые образования на площади залегают моноклиналино с падением к северо-востоку. Ниже в отложениях мела и юры развита антиклинальная складка северо-западного простирания с размерами $25 \div 30 \times 8 \div 10$ км. Северо-восточное крыло ее более крутое ($3-4^\circ$), юго-западное — пологое ($1-1,5^\circ$), амплитуда по подошве оксфордского яруса составляет 50—100 м. С глубиной амплитуда юго-западного крыла уменьшается, однако замкнутое поднятие сохраняется вплоть до подошвы верхней перми без заметного смещения свода, расположенного по линии скв. 8 и 2. По нижнепермским отложениям поднятие на Октябрьской площади отсутствует — имеется структурный выступ, круто погружающийся в сторону осевой части впадины. Глубже в среднем карбоне оно снова появляется, однако свод его смещен к западу на 3 км относительно мезозойского. Поднятие резко асимметрично: наклон северо-восточного крыла $12-18^\circ$, а юго-западного — $1^\circ 30'$. Минимальная амплитуда его (по юго-западному крылу) равна 30—50 м. По отложениям нижнего карбона антиклиналь-

ная складка не выражена. Такое непостоянство строения площади по различным горизонтам обусловлено сложностью тектонических процессов, проявившихся на данном участке.

Историю формирования Октябрьской структуры можно проследить по данным сейсморазведки и бурения с каменноугольного периода. На протяжении длительного осадконакопления и ранне-вторичных перерывов в карбоне на площади развивалась моноклираль, осложненная структурным выступом. Поднятие четко проявляется на карте изопакит между отражающими горизонтами IV_{Г1} и Vб, характеризующей изменение суммарной мощности отложений московского яруса, верхнего карбона и картамышской свиты нижней перми. По морфологии палеоподнятия похоже на структуру по отражающему горизонту Vб в современном структурном плане. Минимальная палеоамплитуда его составляет 60 м по юго-западному крылу. По другим направлениям она значительно больше. Охарактеризованное поднятие, вероятно, образовалось постседиментационно в предраннепермский перерыв и не формировалось в каменноугольном периоде.

В раннепермское время и предпозднепермский перерыв на Октябрьской площади развивалась терраса, в северо-восточной части переходящая во флексуру.

Охарактеризованная по данным сейсморазведки история формирования Октябрьской структуры в палеозое подтверждается также данными бурения. Так, по профилю вкрест простирания поднятия (табл. 11) мощности отложений среднего карбона практически не изменяются, мощности отложений всех трех свит верхнего карбона уменьшаются от оси впадины к борту, не реагируя на локальную структуру. И лишь мощность картамышской свиты существенно увеличивается от свода

Таблица 11

Мощности палеозойских отложений (в м) в пределах Октябрьской структуры

Стратиграфические интервалы разреза	Юго-западное крыло, скв. 17	Свод, скв. 9	Северо-восточное крыло, скв. 6
Между подошвой верхней перми и репером в славянской свите нижней перми	33	37	107
Между репером в славянской свите и подошвой никитовской свиты	153	166	175
Картамышская свита нижней перми	339	244	293
Свита C ₃ ³	220	241	253
Свита C ₃ ²	214	223	248
Свита C ₃ ¹	161	186	212
Средний карбон (неполная мощность)	923	916	—

к крыльям, причем происходит это вследствие размыва отложений в предникитовский или предмелиховский перерывы (точнее установить невозможно вследствие затруднения в корреляции в этой части разрезов скважин). Мощности бесперерывной части разреза хемогенных образований нижней перми, а также затронутых предпозднепермским несогласием уменьшаются в направлении с северо-востока на юго-запад, не реагируя на локальное поднятие.

В позднепермское и триасовое время рассматриваемое поднятие испытывало небольшое развитие с приростом амплитуды 20—30 м, прекратившееся в юре. Возобновился рост структуры постседиментационно в предмеловой и предпалеогеновый перерывы. При этом наиболее интенсивно она формировалась в предпалеогеновое время, когда в своде были полностью размывты верхнемеловые отложения, сохранившиеся на крыльях.

Таким образом, Октябрьская структура развивалась только постседиментационно в предраннепермский, предмеловой, предпалеогеновый и в незначительной степени в предтриасовый и предъюрский перерывы. При этом характерно, что замкнутое поднятие, возникшее в предраннепермское время по башкирским, московским и верхнекарбовым отложениям¹, позднее, к предпозднепермскому времени, расформировалось вследствие раскрытия юго-западного крыла. Не было замкнутой структуры также в течение всей поздней перми, триаса, юры и мела. Поднятие вновь возникло только в предпалеогеновое время, когда окончательно и сформировалось в современном виде.

Таким образом, по среднекаменноугольным отложениям оно является вторично сформированной структурой: первый раз возникло в предраннепермское время, затем расформировалось и второй раз замкнулось в предпалеогеновое время.

Западно-Крестиченская структура по верхнепалеозойским отложениям (нижняя пермь и карбон) представляет собой крупную брахиантиклинальную складку с амплитудой 500—800 м, осложненную в своде и на восточной периклинали Крестиченским соляным штоком.

Историю формирования поднятия можно проследить с ранней перми (рис. 24). Во время отложения хемогенной толщи происходил значительный конседиментационный рост структуры, о чем свидетельствует четкое уменьшение к своду мощностей всех горизонтов никитовской и славянской свит. Характерно, что в общем одинаково изменяются мощности как соленосных частей горизонтов, так и преимущественно бессолевых. Не наблюдается увеличения мощности соляных пластов нижней перми вблизи Крестиченского соляного штока. Это свидетельству-

¹ По отложениям нижнего карбона поднятие в это время не образовалось, так как амплитуда юго-западного перегиба была меньшей ранее возникшего наклона пород в противоположном северо-восточном направлении.

ет о том, что в штокообразовании принимала участие только девонская соль. В предпозднепермское время постседиментационно росли Западно-Крестиченская структура и осложняющие ее сбросы. Два сброса образуют продольный сводовый грабен. В поздней перми и мезозое Западно-Крестиченская структура испытывала конседиментационный и постседиментационный рост, а осложняющие ее продольные сбросы формировались лишь постседиментационно в предмеловое и предпалеогеновое время. Сбросы подсечены только в образованиях мезозоя с амплитудами от нескольких десятков до нескольких сотен метров.

В верхнекаменноугольных и нижнепермских отложениях Западно-Крестиченской структуры разведано газовое месторождение. История формирования антиклинальной ловушки характеризуется следующими данными: ее амплитуда по подошве никитовской свиты к предпозднепермскому времени составляла 31%, к предъюрскому — 85%, к предмеловому — 60%, к предпалеогеновому — 100% современной величины.

Мелиховская структура расположена между Парасковейским и Восточно-Медведовским штоками. Структура погребенная: по отложениям нижней перми она представляет собой брахиантиклинальную складку с амплитудой 500 м и с размерами 8×5 км, которая по мезозойским отложениям не выражена.

Мелиховское поднятие формировалось конседиментационно в никитовское и славянское время (рис. 25) и постседиментационно — в предпозднепермское. Правда, вследствие недостаточной изученности бурением приштоковых участков замыкания западной и восточной периклиналей его в отдельные отрезки времени не выяснено. В поздней перми и мезозое по отложениям этого комплекса осадков формировались Восточно-Медведовский и Парасковейский соляные купола, а на участке Мелиховского поднятия — межкупольный прогиб, который в предмеловой и предпалеогеновый перерывы осложнялся сбросами. Последние подсечены в скв. 1 и 6 в отложениях юры; развивались они исключительно постседиментационно.

К Мелиховской структуре в образованиях нижней перми и верхнего карбона приурочено газовое месторождение. Амплитуда ловушки его (по подошве никитовской свиты) к предраннепермскому времени составляла 53%, к предъюрскому — 62%, к предмеловому — 68%, к предпалеогеновому — 94% современной величины.

Новоефремовская структура является составной частью Ефремовско-Алексеевского вала. По верхнепалеозойскому структурному плану она представляет собой брахиантиклинальную складку с размерами 11×9 км и с амплитудой 1200 м, осложненную на востоке Ефремовским, а на западе — Западно-Ефремовским штоками. По мезозойскому плану не выражена.

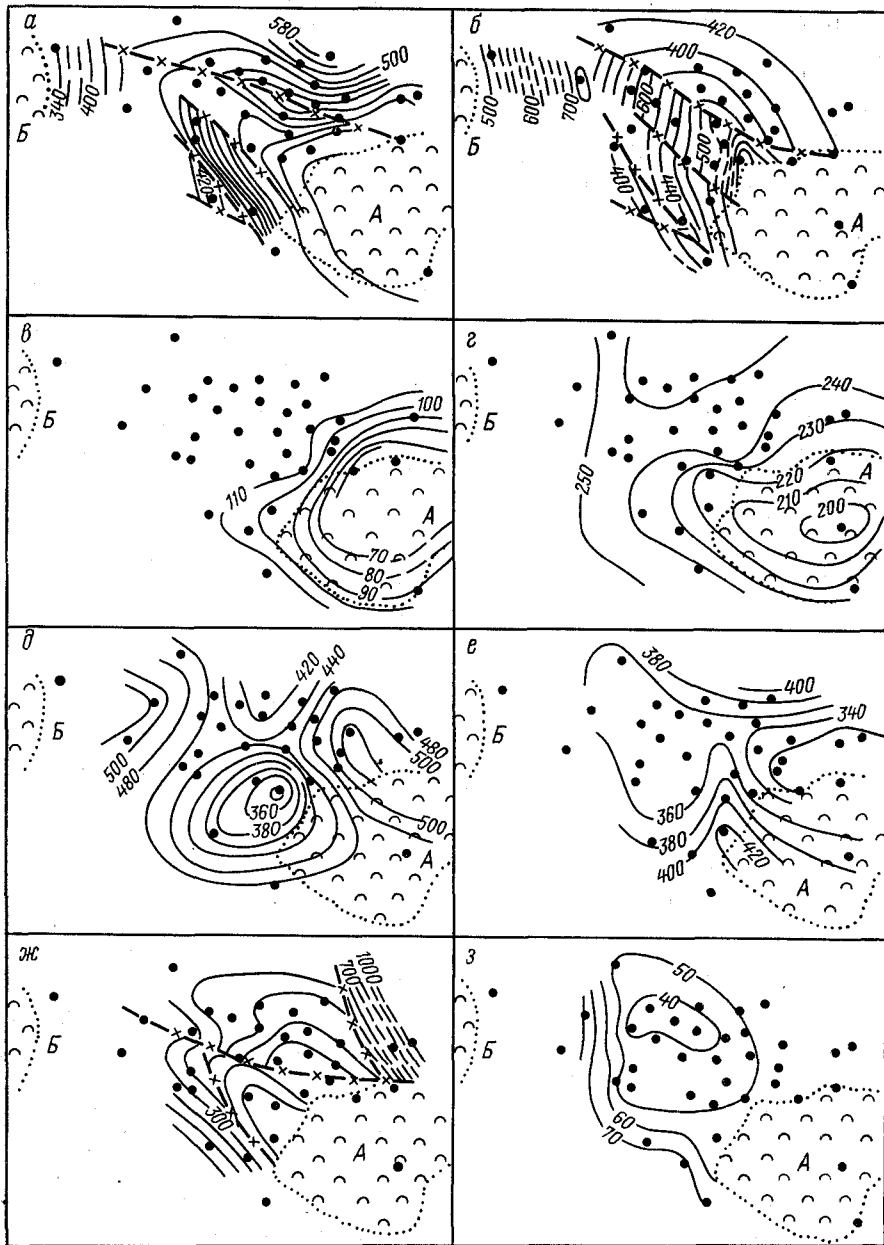
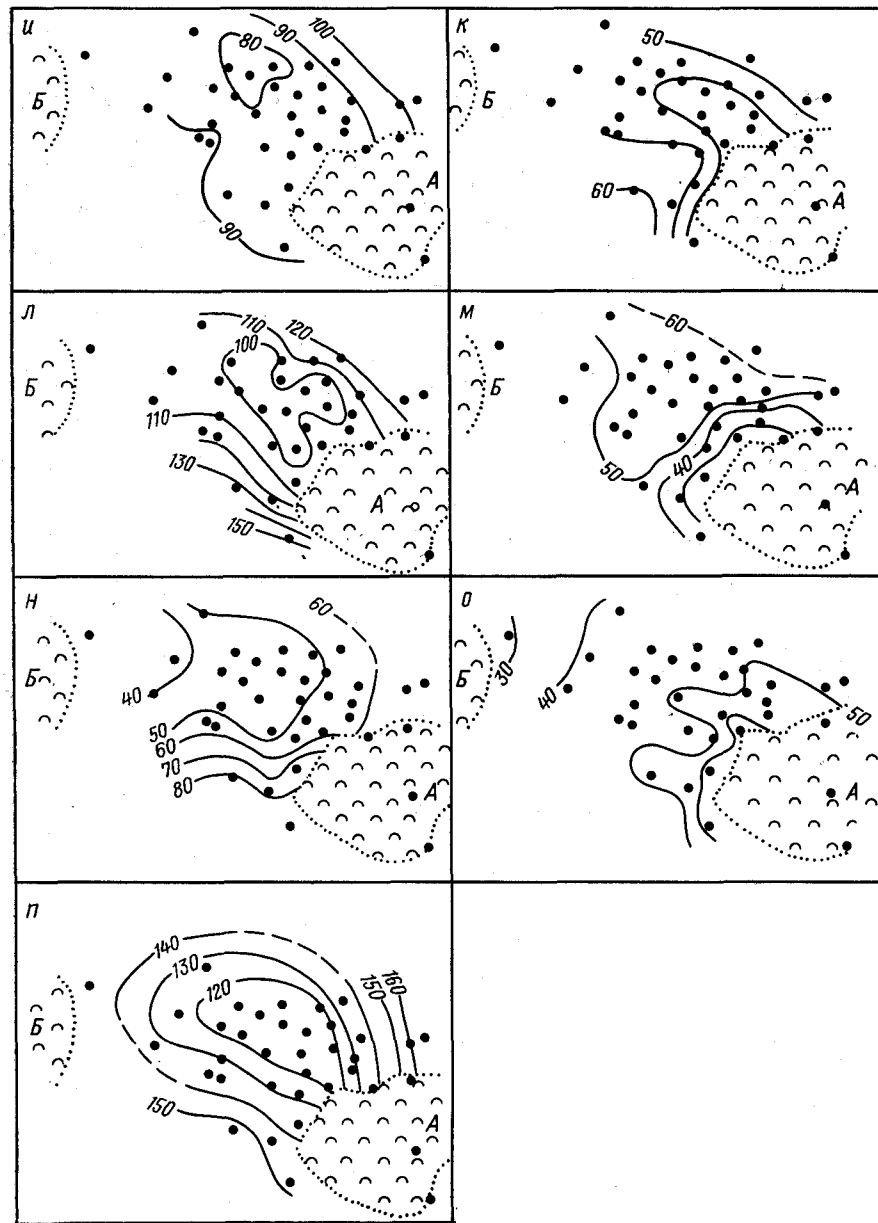


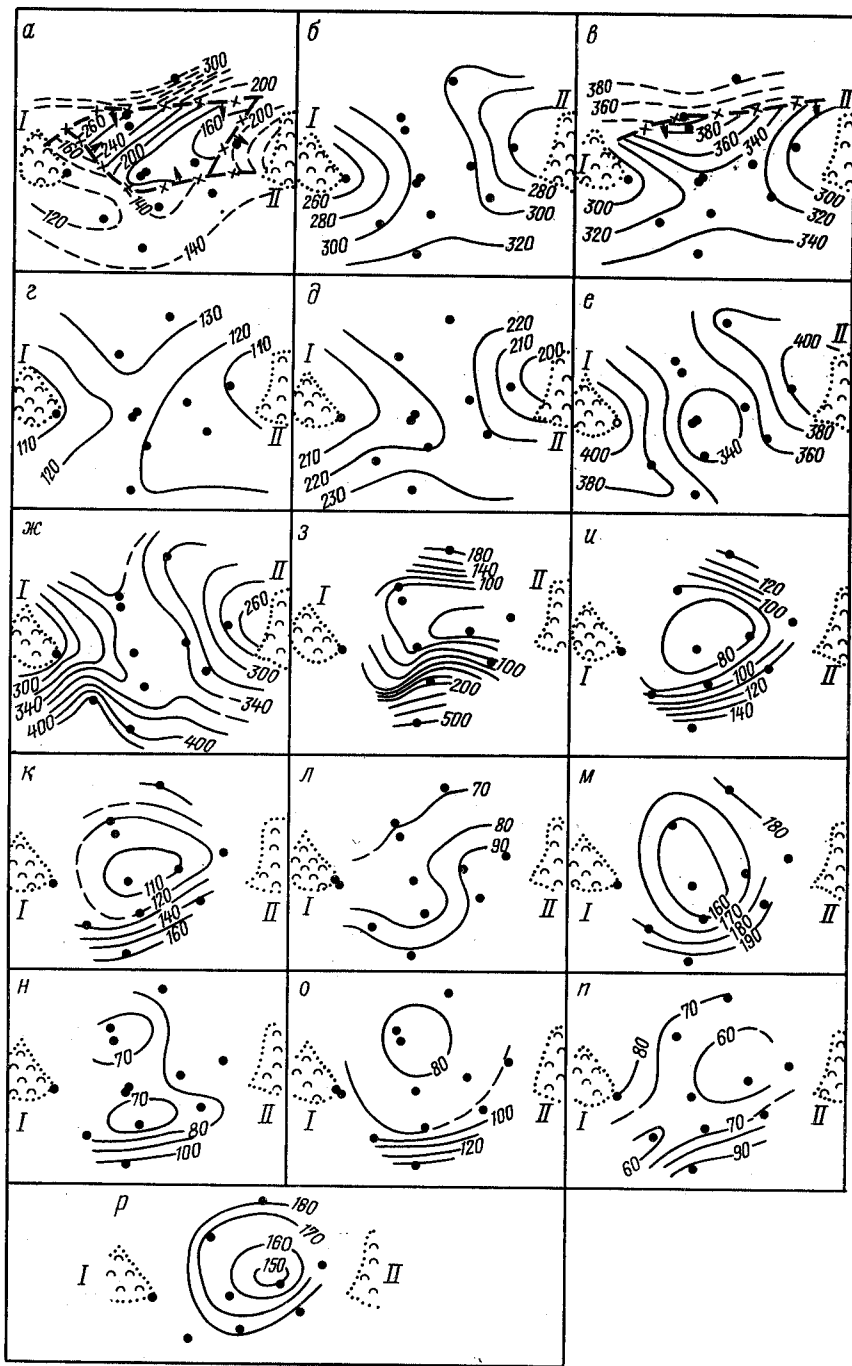
Рис. 24. Карты изопахит Западно-Крестиченской структуры

a — между подошвой киевской свиты и кровлей сеномана; *б* — сеномана — кимериджа (до репера); *в* — кимериджа — оксфорда; *г* — келловея — байоса (до репера); *д* — байоса — триаса; *е* — верхней перми; *ж* — между подошвой верхней перми и подошвой крас-



носельского горизонта; *з* — надбрянцевского горизонта; *и* — брянцевского горизонта; *к* — верхнеподбрянцевского горизонта; *л* — нижнеподбрянцевского горизонта; *м* — верхнетюрского горизонта; *н* — нижнетюрского горизонта; *о* — верхнесвятоторского горизонта; *п* — нижнесвятоторского горизонта.

Соляные штоки: *A* — Крестиченский; *Б* — Белуховский



История формирования Новоефремовской структуры может быть прослежена с ранней перми (рис. 26). Во время отложения никитовской и славянской свит происходил конседиментационный рост ее: мощность отложений преимущественно бессолевых нижних частей святогорского, торского, подбрянцевского и брянцевского горизонтов уменьшается от крыльев к своду поднятия, расположенному в районе скв. 5, 50, 108. Тогда же формировалось и восточное замыкание структуры. Распределение по площади и мощности солевых горизонтов имеет примерно такой же вид, как и описанных выше бессолевых. Однако здесь наблюдаются небольшие локальные аномалии величиной 5—15 м и не увеличивается мощность отложений в самой восточной приштоковой скв. 21, что можно объяснить вторичными изменениями в результате подвижек по сбросам и движений около штока в более позднее время. Не совсем понятным пока остается значительное (почти в 2 раза) увеличение мощности образований верхнесвятогорского подгоризонта, торского горизонта и нижнеподбрянцевского подгоризонта в скв. 9 на северном крыле структуры.

В предпозднепермское время происходил постседиментационный рост Новоефремовского поднятия, о чем свидетельствует отсутствие в своде и появление на крыльях отложений красносельского горизонта и краматорской свиты. Формированию западной и восточной периклиналей поднятия способствовало их компенсационное прогибание вследствие оттока девонской соли и образования приштоковых грабен. В мезозое на месте девонских штоков интенсивно росли Ефремовский и Западно-Ефремовский соляные купола, а Новоефремовское поднятие не проявлялось, за исключением раннеюрской эпохи, когда оно обособливалось от штоков. По нижнепермским отложениям Новоефремовское поднятие продолжало формироваться и в мезозое.

На рассматриваемой площади развито значительное количество сбросов. По данным сейсморазведки нижнепермские отложения нарушены кольцевым сбросом, по которому Новоефремовское поднятие приподнято в виде горста. Подсечения сбросов зафиксированы в образованиях нижней перми в скв. 108 на глубине 2020 м с амплитудой 80 м и на глубине 2035 м с амплитудой около 200 м, в отложениях мезозоя в скв. 1 на глубине 760 м с амплитудой 40 м, в скв. 5 — на глубине 900 м

Рис. 25. Карты изопхит Мелиховской структуры

а — между подошвой киевской свиты и репером в сантоне; б — сантона — сеномана; в — сеномана — кимериджа; г — кимериджа — оксфорда; д — оксфорда — байоса (до репера); е — байоса — триаса; ж — верхней перми; з — между подошвой верхней перми и кровлей нижнекрасносельского горизонта; и — нижнекрасносельского горизонта и надбрянцевского горизонта; к — брянцевского горизонта; л — верхнеподбрянцевского горизонта; м — нижнеподбрянцевского горизонта; н — верхнеторского горизонта; о — нижнеторского горизонта; п — верхнесвятогорского горизонта; р — нижнесвятогорского горизонта.
Соляные штоки: I — Восточно-Медведовский; II — Парасковейский

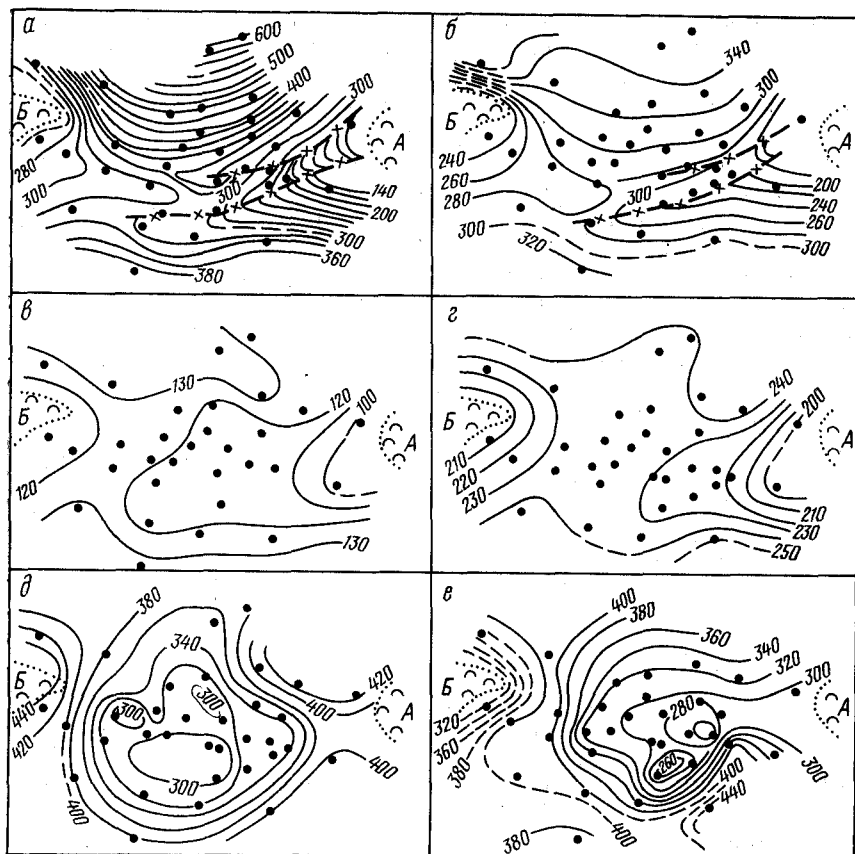
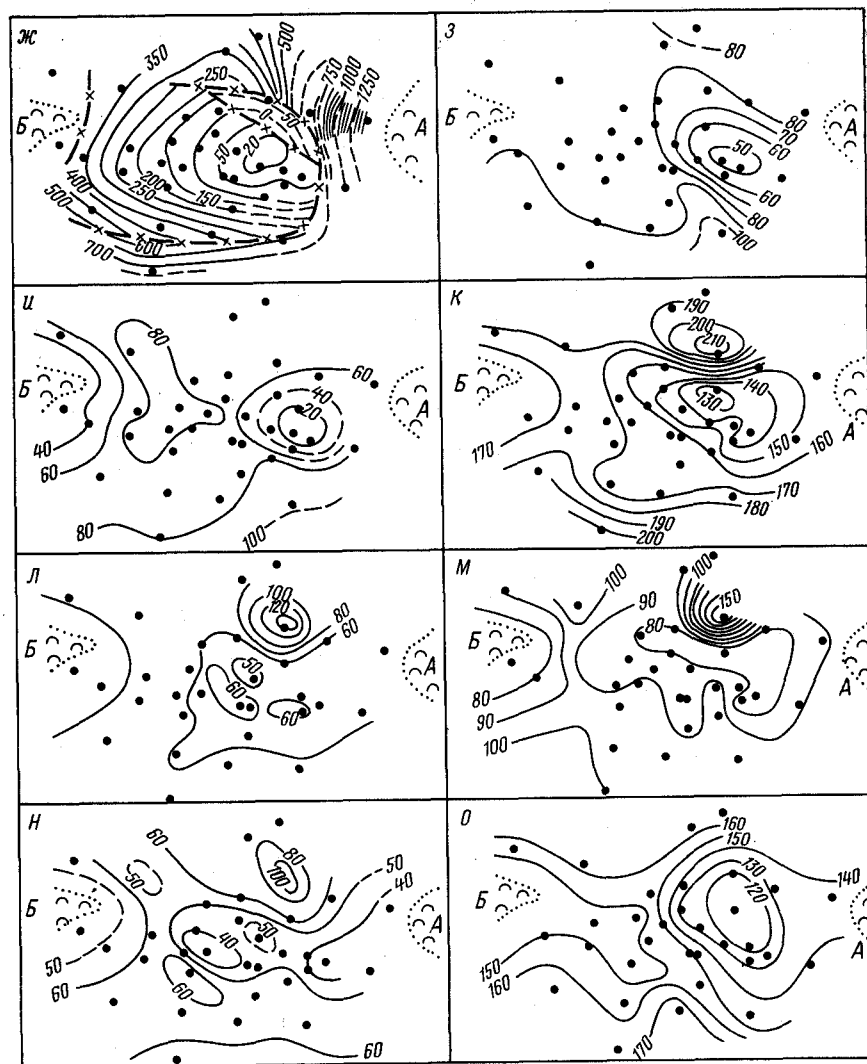


Рис. 26. Карты изопакит Ново-Ефремовской структуры

а — между подошвой киевской свиты и кровлей сеномана; б — сеномана — кимериджа (до репера); в — кимериджа — оксфорда; г — келловеев — байоса (до репера); д — байоса — триаса; е — верхней перми; ж — между подошвой верхней перми и кровлей нижнебрянцевского горизонта; з — нижнебрянцевского горизонта; и — верхнеподбрянцевского горизонта; к — нижнеподбрянцевского горизонта; л — верхнеторского горизонта; м — нижнеторского горизонта; н — верхнесвятогорского горизонта; о — нижнесвятогорского горизонта.

Соляные штоки: А — Ефремовский, Б — Западно-Ефремовский

с амплитудой 90 м, в скв. 50 — на глубине 440 м с амплитудой 50 м, в скв. 102 на глубине 630 м с амплитудой 60 м. Полученные данные свидетельствуют о том, что в отложениях верхнепалеозойского и мезозойского структурных этажей имеются разные системы сбросов, каждая со своей историей развития. В предподнеперское время постседиментационно формировался кольцевой сброс и небольшой сброс, проходящий через скв. 108. В предмеловой и предпалеогеновый перерывы в сводовой части Новоефремовской структуры постседиментационно



развивались два продольных сброса, образующих грабен по мезозойским и верхнепермским образованиям. Во время осадконакопления в мезозое эти сбросы не росли.

История развития Новоефремовского поднятия была подробно рассмотрена в работе В. И. Китыка и др. [25], где сделан вывод о том, что оно в каменноугольных и подсолевых нижнепермских отложениях сформировалось только после образования верхнепермских и мезозойских осадков, т. е. образовалось постседиментационно во время предпалеогенового пере-

рыва. Этот вывод противоречит фактическому материалу — достоверно установленному уменьшению к своду мощностей бесперерывных интервалов разреза нижней перми. Последнее В. И. Китык с соавторами пытаются объяснить оттоком нижепермской соли в направлении Ефремовского и в меньшей мере Западно-Ефремовского куполов, а также на крыльях Новоефремовского поднятия. Однако к своду этого поднятия уменьшаются не только и не столько мощности соляных пластов, сколько мощности бессолевых нижних частей святогорского, торского, подбрянцевского и брянцевского горизонтов. Кроме того, о росте рассматриваемой структуры в предпозднепермское время свидетельствует размыв в своде и появление на крыльях самых верхних горизонтов нижней перми — краматорского и красносельского. Авторы игнорируют эти данные и потому делают неправильный вывод об исключительно предпалеогеновом времени обособления Новоефремовского поднятия от остальных структурных элементов Ефремовского вала. В предпалеогеновое время по отложениям нижней перми и карбона поднятие также формировалось, однако в отложениях мезозоя оно не проявилось вследствие автокомпенсации. Последнее затрудняет точное количественное определение величины прироста амплитуды структуры на периклиналах за палеозойское и мезозойское время. Примерно они соизмеримы между собой.

К Новоефремовскому поднятию в нижепермских и верхнекаменноугольных отложениях приурочено газовое месторождение. Амплитуда ловушки по подошве никитовской свиты нижней перми к предпозднепермскому времени составляла 58%, к предъюрскому — 72%, к предмеловому — 80%, к предпалеогеновому — 97% современной величины.

Западно-Сосновская структура является составной частью Сосновско-Беляевской антиклинальной зоны. Она представляет собой погребенное палеозойское поднятие. Размеры его 7×4 км, амплитуда по отложениям нижней перми 200 м. Разрывных нарушений на площади не зафиксировано ни сейсмографией, ни бурением.

История формирования Западно-Сосновского поднятия рассматривалась Р. А. Андреевой и др. [3], установившими, что по отложениям нижней перми оно существовало уже к началу поздней перми, а в предтриасовое и предпалеогеновое время продолжало развиваться. Палеоструктурные построения по данным бурения позволяют выяснить, формировалось ли оно ранее предпозднепермского перерыва.

В раннепермское время происходил конседиментационный рост Западно-Сосновского поднятия, однако свод его был несколько смещен к северо-западу относительно современного. Об этом свидетельствует проявление палеоподнятия по мощностям отложений между отражающими горизонтами IVв и IVг,

а также отдельных горизонтов никитовской и славянской свит. Установленная закономерность нарушается только на картах изопахит чисто солевых горизонтов, что не может служить отрицанием конседиментационного роста структуры вследствие изменения мощности соли за счет вторичных процессов.

Распределение мощностей отложений верхней перми и мезозоя свидетельствует о том, что в это время по данному комплексу Западно-Сосновское поднятие не формировалось — на его месте располагалась западная периклиналиль Сосновского соляного купола. Правда, это не говорит о том, что и по нижепермским отложениям Западно-Сосновское поднятие в поздней перми и мезозое не формировалось. Проявление анализируемой структуры в мощностях наблюдается на карте изопахит между подошвой верхней перми и кровлей надбрянцевского горизонта. Однако такую карту нельзя рассматривать как палеоструктурную для данного диапазона времени, так как указанный интервал разреза в восточной части площади включает девонскую соль, нагнетание которой со стороны штока происходило не только в ранней перми, но и на протяжении всего мезозоя. Следовательно, Западно-Сосновское поднятие по нижепермским отложениям также формировалось в предпозднепермское время и в мезозое.

К Западно-Сосновскому поднятию приурочено месторождение газа в нижепермских и верхнекаменноугольных образованиях. Антиклинальная ловушка массивно-пластовой залежи в общем характеризуется следующей историей формирования: амплитуда ее по подошве никитовской свиты к предпозднепермскому времени составляла 77%, к предъюрскому — 61%, к предмеловому — 73%, к предпалеогеновому — 100% современной величины.

Кегичевская структура является составной частью Сосновско-Беляевской антиклинальной зоны. По палеозойскому структурному плану она представляет собой брахиантиклинальную складку с размерами 12×10 км и с амплитудой 800 м относительно соседних прогибов на антиклинальной зоне и более 1300 м по отношению к прогибу между антиклинальными зонами. Наклон крыльев 7—15°. В изученном интервале разреза нижней перми установлено увеличение амплитуды поднятия с глубиной. Отдаленная западная периклиналиль Кегичевского поднятия осложнена Сосновским штоком соли, а восточная периклиналиль и присводовая часть — Павловским штоком. В мезозое поднятие выражено слабо, однако свод его осложнен двумя продольными сбросами, образующими типичный для солянокупольных структур грабен.

История формирования Кегичевского поднятия по результатам сейсморазведки рассматривалась ранее Р. И. Андреевой [2]. Составленные нами по материалам бурения карты изопахит с использованием фиксированных интервалов разреза по-

зволюют получить новые данные о роли конседиментационных процессов и перерывов в развитии этой структуры.

Анализ карт изопакит (рис. 27) показывает, что в раннепермское время Кегичевская структура росла конседиментационно. Об этом свидетельствует распределение мощности нижнесвятогорского, нижнеторского и нижнеподбрянцевского подгоризонтов, представленных чередованием терригенных осадков с ангидритами и известняками и почти лишенных пластов соли. Минимальные мощности отложений этих подгоризонтов приурочены к своду поднятия, максимальные — к западной периклинали, северному и южному крыльям. Восточная периклинали не вырисовывается из-за осложнения ее Павловским што-

ком. Однако она, несомненно, имеется, так как в этом направлении происходит региональное увеличение мощностей осадков. Во время накопления соли верхних частей горизонтов поднятие, по-видимому, также росло, хотя достоверно об этом судить нельзя из-за возможных вторичных изменений мощности соли. Также конседиментационно поднятие формировалось при отложении брянцевского и надбрянцевского горизонтов. В общем за время развития от святогорского до надбрянцевского цикла включительно амплитуда Кегичевского поднятия увеличилась не менее чем на 130—150 м.

В предпозднепермское время структура росла постседиментационно, о чем свидетельствует разрыв образований крама-

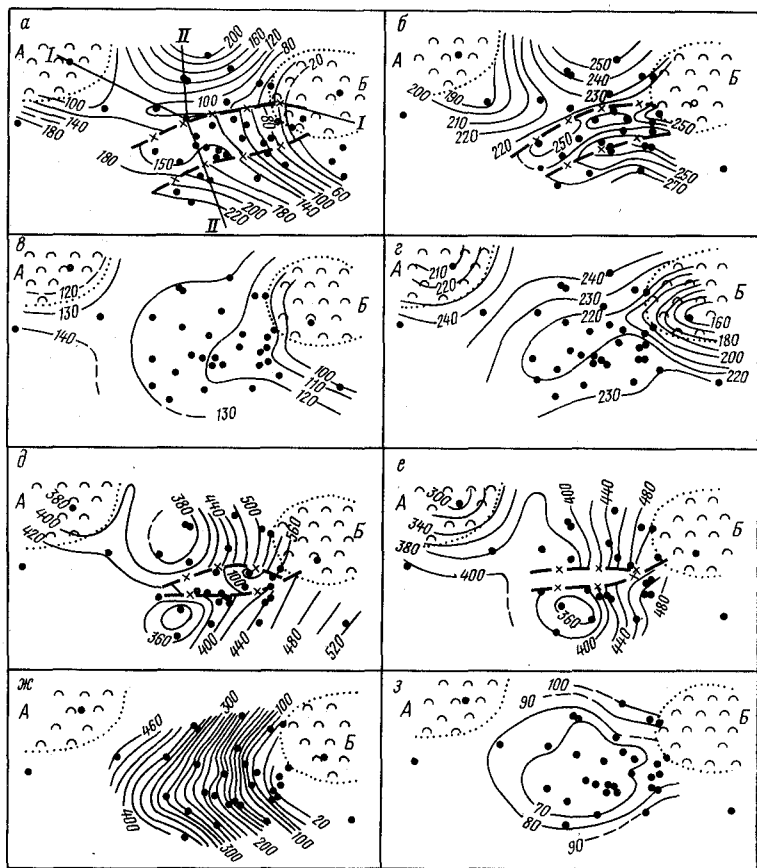
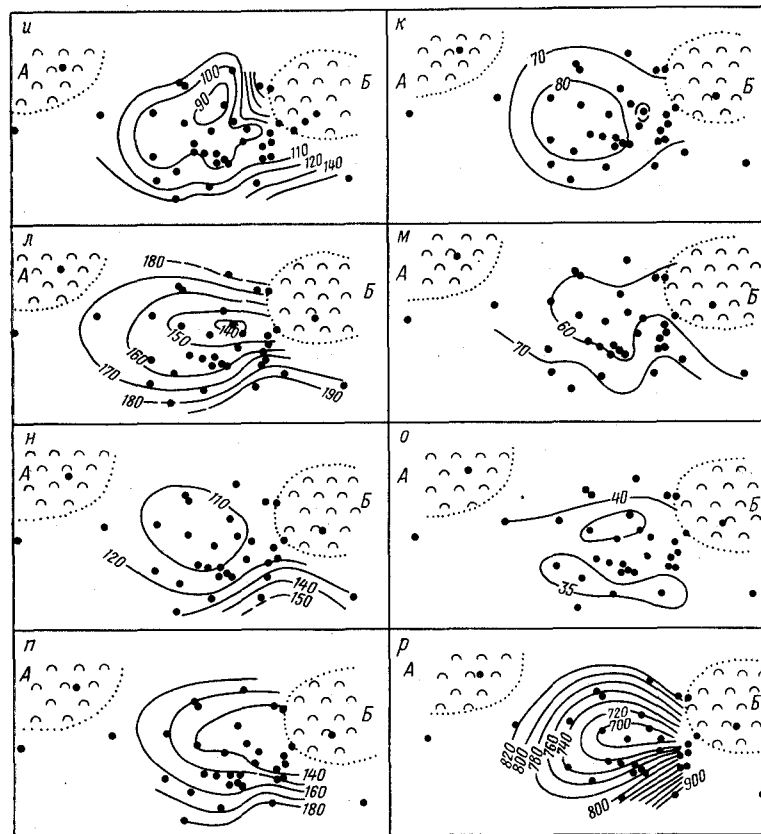


Рис. 27. Карты изопакит Кегичевской структуры

а — между подошвой киевской свиты и кровлей сеномана; б — сеномана — кимериджа (до репера); в — кимериджа — оксфорда; г — келловея — байоса (до репера); д — байоса — триаса; е — верхней перми; ж — между подошвой верхней перми и кровлей надбрянцевского горизонта; з — надбрянцевского горизонта; и — брянцевского горизонта;



к — верхнеподбрянцевского горизонта; л — нижнеподбрянцевского горизонта; м — верхнеторского горизонта; н — нижнеторского горизонта; о — верхнесвятогорского горизонта; п — нижнесвятогорского горизонта; р — суммарных мощностей надбрянцевского, брянцевского, подбрянцевского, торского и святогорского горизонтов.

Соляные штоки: А — Сосновский; Б — Павловский

торской свиты и части красносельского горизонта в своде ее. С позднепермского времени тектонические движения на площади происходили под знаком преобладающего роста Сосновского и Павловского штоков. Исключение составляет раннеюрская эпоха, когда Павловский шток испытывал погружение по отношению к окружающим участкам, что характерно для многих предверхнепермских штоков Днепровско-Донецкой впадины. Кегичевское поднятие в периоды осадконакопления в мезозое не формировалось, на его месте развивалась седловина между конседиментационно росшими штоками. В периоды же восходящих движений региона в предтриасовое, предъюрское, предмеловое и предпалеогеновое время по отложениям мезозоя оно лишь слабо проявлялось на фоне межкупольной седловины.

Структуру осложняют два продольных сброса, образующие в своде ее грабен. Сбросы подсечены в ряде скважин (9, 10, 14, 52, 101, 102, 104 и др.) на глубинах от 500 до 1350 м с амплитудами 40—120 м в отложениях юры и триаса. Подсечение сбросов и структурные построения свидетельствуют о том, что оба нарушения распространены только в отложениях мезозойского структурного этажа. Формировались они постседиментационно в предтриасовое, предъюрское, предмеловое и предпалеогеновое время.

К Кегичевской структуре приурочено газовое месторождение. Газоносными являются славянская свита (пластовая залежь), картамышская (основная массивно-пластовая залежь) и отложения верхнего карбона (пластовая залежь). История формирования сводовой ловушки в общем характеризуется следующими данными: амплитуда ее по подошве никитовской свиты к предпозднепермскому времени составляла 53%, к предъюрскому — 54%, к предмеловому — 72%, к предпалеогеновому — 98% современной величины.

Кобзевская структура по отложениям мезозоя, перми и карбона представляет собой брахиантиклинальную складку с размерами 12×5 км. Простирается ее в образованиях мезозоя субширотное, а с глубиной изменяется на северо-восточное. По отложениям палеогена на площади развит структурный нос, воздымающийся к северо-востоку. Амплитуда поднятия увеличивается с глубиной.

Историю развития Кобзевской структуры можно проследить со среднего карбона (рис. 28). По данным сейсморазведки в средне-, позднекаменноугольное и раннепермское время происходило довольно интенсивное конседиментационное формирование структуры. Прирост амплитуды ее составил по разным крыльям 120—250 м. В предпозднепермское время замкнутого поднятия на площади не было, а развивался структурный нос, воздымавшийся к северо-востоку в сторону Сосновско-Беляевской антиклинальной зоны.

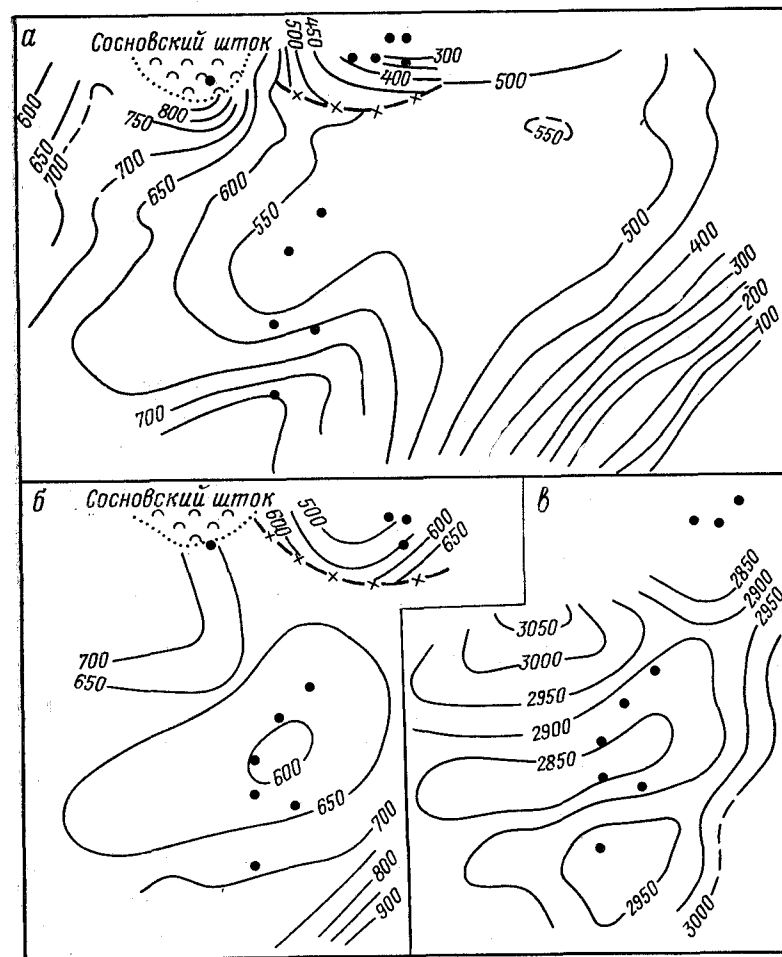


Рис. 28. Карты изопакит Кобзевской структуры. Составили Б. П. Кабышев (а) и Т. И. Полянская (б, в)

Между отражающими горизонтами: а — IVб (подошва верхней перми) и IVв (славянская свита); б — IVв и IVг (никитовская свита); в — IVг и Vб (средний карбон)

По данным бурения структурно-поисковых и глубоких скважин, расположенных в своде (скв. 1, 4), на северном (скв. 2, 8) и южном (скв. 3, 5) крыльях поднятия, можно детализировать палеозойскую и осветить мезозойско-кайнозойскую историю образования Кобзевского поднятия (табл. 12). В позднем карбоне и ранней перми структура формировалась конседиментационно. Прирост неполной палеоамплитуды ее по подошве свиты C_3^3 к позднекраматорскому времени составил 70—80 м. В предпозднепермское время поднятие не развивалось — мощность верхнекраматорского подгоризонта на северном крыле

Таблица 12

Мощности отложений (в м) в пределах Кобзевской структуры

Стратиграфические интервалы разреза	Южное крыло		Свод и сводовая часть		Северное крыло	
	скв. 3	скв. 5	скв. 1	скв. 4	скв. 2	скв. 8
Между подошвой киевской свиты и кровлей сеномана	304	278	265	284	306	325
Сеноман — оксфорд	438	423	426	417	418	414
Келловей — байос (репер)	240	231	228	233	239	238
Байос — триас	461	457	438	450	442	440
Верхняя пермь	399	411	430	444	457	435
Верхнекраматорский подгоризонт нижней перми	486	391	368	294	286	290
Нижнекраматорский подгоризонт и красносельский горизонт	195	173	167	161	—	166
Надбрянцевский горизонт	89	84	80	78	—	83
Брянцевский горизонт	—	128	124	121	—	125
Подбрянцевский горизонт	—	245	—	246	—	255
Торский горизонт	—	205	—	194	—	207
Святогорский горизонт	—	206	—	206	—	206
Картамышская и араукаритовая свиты	—	995	—	960	—	1004
Суммарная мощность: нижнекраматорский подгоризонт — святогорский горизонт	—	1041	—	1006	—	1042

(скв. 8) меньше, чем в своде (скв. 1, 4). В поздней перми и мезозое рост Кобзевского поднятия был незначительным (поздняя пермь, келловей, бат) или же не происходил вообще (байос — триас, сеноман — оксфорд). И лишь в предпалеогеновый перерыв оно вновь испытало довольно интенсивное постседиментационное формирование, когда прирост неполной амплитуды (в пределах скв. 3, 1, 8) составил 40—60 м.

Четко выраженное прерывистое развитие Кобзевской структуры приводило к тому, что в периоды, когда на площади не формировалось замкнутое поднятие по соответствующим отложениям (предпозднепермское, триас-байосское и оксфорд-сеноманское время), происходило расформирование ранее образовавшегося поднятия по нижнепермским отложениям — амплитуда его уменьшалась вплоть до полного выполаживания северо-восточной периклинали и северного крыла. Этот процесс можно охарактеризовать следующими количественными данными. Неполная амплитуда северного крыла структуры (между скв. 4 и 8) по подошве хомогенной толщи нижней перми, являющейся основной покрывкой залежей газа в этой части региона, в современном структурном плане составляет 47 м; динамика же ее изменения такова: к предпозднекраматорскому времени она со-

ставляла 36 м, к предпозднепермскому — 32 м, к предтриасовому — 21 м, к предюрскому — 7 м, к предмеловому — 9 м, а к предпалеогеновому она снова увеличилась до 50 м. Если учесть, что скв. 8 расположена не в самом «опасном» месте, где происходило раскрытие структуры, то можно сделать вывод об отсутствии на протяжении всего мезозоя на Кобзевской площади замкнутой антиклинальной ловушки по кровле перспективных нижнепермских терригенных отложений, хотя такая ловушка была в раннепермскую эпоху и имеется в современном структурном плане.

Северо-Волвенковская структура представляет собой погребенное под мезозойскими образованиями палеозойское поднятие. По отложениям среднего карбона и нижней перми она выражена в виде брахиантиклинальной складки северо-западного простирания с размерами 12×6 км и с амплитудой 450—500 м. Образования мезозойского структурного этажа залегают на площади в виде наклоненной к северу моноклинали, как бы продолжая северное крыло крупной Волвенковской структуры.

Историю развития Северо-Волвенковского поднятия можно проследить по данным бурения с ранней перми, а по данным сейсморазведки, кроме того, для позднекаменноугольной эпохи. На карте изопакит (рис. 29) между отражающими горизонтами Vб и IVг (отложения верхнего карбона и частично нижней перми) четко проявляется палеоподнятие этого времени формирования со сводовой частью между скв. 9 и 11. Амплитуда его в самом пологом месте не менее 300 м. Конседиментационный рост Северо-Волвенковского поднятия устанавливается по данным бурения в картамышское и никитовское время с палеоамплитудой 180—200 м и сводом на участке скв. 11. Замыкание изопакит картамышской и никитовской свит севернее этой скважины несомненно, так как в этом направлении расположена Гусаровская мульда, где мощность палеозойских отложений увеличивается. Некоторые расхождения в положении сводовой части палеоподнятия по данным бурения и сейсморазведки можно объяснить влиянием блокировки его.

В предпозднепермское время происходил постседиментационный рост Северо-Волвенковской структуры, когда в сводовой части были размыты отложения краматорской свиты, присутствующие на южном крыле. Прирост амплитуды ее за это время составил не менее 300 м (по южному крылу). В триасовый и юрский периоды на площади формировалась моноклинали, наклоненная к югу. Так как в современном структурном плане образования мезозоя залегают здесь в виде наклоненной к северу моноклинали, можно сделать вывод, что направление наклона пород изменилось в послееюрское время вследствие, вероятно, интенсивного развития Волвенковской структуры.

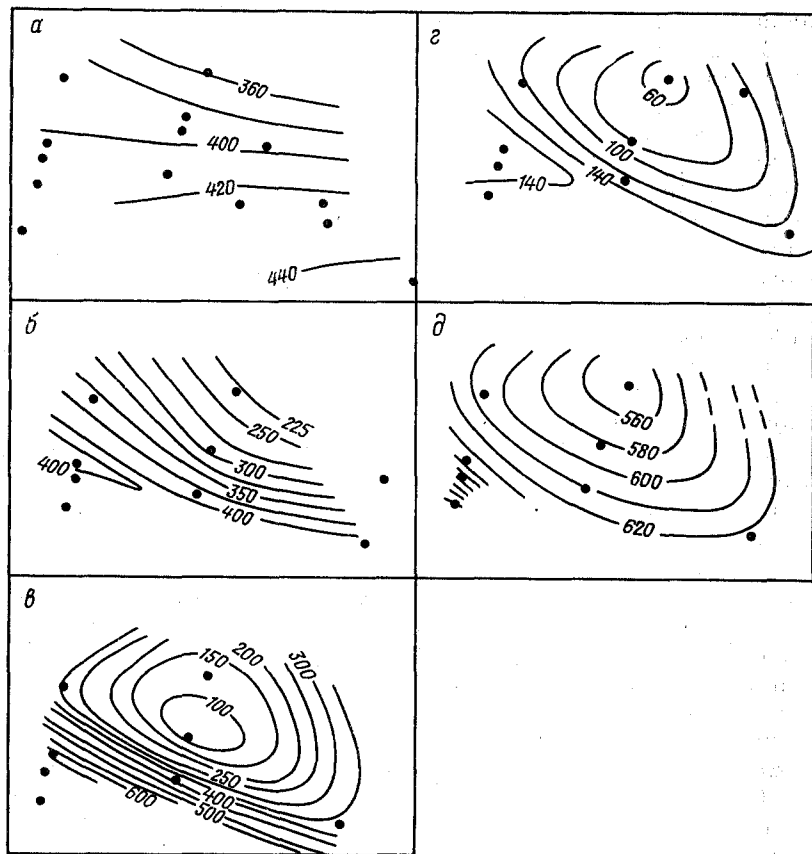


Рис. 29. Карты изопакит Северо-Волвенковской структуры

а — между репером в байосе и подошвой триаса; б — верхней перми; в — краматорской и славянской свит нижней перми; г — никитовской свиты; д — картамышской свиты

В общем история формирования Северо-Волвенковского поднятия характеризуется следующими данными. Амплитуда его по подошве никитовской свиты составляла: к предпозднепермскому времени — 46%, к предюрскому — 60%, к предпалеогеновому — 98% современной величины.

Спиваковская структура представляет собой крупную брахиантиклинальную складку северо-западного простирания с размерами 12×4 км и с амплитудой 250 м (по нижней перми). С глубиной амплитуда увеличивается. Свод поднятия в палеозое смещается к северу на 2 км относительно мезозойского. Наклон крыльев по отложениям мезозоя составляет 4—8°, нижней перми — 8—16°. Поднятие осложнено несколькими продольными сбросами, образующими в своде грабен.

Историю формирования структуры можно проследить с позднего карбона. Во время отложения свиты C_3^3 верхнего карбона и картамышской свиты нижней перми она развивалась конседиментационно. Прирост неполной амплитуды ее за это время (в пределах освещенной скважинами части поднятия) составил не менее 150 м. Формирование поднятия продолжалось при наклонении нижней (бессолевого) части святогорского горизонта никитовской свиты, а также в никитовское и славянское время, мощность разреза при этом уменьшалась к своду вследствие предпозднепермского размыва и выклинивания верхнесвятогорского пласта соли.

В позднепермскую эпоху развитие Спиваковского поднятия продолжалось. Проследить дифференцированно историю формирования его в мезозое — кайнозое не представляется возможным из-за предпалеогенового размыва значительной мощности отложений. Несомненно только, что и в послепермское время оно формировалось, ибо четко выражено по современному структурному плану триаса.

В пределах поднятия открыты газовые залежи в отложениях картамышской и никитовской свит нижней перми. Возраст сводовой ловушки в общем характеризуется следующими данными: амплитуда ее по подошве никитовской свиты к предпозднепермскому времени составляла 60%, к предюрскому — 85%, к предпалеогеновому — 98% современной величины.

Миролубовская структура в виде замкнутого поднятия проявляется по нижнепермским, верхнекаменноугольным и, возможно, более древним отложениям и, таким образом, погребена под предверхнепермской поверхностью несогласия. Поднятие имеет куполовидную форму с размером в поперечнике 5 км и амплитудой по верхнему карбону порядка 50 м.

Историю образования его можно проследить по данным бурения с позднекаменноугольной эпохи. Во время отложения свит C_3^2 и C_3^3 замкнутое поднятие на рассматриваемой площади не развивалось — изменение мощностей подчиняется региональной закономерности (увеличение к юго-востоку). Куполовидное поднятие формировалось в картамышское и предпозднепермское время.

Следует отметить, что по данным сейсморазведки между отражающими горизонтами V_{61} и V_{62} в среднем карбоне также отмечается образование антиклинальной складки. Видимо, после возникновения в среднем карбоне (или раньше) Миролубовское поднятие в позднем карбоне прекратило свой рост (или проявлялось в виде структурного носа вследствие превышения региональной составляющей структуроформирующих движений над локальной). В дальнейшем развитие структуры возобновилось в предраннепермский и предпозднепермский перерывы.

В поздней перми и триасе поднятие испытывало незначительный рост, однако вследствие преобладания восходящих

движений восточного крыла в юре, мелу и кайнозойе в современном структурном плане по отложениям верхней перми и мезозоя — кайнозоя оно не проявляется.

Таким образом, Миролюбовское поднятие по данным изученной бурением части разреза сформировалось в основных чертах в раннепермскую эпоху и предпозднепермский перерыв. К нему приурочено газовое месторождение. Продуктивный песчаный горизонт находится в свите C_3^2 . Высота залежи составляет 24 м. Залежь пластовая сводовая, водоплавающая. Амплитуда сводовой ловушки по кровле продуктивного горизонта (на участке северо-западной периклинали, где поднятие замкнулось позднее) составляла: к предникитовскому времени — 8%, к предпозднепермскому — 78%, к предтриасовому — 67%, к предюрскому — 117%, к предпалеогеновому — 100% современной величины.

ОБЩИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ СТРОЕНИЯ И ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ СТРУКТУР

МОРФОЛОГИЯ

В соответствии с решением Всесоюзного совещания по классификации платформенных структур [59] в Днепровско-Донецкой впадине выделяются следующие структуры: мельчайшие (IV порядка, длиной 2—4 км), мелкие (III порядка, длиной 3—20 км) и средние (II порядка, с размерами $5 \div 40 \times 40 \div 300$ км). Для первых групп широко используется термин локальные структуры, а для третьей — валы, антиклинальные зоны, гряды (для соляных структур). Весь Припятско-Днепровско-Донецкий авлакоген по этой классификации относится к крупнейшим (надпорядковым) структурам; в таком случае составные части его (Припятский, Днепровский грабены и складчатый Донбасс) можно относить к крупным структурам (I порядка).

По определению В. С. Лазарева [75], «локальная структура представляет собой ограниченный участок земной коры (площадью менее 500 км²), характеризующийся антиклинальным строением и замкнутыми контурами по одному, нескольким или всем горизонтам чехла и не включающий в себя структур одним порядком выше». По нашему мнению, последний критерий выделения локальных структур должен быть решающим, так как по размерам они зачастую могут совпадать со структурами более низкого порядка. Данному определению Днепровско-Донецкой впадины, правда, размер их не превышает 317 км² (Шебелинское поднятие). Кроме того, в отложениях надсолевого структурного комплекса здесь распространены полукупола и полу-брахиантиклинали, примыкающие к соляным штокам (Ланновское, Кегичевское поднятия и др). Как с генетической, так и с морфологической точек зрения они подобны обычным локальным структурам. Во-первых, замкнутый контур у них с трех сторон образован наклоном пород, а с четвертой — поверхностью стенки соляного штока; во-вторых, соляные штоки часто возникают вследствие прорыва солью надсолевой толщи пород на участке одной из периклиналей ранее возникшего поднятия и в настоящее время занимают место этой периклинали, которая в результате компенсационных процессов «поглощена» соляным штоком.

Валы Днепровско-Донецкой впадины состоят из нескольких (более двух) локальных поднятий, оконтуриваются общими изогипсами и имеют размеры длинных осей 40—70 км. Таких

четко выраженных валов в регионе имеется семь: Глинско-Розбышевский, Солоховско-Диканьский, Исачковско-Ромодановский, Малосорочинско-Радченковский, Сосновско-Беляевский, Чутово-Крестищенский и Ефремовско-Алексеевский. Они объединяют лишь небольшое количество (около 40) локальных структур, общее число которых в регионе по состоянию на 1974 г. составляет более 350 (без учета соляных штоков).

Большинство локальных поднятий в четкие валы не объединяются. Некоторые из них располагаются одиночно (Бельское, Шебелинское, Сагайдакское и др.), хотя часто их можно объединять в цепочки разобщенных структур, сходных по морфологии и условиям образования, например солянокупольные поднятия северной краевой зоны (Холмское, Великозагоровское, Качановское, Рыбальское). Остальные локальные структуры Днепровско-Донецкой впадины с точки зрения систематизации подходят под промежуточное звено между локальной структурой и валом, выделенное В. С. Лазаревым [67] под названием короткий вал. Последний объединяет по два-три локальных поднятия, однако размеры его соизмеримы с таковыми более крупных локальных структур (обычно до 10—20 км).

Локальные структуры на коротких валах иногда объединяются общими изогипсами не по всему контуру, а лишь по части его, однако при этом они все равно располагаются на общем приподнятом участке. Примерами коротких валов являются Богдановско-Гнединцевский, Талалаевско-Скороходовско-Матлаховский, Петривцевско-Вергуновский и др. Большинство структур (а условно все) северной и южной подзон краевых дислокаций объединяются нами также в короткие валы, так как они прислонены к общему структурному элементу — плоскости краевого разлома и, как правило, имеют общие изогипсы с соседними поднятиями. Соразмерность локальных структур и коротких валов подчеркивается еще тем обстоятельством, что иногда по верхним горизонтам на площади развита одна локальная структура, а по более глубоким — две или три, образующие короткий вал. Например, Мильковскому, Центральному и Лысковскому поднятиям в нижнекаменноугольных отложениях соответствует единая Леляковская структура по мезозойско-кайнозойским и пермским отложениям.

В количественном отношении наибольшее число локальных структур региона группируется в короткие валы, меньшее их число — располагается одиночно и еще меньшее — является структурными осложнениями валов.

Все валы и большинство локальных структур Днепровско-Донецкой впадины ориентированы в северо-западном направлении (по азимуту 280—310°), совпадающем с простиранием самого региона, хотя определенное количество поднятий характеризуются и другими направлениями, в частности северо-восточным (рис. 30). На розах-диаграммах видно, что количество

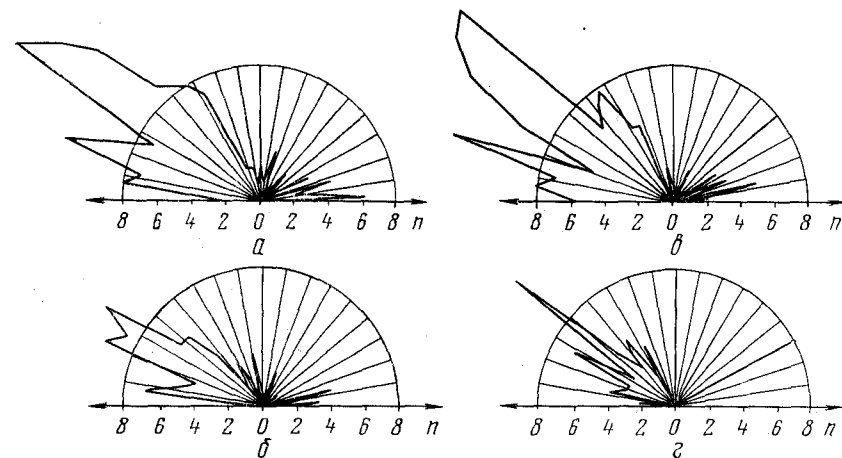


Рис. 30. Розы-диаграммы ориентировки локальных структур Днепровско-Донецкой впадины
По отложениям: а — нижнего карбона; б — нижней перми; в — верхней перми; г — мезозоя

структур северо-восточного простирания увеличивается по более древним отложениям (карбон) по сравнению с молодыми (мезозой). Это обусловлено тем, что многие погребенные палеозойские поднятия (не проявляющиеся выше каменноугольных отложений) генетически связаны с разрывными нарушениями, которые кроме преобладающего северо-западного направления имеют и другую ориентировку и формировались только в палеозое. В мезозойское же время для региональных тектонических напряжений характерно в основном северо-западное направление.

Несколько отличная закономерность свойственна сбросам, осложняющим локальные поднятия. В палеозойском структурном плане они имеют направление по азимуту 290—315° (рис. 31), в мезозойском — оно отсутствует, что подтверждается статистическим анализом [55]. Это обусловлено тем, что при построении роз-диаграмм разрывов по мезозою учтены также сбросы на куполах предверхнепермских соляных штоков, имеющих преимущественно радиальную систему нарушений. Для разрывных нарушений на скрытосолянокупольных и несоляных структурах по мезозойским отложениям характерно одно преобладающее направление простирания — по азимуту 270—330° [55].

Для локальных структур Днепровско-Донецкой впадины с помощью гистограмм проанализировано распределение следующих морфологических параметров: размера длинной оси, удлинения (отношение длины структуры к ширине), площади S , амплитуды h , объема, интенсивности и коэффициента нару-

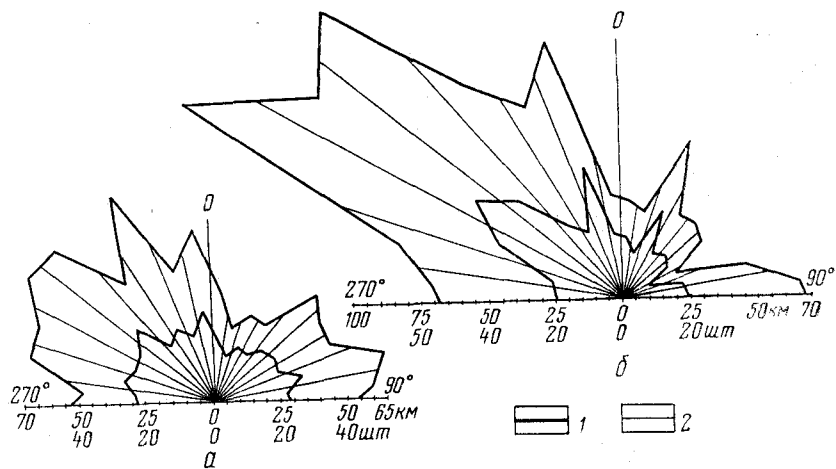


Рис. 31. Розы-диаграммы ориентировки разрывных нарушений на локальных структурах Днепровско-Донецкой впадины
Распределение: 1 — длины разрывных нарушений; 2 — частоты встречаемости разрывных нарушений.
а — мезозойский структурный план (104 структуры); б — верхнепалеозойский структурный план (84 структуры)

шенности сбросами. При этом объем поднятия определялся как произведение площади на половину амплитуды, коэффициент нарушенности — как отношение длины сбросов к площади структуры.

Параметр интенсивности структур предложен сотрудниками ВНИГРИ [1, 71, 75] для характеристики отношения амплитуды к площади (h/S , м/км²). А. Я. Эдельштейн и Г. И. Плавник [83] показали, что в такой модификации данный параметр имеет нечеткий физический смысл. Они определяют интенсивность как средний наклон крыльев складки к горизонту h/\sqrt{S} (в м/км).

Для получения сравнимых выводов о влиянии интенсивности на нефтегазоносность указанный параметр анализировался нами в обеих модификациях. При этом использованы структурные карты Днепровско-Донецкой впадины по данным площадных сейсмических работ организаций треста Укргеофизразведка, по результатам переинтерпретации сейсмических материалов, выполненной под руководством Р. И. Андреевой и Е. К. Балицкой, а также по материалам бурения. Гистограммы распределения структур по морфологическим параметрам составлялись отдельно для нижне- и среднекаменноугольных, нижне- и верхнепермских отложений, так как не для всех структур имеются данные по одному комплексу.

По самому глубокому из изученных нижнекаменноугольному комплексу отложений (базисному горизонту) локальные структуры Днепровско-Донецкой впадины характеризуются следую-

щими наиболее часто встречающимися значениями морфологических параметров (рис. 32): размер длинной оси 2—8 км имеет 81% структур (экстремальные значения 1,5 и 28 км, среднеарифметическое 5,9 км); удлинение до 2—58% структур (экстремальные значения 0 и 6, среднеарифметическое 2,2); амплитуду 50—150 м—78% структур (экстремальные значения 25 м и 1250 м, среднеарифметическое 160 м); площадь до 10 км²—62% структур (экстремальные значения 0,8 и 165 км², среднеарифметическое 16,4 км²); объем до 1 км³—77% структур (экстремальные значения 0,02 и 71 км³, среднеарифметическое 3,3 км³); интенсивность h/S 6—18 м/км²—57% структур (экстремальные значения 2,1 и 72 м/км², среднеарифметическое 15,9 м/км²); интенсивность h/\sqrt{S} 20—40 м/км—50% структур (экстремальные значения 3,6 и 184 м/км, среднеарифметическое 42,3 м/км); коэффициент нарушенности до 0,6—75% структур (экстремальные значения 0 и 4,2 км/км², среднеарифметическое — 0,3 м/км²).

По более молодым отложениям верхнепалеозойского структурного этажа (нижняя пермь) чаще всего встречаются структуры с примерно в 2 раза большей площадью, а с амплитудой и интенсивностью, наоборот, в 2 раза меньшими, чем по отложениям нижнего карбона. Остальные параметры (длина, удлинение, объем, коэффициент нарушенности) примерно одинаковые.

По территории региона не наблюдается достаточно выдержанных закономерностей зонального распространения структур с определенными значениями морфологических параметров. Правда, можно отметить, что крупные поднятия располагаются в осевой части впадины (Солоховское, Бельское, Погарщинское, Шебелинское и др.), а в краевых зонах чаще развиты мелкие поднятия. В юго-восточной части впадины чаще встречаются структуры с большими амплитудами и интенсивностью, чем в северо-западной. Однако последняя закономерность проявляется нечетко, хотя, исходя из регионального изменения режима тектонических движений от области открытого Донбасса к северо-западной окраине Днепровско-Донецкой впадины, следовало бы ожидать ее более определенной. Обусловлено это наложенным влиянием на региональную глубинную закономерность соляного тектогенеза, более резко проявляющегося на участках прогибов по поверхности фундамента вследствие первичного накопления здесь девонской соленосной толщи в наибольших мощностях. А прогибы развиты в различных частях региона.

Сравнение значений морфологических параметров локальных структур Днепровско-Донецкой впадины с таковыми в типично платформенных областях Восточно-Европейской, Западно-Сибирской, Туранской и Скифской плит, приводимыми

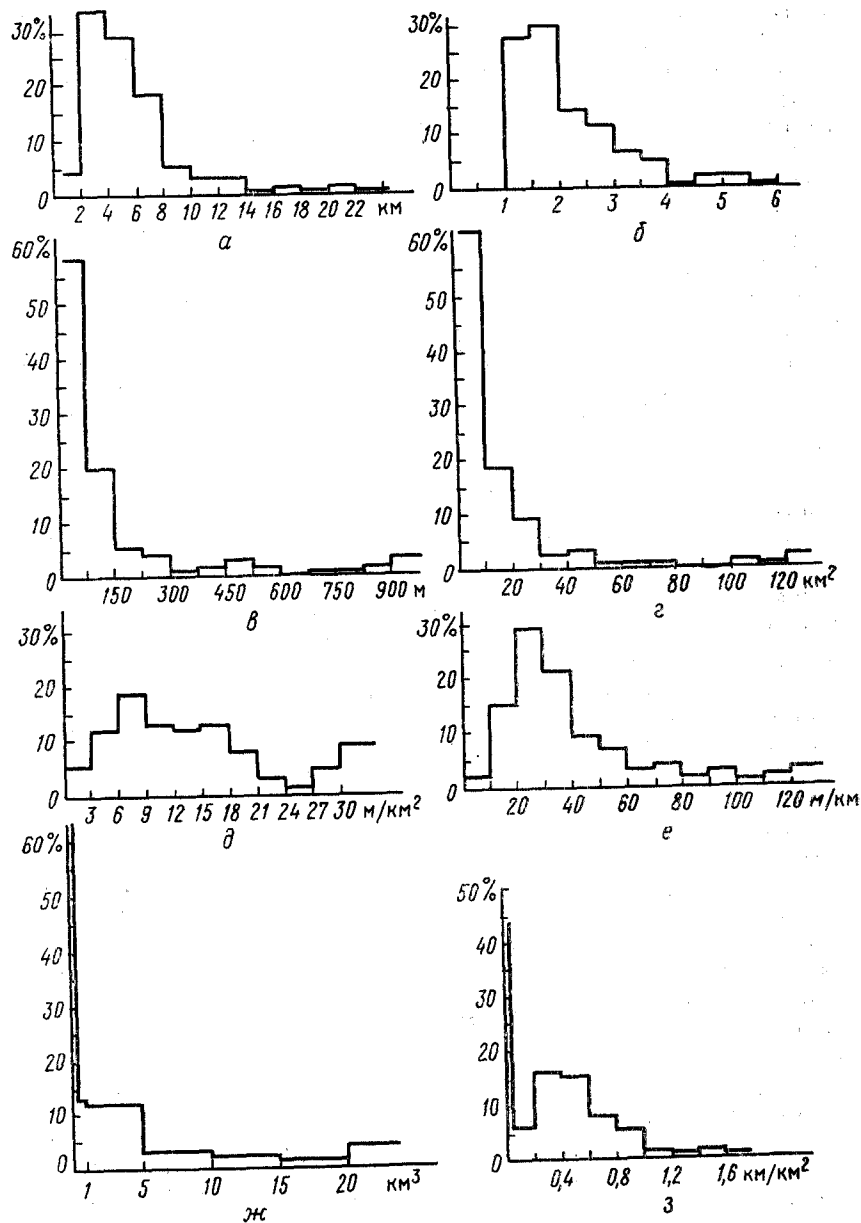


Рис. 32. Гистограммы морфологических параметров локальных структур Днепровско-Донецкой впадины (по отложениям нижнего карбона)
 а — длина; б — удлинение; в — амплитуда (h); г — площадь (S); д — интенсивность h/S ;
 е — интенсивность h/\sqrt{S} ; ж — объем; з — коэффициент нарушения сбросами

В. Д. Наливкиным, В. С. Лазаревым [71, 75], показывает, что здесь размеры и площадь структур в среднем в 2—4 раза меньше, а амплитуда, наоборот, в 2—3 раза больше. Особенно показательны различия в значениях такого обобщенного морфологического параметра, как интенсивность, который характеризует активность структуроформирующих процессов в регионе: у локальных структур Днепровско-Донецкой впадины он имеет значения в среднем в 8—10 раз больше, чем у поднятий типично платформенных областей. Частично это объясняется влиянием соляного тектогенеза, создающего в надсолевом комплексе резкие структурные формы. Однако ограничиться только этой причиной нельзя, так как установлено, что высокой интенсивностью характеризуются и многие несольные структуры. Так, значение интенсивности h/S (в м/км^2) на Левенцовском поднятии составляет 12,5, на Михайловском — 10,2, на Новотроицком — 5,4, на Новоселовском — 37,5, на Талалаевском — 16,6, на Александровском — 12,5. В то же время для Волго-Уральской области и эпигерцинских плит в классификации структур по интенсивности В. С. Лазарева выделяются три типа структур: малой (до $1,5 \text{ м/км}^2$), средней ($1,5\text{—}3 \text{ м/км}^2$) и большой (свыше 3 м/км^2) интенсивности. В общем разница в значениях интенсивности в сравниваемых регионах составляет примерно один порядок. Это свидетельствует о том, что и глубинные структуроформирующие процессы, обусловившие образование локальных поднятий в авлакогенах, проявлялись более интенсивно, чем в типично платформенных областях. Это еще раз подчеркивает специфичность и более высокую тектоническую активность данных структурных элементов.

ИСТОРИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ

Исторические классификации структур синтезируют все сведения по истории их развития и широко используются в нефтяной геологии для анализа закономерностей взаимосвязи возраста ловушек с продуктивностью. Как указывалось выше, для Днепровско-Донецкой впадины широкое распространение и признание получила классификация солянокупольных структур по стратиграфо-тектоническим уровням расположения тектонически активной девонской соли. Такая классификация является комплексной, в том числе и исторической. Однако для целей анализа влияния времени формирования структур на нефтегазоносность эта классификация недостаточна, так как согласно ей все многообразие продуктивных, непродуктивных и еще не разведанных перспективных структур Днепровско-Донецкой впадины по существу сводится к одному или двум типам (скрытосолянокупольные или диапировидные и криптодиапировые). Более детальное подразделение скрытосолянокупольных

структур по историческим признакам содержится только в классификации, предложенной И. Н. Головацким [21].

Морфологических (особенно по соотношению структурных планов) и генетических классификаций было разработано довольно много.

И. Н. Головацкий [21] все скрытосолянокупольные структуры региона подразделяет на три типа: а) с активно сформировавшимся соляным ядром; б) с зачаточным ростом соляного ядра; в) приштоковые. Каждый из них подразделяется еще на два-три подтипа в зависимости от характера развития и степени выраженности в отложениях палеозоя и мезозоя. Следует отметить, что за рамками этой схемы осталась большая группа несолянокупольных структур (типа Новотроицкой, Левенцовской и др.). Историческая классификация для структур этих двух групп (соляных и несоляных), по нашему мнению, должна быть единой, так как для анализа закономерностей связи залежей с возрастом ловушек безразлично, образована ли структура за счет соляного тектогенеза или любым другим путем. Кроме того, классификация И. Н. Головацкого не содержит количественной оценки времени формирования структур в разные периоды.

Авторами настоящей монографии разработана строго историческая классификация локальных положительных структур Днепровско-Донецкой впадины (соляных и несоляных). Все структуры в ней разделяются на группы и типы (рис. 33). Группы выделяются по трем историческим признакам (критериям): времени образования замкнутой антиклинальной ловушки, характеру развития в палеозое и проявлению расформирующихся процессов. В типы структуры объединяются путем комбинации всех трех групповых признаков.

В основу разделения структур на группы по времени образования положен прирост (в процентах) амплитуды поднятия в палеозое (точнее к предпозднепермскому времени) по самому древнему из хорошо изученных горизонтов — кровле визейского яруса нижнего карбона. По времени образования выделяются четыре группы структур.

Древнейшие характеризуются приростом амплитуды в 100%, т. е. они полностью сформировались в палеозойское время. Морфологически это погребенные структуры (Богдановская, Скороходовская, Перещепинская и др.).

Древние — прирост амплитуды в палеозое у них составляет от 70 до 100% (Новотроицкая, Бельская и др.), остальная часть прироста приходится на мезозойско-кайнозойское время.

Комбинированные характеризуются приростом амплитуды в палеозое от 30 до 70% (Качановская, Погарщинская и др.).

Молодые сформировались в основном или полностью в мезозое — кайнозое, прирост амплитуды в палеозое у них со-

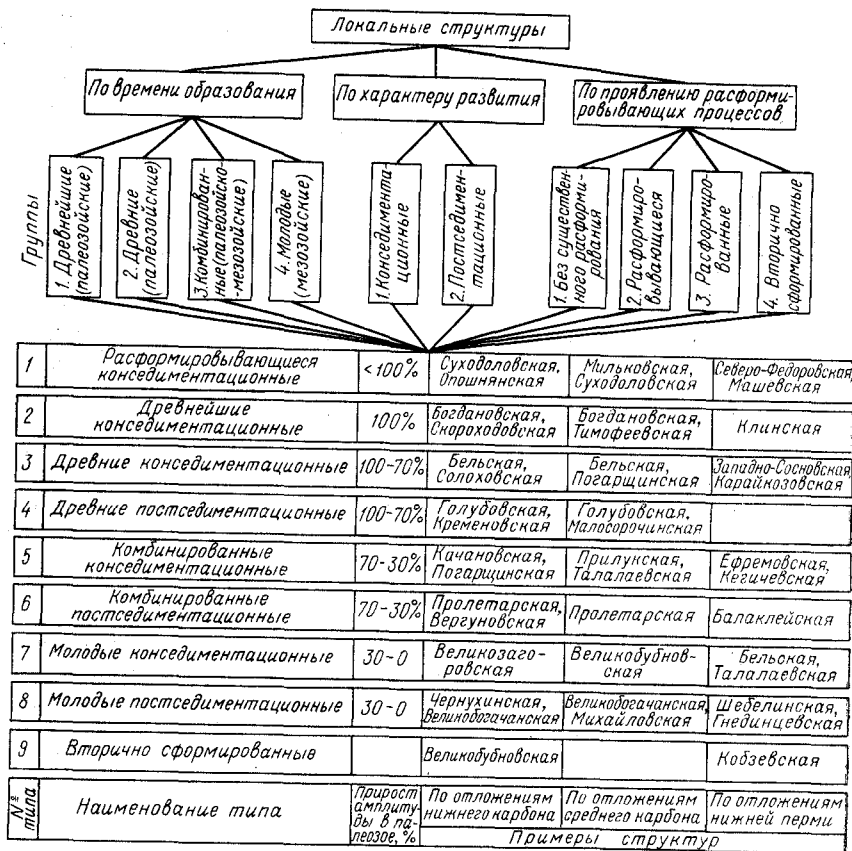


Рис. 33. Историческая классификация локальных структур Днепровско-Донецкой впадины

ставляет от 0 до 30% (Великозагоровская, Потичанская и др.).

Для анализа влияния возраста ловушек на нефтегазоносность по среднекаменноугольному и нижнепермско-верхнекаменноугольному продуктивным комплексам определялся также прирост амплитуды структур в палеозое по отношению к подошве верхнебашкирского подъяруса и подошве никитовской свиты нижней перми.

По характеру развития в палеозое (карбоне и ранней перми) выделяются две группы структур: конседиментационные и постседиментационные. Конседиментационный рост в мезозойско-кайнозойское время в классификации не учитывается, так как он был незначительным или вообще отсутствовал на анализируемых структурах и, следовательно, не мог оказывать существенного влияния на образование залежей в каменноугольных и нижнепермских отложениях. В па-

леозое же формирование структур одновременно с осадконакоплением было весьма значительным [31, 36] и теоретически могло сказаться на их продуктивности. Условия возникновения залежей в случае, если ловушка по нижнекаменноугольным отложениям древняя, но постседиментационная (например, образовалась в предпозднепермский перерыв), отличаются от условий, если эта древняя ловушка формировалась одновременно с осадконакоплением на протяжении всего карбона, т. е. конседиментационно.

Важный фактор образования структур и третий классификационный критерий — проявление расформирующихся процессов. До недавнего времени этим процессам не придавалось должного значения. Впервые расформирующиеся палеоподнятия в Днепровско-Донецкой впадине были выделены Б. П. Кабышевым и Т. И. Смирновой [39]. Дальнейшее изучение вопроса показало, что полное и частичное расформирование ранее возникших поднятий весьма существенно проявилось в истории развития рассматриваемого региона и требует специального анализа его влияния на нефтегазоносность. Следует отметить, что этому процессу подвергались почти все конседиментационные структуры в предпозднепермский и (или) последующие перерывы.

По характеру проявления расформирующихся процессов локальные поднятия Днепровско-Донецкой впадины можно разделить на четыре группы: без существенного расформирования, частично расформированные (или расформирующиеся), полностью расформированные и вторично сформированные.

К расформирующимся поднятиям относятся такие, амплитуды которых в поздней перми и мезозое — кайнозое в значительной степени (на 30—90%) уменьшились по сравнению с раннепермскими или позднекаменноугольными. Например, амплитуда Суходоловского поднятия по кровле визейского яруса к концу среднего карбона составляла 147% современной ее величины, Мильковской к предпозднепермскому времени — 182%. В современном структурном плане расформирующиеся поднятия погребены под различными горизонтами нижней перми, верхнего или даже среднего карбона.

Расформированные поднятия (Южно-Свиридовское и др.) характеризуются тем, что, возникнув в карбоне и (или) ранней перми, они позднее (в мезозое) полностью расформировались и в современном структурном плане, собственно говоря, не являются антиклинальными структурами, а выделяются только по мощности отложений. Однако свое значение в качестве ловушек нефти и газа они окончательно не утратили и поэтому заслуживают тщательного изучения.

Весьма своеобразная группа структур, хотя и представленная единичными примерами, — вторично сформированные поднятия (Великобубновское, Кобзевское). Они образо-

вались конседиментационно в карбоне и ранней перми, затем в поздней перми и начале мезозоя расформировались, существуя длительное время в виде структурных носов, а в конце мезозоя вновь приобрели форму замкнутых поднятий.

Типы структур в рассматриваемой классификации выделены путем комбинации групп по трем перечисленным критериям. Названия типов включают наименование соответствующих групп (например, тип древние конседиментационные структуры без существенного расформирования). Вследствие того, что наибольшее количество изученных структур относятся к группе без существенного расформирования, последний термин для краткости в названии типов опускается. Поскольку групп структур по времени образования четыре, по характеру развития — две, по проявлению расформирующихся процессов — четыре, то максимальное теоретически возможное количество типов при принятом принципе классификации составляет 32 ($4 \times 2 \times 4$). Однако практически их можно выделить значительно меньше, так как структуры некоторых комбинаций групп вообще не существуют (например, древнейшие постседиментационные, молодые расформирующиеся структуры и т. п.), другие — пока не установлены среди изученных структур. На основе анализа реальных поднятий в настоящее время представляется возможным выделить девять типов структур. Если их расположить в порядке снижения показателя древности формирования (процент прироста амплитуды за палеозойское время), то последовательность типов примет вид, изображенный на схеме (рис. 33). Исключение составляет девятый тип структур (вторично сформированные), для которого нет определенного места в этом ряду, и поэтому он поставлен последним.

Наглядное представление о различиях в истории развития типов структур Днепровско-Донецкой впадины дают графики формирования, составленные для характерных поднятий (рис. 34). На них вертикальная ось — абсолютная и относительная геохронологическая шкала с указанием времени поздневторичных перерывов (к которым приурочен наиболее интенсивный постседиментационный рост структур), а по горизонтальной оси отложено изменение во времени амплитуды поднятий по кровле визейского яруса (в процентах от современной величины).

Несмотря на то, что предлагаемая классификация довольно полная (учитывает три исторических критерия), она все равно не отражает всех особенностей истории развития и морфологии структур, способных оказать влияние на их нефтегазоносность. Введение новых критериев нецелесообразно, так как значительно усложнит ее. Следовательно, нужно пойти по пути разработки нескольких классификаций. В частности, заслуживает внимания принцип классификации платформенных структур, предложенный группой сотрудников ВНИГРИ [75], в которой

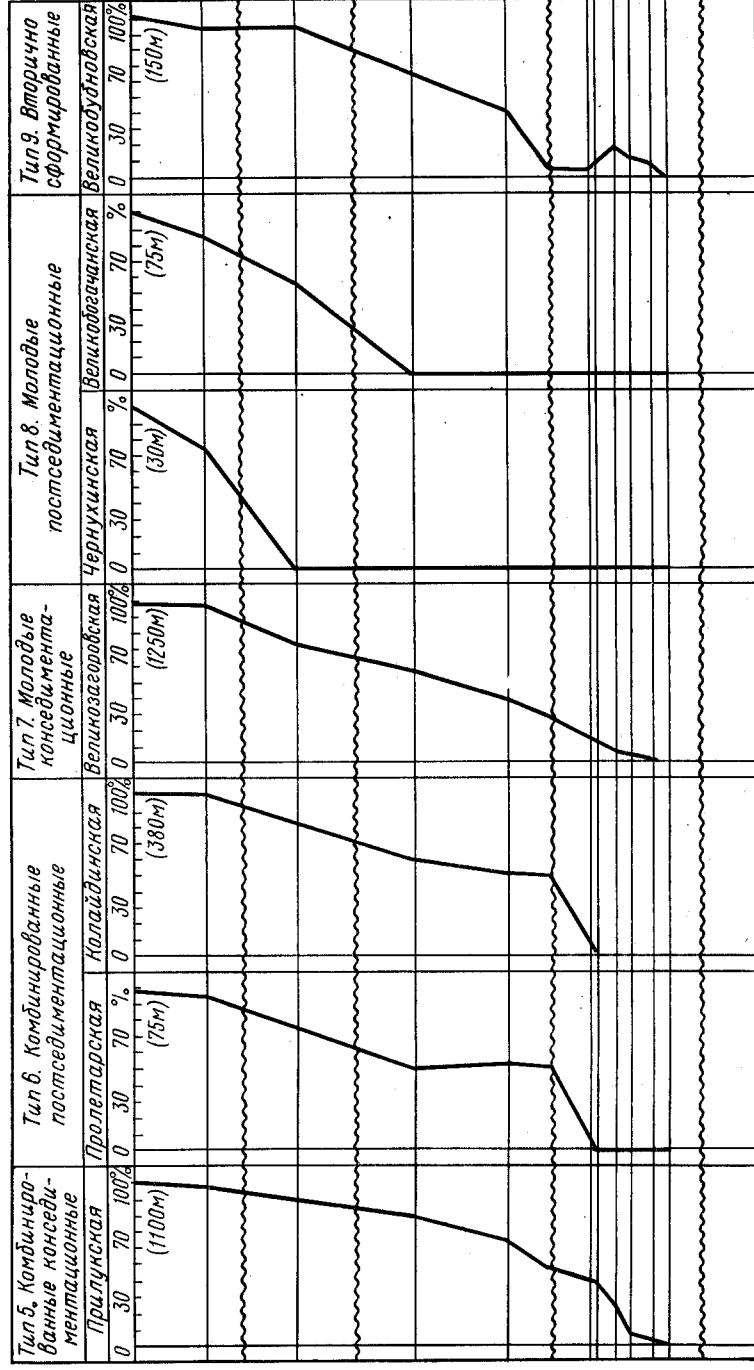
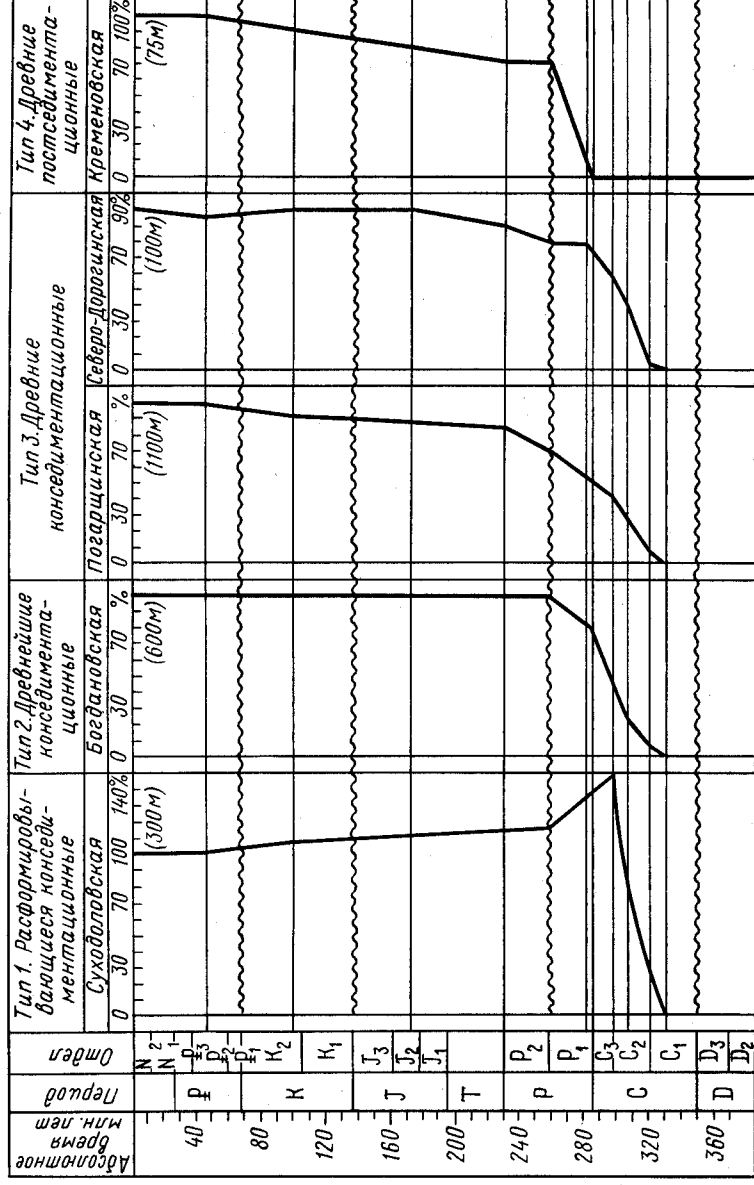


Рис. 34. Графики формирования характерных структур разных типов Днепровско-Донецкой впадины

типы структур выделяются путем комбинации двух критериев — возраста и интенсивности. Представляет интерес также историко-морфологическая классификация, построенная по принципу комбинации возраста и амплитуды поднятий. Все эти и другие исторические и морфологические параметры структур использованы нами для анализа влияния их на нефтегазоносность поднятий и содержащиеся в них запасы нефти, газа и конденсата.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ И РАСПРОСТРАНЕНИЯ СТРУКТУР

Структуры Днепровско-Донецкой впадины характеризуются длительной, сложной и разнообразной историей формирования. По этой причине невозможно представить какую-либо одну общую схему или закономерность данного процесса, можно лишь говорить о закономерностях, общих для определенной группы структур или определенных зон и районов. С учетом этой оговорки ниже рассмотрена история развития локальных структур и валов.

Заложение Днепровско-Донецкой впадины как отрицательной надпорядковой структуры в теле Русской платформы относится к девонскому периоду, однако последний изучен еще весьма слабо с интересующей нас точки зрения. В частности, нет ни одной локальной структуры, историю формирования которой в этот период можно было бы проследить по данным бурения. Больше того, в подсолевых девонских отложениях по материалам сейсморазведки пока зафиксированы лишь единичные локальные поднятия (Дорогинское, Журавковское, Сагайдакское). По нашему мнению, локальные антиклинальные структуры в девонском комплексе пород имеют довольно широкое распространение, в том числе в подсолевых отложениях, и характеризуются древней, девонской историей образования [16]. Об этом могут свидетельствовать также материалы по Припятскому прогибу Н. И. Буялова и др. [10], установивших, что на месте полуантиклиналей (Речицкая и др.) в живетфранское и раннефаменское время конседиментационно формировались пликвативные структуры, которые лишь в конце девона подверглись интенсивному осложнению дизъюнктивами и частично перестроению.

Согласно данным КМПВ по поверхности фундамента (и соответственно подсолевым девонским отложениям) в рассматриваемом регионе имеется большое количество выступов и впадин — структурных форм более крупных, чем локальные [81]. Выступы и впадины характеризуются различным составом и мощностью девонских отложений: выступы — бессолевым сокращенным или преимущественно эффузивным разрезом, а

впадины — соленосно-терригенным разрезом большой мощности. Это указывает на их конседиментационное формирование. В общем полученные, хотя и немногочисленные, материалы свидетельствуют о широком проявлении в девоне структуроформирующих процессов и об их весьма большой интенсивности как на этапах осадконакопления, так и во время весьма крупного предкарбонного перерыва.

Весьма богатый геологический и геофизический материал накоплен об истории образования структур Днепровско-Донецкой впадины в каменноугольный и последующие периоды. По характеру развития в карбоне все поднятия четко разделяются на две группы: конседиментационные (формировались) и постседиментационные (не формировались). На конседиментационных поднятиях мощность образований всех свит и ярусов карбона уменьшается к сводам, песчаность же, наоборот, увеличивается, а на постседиментационных — эти параметры подчиняются только региональной закономерности изменения, причем разделение структур на две группы настолько четкое, что почти полностью отсутствуют их промежуточные разновидности (формировавшиеся в одни века карбона и не формировавшиеся — в другие). Это позволило Б. П. Кабышеву [31] выдвинуть принцип устойчивости (унаследованности) в развитии структур Днепровско-Донецкой впадины в каменноугольный седиментационный этап.

По территории впадины конседиментационные структуры распространены шире и встречаются чаще, чем постседиментационные. Они составляют около 70% общего числа изученных по карбону поднятий. В дальнейшем их доля еще больше увеличится за счет малоамплитудных погребенных поднятий, которые обычно являются конседиментационными.

Конседиментационные структуры распространены почти по всей территории региона (см. рис. 1): в осевой зоне на валах — Погарщинская, Солоховская и др., коротких валах и одиночно; в северной подзоне краевых дислокаций — Новотроицкая, Великобубновская и др.; в северной и южной краевых зонах — Качановская, Богдановская, Перещепинская и др. Исключение из этой региональной закономерности составляет южная подзона краевых дислокаций, где развиты только постседиментационные поднятия (Кременовское, Пролетарское, Левенцовское и др.). В этом проявляется принципиальное различие структуроформирующих процессов в зоне северного и южного краевых разломов Днепровского грабена.

Формирование структур во время осадконакопления в карбоне не зависит от влияния соляного тектогенеза, так как характерно и для солянокупольных (Солоховское, Качановское) и для несоляных (Новотроицкая, Боровское) поднятий, будучи, следовательно, результатом глубинных тектонических движений.

Роль структуроформирующих процессов каменноугольного периода в общей истории развития Днепровско-Донецкой впадины была весьма большой. Она установлена благодаря значительному увеличению глубинности исследований за последнее десятилетие и является убедительной и достоверной. Поэтому теперь нельзя признать правильными выдвигавшиеся ранее представления о формировании структур в этом регионе преимущественно в посткарбонные периоды региональных перерывов [44, 48, 79]. Такие структуроформирующие процессы здесь, конечно, происходили, однако, учитывая раннепермский конседиментационный тектогенез, следует сделать вывод о меньшей их роли, особенно в образовании ловушек нефти и газа, чем роль конседиментационных процессов.

Условия формирования структур на раннепермском седиментационном этапе лучше всего изучены в юго-восточной части осевой зоны впадины, где развит наиболее полный разрез хемогенной толщи. Здесь во время отложения никитовской, славянской и краматорской свит формировались почти все изученные на этой территории структуры — Западно-Сосновская, Кегичевская, Ефремовская, Машевская, Западно-Крестищенская, Западно-Медведовская, Мелиховская и др. Конседиментационный рост их убедительно обосновывается уменьшением к сводам мощностей не только соляных, но и бессолевых частей святогорского, торского, подбрянцевского, брянцевского, надбрянцевского и красносельского горизонтов. Постседиментационными в ранней перми являлись только Шебелинское и Балаклейское поднятия.

В конце палеозоя территория Днепровско-Донецкой впадины испытала два этапа региональных восходящих движений (предраннепермский и предпозднепермский перерывы). Последний уже давно и единодушно выделяется исследователями как один из наиболее важных во всей истории развития региона. Б. П. Кабышев и Г. И. Вакарчук [37] относят его к поздневторичным перерывам.

С точки зрения истории формирования локальных структур предпозднепермский перерыв является качественно новым этапом по сравнению с предшествующими периодами осадконакопления в ранней перми и карбоне. В это время: а) росло наибольшее количество структур — как тех, что формировались в предшествующее время, так и новообразованных; в частности впервые (если не считать слабо изученной девонской истории) возникли постседиментационные складки южной подзоны краевых дислокаций — Пролетарская, Левенцовская и др.; б) многие структуры прекратили свой рост; в) значительное количество поднятий испытало полное или частичное расформирование — Суходоловское, Мильковское, Южно-Свиридовское, Западно-Рябухинское, Северо-Федоровское и др. [39].

Недостаточно изученным остается структуроформирующее значение предраннепермского перерыва. Он четко фиксируется в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины, где под хемогенными отложениями нижней перми залегают различные горизонты верхней или среднего карбона. В средней, а по мнению других исследователей только в юго-восточной части впадины, в разрезе появляется картамышская свита. Однако и здесь внутри ее Я. И. Коломиец и др. [63] выделяют предмелиховский перерыв. О влиянии его на развитие структур говорить пока затруднительно, так как пробурено еще небольшое число скважин в зоне проявления этого несогласия в разных структурных условиях локальных поднятий. Зато в предраннепермский перерыв в северо-западной части впадины структуры росли интенсивно. Так, в сводовых частях Прилукского, Северо-Дорогинского, Тваньского, Хрещатинского, Мильковского и других поднятий размыто по 50—120 м отложений верхнего карбона, присутствующих на крыльях и перекрытых образованиями никитовской свиты. И наоборот, в предпозднепермский перерыв эти и другие структуры северо-западной части впадины развивались значительно слабее или вообще не развивались [33]. Сказанное же выше о большом структуроформирующем значении предпозднепермского перерыва относится к юго-восточной и средней частям Днепровско-Донецкой впадины.

Таким образом, наблюдается изменение во времени интенсивности структуроформирующих процессов в разных частях Днепровско-Донецкой впадины в конце палеозоя: на северо-западе в предраннепермский перерыв рост структур был большим, чем в предпозднепермский, на юго-востоке — наоборот, а в средней части — интенсивность роста структур была примерно одинаковой на обоих этих этапах.

К началу отложения пестроцветных осадков пересаждской, шебелинской и корневской толщ, относимых большинством исследователей к верхней перми, заканчивается позднепалеозойский этап в развитии Днепровско-Донецкой впадины и осложняющих ее структурных элементов. Он был наиболее активным с точки зрения формирования структур. К концу его (началу поздней перми) уже существовало большинство известных ныне поднятий. При этом часть из них (расформировывающиеся и древнейшие) достигли современных или больших значений амплитуд, другие (древние) — сформировались в значительной степени, а третьи (комбинированные) — достигли половины современных амплитуд.

Разные типы структур чаще всего не образуют четкой зональности в распространении по площади (см. рис. 1). Так, по базисному (визейскому) горизонту расформировывающиеся, древнейшие, древние и комбинированные структуры территориально чередуются между собой; по отношению к среднекаменноугольным отложениям большинство древних поднятий

развито на северной окраине Донбасса; по отношению к нижней перми — в юго-восточной части осевой зоны развиты преимущественно комбинированные структуры. Однако эта последняя закономерность, вероятно, обусловлена степенью изученности структур, так как не исключено, что комбинированные¹ по отношению к нижней перми поднятия — Кегичевское, Ефремовское, Мелиховское и др. по отношению к нижнему карбону окажутся, скорее всего, древними.

Обобщенные сведения о палеозойской истории развития структур Днепровско-Донецкой впадины дают среднеарифметические значения приростов их амплитуд к поздней перми. Последние составляют: по кровле визейского яруса (среднее по 61 структуре) — 73%, по среднему карбону (среднее по 45 структурам) — 72%, по подошве хемогенной толщи нижней перми (среднее по 35 структурам) — 50%. Эти данные свидетельствуют о большой роли структуроформирующих движений палеозойского времени и противоречат еще имеющим место представлениям о преимущественно молодом (мезозойском или даже кайнозойском) возрасте антиклинальных ловушек нефти и газа в рассматриваемом регионе [11, 12, 26, 48, 51].

Позднепермско-мезозойский этап характеризуется значительным спадом интенсивности роста структур. Более активно формировались соляные структуры, особенно с предпозднепермским и более высоким уровнем залегания девонской соли, менее активно — несоляные. При этом максимальный прирост амплитуд поднятий приходится на предпалеогеновый, предмеловый и предюрский перерывы. Во время осадконакопления в мезозое структуры росли менее интенсивно, причем росли только солянокупольные поднятия. В этом состоит принципиальное отличие проявления конседиментационных структуроформирующих процессов в мезозое от каменноугольного и раннепермского периодов.

В мезозое в основном продолжалось развитие ранее возникших структур. Даже те поднятия, которые относятся нами к группе молодых (Чернухинское, Великозагоровское, Березовское, Шебелинское и др.), как правило, образовались в палеозое, но характеризовались небольшим (до 30%) приростом амплитуды. Они составляют 8% общего количества изученных поднятий и присутствуют в различных частях региона (см.

¹ Не следует видеть несоответствия в том, что указанные структуры морфологически являются погребенными, а по возрасту — комбинированными. Погребены они по оси вала, сами же валы и, следовательно, крылья локальных поднятий не являются погребенными, а наоборот, амплитуды их в мезозое значительно увеличились. И этот прирост амплитуд принят за основу при определении типа структуры по исторической классификации, так как на периклиналях антиклинальные ловушки с ранней перми экранировались соляными штоками и прирост амплитуд здесь не имеет значения для определения высоты или объема ловушек.

рис. 1). 38% структур относятся к группе комбинированных (палеозойско-мезозойские), 44% — к группам древних, древнейших и расформирующихся и 2% — к типу вторично сформированных. Таких же структур, которые бы впервые возникли в мезозое, за исключением куполов над предверхнепермскими штоками, насчитываются лишь единичные примеры (Северо-Голубовская). Среднеарифметические значения приростов амплитуд поднятий за позднюю пермь — мезозой составляют: по кровле визейского яруса — 24,5%, по среднему карбону — 26%, по нижней перми — 47,5%.

Кайнозойский (в том числе неотектонический) этап с точки зрения формирования структур является самым пассивным в истории развития Днепровско-Донецкой впадины. Среднеарифметические значения прироста амплитуд поднятий за это время составляют 2—2,5%. Лишь единичные структуры испытали ощутимые приросты амплитуд: Монастырищенская и Чернухинская — 26%, Гнединцевская и Леяковская — 13%. Половина изученных структур характеризовалась приростами 4—6%, а 45% их в кайнозое вообще не формировались (Зацепиловская, Новогригорьевская, Суходоловская, Богдановская, Скороходовская и др.). Даже для такого классического примера молодой структуры, как Шебелинская, прирост амплитуды за кайнозой составил всего 4% (от 1100 м по подошве никитовской свиты).

Следует отметить, что более интенсивно в кайнозое развивались соляные штоки с предверхнепермским, предпалеогеновым и предантропогеновым уровнями соли, однако это почти не оказывало влияния на антиклинальные ловушки по продуктивным горизонтам.

Рассмотренная выше история развития относится к локальным структурам Днепровско-Донецкой впадины. Валообразные поднятия в основном характеризуются такой же историей, что и осложняющие их локальные структуры (Малосорочинско-Радченковский вал), однако наблюдаются и некоторые особенности. Так, Глинско-Розбышевский и Солоховско-Диканьский валы формировались так же, как осложняющие их основные сводовые локальные поднятия (Погарщинское и Солоховское), т. е. являются древними по истории развития. На погружениях их развиты древнейшие и расформирующиеся поднятия (Клинское, Матвеевское, Опошнянское). В пределах Сосновско-Беляевского и Ефремовско-Алексеевского валов в средней части развиты комбинированные структуры, а на периклиналях — древние.

Подытоживая общую характеристику истории развития структур Днепровско-Донецкой впадины, следует указать на наличие направленности, цикличности и непрерывности в этом процессе на протяжении последевонского времени. Направленность проявляется в постоянном снижении интенсивности (скорости) структуроформирующих процессов от карбона до кайно-

зоя включительно, происходящем, однако, не плавно, а прерывисто. Наиболее интенсивными и контрастными были движения в каменноугольном (и, вероятно, девонском) периоде, наименее интенсивными и контрастными — в кайнозое. Новейшая тектоническая эпоха — самая пассивная во всей истории региона.

Цикличность в развитии структур состоит в чередовании седиментационных и денудационных (время перерывов в осадконакоплении) этапов, каждый из которых характеризуется своими особенностями структуроформирующих процессов: одни поднятия формировались только при осадконакоплении, другие — в перерывы, третьи — и в то и в другое время. В целом же по региону структуроформирующие процессы происходили на протяжении обоих этапов (седиментационных и денудационных). И в этом состоит непрерывность их в Днепровско-Донецкой впадине, в истории развития которой не было даже сравнительно коротких (в геологическом понимании) периодов времени, когда бы не развивались какие-либо структурные формы.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗВИТИЯ СБРОСОВ НА СТРУКТУРАХ

Изученные бурением локальные структуры Днепровско-Донецкой впадины обычно интенсивно нарушены сбросами и лишь изредка (Шебелинское поднятие и др.) на них отмечены взбросы. Выяснение истории развития этих разрывных нарушений имеет большое значение, так как они оказывают влияние на современное распределение залежей нефти и газа и условия их формирования. Кроме того, решение этого вопроса важно для познания происхождения самих структур.

История и характер развития конкретных сбросов освещены выше при описании каждой структуры. Здесь же остановимся на общих закономерностях этого процесса. Полученные нами данные о времени и характере формирования сбросов сведены в табл. 13.

Сбросы, осложняющие локальные поднятия Днепровско-Донецкой впадины, можно разделить на две группы.

1. Основные наиболее крупные поперечные сбросы. Они осложняют не все поднятия и наиболее четко проявляются на Рыбальском, Погарщинском, Богдановском и Качановском. Эти сбросы характеризуются непрерывным увеличением амплитуды сверху вниз по разрезу до 200—300 м и более в нижнекаменноугольных отложениях. Они, по-видимому, не затухают к крыльям структур, а распространяются за их пределы.

2. Более мелкие сбросы (амплитудой несколько десятков метров, реже до 100 м и более) осложняют только сводовые и присводовые части структур, а на крыльях и периклиналях затухают. По разрезу они наиболее интенсивно развиты в верх-

ней части надсолевого комплекса (мезозой, пермь и верхний карбон), где совместно с основными поперечными сбросами или самостоятельно образуют типичные для солянокупольных структур сводовые грабены. В более глубоких горизонтах надсолевой толщи количество сбросов значительно уменьшается — они сочленяются друг с другом или примыкают к основным поперечным.

Существенные различия наблюдаются и в условиях образования указанных двух групп сбросов. Основные поперечные нарушения испытывали значительный конседиментационный рост в каменноугольный период, а в последующее время формировались преимущественно постседиментационно в предпозднепермский (или предраннепермский), предмеловой и предпалеогеновый перерывы. При этом наибольший прирост их амплитуды приходится на карбон — раннюю пермь. Так, к предпозднепермскому времени основной поперечный сброс на Рыбальском поднятии при амплитуде по кровле верхневизейских отложений 460 м имел амплитуду 390 м (85%), на Погарщинском при амплитуде по подошве верхнего визе 250 м — 165 м (66%). На Богдановском поднятии поперечный сброс амплитудой 280 м полностью сформировался к предпозднепермской эпохе. При этом конседиментационная составляющая прироста амплитуды названных сбросов в карбоне достигла не менее 90% на Богдановской структуре, 57% — на Рыбальской и 49% — на Погарщинской. Фактически же эти значения должны быть большими, так как невозможно учесть часть конседиментационного прироста амплитуд сбросов между самым верхним прослеживаемым по всей структуре репером в карбоне и подошвой верхней перми. Оценка абсолютной скорости роста основных поперечных сбросов на Богдановской, Рыбальской и Погарщинской структурах показывает, что в период осадконакопления в карбоне она составляла 3—7 м/млн. лет, а в предпозднепермский и последующий перерывы была значительно меньшей — до 1—3 м/млн. лет. Подобно скорости роста локальных структур наблюдается в общем уменьшение скорости роста разрывных нарушений от раннего карбона до антропогена.

Многочисленные мелкие сбросы на соляных куполах Днепровско-Донецкой впадины формировались исключительно постседиментационно во время перерывов, когда они по величине прироста амплитуды почти не отличались от крупных поперечных сбросов. Мелкие сбросы при осадконакоплении не испытывали формирования даже в тех случаях, когда структуры, которые они осложняют, развивались. Это четко проявляется на Машевском, Рябухинском, Погарщинском, Сагайдакском и других соляных куполах в период осадконакопления в мезозое.

Во время предпозднепермского, предмелового и предпалеогенового перерывов происходил рост большинства сбросов обеих групп (крупных и мелких) и, наоборот, в предтриасовый и

История формирования сбросов

на локальных поднятиях

Структура	История формирования сбросов					на локальных поднятиях								
	Кайнозой	Пред-палеогеновый этап	Поздний мел	Пред-меловой этап	Оксфорд	Келловей-байос	Триас	Поздняя пермь	Пред-позднепермский этап	Славянско-никитовское время	Пред-раннепермское время	Картамыш+поздний карбон	Средний карбон	Ранний карбон
Рыбальская (а)	—	+	—	+	—	—	+	—	+	—	—	+	+	+
(б)	—	+	—	+	—	—	+	—	+	—	—	—	—	—
Погарщинская (а)	+	+	—	+	—	—	—	—	+	—	—	+	+	+
(б)	+	+	—	+	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
Богдановская (а)	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	+	+	+
(б)	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
Качановская (а)	+	+	+	+	—	+	+	+	—	+	—	+	?	?
(б)	—	+	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Сагайдакская	—	+	—	—	—	—	+	—	+	—	—	—	—	—
Перещепинская	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
Новогригорьевская	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	+
Шебелинская	+	+	—	+	—	—	—	?	+	—	—	—	—	—
Солоховская (а)	+	+	—	+	—	—	—	—	+	—	—	+	+	+
(б)	+	+	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Бельская	—	+	—	+	—	—	+	—	+	—	—	—	—	—
Прилукская	—	+	—	+	—	—	+	—	—	+	—	—	—	—
Спиваковская	—	+	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
Тваньская	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Северо-Дорогинская	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Рябухинская	—	+	—	+	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—
Машевская	—	+	—	+	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
Чернухинская	—	+	—	+	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
Кегичевская	—	+	—	+	—	—	+	+	—	—	—	—	—	—
Новофремовская	—	+	—	+	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
Мелиховская	—	+	—	+	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—
Западно-Медведовская	—	+	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Западно-Крестищенская	—	+	—	+	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
Западно-Сосновская	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Зачепиловская	—	+	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—

(+) — формирование сброса происходило; (—) — формирования сброса не происходило; а — основной поперечный сброс; б — остальные сбросы.

предъюрский перерывы отмечается формирование значительно меньшего количества сбросов и то не на всех структурах и с меньшей интенсивностью. То же самое относится к сбросам и сводовым грабенам в палеогене — неогене: они развивались лишь на отдельных структурах (Погарщинская, Качановская, Солоховская и др.).

Характерной особенностью формирования локальных разрывных нарушений является то, что на структурах северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины наиболее интенсивно этот процесс происходил в конце палеозоя в предраннепермское время, а в юго-восточной части — в предпозднепермское. Предпозднепермский возраст сбросов и сводовых грабе-

нов отмечается на Шебелинской, Спиваковской, Новофремовской, Западно-Крестищенской структурах и др., предраннепермский — на Прилукской, Тваньской и Северо-Дорогинской структурах. Такое различие находится в полном соответствии с изменением в истории развития самих локальных структур.

Наблюдаемые закономерности в морфологии и истории формирования сбросов на локальных структурах (кроме крупных поперечных) позволяют рассматривать их (что согласуется с представлениями многих исследователей) как сбросы растяжения, образующиеся в надсолевой толще вследствие вертикального подъема соляного ядра. С генетической точки зрения они являются производными от роста антиклинальных структур.

тур, поэтому их еще называют эпиантиклинальными, а формировались они исключительно постседиментационно. Основываясь на материалах моделирования, Д. В. Кьюррей [49] говорит о непрерывном, одновременном с осадконакоплением формировании сбросов и сводовых грабен. Такое несоответствие результатов моделирования и эмпирических данных по локальным сбросам Днепровско-Донецкой впадины объясняется, по-видимому, тем, что образование густой сети сбросов и сводовых грабен на соляных куполах при прочих равных условиях зависит от скорости роста куполов. Последняя же в условиях рассматриваемого региона в мезозое — кайнозое была большей во время региональных восходящих движений, чем в смежные с ними периоды прогибания и осадконакопления. При моделировании же, вероятно, имитировалась скорость роста куполов большая, чем в природных условиях с учетом принципа подобия.

С другой стороны, образование крупных поперечных сбросов на Богдановской, Погарщинской, Рыбальской и других структурах, по нашему мнению, обусловлено не только и не столько ростом соляных куполов, которые они осложняют, а и тем, что они, по-видимому, являются составными частями региональных поперечных разрывных нарушений, распространяются в подсолевые девонские отложения и даже сами способствовали образованию или во всяком случае первоначальному заложению локальных структур.

Различная генетическая природа разрывных нарушений и осложняемых ими структур, а также зависимость проявления подвижек по сбросам от скорости роста поднятий и обусловили наблюдаемую в Днепровско-Донецкой впадине асинхронность в истории развития пликативных и разрывных структурных форм. В период осадконакопления в карбоне и ранней перми формирование локальных структур и основных поперечных сбросов происходило под действием глубинных структуроформирующих процессов без участия или при незначительном влиянии соляного тектогенеза. И хотя скорость роста структур была большой, густой сети эпиантиклинальных сбросов и сводовых грабен, характерных для солянокупольных поднятий, в это время не возникало. Лишь в предраннепермский и последующие перерывы в осадконакоплении, когда резко усилился соляной тектогенез, формировались эпиантиклинальные сбросы и сводовые грабены. Во время осадконакопления в мезозое сбросы и сводовые грабены не развивались вследствие значительно меньшей по сравнению с периодами перерывов скорости роста соляных куполов.

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА НА СТРУКТУРАХ

Условия формирования скоплений нефти, газа и конденсата зависят от ряда факторов — литолого-фациального, тектонического, гидрогеологического, геохимического, термобарического и др., среди которых тектонический и палеотектонический играют ведущую роль. Последнее вызвано тем, что они в большинстве случаев не только непосредственно создают ловушки и пути миграции углеводородов, но и определяют другие условия нефтегазоносности недр.

Каждый из факторов нефтегазоносности может быть выражен посредством набора признаков (параметров). Например, тектонический — это амплитуда, площадь, интенсивность локальных структур, отношение их к структурам II и I порядков и др.; гидрогеологический — это минерализация, коэффициент метаморфизма, газонасыщенность вод и др.; литолого-фациальный — это песчано-глинистый коэффициент, степень метаморфизма пород и т. п. Таких признаков, которые в определенных условиях могут повлиять на нефтегазоносность региона, тектонических зон или отдельных структур, имеется много. Л. Г. Каретников и Г. Ю. Валуконис [41] насчитали их более двухсот. Однако далеко не все они сказываются на нефтегазоносности в каждом конкретном случае. Те из факторов, которые в той или иной зоне или комплексе пород такое влияние оказывают, будем называть критериями нефтегазоносности. Это определение довольно условно, однако оно удобно для анализа воздействия различных параметров на продуктивность.

Учитывая, что степень влияния признаков может проявляться в определенных пределах, для вывода о принадлежности их к критериям следует использовать математические методы и приемы. В последние годы в геологии все большее признание получает положение о том, что нефтегазоносность ловушек (и, следовательно, прогноз месторождений) есть процесс вероятностный, так как формирование залежей зависит от большого числа переменных параметров, каждый из которых в конкретных условиях выступает в роли случайной величины. Вопрос об отнесении таких параметров к критериям решается на основе одномерных моделей методами математической статистики.

Здесь нами изложены результаты детального анализа тектонических и палеотектонических параметров нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины, характеризующих преимущест-

венно локальные структурные условия, хотя учитываются и региональные закономерности. Объекты выбирались таким образом, чтобы рассматривались структуры, расположенные в примерно сходной гидрогеологической, литолого-фациальной и геохимической обстановках, т. е. при прочих равных условиях (кроме тектонических). Анализ выполнен раздельно по трем основным продуктивным комплексам: нижнекаменноугольному, среднекаменноугольному и нижнепермско-верхнекаменноугольному. Сделано это с целью установить особенности формирования залежей углеводородов в различных комплексах.

Промышленная ценность каждого продуктивного комплекса может служить мерилем выводов об условиях формирования месторождений нефти и газа. Нижний карбон продуктивен на 47 месторождениях, средний карбон — на 26 месторождениях, нижнепермско-верхнекаменноугольный комплекс продуктивен на 18 месторождениях. Такого количества разведанных месторождений достаточно для анализа закономерностей их распространения и условий формирования с использованием статистических показателей. При выводах определяющими следует считать закономерности, присущие в основном нижнекаменноугольному, в меньшей степени нижнепермско-верхнекаменноугольному и в еще меньшей — среднекаменноугольному комплексам отложений в соответствии с их начальными потенциальными ресурсами углеводородов.

Промышленные скопления нефти и газа в мезозойско-верхнепермских образованиях выявлены только на пяти месторождениях (Бельское, Радченковское, Сагайдакское, Рыбальское, Качановское). Дальнейшие перспективы этих отложений в регионе исчерпаны. Закономерности распространения и формирования залежей в мезозое не являются дискуссионными: сторонники как органического, так и неорганического происхождения нефти и газа считают, что они образовались за счет вертикальной миграции углеводородов из более глубоких продуктивных горизонтов. Об этом свидетельствуют следующие данные:

1) приуроченность мезозойских залежей только к крупноамплитудным и интенсивно нарушенным сбросами структурам, характеризующимся формированием как в палеозое, так и в мезозое;

2) отсутствие в разрезе этих структур нижнепермской хемогенной покрышки и опесчанивание пересаждской глинистой покрышки;

3) приуроченность залежей только к структурам, где в нижележащих образованиях карбона имеются промышленные скопления углеводородов;

4) наличие на этих площадях гидрогеологических и геотермических аномалий, приуроченных к разрывным нарушениям.

В работе принята следующая схема анализа. По каждому из трех основных продуктивных комплексов рассматривались:

а) влияние морфологических параметров (площадь, амплитуда, объем, интенсивность, нарушенность, соподчиненность структур) на продуктивность локальных структур и содержащиеся в них запасы углеводородов; б) влияние палеопараметров (консидиментационность, палеоамплитуда, палеоинтенсивность, прирост амплитуды в палеозое, мезозое и кайнозое, тип структуры в соответствии с исторической классификацией) на те же показатели; в) зависимость коэффициента заполнения структур углеводородами от некоторых морфологических и палеотектонических параметров; г) зависимость распределения раздельно запасов нефти, газа и конденсата от тех же параметров.

Анализ основан на предпосылке, что в зависимости от того, происходило ли формирование залежей данного продуктивного комплекса на протяжении длительного времени (в том числе в палеозое) или только в неоген-четвертичное время, обусловлено ли оно главным образом латеральной миграцией из нефтегазопродуцирующей толщи этого же комплекса или вертикальной миграцией из более глубоких горизонтов, преимущественной продуктивностью должны обладать те или другие разновидности структур (при прочих равных условиях). В соответствии с этой предпосылкой на основе эмпирических данных о преобладающей приуроченности залежей к тем или другим структурам делались выводы об условиях формирования скоплений нефти, газа и конденсата в Днепровско-Донецкой впадине.

В работе использованы методы математической статистики, наиболее широко — проверка гипотезы о равенстве двух средних [68]. Смысл ее состоит в том, чтобы ответить на вопрос, имеются ли реальные различия между средними значениями в выделенных группах (например, между средними амплитудами продуктивных и непродуктивных структур). Эти различия признаются существенными, если изменчивость параметров между группами превышает таковую внутри групп, и, наоборот, несущественными, если таких различий нет или изменчивость внутри групп больше изменчивости между группами. Для определения этого различия подсчитывался критерий сравнения двух средних величин по формуле

$$Z = \frac{\bar{x} - \bar{y}}{\sqrt{\frac{n_x}{n_x - 1} (\sum x_i^2 - n_x \bar{x}^2) + \frac{n_y}{n_y - 1} (\sum y_i^2 - n_y \bar{y}^2)}}, \quad (1)$$

где \bar{x} , \bar{y} — средние значения параметров в выборках двух групп объектов; n_x , n_y — количество объектов в каждой группе; Z — нормальный критерий сравнения двух средних.

Критическое значение критерия сравнения при 5%-ном уровне значимости, который обычно принимается в геологических исследованиях, равно 1,96, при 10%-ном — 1,64 [68]. Если вы-

численное значение критерия больше 1,96, то нулевая гипотеза о равенстве средних отвергается (различие выборочных средних статистически значимо), если меньше — нулевая гипотеза принимается (различие средних статистически незначимо).

В руководствах по математической статистике для биологов [7, 74] говорится, что формула (1) справедлива для больших выборок ($n > 30$). Для малых же сравнение средних рекомендуется проводить по критерию Стьюдента [74, стр. 147—153]. Критические значения его определяются по таблицам. Вычислены эти значения по формуле (1), если дисперсии не различаются, а если различаются, то по формуле

$$t_{\text{выч}} = \frac{|\bar{x} - \bar{y}|}{\sqrt{\frac{(\sum x_i^2 - n_x \bar{x}^2) + (\sum y_i^2 - n_y \bar{y}^2)}{n_x + n_y - 2} \cdot \frac{n_x + n_y}{n_x - n_y}}}, \quad (2)$$

где $t_{\text{выч}}$ — значение критерия Стьюдента; \bar{x} , \bar{y} — средние значения параметров в выборках; n_x , n_y — количество объектов в каждой выборке.

Различие дисперсий определяется по критерию Фишера [74].

Для малых выборок различие средних оценивалось нами двумя приведенными выше методами: по нормальному критерию и критерию Стьюдента. За единичными исключениями (из многих десятков проанализированных средних), выводы одинаковы. Видимо, различия между этими критериями получаются только при более точных подсчетах, чем применяемый в геологии 5%-ный уровень значимости. Поэтому для удобства при сравнении средних ниже приводятся значения нормального критерия с оговоркой в случае, когда выводы по нему отличаются от таковых по критерию Стьюдента.

Для анализа влияния фактора конседиментационности в формировании структур на их нефтегазоносность использована таблица двумерного альтернативного распределения (табл. 14).

Точный критерий для табл. 14 вычислялся по формуле (Н. Бейли, 1962)

$$P = \frac{(a+b)!(c+d)!(a+c)!(b+d)!}{n!a!b!c!d!}. \quad (3)$$

Таблица 14
Таблица двумерного альтернативного распределения

Типы структур	Продуктивные	Непродуктивные	Сумма
Конседиментационные	a	b	$a+b$
Постседиментационные	c	d	$c+d$
Сумма	$a+c$	$b+d$	n

Нулевая гипотеза об отсутствии закономерности в преимущественной приуроченности нефтегазоносности к конседиментационным или постседиментационным структурам отвергается при значениях вычисленного критерия меньше критического, равного 0,05 (принимаемый обычно уровень значимости для исследований общего характера).

Кроме того, в работе использован корреляционный анализ — подсчитывался коэффициент корреляции между суммарными запасами углеводородов и морфологическими и палеоструктурными параметрами, коэффициентом заполнения и этими же параметрами.

НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫЙ ПРОДУКТИВНЫЙ КОМПЛЕКС

Промышленная нефтегазоносность нижнекаменноугольных отложений установлена на обширной территории северо-западной и средней частей Днепровско-Донецкой впадины (рис. 35). По состоянию на 1974 г. продуктивными являются 47 структур, непродуктивных принято для анализа 20, т. е. только те, которые расположены в контуре установленной промышленной нефтегазоносности или непосредственно вблизи него.

Значительное количество непродуктивных поднятий, расположенных на крайнем северо-западе грабена (Ведильцевское, Западно-Нежинское и др.), при статистическом анализе не учитывались, так как непродуктивность их явно обусловлена неблагоприятными гидрогеологическими условиями формирования и сохранения залежей. Здесь вследствие уменьшения мощности комплекса и ухудшения экранирующих свойств покрывки наблюдается снижение общей минерализации пластовых вод, состав растворенного газа становится почти безуглеродным, резко снижается упругость растворенных газов и др. Все это явилось причиной того, что в крайней северо-западной части все охваченные поисковыми работами структуры по отложениям карбона оказались непродуктивными [22].

Следует отметить, что даже при таком выборе структур для анализа большинство непродуктивных поднятий расположены в краевых частях зоны с доказанной промышленной нефтегазоносностью нижнекаменноугольных отложений и лишь два поднятия (Краснозаводское, Свиридовское) — внутри ее (рис. 35). К тому же на каждом из них пробурено по одной скважине, в которых отложения нижнего карбона вскрыты не на полную мощность. Гидрогеологические условия формирования и сохранения залежей углеводородов к периферии седиментационного бассейна ухудшаются постепенно, и трудно установить точную границу, где эти условия становятся неблагоприятными. Поэтому не исключено, что все непродуктивные структуры краевых зон седиментационного бассейна расположены в гидрогео-

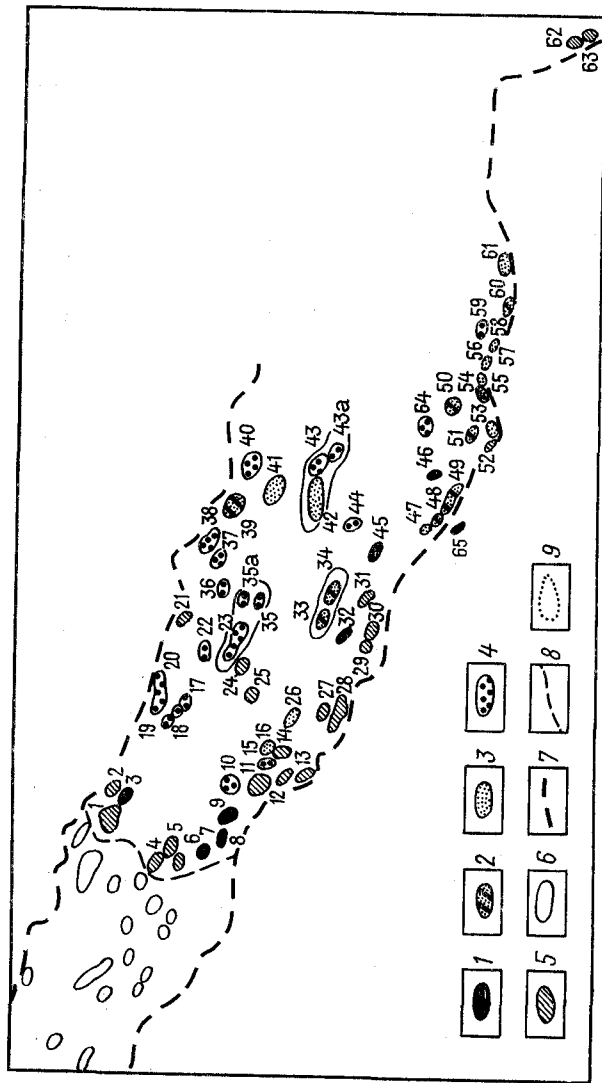


Рис. 35. Схема распространения месторождений и непродуктивных структур по нижнекаменноугольному комплексу

Залежи: 1 — нефтяные, 2 — нефтегазовые, 3 — газовые, 4 — газоконденсатнонефтяные; 5 — непродуктивные структуры, принятые для анализа тектонических критериев нефтегазоносности; 6 — прочие непродуктивные структуры; 7 — границы Днепровско-Донецкого грабена, 8 — граница зоны распространения структур, принятых для анализа тектонических критериев; 9 — соляные штоки.

Структуры: 1 — Великозапорожская; 2 — Куренская; 3 — Бахмачская; 4 — Тываньская; 5 — Северо-Дорогинская; 6 — Хомовская; 7 — Монастыр-щепская; 8 — Малодонецкая; 9 — Прилуцкая; 10 — Мильковская; 11 — Журавлевская; 12 — Антоновская; 13 — Пирятинская; 14 — Дашенковская; 15 — Богдановская; 16 — Гнелинская; 17 — Артюховская; 18 — Тагалаевская; 19 — Скороходовская; 20 — Великобутовская; 21 — Афанасьевская; 22 — Глинско-Розышевская; 24 — Краснозаводская; 25 — Свиридовская; 26 — Чернухинская; 27 — Северо-Котляйднская; 28 — Колыдаинская; 29 — Вергуновская; 30 — Петривецкая; 31 — Великоботачанская; 32 — Кибишевская; 33 — Малосорочинская; 34 — Радченковская; 35 — Харьковцевская; 36 — Гадячская; 37 — Тимофеевская; 38 — Новотроицкая; 39 — Качановская; 40 — Рыбальская; 41 — Бельская; 42 — Солоховская; 43 — Опошанская; 43а — Матвеевская; 44 — Гоголевская; 45 — Сагайдакская; 46 — Решетняковская; 47 — Потчиновская; 48 — Лиманская; 49 — Зачепиловская; 50 — Новотригорьевская; 51 — Новошколаевская; 52 — Западно-Михайловская; 53 — Михайловская; 54 — Кременовская; 55 — Виноградовская; 56 — Новоселовская; 57 — Восточно-Новоселовская; 58 — Пролетарская; 59 — Перещепинская; 60 — Голубовская; 61 — Девенцовская; 62 — Александровская; 63 — Андреевская; 64 — Суходоловская; 65 — Западно-Лиманская; 66 — Дашенковская; 67 — Монастырщепская; 68 — Великобутовская; 69 — Антоновская; 70 — Скороходовская; 71 — Чернухинская; 72 — Великобутовская; 73 — Северо-Котляйднская; 74 — Дашенковская; 75 — Афанасьевская; 76 — Глинско-Розышевская; 77 — Артюховская; 78 — Тагалаевская; 79 — Скороходовская; 80 — Великобутовская; 81 — Великобутовская; 82 — Великобутовская; 83 — Великобутовская; 84 — Великобутовская; 85 — Великобутовская; 86 — Великобутовская; 87 — Великобутовская; 88 — Великобутовская; 89 — Великобутовская; 90 — Великобутовская; 91 — Великобутовская; 92 — Великобутовская; 93 — Великобутовская; 94 — Великобутовская; 95 — Великобутовская; 96 — Великобутовская; 97 — Великобутовская; 98 — Великобутовская; 99 — Великобутовская; 100 — Великобутовская.

логически неблагоприятных условиях для сохранения залежей. Однако более вероятным является представление о том, что такое предположение справедливо лишь частично, а на ряде структур непродуктивность связана с другими причинами. Но и при этом обоснованным остается вывод, что во внутренней зоне промышленной нефтегазоносности практически все структуры по нижнему карбону продуктивны. Это свидетельствует о региональной нефтегазоносности данных отложений в определенной зоне.

Морфологические параметры (площадь, амплитуда, объем, интенсивность, нарушенность и др.) у продуктивных и непродуктивных структур весьма близки, и при 5%-ном уровне значимости средние показатели их статистически не различаются (табл. 15). Это свидетельствует о том, что морфологические параметры поднятий не влияют на их нефтегазоносность в нижнекаменноугольных отложениях.

Распределение суммарных геологических запасов углеводородов на поднятиях в зависимости от морфологических параметров анализировалось следующим образом. Все продуктивные структуры по каждому параметру разделялись на две примерно равные группы (например, с площадью до 20 км² и более 20 км²) и определялись средние запасы, приходящиеся на одну структуру в каждой группе. Результаты анализа (табл. 16) показывают, что на крупных поднятиях они в 2 раза больше, чем на мелких. Амплитуда, объем, интенсивность и нарушенность структур сбросами не влияют на приуроченные к ним суммарные запасы углеводородов, что в общем совпадает с выводом о значениях морфологических параметров на продуктивных и «пустых» поднятиях.

Другие выводы получаются из анализа истории развития структур. Среди продуктивных поднятий 30 конседиментационных (67%) и 15 постседиментационных (33%); среди непродуктивных — соотношение это почти обратное: 7 конседиментационных (39%) и 11 постседиментационных (61%). Критерий для таблицы двумерного альтернативного распределения согласно формуле (3) имеет вид

$$P = \frac{37! 26! 45! 18!}{63! 30! 7! 15! 11!} = 0,0307.$$

Полученное значение критерия меньше критического (0,05). Следовательно, это дает основание говорить о статистически значимом различии в продуктивности конседиментационных и постседиментационных структур. А все вместе свидетельствует о том, что антиклинальные ловушки, которые впервые возникли и формировались одновременно с осадконакоплением ныне продуктивных нижнекаменноугольных отложений, являются более благоприятными для аккумуляции углеводородов, чем постседиментационные, которые возникли значительно позднее време-

Средние значения морфологических

параметров локальных структур

Параметры структур	Продуктивные		
	Нижнекаменноугольный		
	Продуктивные структуры	Непродуктивные структуры	Критерий сравнения
Площадь, км ²	30,6	24,2	0,5
Амплитуда, м	265	226	0,5
Объем, км ³	6,6	7,1	0,1
Интенсивность h/S , м/км ²	15,5	12,7	0,8
Интенсивность h/\sqrt{S} , м/км	52,8	41,7	1,0
Коэффициент нарушенности, км/км ²	0,30	0,34	0,4

Примечание. Здесь и в последующих таблицах критические значения при 10%-ном.

комплексы	Среднекаменноугольный					
	Среднекаменноугольный			Нижнепермско-верхнекаменноугольный		
	Продуктивные структуры	Непродуктивные структуры	Критерий сравнения	Продуктивные структуры	Непродуктивные структуры	Критерий сравнения
	26,5	33,1	1,0	72,0	38	0,6
	250	120	2,1	640	322	2,0
	6,0	4,8	0,4	31,9	9,2	1,6
	14,4	8,5	1,6	12,8	8,0	2,0
	48,3	26,3	3,3	84,7	47,3	3,8
	0,4	0,2	1,7	0,35	0,3	0,4

критерия сравнения составляют 1,96 при 5%-ном уровне значимости, 1,64 —

ни отложения горизонтов, содержащих продукцию (в конце ранней перми и в последующем).

Фактор конседиментационности в формировании структур также существенно и статистически значимо влияет на распределение суммарных запасов углеводородов. Последние на поднятиях, испытавших конседиментационный рост в каменноугольное время, в среднем в 5 раз больше, чем на постседиментационных (60 усл. ед. на одну структуру против 10 на постседиментационных).

Распределение продуктивности структур в зависимости от групп исторической классификации показывает следующее (табл. 17).

1. Подавляющее большинство охваченных поисковыми работами поднятий (91%) относятся к группам расформирующихся, древнейших, древних и комбинированных, т. е. к таким, которые в той или иной степени существовали как ловушки для углеводородов уже в палеозое. Молодых структур пять (7,5%), из них продуктивных только две.

2. В сторону омоложения групп структур (от расформирующихся к молодым) наблюдается четко выраженная тенденция превышения доли непродуктивных структур над продуктивными, что свидетельствует о влиянии времени их формирования на нефтегазоносность. Характерно, что для двух наиболее древних групп структур (расформирующиеся и древнейшие) все охваченные поисковыми работами поднятия оказались продуктивными. Этот вывод имеет важное практическое значение, так как наращивание фонда новых структур в Днепровско-Донецкой впадине в дальнейшем будет происходить

в основном за счет таких структур (погребенных в современном структурном плане).

Количественный анализ исторических параметров также весьма четко свидетельствует о более древнем возрасте продуктивных структур по сравнению с непродуктивными (табл. 18). Приросты амплитуд продуктивных поднятий за палеозойское время в среднем почти в 2 раза больше, чем непродуктивных, а за мезозойское, наоборот, в 2 раза меньше. Различия эти статистически значимы. Приросты амплитуд за кайнозой всего 2—3%; они статистически одинаковы на месторождениях и непродуктивных поднятиях. Палеоамплитуды и палеоинтенсивности предпозднепермского времени примерно в 2 раза больше у продуктивных структур по сравнению с непродуктивными. В то же время палеоамплитуды предпалеогенового времени, так же как и современные амплитуды, у этих двух групп структур статистически не различаются. 50% современной амплитуды продуктивные структуры достигли в среднем в ранней перми, непродуктивные — к концу поздней перми, а 80% — соответственно в раннем триасе и средней юре. Все это свидетельствует о существенном различии палеоструктурных параметров у продуктивных и «пустых» структур и, следовательно, о влиянии палеотектоники на формирование залежей нефти и газа нижнекаменноугольного продуктивного комплекса.

Распределение суммарных запасов углеводородов на структурах разных типов согласно исторической классификации показывает (табл. 19), что они почти полностью сосредоточены на поднятиях, в которых антиклинальные ловушки по нижнекаменноугольным отложениям существовали уже в палеозой-

Таблица 16

Средние значения суммарных запасов углеводородов (в усл. ед.) на структурах с разными значениями морфологических параметров

Морфологические параметры	Продуктивные комплексы								
	Нижнекаменноугольный			Среднекаменноугольный			Нижнепермско-верхнекаменноугольный		
	Значения параметров	Средние запасы одной структуры	Критерий сравнения	Значения параметров	Средние запасы одной структуры	Критерий сравнения	Значения параметров	Средние запасы одной структуры	Критерий сравнения
Площадь, км ²	$\frac{20}{>20}$	$\frac{32,5}{69,5}$	1,90	$\frac{<15}{>15}$	$\frac{3,9}{3,8}$	0,1	$\frac{<30}{>30}$	$\frac{7,6}{66,6}$	1,5
Амплитуда, м	$\frac{<200}{>200}$	$\frac{25,5}{63}$	1,30	$\frac{<150}{>150}$	$\frac{3,9}{3,7}$	0,1	$\frac{<400}{>400}$	$\frac{2,3}{47,7}$	1,8
Объем, км ³	$\frac{<1}{>1}$	$\frac{20}{60,5}$	1,73	$\frac{<1}{>1}$	$\frac{3,9}{3,7}$	0,1	$\frac{<7,5}{>7,5}$	$\frac{4,5}{52,3}$	1,7
Интенсивность h/S , м/км ²	$\frac{<11}{>11}$	$\frac{56,5}{26}$	1,2	$\frac{<9}{>9}$	$\frac{3,6}{4,0}$	1,4	$\frac{<10}{>10}$	$\frac{43,3}{22,1}$	0,9
Интенсивность h/\sqrt{S} , м/км	$\frac{<40}{>40}$	$\frac{23}{62}$	1,5	$\frac{<45}{>45}$	$\frac{4,4}{3,2}$	0,5	$\frac{<50}{>50}$	$\frac{2,9}{38,5}$	1,7
Коэффициент нарушенности, км/км ²	$\frac{<0,20}{>0,20}$	$\frac{32}{48,5}$	0,7	$\frac{<0,3}{>0,3}$	$\frac{3,8}{3,8}$	0	$\frac{<0,3}{>0,3}$	$\frac{37}{25}$	0,4

ское время (расформировывающиеся, древнейшие, древние и комбинированные). В пределах молодых ловушек залежи газа выявлены только на двух месторождениях, а запасы их составляют всего 0,4% общих по комплексу. Средние запасы одного месторождения в группах расформировывающихся, древнейших, древних и комбинированных структур различаются статистически незначимо, а средние запасы одной структуры каждой из этих групп по сравнению с таковыми в молодых ловушках значительно больше, и это различие статистически значимо. На структурах с неодинаковыми палеоамплитудами и палеоинтенсивностью (в предпозднепермское время) величины средних запасов статистически не отличаются (табл. 20).

Представляет интерес анализ гипсометрических уровней залегания отложений разного возраста на локальных поднятиях, так как существует мнение о том, что продуктивность обуславливается их неотектонической активностью [51]. Этот вывод не подтверждается данными по нижнекаменноугольному комплексу. Так, средние отметки залегания подошвы киевской сви-

Таблица 17

Типы структур и продуктивность по нижнекаменноугольному комплексу

№ типа	Наименование типа структур		Продуктивные		Непродуктивные		Всего	
			число	%	число	%		
1	Расформировывающиеся	Конседиментационные	$\frac{6}{13,5}$		$\frac{0}{0}$		$\frac{6}{10}$	
2	Древнейшие	Конседиментационные	$\frac{8}{17,5}$		$\frac{0}{0}$		$\frac{8}{13}$	
3	Древние	Конседиментационные	$\frac{17}{37,5}$	$\frac{9}{20}$	$\frac{2}{13}$	$\frac{2}{13}$	$\frac{19}{31,5}$	$\frac{11}{18,5}$
4		Постседиментационные		$\frac{8}{17,5}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{8}{13}$	
5	Комбинированные	Конседиментационные	$\frac{11}{24,5}$	$\frac{6}{13,5}$	$\frac{10}{67}$	$\frac{4}{27}$	$\frac{21}{35,5}$	$\frac{10}{17}$
6		Постседиментационные		$\frac{5}{11}$	$\frac{6}{40}$	$\frac{6}{40}$	$\frac{11}{18,5}$	
7	Молодые	Конседиментационные	$\frac{2}{4,5}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{3}{20}$	$\frac{1}{7}$	$\frac{5}{8,5}$	$\frac{1}{1,5}$
8		Постседиментационные		$\frac{2}{4,5}$	$\frac{2}{13}$	$\frac{2}{13}$	$\frac{4}{7}$	
9	Вторично сформированные	Конседиментационные	$\frac{1}{2,5}$		$\frac{0}{0}$		$\frac{1}{1,5}$	

Примечания. 1. В числителе — число структур, в знаменателе — их количество в %. 2. В таблице не учтены две продуктивные и две непродуктивные структуры, по которым нет данных о конседиментационности, а также три непродуктивные структуры, по которым нет данных о возрасте.

ты палеогена на продуктивных структурах составляют —8 м, непродуктивных — +6 м, а средние отметки рельефа земной поверхности соответственно равны +140 и +136 м. В обоих случаях различия средних статистически незначимы (критерии сравнения соответственно 1,7 и 0,5). Также незначимы различия в современной глубине залегания кровли верхневизейской продуктивной толщи на месторождениях и «пустых» структу-

Средние значения исторических параметров

Параметры		Комп		
		Нижнекаменноугольный		
		Продуктивные структуры	Непродуктивные структуры	Критерий сравнения
Палеопараметры	Амплитуда (в % от современной)	81,2	53,4	4,4
	Палеоамплитуда, м	223	110	2,2
	Палеообъем, км ³	5,1	3,1	0,9
	Палеоинтенсивность h/S , м/км ²	14,0	7,5	1,7
	Палеоинтенсивность h/\sqrt{S} , м/км	46,1	23,2	2,8
Амплитуда к юрскому времени (в % от современной)		87,7	74,4	3,7
Амплитуда к предпалеогеновому времени (в % от современной)		97,4	97,8	0,2
Время, к которому структура достигла 50% современной амплитуды (млн. лет назад)		266 (ранняя пермь)	231 (конец поздней перми)	2,2
Время, к которому структура достигла 80% современной амплитуды (млн. лет назад)		220 (ранний триас)	157 (средняя юра)	3,1

рах, где они соответственно равны 2560 и 2140 м (критерий сравнения 1,5). В противоположность этому условные палеоглубины залегания кровли визейского яруса (к предпозднепермскому времени) на поднятиях этих двух групп статистически различаются и составляют на продуктивных 1160 м, на непродуктивных — 760 м (критерий сравнения 2,7). Таким образом, анализ гипсометрических уровней свидетельствует о влиянии на нефтегазоносность локальных структур палеотектоники, а не их новейшей тектонической активности.

Важным показателем нефтегазоносности локальных поднятий является соподчиненность их со структурами более низкого порядка. Для рассматриваемого комплекса влияние это мало существенно и проявляется только в том, что на валах все охваченные поисковыми работами поднятия оказались продуктивными. Зафиксировано же их здесь восемь (17%). На коротких

локальных структур по комплексам отложений

лексы						
Среднекаменноугольный			Нижнепермско-верхнекаменноугольный			
Продуктивные структуры	Непродуктивные структуры	Критерий сравнения	Продуктивные структуры	Непродуктивные структуры	Критерий сравнения	
83	64	2,2	К предъюрскому времени	68,8	45,0	2,2
192	64	2,9		457	179	2,7
4,2	2,8	0,6		18,6	5,3	2,0
12,7	6,0	2,0		10	4,2	2,8
38,3	16,1	3,9		63,6	25,7	3,0
89	74	1,9	78,8	61	1,5	
100	97	1,3	98,2	98,3	0,1	
267 (ранняя пермь)	242 (поздняя пермь)	1,6	239 (конец поздней перми)	193 (ранняя юра)	1,67	
234 (конец поздней перми)	188 (ранняя пермь)	2,5	153 (средняя юра)	151 (средняя юра)	0,1	

валах продуктивных структур 28 (60%), непродуктивных 15 (75%), а среди расположенных одиночно — соответственно 11 (23%) и 5 (25%). Соподчиненность локальных поднятий не влияет также на величину запасов углеводородов. Средние запасы одного поднятия, расположенного на валах, составляют 19,8 усл. ед., на коротких валах — 5,2, одиночного — 6,5. Однако критерии сравнения попарно групп структур во всех случаях ниже критических. Большая величина средних запасов структур, расположенных на валах, получена за счет одного, но самого крупного по этому комплексу месторождения.

Коэффициент заполнения антиклинальных ловушек углеводородами для многопластовых месторождений подсчитывался как среднеарифметическое значение по отдельным горизонтам. Это коэффициент для нижнекаменноугольного продуктивного комплекса варьирует в пределах от 0,08 до 0,90, но чаще сос-

Таблица 19

Распределение суммарных запасов углеводородов на структурах разных типов по нижнекаменноугольному продуктивному комплексу

№ типа структур	Наименование типа структур		Количество структур	Суммарные запасы, %		Средние запасы на одну структуру, усл. ед.	
1	Расформировывающиеся	Конседиментационные	3	8		8,5	
2	Древнейшие	Конседиментационные	6	9		4,8	
3	Древние	Конседиментационные	9	53,6	48	10,6	16,8
4		Постседиментационные	7		5,6		2,5
5	Комбинированные	Конседиментационные	5	25	19,5	8,1	12,5
6		Постседиментационные	5		5,5		3,6
8	Молодые	Постседиментационные	2	0,4		0,6	
9	Вторично сформированные	Конседиментационные	1	4,0		8,3	

Примечание. Количество структур меньше, чем в табл. 17, так как не по всем структурам имеются сведения о запасах.

тавляет 0,5—0,6. Средние значения его для структур разных групп таковы: для расформировывающихся и древнейших — 0,49, древних — 0,41, комбинированных — 0,37, молодых — 0,70. Если не считать непредставительные данные по молодым структурам (сведения по одному месторождению), то среди остальных наблюдается тенденция к снижению коэффициента заполнения с омоложением ловушек. Правда, этот вывод статистически незначимый, так как критерии сравнения средних по группам ниже критических. Статистически значимой является зависимость коэффициента заполнения от амплитуды структур: для поднятий с амплитудой до 200 м он составляет в среднем

0,60, а с амплитудой более 200 м — 0,21. В общем наибольшими коэффициентами заполнения (0,55—1,0) характеризуются малоамплитудные поднятия древнего и древнейшего формирования (Артюховское, Гадячское, Новоселовское, Скороходовское, Талалаевское, Харьковцевское) и меньшими (0,08—0,20) — крупноамплитудные поднятия комбинированного и древнего формирования (Зачепиловское, Качановское, Михайловское, Новогригорьевское, Погарщинское, Прилукское, Радченковское, Солоховское). В то же время закономерностей изменения коэффициента заполнения по площади не наблюдается, кроме тех случаев, когда на территории одной какой-нибудь зоны развиты однотипные структуры (например, Талалаевско-Гадячская зона малоамплитудных поднятий характеризуется высокими коэффициентами заполнения ловушек углеводородами).

Среднее для 36 структур значение коэффициента заполнения по нижнекаменноугольному продуктивному комплексу составляет 0,42.

Для контроля выводов о влиянии структурных и палеоструктурных параметров на суммарные запасы углеводородов подсчитаны коэффициенты корреляции между ними, которые составляют: с площадью — 0,8, с амплитудой — 0,4, с интенсивностью h/S — 0,2, с интенсивностью h/\sqrt{S} — 0,15, с объемом — 0,2, с нарушенностью — 0,2, с палеоамплитудой — 0,4, с палеоинтенсивностью h/S — 0,1, с палеоинтенсивностью h/\sqrt{S} — 0,1, с палеообъемом — 0,2, с амплитудой к поздней перми (в %) — 0,1, с амплитудой к юре (в %) — 0,1, с амплитудой к палеогену (в %) — 0,1. Как видим, за исключением площади, все структурные и палеоструктурные параметры с запасами углеводородов не коррелируются или коррелируются весьма слабо, что подтверждает сделанный выше вывод о невлинии этих параметров на средние запасы месторождений по отложениям нижнего карбона. Следует указать, что, хотя это явление требует объяснения (что будет сделано ниже), оно не свидетельствует о независимости нефтегазоносности структур от истории их развития. Дело в том, что зависимость между указанными параметрами и запасами фактически изучалась в рамках структур, в той или иной степени формировавшихся в палеозое (расформировывающиеся, древнейшие, древние и комбинированные), молодых же продуктивных структур всего две. В этом, а также в различии палеоструктурных параметров на продуктивных и «пустых» поднятиях и в четкой зависимости продуктивности и запасов от конседиментационности структур и состоит влияние истории развития их на нефтегазоносность.

В качестве критериев нефтегазоносности для нижнекаменноугольного комплекса выступают параметры, характеризующие историю развития структур и частично их гипсометрию.

Средние значения суммарных геологических запасов углеводородов

Палеоструктурные параметры		Продуктивные		
		Нижнекаменноугольный		
		Значения палеопараметров	Средние запасы одной структуры, усл. ед.	Критерий сравнения
Палеоамплитуда, м	К предпозднепермскому времени	≤ 100	26	1,2
		> 100	56	
Палеоинтенсивность h/S , м/км ²		≤ 8	62,5	1,4
		> 8	25	
Палеоинтенсивность $h\sqrt{S}$, м/км		≤ 35	28,5	1,1
		> 35	57	
Палеообъем, км ³		≤ 1	4,5	1,4
		< 1	12,7	

СРЕДНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫЙ ПРОДУКТИВНЫЙ КОМПЛЕКС

Промышленная нефтегазоносность среднекаменноугольных отложений установлена пока в северо-западной и средней частях Днепровского грабена, а также на северной окраине Донбасса (рис. 36). Залежи первой зоны территориально совпадают с зоной распространения скоплений нефти и газа в нижнекаменноугольном продуктивном комплексе и больше того — приурочены только к структурам, продуктивным по нижнему карбону.

Рассмотрим влияние структурных и палеоструктурных параметров антиклинальных ловушек на формирование залежей в среднекаменноугольном комплексе северо-западной и средней частей Днепровско-Донецкой впадины. Анализом охвачены 19 месторождений и 28 непродуктивных структур. Последние выбраны таким образом, как и по нижнему карбону. При таком выборе непродуктивных структур коэффициент промышленных открытий составляет 0,40 — почти в 2 раза меньше, чем по нижнекаменноугольному комплексу. Это обусловлено в значительной степени тем, что непродуктивные поднятия по среднему карбону располагаются не только вблизи границ с доказанной промышленной нефтегазоносностью как в нижнем карбоне (Бахмачское, Великлубновское, Малодевицкое, Монастырищенское и др.), но и весьма часто внутри нее (Анастасьевская, Гадяцкая, Гоголевская, Солоховская, Матвеевская, Артюховская и др.). В этом состоит одно из важных отличий в законо-

на структурах с разными значениями палеопараметров

комплексы					
Среднекаменноугольный			Нижнепермско-верхнекаменноугольный		
Значения палеопараметров	Средние запасы одной структуры, усл. ед.	Критерий сравнения	Значения палеопараметров	Средние запасы одной структуры, усл. ед.	Критерий сравнения
≤ 100	4,0	0,1	К предпозднепермскому времени	≤ 500	7,3
				> 500	60
> 100	3,8	0,2		≤ 9	37,2
				> 9	30,1
≤ 7	4,1	1,3		≤ 60	7,3
				> 60	60
> 7	3,6	0,3		≤ 10	4,5
				> 10	63
≤ 35	5,2	1,3		≤ 10	4,5
				> 10	63
> 35	2,4	0,3		≤ 10	4,5
				> 10	63
≤ 1	3,5	0,3		≤ 10	4,5
				> 10	63
> 1	4,2	0,3		≤ 10	4,5
				> 10	63

мерностях площадного распространения залежей углеводородов в отложениях нижнего и среднего карбона.

Морфологические параметры, характеризующие структурную выраженность локальных поднятий, существенно различаются на продуктивных и непродуктивных структурах (см. табл. 15). Так, амплитуда, интенсивность и коэффициент нарушенности структур на месторождениях в среднем в 2 раза больше, чем непродуктивных поднятий. И различие это статистически значимо, правда, для коэффициента нарушенности и интенсивности h/S с 10%-ным уровнем значимости, для амплитуды и интенсивности h/\sqrt{S} — с 5%-ным. С другой стороны, морфологические параметры, характеризующие емкость ловушки (площадь и объем), не информативны. Они статистически одинаковые на месторождениях и «пустых» структурах.

В рассматриваемой зоне морфологические параметры структур оказывают решающее влияние на их нефтегазоносность не только в среднекаменноугольных, но и в вышележащих отложениях (пермь, триас, юра). Об этом свидетельствует зависимость наличия залежей углеводородов в отложениях моложе нижнекаменноугольных от структурной выраженности поднятий. Для анализа приняты все структуры, продуктивные по нижнекаменноугольным отложениям. Их в регионе 47, из них на 21 установлены также залежи в одном или нескольких горизонтах вышележащих отложений (Бельская, Погарщинская, Солоховская, Богдановская, Радченковская и др.), а на 26 — таких залежей не установлено (Артюховская, Талалаевская, Анастасьевская и др.). Разделение структур этих двух групп по морфо-

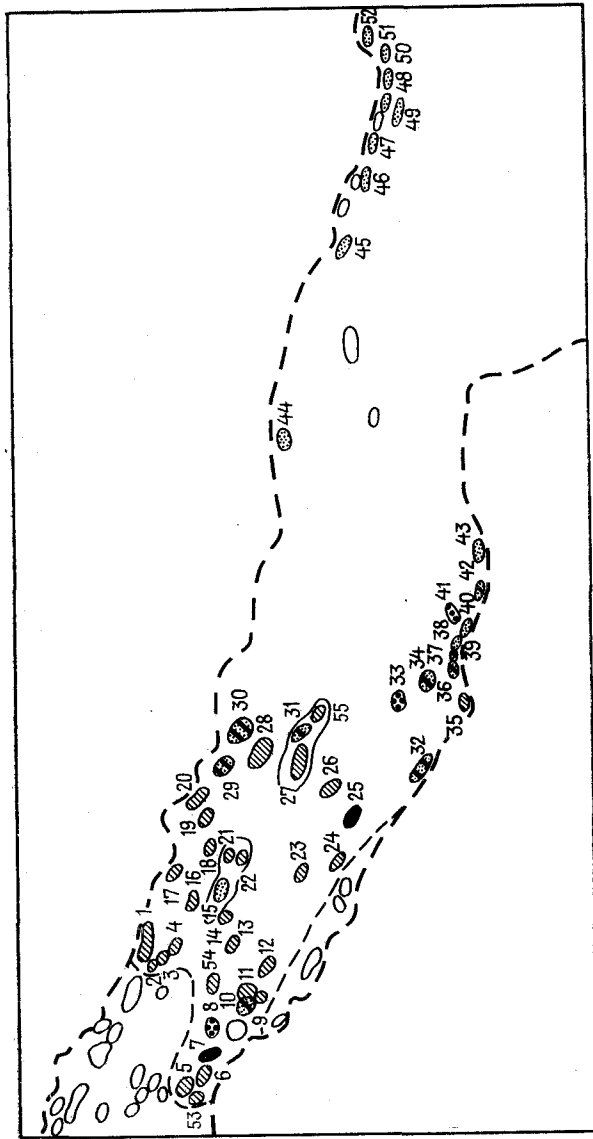


Рис. 36. Схема распространения месторождений и непродуктивных структур по среднекаменноугольному комплексу

Структуры: 1 — Велікобубновская; 2 — Скороходовкая; 3 — Талаглевская; 4 — Артоховская; 5 — Монастырщевская; 6 — Малолевицкая; 7 — Прилуцкая; 8 — Мильковская; 9 — Дашенковская; 10 — Богдановская; 11 — Гнединцевская; 12 — Чернухинская; 13 — Свиридовская; 14 — Красноводская; 15 — Глинско-Розбишевская; 16 — Анастасьевская; 17 — Афанасьевская; 18 — Галяцкая; 19 — Тимофеевская; 20 — Новоторонская; 21 — Клинская; 22 — Харьковцевская; 23 — Малосорочинская; 24 — Велікобобанская; 25 — Сагайдацкая; 26 — Готелевская; 27 — Солоховская; 28 — Бельская; 29 — Качановская; 30 — Рыбальская; 31 — Опшанская; 32 — Зацепиловская; 33 — Сухоловская; 34 — Новогригорьевская; 35 — Михайловская; 36 — Крелювская; 37 — Винотрадская; 38 — Новоселовская; 39 — Восточно-Новоселовская; 40 — Пролетарская; 41 — Перещепинская; 42 — Голубовская; 43 — Левенцовская; 44 — Волоховская; 45 — Краснопольская; 46 — Боровская; 47 — Капитановская; 48 — Лобачевская; 49 — Славяносербская; 50 — Вергунская; 51 — Кондрашевская; 52 — Ольховская; 53 — Великолевицкая; 54 — Деляковская; 55 — Матвеевская.

Условные обозначения см. на рис. 35

логическим признакам получилось весьма четкое и статистически значимое: поднятия с залежами в двух или более стратиграфических комплексах имеют большие (чем поднятия с залежами только в нижнем карбоне) средние значения площади и амплитуды в 4 раза, интенсивности — в 2 раза, объема — в 14 раз, коэффициента нарушенности — в 2,5 раза (табл. 21).

Таблица 21

Морфологические параметры структур в зависимости от наличия залежей в отложениях моложе нижнекаменноугольных

Параметры	Средние значения		Критерий сравнения
	продуктивные структуры	непродуктивные структуры	
Площадь, км ²	51,0	12,5	2,30
Амплитуда, м	455	112,7	4,05
Объем, км ³	13,4	0,9	2,60
Интенсивность h/S , м/км ²	20,3	11,4	1,81
Интенсивность h/\sqrt{S} , м/км	77,3	33,2	3,30
Коэффициент нарушенности, км/км ²	0,5	0,2	3,20

На основе указанной закономерности можно сделать вывод, что условия формирования скоплений нефти и газа в отложениях моложе нижнего карбона на территории северо-западной и средней части впадины вызвали заполнение углеводородами только крупноамплитудных, с большей интенсивностью и более нарушенных сбросами ловушек, причем только тех из них, которые продуктивны по отложениям нижнего карбона. Последнее было установлено еще ранее [58]. В этом проявляется существенное отличие в условиях формирования залежей нефти и газа в среднекаменноугольных и вышележащих отложениях от таковых в нижнем карбоне, где морфологические параметры структур не влияют на их продуктивность.

Воздействия морфологических параметров на распределение разведанных запасов углеводородов не отмечается — средние запасы разных групп структур статистически не различаются (см. табл. 16).

Соподчиненность локальных поднятий с более крупными структурными элементами не влияет на их нефтегазоносность и распределение запасов углеводородов. Так, среди продуктивных по среднему карбону структур две расположены на валах, девять — на коротких валах, а восемь — одиночно (соотношение 2:9:8), а среди непродуктивных поднятий это соотношение составляет 4:14:8. Средние запасы углеводородов, приходящиеся на одно поднятие, составляют: на валах и коротких ва-

лах 16,5 усл. ед., среди одиночных — 23 усл. ед. Различия между ними статистически незначимы (критерий сравнения 0,6).

Рассмотрим влияние исторических параметров поднятий на их нефтегазоносность. Во-первых, по группам структур исторической классификации с точки зрения конседиментационности: среди 19 продуктивных по среднему карбону структур конседиментационными являются 12 (63%), постседиментационными — 7 (37%); а среди 26* непродуктивных — соответственно 21 (80%) и 5 (20%). Критерий для таблицы двумерного альтернативного распределения, вычисленный по формуле (3), имеет вид

$$P = \frac{33!12!19!26!}{45!12!21!7!5!} = 0,115.$$

Полученное значение критерия больше критического (0,05), следовательно, нет основания говорить о наличии статистически значимого различия в продуктивности конседиментационных и постседиментационных структур.

По возрастным группам структуры распределяются следующим образом: среди 19 продуктивных поднятий расформирующихся и древнейших — 4, древних — 10, комбинированных — 5, молодых — нет (соотношение в процентах соответственно — 21:53:26:0); среди 26 непродуктивных поднятий расформирующихся и древнейших — 6, древних — 7, комбинированных — 8, молодых — 5 (соотношение 23:27:31:19). Эти данные свидетельствуют в пользу того, что нефтегазоносность тяготеет к структурам более раннего формирования. Однако насколько этот вывод статистически значим, можно судить из оценки количественных величин исторических параметров.

Такой анализ исторических параметров определенно свидетельствует о частой приуроченности месторождений к более древним антиклинальным ловушкам (см. табл. 18). Так, продуктивные структуры имели прирост амплитуды к предпозднепермскому времени в среднем на 19%, а к юрскому — на 15% больше, чем непродуктивные. И наоборот, прирост амплитуды первых за позднепермско-мезозойское время в среднем на 15% меньше, чем «пустых». Значения палеоамплитуд их в 3 раза, а палеоинтенсивности в 2 раза больше, чем непродуктивных. Все эти данные статистически значимы с достоверностью 0,05.

Таким образом, для среднекаменноугольного продуктивного комплекса также устанавливается закономерность в приуроченности залежей нефти и газа к структурам более раннего (палеозойского) формирования, правда, здесь эта закономерность выражена слабее, чем для нижнекаменноугольного комплекса, где, кроме того, на нефтегазоносность влияет фактор конседиментационности.

* По двум структурам (Матвеевской и Леяковской) нет сведений о конседиментационности и возрасте.

Распределение суммарных разведанных запасов углеводородов отложений среднего карбона по группам структур характеризуется следующими данными. Средние запасы, приходящиеся на одно поднятие, составляют: для конседиментационных структур — 22 усл. ед., постседиментационных — 14, расформирующихся и древнейших — 29, древних — 13, комбинированных — 23,5 усл. ед. Однако различия эти статистически незначимы (критерий сравнения меньше 1,96) и обусловлены случайным нахождением в той или иной группе единичных месторождений с большими или меньшими запасами. Подобный вывод следует также из анализа распределения суммарных запасов на структурах с различными историческими параметрами (см. табл. 20).

В общем 72% суммарных разведанных запасов углеводородов среднего карбона приурочено к конседиментационным структурам и лишь 28% — к постседиментационным (различие обусловлено почти в 2 раза большим количеством конседиментационных структур). По группам структур разного возраста распределение это таково: расформирующиеся и древнейшие ловушки содержат 32% запасов, древние — 35%, комбинированные — 33%.

Вопрос о влиянии неотектонических движений на нефтегазоносность среднекаменноугольных отложений представляется в следующем виде. Прирост амплитуды поднятий за неоген-четвертичное время весьма незначителен и в среднем составляет: для продуктивных — 0,8%, для непродуктивных — 3%; различие между ними статистически значимое.

Несколько по-другому обстоит дело с изменением гипсометрии структур за неотектонический этап развития. Среднее значение отметки залегания киевской свиты палеогена на месторождениях составляет +4 м, на непродуктивных структурах — 22 м, различие (в 26 м) статистически значимо (критерий сравнения 3,2). При интерпретации этих данных следует учитывать, что отметки киевской свиты на анализируемых структурах довольно хорошо коррелируются с глубинами залегания подошвы среднего карбона и, следовательно, продуктивных горизонтов (коэффициент корреляции 0,6). Глубина залегания подошвы среднего карбона составляет на продуктивных структурах в среднем 2020 м, на непродуктивных — 2930 м, различие (910 м) здесь также статистически значимо (критерий сравнения 3,8). Учитывая, что продуктивные и пустые структуры чередуются по площади, а не сосредоточены в зонах с неодинаковой глубиной залегания отложений в региональном плане, можно сделать вывод об обусловленности различий в гипсометрии отложений индивидуальными особенностями локальных поднятий, которые влияют на их продуктивность. При этом, если современная глубина продуктивной толщи и изменение ее в кайнозое влияют на нефтегазоносность структур, то палеоглубина

(к предпозднепермскому времени) не воздействует на нее. Так, среднее значение палеоглубины подошвы башкирского яруса на месторождениях составляет 890 м, а на непродуктивных структурах 1110 м. Различие (220 м) статистически незначимо (критерий сравнения 1,5). Следовательно, на продуктивности структур сказалось в основном изменение в гипсометрии за позднепермско-мезозойское время (73%), в меньшей степени — за палеозойское (24%) и незначительно — за кайнозойское (3%).

Запасы месторождений по среднекаменноугольному комплексу отложений не зависят от неотектонических движений: средние запасы углеводородов на структурах с отметкой залегания киевской свиты выше +7 м (по 10 месторождениям) составляют 19 усл. ед., ниже +7 м (по 9 месторождениям) — 19,5 усл. ед. (критерий сравнения 0,1).

Гипсометрический уровень подошвы среднего карбона влияет на распределение запасов углеводородов: средние запасы структур с глубиной залегания выше 2000 м составляют 4,5 усл. ед., а глубже 2000 м — 35,5 усл. ед. (критерий сравнения 3,1). Как уже указывалось, глубина залегания среднекаменноугольных отложений статистически различается на продуктивных и непродуктивных структурах (на последних на 910 м ниже и составляет 2930 м). Следовательно, наиболее благоприятные условия для формирования залежей нефти и газа в среднекаменноугольном продуктивном комплексе складывались на структурах, где подошва комплекса приходится на средние глубины (в интервале 2000—2900 м). Ниже этого интервала структуры не содержат залежей, а выше — весьма небольшие по запасам. Подчеркиваем только, что все эти закономерности относятся к средней и юго-восточной частям Днепровско-Донецкой впадины.

Коэффициент заполнения ловушек углеводородами по среднекаменноугольному комплексу изменяется в пределах от 0,87 до 0,02, однако в большинстве случаев он низкий и среднее значение его по 19 месторождениям составляет 0,31, т. е. даже ниже, чем по отложениям нижнего карбона. Как и для нижнекаменноугольного комплекса, наблюдается снижение коэффициента с омоложением структур. Так, среднее значение его по расформировывающимся и древнейшим поднятиям составляет 0,6, древним — 0,2, комбинированным — 0,2. При этом различия между первой группой структур, с одной стороны, и второй и третьей — с другой, статистически значимы (критерии сравнения соответственно равны 3,3 и 3,6). Древние и комбинированные структуры по величине коэффициента заполнения не различаются между собой.

В качестве критериев нефтегазоносности для среднекаменноугольного комплекса выступают морфологические параметры, характеризующие структурную выраженность поднятий и, за

исключением конседиментационности, исторические: продуктивным структурам свойственны большие амплитуда, интенсивность, нарушенность сбросами, они гипсометрически более поднятые, имели большие палеоамплитуды, палеоинтенсивность и прирост амплитуды в палеозое, чем непродуктивные.

НИЖНЕПЕРМСКО-ВЕРХНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫЙ ПРОДУКТИВНЫЙ КОМПЛЕКС

Нижнепермско-верхнекаменноугольный комплекс хорошо изучен. Промышленная нефтегазоносность его характеризуется меньшим площадным распространением по сравнению с нижнекаменноугольными отложениями. Все 14 газовых месторождений сконцентрированы в юго-восточной части впадины в зоне распространения максимальных мощностей нижнепермских хемогенных отложений, а три нефтяных и два нефтегазовых, наоборот, рассредоточены на значительной территории северо-западной и средней частей впадины (рис. 37). Залежи на последних пяти месторождениях экранируются верхнепермской глинистой крышкой.

Коэффициент промышленных открытий по комплексу (при учете непродуктивных структур, расположенных только внутри и вблизи границы установленной промышленной нефтегазоносности) составляет 0,51, а для зоны газовых месторождений юго-востока впадины он увеличивается до 0,58. При этом в последнем случае проявляется почти региональная газоносность структур, как и в отложениях нижнего карбона: внутри газоносной зоны имеются только три непродуктивные структуры (Веселовская, Восточно-Павловская и Северо-Волвенковская), при учете которых коэффициент промышленных открытий в зоне составляет 0,82. В то же время в средней и северо-западной частях региона он весьма низок. Такое различие в распространении залежей в разных зонах обуславливает необходимость отдельного анализа влияния структурных и палеоструктурных параметров на нефтегазоносность, при этом методы математической статистики можно использовать для юго-востока впадины, где имеется больше открытых месторождений.

Морфологические параметры, характеризующие структурную выраженность поднятий (амплитуда и интенсивность), оказывают статистически значимое влияние на газоносность, а площадь, объем и нарушенность — не оказывают (см. табл. 15). Амплитуда и интенсивность продуктивных структур в среднем в 2 раза больше, чем непродуктивных. На запасы эти параметры не влияют; правда, с более низким уровнем значимости (10%) все же можно говорить, что большими запасами характеризуются структуры с большими амплитудой, объемом и интенсивностью (см. табл. 16).

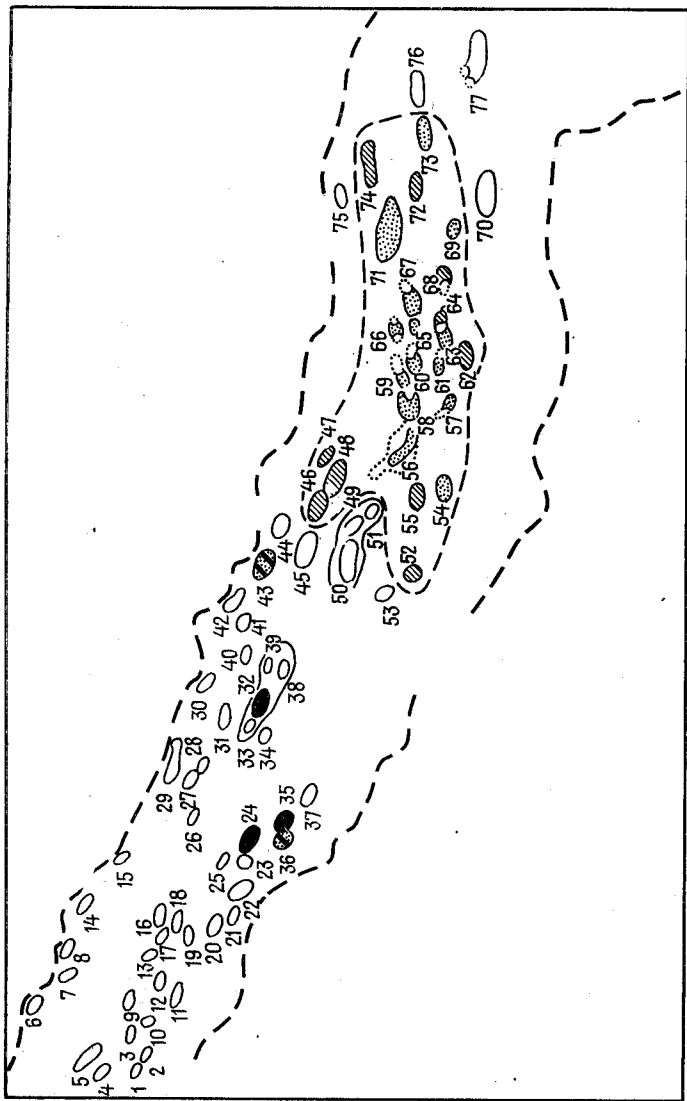


Рис. 37. Схема распространения месторождений и непродуктивных структур по нижнепериско-верхнекамменноугольному комплексу

Структуры: 1 — Олишевская; 2 — Хрециатинская; 3 — Переходовская; 4 — Ивановская; 5 — Анисовская; 6 — Березнянская; 7 — Борковская; 8 — Десковская; 9 — Вергненская; 10 — Хотинская; 11 — Григорьевская; 12 — Западно-Нежинская; 13 — Черняховская; 14 — Адамовская; 15 — Куреньская; 16 — Омбйская; 17 — Тваньская; 18 — Северо-Дорогинская; 19 — Хомовская; 20 — Монастирищенская; 21 — Малодерницкая; 22 — Прилуцкая; 23 — Мильковская; 24 — Делянская; 25 — Ярошевская; 26 — Ярошевская; 27 — Талалаевская; 28 — Артоховская; 29 — Ведикубовская; 30 — Афанасьевская; 31 — Анастасьевская; 32 — Пугаринская; 33 — Чижевская; 34 — Краснозадовская; 35 — Гнединцевская; 36 — Богдамовская; 37 — Черлухинская; 38 — Харьковцевская; 39 — Клинская; 40 — Гадлянская; 41 — Тимофеевская; 42 — Новотроицкая; 43 — Качановская; 44 — Рыбальская; 45 — Вельская; 46 — Котелевская; 47 — Карайковскийская; 48 — Березовская; 49 — Отошанская; 50 — Солоховская; 51 — Матвеевская; 52 — Семеновская; 53 — Тоголевская; 54 — Машевская; 55 — Восточно-Полтавская; 56 — Распашинская; 57 — Лановская; 58 — Западно-Крестинская; 59 — Староверовская; 60 — Западно-Мелитовская; 61 — Западно-Сосновская; 62 — Кобзевская; 63 — Кетлевская; 64 — Восточно-Павловская; 65 — Западно-Ефремовская; 66 — Мелитовская; 67 — Ефремовская; 68 — Веселовская; 69 — Миролобовская; 70 — Новомечетильская; 71 — Шебелинская; 72 — Северо-Вольвенковская; 73 — Славяновская; 74 — Балаклейская; 75 — Волюховская; 76 — Красноос-

Условные обозначения см. на рис. 35

Соподчиненность локальных поднятий со структурами более низкого порядка оказывает определенное воздействие на их газоносность: среди продуктивных на валах находятся девять, на коротких валах — два, на одиночных — три (соотношение в процентах 64 : 14 : 22). Для непродуктивных структур это соотношение составляет 20 : 40 : 40. Однако распределение разведенных запасов газа не дает такого преимущества валам, так как 57% запасов комплекса содержится в одиночно расположенной структуре. Месторождения на валах содержат 39% запасов, а на коротких валах — 4%. В общем все же верным остается вывод о преимущественной продуктивности и приуроченности основной части запасов газа в данном комплексе к крупным структурным элементам. Из исторических параметров на газоносность структур юго-восточной части впадины оказывает существенное влияние возраст ловушек и не оказывает влияния конседиментационность. Среди продуктивных поднятий 13 конседиментационных и одно постседиментационное, а среди непродуктивных — соответственно 9 и 1. Критерий для таблицы двумерного альтернативного распределения, вычисленный по формуле (3), имеет вид

$$P = \frac{22!2!14!10!}{24!13!9!1!1!1!} = 0,5072,$$

т. е. он больше критического (0,05). При этом отсутствие зависимости здесь обусловлено иной причиной, чем в отложениях среднего карбона: почти все структуры, продуктивные и непродуктивные, являются конседиментационными.

По возрастным группам исторической классификации структуры распределяются так: среди продуктивных расформировывающихся, древнейших и древних — пять, комбинированных — восемь и молодых — одна (соотношение в процентах 36 : 57 : 7), а среди непродуктивных — одна древняя, шесть комбинированных и две молодые¹ (соотношение 11 : 67 : 22, т. е. в пользу структур более древнего формирования). Количественная оценка исторических параметров показывает следующее (см. табл. 18). На газоносности сказываются прирост амплитуды в палеозое (большой на месторождениях) и мезозое (меньший на месторождениях) и (с 10%-ным уровнем значимости) время достижения структурой 50% амплитуды, а не сказываются прирост амплитуды в кайнозое и время достижения структурой 80% амплитуды. Статистически значимо влияют на продуктивность структур также палеопараметры: на месторождениях по сравнению с «пустыми» структурами палеоамплитуда и палеоинтенсивность больше в 2,5 раза, палеообъем — в 3,5 раза.

С палеопараметрами запасы газа связаны слабее — лишь с приближающимся к 10%-ному уровню значимости можно

¹ Одна структура (Кобзевская) относится к типу вторично сформированных.

говорить о приуроченности более крупных скоплений газа к структурам с большей палеоамплитудой, палеообъемом и палеоинтенсивностью (см. табл. 20). Слабо зависят запасы и от групп структур. 57% запасов газа приурочено к одной постседиментационной структуре, 43% — к остальным 13 конседиментационным, а по времени формирования те же 57% запасов — к молодой структуре, 36% — к комбинированным и 7% — к древним, древнейшим и расформировывающимся.

Из гипсометрических параметров на нефтегазоносность влияет палеоглубина залегания продуктивной толщи, которая на месторождениях в среднем в 2,4 раза больше, чем на «пустых» структурах (950 против 400 м). Современная глубина и параметр неотектонической активности на продуктивных и непродуктивных структурах статистически не различаются (глубины залегания в среднем соответственно равны 2560 и 2200 м, а отметки киевской свиты палеогена +14 и +5 м). Влияние палеоглубины, вероятно, не непосредственное, а обусловлено влиянием экранирующей покрывки — ведь величина палеоглубины как раз и является мощностью нижнепермской хемогенной толщи, перекрывающей продуктивный комплекс пород.

В средней и северо-западной частях Днепровско-Донецкой впадины находятся пять месторождений (рис. 37). Их структурные и палеоструктурные параметры, как правило, не подчиняются закономерностям, установленным для юго-восточной части, больше того, часто противоположны им. Так, амплитуда продуктивных структур здесь невелика (75—200 м), интенсивность тоже. Покрывкой залежей служат пересажские глины верхней перми. Ловушки по времени формирования три — молодые, одна — комбинированная и одна — древняя. При этом подавляющая часть запасов углеводородов (79%) сосредоточена в молодых ловушках, 20% — в комбинированной, 1% — в древней. Среди многочисленных непродуктивных структур имеются разные типы по времени формирования.

Таким уклоном в сторону увеличения значимости молодых ловушек в средней и северо-западной частях впадины объясняется то, что ранее при совместном рассмотрении всех структур комплекса Б. П. Кабышевым и А. Ф. Шевченко [38] был сделан вывод о невлинии возраста ловушек на их нефтегазоносность. Однако при том и другом способе анализа четко проявляется различие в зависимости нефтегазоносности от возраста ловушек в данном продуктивном комплексе по сравнению с ниже- и среднекаменноугольными, что может свидетельствовать о разном времени и условиях формирования скоплений нефти и газа.

Коэффициент заполнения ловушек углеводородами по рассматриваемому комплексу изменяется от 0,23 до 1,0, однако в большинстве случаев он довольно высок — среднеарифметическое значение его составляет 0,66, а в зоне газовых месторож-

дений юго-востока впадины — 0,69. В отличие от проанализированных выше комплексов для нижнепермско-верхнекаменноугольного не наблюдается статистически значимой зависимости коэффициента заполнения ловушек от времени их формирования (увеличение в более древних структурах). Наоборот, ряд молодых (Шебелинская, Леляковская, Гнединцевская) и комбинированных (Западно-Крестищенская, Мелиховская, Ефремовская, Западно-Ефремовская) структур полностью или почти полностью заполнены углеводородами (коэффициент заполнения 0,7—1,0).

Таким образом, для зоны газовых месторождений юго-восточной части впадины в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе наблюдается приуроченность залежей к структурам с большими амплитудой и интенсивностью, более древним по времени формирования, чем непродуктивные поднятия. Эти параметры являются критериями продуктивности.

ВРЕМЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НА СТРУКТУРАХ

Вопрос о времени и условиях формирования месторождений нефти и газа обычно рассматривается исследователями во взаимосвязи с представлениями об их генезисе. Сторонники неорганического происхождения их объясняют формирование месторождений поступлением углеводородов по глубинным разломам в кайнозойское время [26, 62]. В частности, в Днепровско-Донецкой впадине некоторые исследователи считают проводящими поперечные глубинные разломы или продольные краевые [26, 27].

Согласно наиболее распространенным вариантам теории органического происхождения нефти и газа процесс генерации нефтяных углеводородов из сапропелевого и гумусово-сапропелевого исходного органического вещества наиболее энергично протекал на стадиях среднего катагенеза (стадии Д, Г, Ж) на глубинах от 2 до 3,5 км. Время прохождения осадочной толщи пород этих условий выделено Н. Б. Вассоевичем [13] в главную фазу нефтеобразования (ГФН). Генерация газа протекает в более широком диапазоне глубин: она предшествует ГФН (буроугольная стадия), сопровождает ее и происходит после нее на стадиях позднего катагенеза, когда образуется преимущественно сухой газ [13, 40, 54, 57]. Гумусовое органическое вещество на всех стадиях метаморфизма генерирует преимущественно газ.

По мнению С. Г. Неручева и др. [57], количество метана, образующегося на стадиях позднего катагенеза, в 3—4 раза превышает суммарное количество углеводородного газа, генерированного на всем предыдущем этапе погружения пород до глубины 3,5 км. Указанные исследователи на этом этапе вы-

деляют главную фазу газообразования (ГФГ), которая приурочена к стадиям К—Т метаморфизма в интервале глубин от 3,6—3,8 до 5 км. Газоконденсатные залежи образуются при погружении пород ниже ГФН за счет поступления газа в ранее возникшие залежи нефти и растворения последней в газе.

Согласно теории органического происхождения нефти и газа образование месторождений является процессом длительным — оно начинается вслед за захоронением нефтегазоматеринской толщи, а заканчивается с последними достаточно значительными тектоническими подвижками региона, проходя стадии переформирования.

В Днепровско-Донецкой впадине нефтегазопроизводящими кроме предположительно девонских, еще слабо изученных отложений, считаются образования нижнего карбона и низы башкирского яруса, характеризующиеся гумусово-сапропелевым составом органического вещества. Эти отложения в северо-западной и средней частях впадины достигли зоны ГФН или прошли ее (находятся на стадиях среднего и позднего катагенеза), а в юго-восточной — достигли стадии раннего метакатагенеза [28, 29, 53]. Следовательно, в рассматриваемом регионе были благоприятные геохимические и литолого-фациальные условия для образования нефти и газа в нижнекаменноугольных отложениях и, возможно, низах среднекаменноугольных.

Разрез верхнего и большей части среднего карбона наиболее полно представлен в юго-восточной части впадины. Как и в Донбассе, эти отложения здесь характеризуются гумусовым составом рассеянного органического вещества, преобразование которого происходило по угольному пути с выделением большого количества метана. Эту угленосную толщу многие исследователи рассматривают как газоматеринскую в отношении формирования газовых залежей юго-востока впадины, находящихся под нижнепермской хемогенной покрывкой [45].

С учетом общетеоретических представлений рассмотрим те выводы о времени и условиях образования месторождений нефти, газа и конденсата в Днепровско-Донецкой впадине, которые следуют из интерпретации результатов анализа тектонических и палеотектонических критериев нефтегазоносности. При этом мы исходим из априорного положения о том, что в зависимости от того, происходило формирование залежей только в палеозое, или более длительное время (палеозое—мезозое), или, наконец, только на последних стадиях развития региона в кайнозое, происходило оно вследствие преимущественно латеральной миграции или вертикальной, распределение залежей по стратиграфическим комплексам, морфологическим и историческим типам структур и др. должно быть различным. Анализируя же эти различия, можно решить обратную задачу — сделать выводы о времени и условиях формирования месторождений нефти, газа и конденсата.

Однако такое заключение не следует абсолютизировать, имея в виду, что проблема формирования месторождений комплексная и должна решаться на основе совместного рассмотрения тектонических, геохимических, гидрогеологических и других факторов нефтегазоносности.

Выше были подробно изложены закономерности влияния различных тектонических и исторических параметров структур на их нефтегазоносность. Основной вывод, который следует сделать, — это принципиальные различия в условиях формирования залежей углеводородов в трех основных продуктивных комплексах — нижне-, среднекаменноугольном и нижнепермско-верхнекаменноугольном.

Нижнекаменноугольный комплекс характеризуется высоким коэффициентом промышленных открытий, низким коэффициентом заполнения ловушек, отсутствием влияния морфологических и влиянием всех исторических параметров структур на их нефтегазоносность. Эти эмпирические данные свидетельствуют, во-первых, о преимущественно древнем (палеозойском) времени образования скоплений углеводородов и, во-вторых, о формировании их за счет латеральной миграции. В литературе часто и справедливо 100%-ное заполнение ловушки нефтью или газом приводится как доказательство молодости залежи. Здесь же коэффициент заполнения довольно низкий (0,42), а ловушки, способные вместить современные залежи, уже существовали в ранней перми (в среднем их амплитуда к этому времени составляла 81% современной величины). В таких структурах сосредоточено 99,5% разведанных геологических запасов нефти, газа и конденсата данного комплекса и только на двух месторождениях залежи газа приурочены к ловушкам мезозойского возраста. Преимущественно палеозойским временем формирования залежей в отложениях нижнего карбона объясняется также повышение коэффициента заполнения более древних ловушек, хотя и они не полностью заполнены углеводородами. Последнее объясняется уменьшением объема залежей вследствие их погружения и увеличения давления, а также частичным рассеиванием углеводородов в мезозое — кайнозое.

Отсутствие статистически значимых различий в запасах углеводородов в расформировывающихся, древнейших, древних и комбинированных структурах также свидетельствует в пользу палеозойского заполнения их, когда между ними еще не было различий во времени формирования. В мезозое — кайнозое комбинированные и древние структуры увеличились в объеме, однако на запасы углеводородов это уже не повлияло. Предпосылки для заполнения ловушек углеводородами создавались уже на самой ранней стадии их образования — в период осадконакопления ныне продуктивных отложений нижнего карбона.

О формировании залежей в данном комплексе пород преимущественно за счет латеральной миграции углеводородов свидетельствуют продуктивность почти всех структур в зоне промышленной нефтегазоносности комплекса и независимость продуктивности от нарушенности поднятий сбросами и от их морфологической выраженности в современном структурном плане. Это же подтверждается отсутствием влияния на нефтегазоносность соподчиненности локальных поднятий с более крупными структурами. Если бы залежи в данном комплексе формировались за счет вертикальной миграции и тем более в позднее время, это нашло бы проявление в приуроченности их к более нарушенным, структурно лучше выраженным поднятиям и в наличии по соседству с ними значительного количества непродуктивных структур, у которых ухудшены связи с подводящими каналами.

Естественно, что и при латеральной миграции углеводородов более благоприятные условия для заполнения ловушек имеют крупные, приуроченные к валам (зонам нефтегазонакопления) структуры. Продуктивные структуры по сравнению с «пустыми» характеризуются большими палеоамплитудами и палеоинтенсивностями палеозойского времени, когда происходило основное заполнение ловушек. (Напомним, что современные амплитуды и интенсивности на продуктивность структур не влияют.) В общем же формирование залежей под действием латеральной миграции предъявляет к структурной выраженности ловушек менее жесткие требования, чем вследствие вертикальной миграции.

Условия образования залежей нефти и газа в среднекаменноугольном продуктивном комплексе северо-западной и средней частей Днепровско-Донецкой впадины принципиально отличаются от таковых в нижнекаменноугольном. Низкий коэффициент промышленных открытий в зоне с установленной нефтегазоносностью, приуроченность залежей к структурно лучше выраженным ловушкам, более нарушенным сбросами, гипсометрически приподнятым, и только к тем, которые продуктивны по отложениям нижнего карбона,— все это свидетельствует в пользу формирования залежей рассматриваемого комплекса под действием вертикальной миграции углеводородов из нижнекаменноугольных отложений. В данном отношении критерии продуктивности структур по нижнему и среднему карбону существенно отличны, что не может быть случайным или вызвано влиянием других факторов нефтегазоносности. Вероятнее всего, это связано с особенностями условий образования залежей.

Что же касается времени формирования скоплений углеводородов в среднем карбоне, то отличия по сравнению с нижним карбоном здесь также имеются, однако менее значимые. С одной стороны, отсутствие влияния конседиментационности структур на их нефтегазоносность служит доказательством

того, что в период осадконакопления ныне продуктивной толщи, да и позднее, вплоть до конца седиментационного этапа (ранней перми включительно), залежи в среднекаменноугольных отложениях не формировались. С другой стороны, приуроченность залежей к более древним структурам (палеозойского времени образования) позволяет считать, что формирование их происходило, во всяком случае началось, в конце палеозоя. Вероятнее всего, оно связано с предпозднепермским периодом региональных восходящих движений территории, сопровождавшимся интенсивным ростом многих структур, осложнением их густой сетью эпиантиклинальных сбросов. Последние служили путями вертикальной миграции углеводородов из ранее возникших залежей в отложениях нижнего карбона. Несомненно, что такой же процесс вертикальной миграции повторялся и в мезозое (предмеловой и предпалеогеновый перерывы), что привело к образованию залежей в отложениях перми, триаса и юры, а также к пополнению (или иногда, наоборот, к разрушению) старых и возникновению новых залежей в среднекаменноугольных образованиях.

Охарактеризованные условия формирования залежей относятся к северо-западной и средней частям Днепровско-Донецкой впадины на участке от Богдановского до Опшмянского и Голубовского месторождений. На юго-востоке региона месторождений в среднем карбоне, кроме Волоховского, пока не выявлено. Здесь этот комплекс отложений еще слабо изучен и разведан. Однако предварительные результаты поискового бурения на ряде площадей (Спиваковская, Балаклеяская, Северо-Волвенковская) свидетельствуют о вероятности других закономерностей в распространении и формировании залежей в среднем карбоне. На указанных площадях наблюдались интенсивные газопроявления вплоть до открытого фонтанирования газом. По сравнению с северо-западной и средней частями региона здесь вероятнее открытие залежей в средне- и малоамплитудных поднятиях, чем в крупноамплитудных. В последних, характеризующихся большими нарушенностью сбросами и интенсивностью, условия для вертикальной миграции газа и скопления его под наиболее надежной нижнепермской хемогенной крышкой были благоприятнее. Поэтому на таких структурах среднекаменноугольные отложения могут оказаться менее перспективными, чем на средних и мелких, а новые крупные залежи в них могут быть лишь глубже под лучшими крышками (намюрской глинистой и девонской соленосной).

Нижнепермско-верхнекаменноугольный продуктивный комплекс характеризуется своими особенностями формирования скоплений нефти и газа. В зоне газовых месторождений юго-востока впадины он отличается самым высоким из всех комплексов коэффициентом заполнения ловушек (в среднем 0,70, а для некоторых месторождений — около 1,0). Тот факт, что

основные разведанные запасы газа по комплексу содержатся в одной молодой и двух комбинированных структурах, однозначно свидетельствует о формировании залежей в данном комплексе отложений не раньше конца мезозойской эры. Однако происходило ли оно только в мезозое или даже кайнозое, как считают некоторые исследователи [26, 27, 51]?

По нашему мнению — нет. Здесь так же, как указывалось выше, наблюдается влияние возраста ловушек на нефтегазоносность: в основном продуктивные поднятия более древние, чем непродуктивные. И даже молодая Шебелинская структура, не говоря о комбинированных, в конце палеозоя уже существовала в виде антиклинальной ловушки по продуктивной толще, хотя и имела небольшую (130 м) амплитуду. Следовательно, в это время здесь были благоприятные структурные условия для начала формирования залежей газа, а наличие идеальной соленосной покрывки обеспечивало сохранение их от разрушения.

Источником газа являлась угленосная газопroduцирующая толща верхнего и среднего карбона. В многочисленных пластовых сводовых ловушках по этим отложениям за счет латеральной миграции формировались первичные газовые залежи. Однако вследствие отсутствия здесь хороших покрывок в периоды региональных инверсионных движений (предпозднепермский, предмеловой и предпалеогеновый), когда структуры осложнялись густой сетью сбросов, многочисленные первичные залежи разрушались и формировались крупные массивно-пластовые залежи газа под соленосной покрывкой. О значительной роли вертикальной миграции в этом процессе свидетельствует приуроченность залежей к структурам с наибольшими объемами, амплитудой и интенсивностью. Окончательное формирование массивно-пластовых залежей произошло в предпалеогеновый инверсионный этап развития региона.

В северо-западной и средней частях Днепровско-Донецкой впадины залежи в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях содержатся на пяти месторождениях. Антиклинальные ловушки по времени формирования являются молодыми (Гнединцевская, Леляковская, Качановская), комбинированной (Погарщинская) и древнейшей (Богдановская). Коэффициент заполнения их нефтью составляет соответственно 0,72; 0,75; 0,17; 0,58 и 0,25, а время достижения 80% величины современной амплитуды для первых трех — 67 млн. лет (начало палеогена), для Погарщинской — 137 млн. лет (конец юры), для Богдановской — 267 млн. лет (конец ранней перми). Следовательно, залежь нефти в современном объеме на Погарщинском месторождении не могла образоваться раньше предмелового периода, а на Гнединцевском и Леляковском — раньше предпалеогенового.

Однако этот вывод вытекает только из анализа структурных и палеоструктурных параметров и является, для данных место-

рождений менее определенным по сравнению с другими комплексами и другой зоной. Ранее высказывались представления о приуроченности Гнединцевской нефтяной залежи к стратиграфической ловушке [21], а Леляковской — к биогерму (А. Е. Лукин), возникшим в палеозое и позднее осложнившимся антиклинальными структурами. В таком случае время формирования указанных месторождений можно связывать с более ранним этапом, чем конец мезозоя. Убедительным доказательством этой точки зрения явилось бы открытие новых залежей нефти в отложениях нижней перми и верхнего карбона в ловушках литолого-стратиграфического типа, не связанных с антиклинальными структурами. Однако таких месторождений здесь пока не обнаружено.

Анализ структурных и палеоструктурных критериев по месторождениям северо-западной и средней частей Днепровско-Донецкой впадины, закономерностей их распространения приводит авторов к выводу о том, что залежи в нижней перми — верхнем карбоне, так и в отложениях среднего карбона, верхней перми и мезозоя, находятся здесь во вторичном залегании и образовались за счет вертикальной миграции нефти из нижнекаменноугольных отложений. Месторождения приурочены к структурам с большими амплитудой и интенсивностью по сравнению соседними непродуктивными поднятиями, находящимися в сходных условиях.

На Погарщинском и Богдановском месторождениях непосредственно под верхнекарбонными залежами имеются скопления нефти в нижнекаменноугольных отложениях, которые могли быть источником их формирования. Труднее таким образом объяснить формирование Гнединцевского и Леляковского месторождений. Представляется убедительной точка зрения, высказанная Е. И. Солдатенко [70], согласно которой нефтяная залежь на Гнединцевском месторождении возникла за счет миграции нефти по поверхности предверхнепермского несогласия из расположенного гипсометрически ниже соседнего Богдановского поднятия. История развития обеих структур вполне соответствует такой трактовке: они объединены в короткий вал, в пределах которого более приподнятой в палеозое была Богдановская структура, а в мезозое — Гнединцевская, что и обусловило изменение направления миграции углеводородов. Аналогичными были условия формирования Леляковского месторождения, которое с соседним Милюковским находится в подобных структурных и палеоструктурных взаимоотношениях.

Подытоживая данные об условиях формирования месторождений нефти, газа и конденсата в Днепровско-Донецкой впадине, полученные из анализа тектонических и палеотектонических критериев нефтегазоносности, следует подчеркнуть, что они, безусловно, соответствуют органической теории происхождения углеводородов и противоречат генетической связи месторожде-

ний с глубинными разломами. Об этом свидетельствует также исследование других параметров. Так, анализ закономерностей распространения продуктивных и «пустых» структур в приразломных и удаленных от разломов зонах Днепровско-Донецкой впадины показал отсутствие статистически значимой связи месторождений с глубинными разломами [24]. Наблюдаемая приуроченность многих месторождений к разломам (например, в северной и южной подзонах краевых дислокаций) говорит лишь о генетической связи с ними структур-ловушек, плотность которых в приразломных зонах в несколько раз выше, чем в остальных частях региона. На отсутствие приуроченности месторождений к поперечным глубинным структурам ранее указывал П. Ф. Шпак [82].

Статистический анализ зависимости между нефтегазонасностью локальных структур и нарушенностью их сбросами свидетельствует о том, что роль вертикальной миграции нефти и газа в формировании их залежей повышается снизу вверх от незначительной в нижнекаменноугольном продуктивном комплексе почти до 100%-ной в мезозойском [3].

Общая схема образования месторождений нефти, газа и конденсата в Днепровско-Донецкой впадине представляется автором в следующем виде. В каменноугольно-раннепермский седиментационный этап развития региона при достижении нефтегазопроизводящими отложениями нижнего карбона главной зоны (фазы) нефтеобразования происходила генерация нефтяных и газовых углеводородов и формирование (при латеральной миграции) первичных залежей в конседиментационных структурах в средней и северо-западной частях впадины. Происходил ли этот процесс в юго-восточной части, если там, возможно, был переход в сторону Донбасса нефтепроизводящих отложений в угленосные, — неизвестно. Выяснить этот вопрос можно с помощью сверхглубокого бурения. В средне- и верхнекаменноугольных отложениях юго-востока региона в седиментационный этап генерировались газообразные углеводороды и формировались первичные пластовые залежи.

В предподнепермский инверсионный этап первичные залежи разрушались и в вышележащих отложениях формировались вторичные за счет вертикальной миграции. Этот процесс в наибольшей степени проявился на крупноамплитудных и гипсометрически наиболее поднятых структурах.

В поздней перми и мезозое во время прогибания региона продолжался процесс уплотнения тех же нефте- и газопроизводящих толщ пород, сопровождавшийся генерацией новых порций нефти и газа, причем в средней части впадины больше газа, так как основная нижнекаменноугольная нефтегазопроизводящая толща вступила в главную зону газообразования. Этот газ растворялся в ранее возникших нефтяных залежах вплоть до полного насыщения нефти. Дальнейшее поступление газа

в такие ловушки в условиях высоких давлений и температур приводило к растворению нефти в газе и формированию газо-конденсатных залежей.

Так возникли залежи с большим (до 600—800 г/м³ и более) содержанием конденсата (Талалаевское, Артюховское, Гадячское месторождения). В пользу такого механизма образования газоконденсатных залежей с большим содержанием жидкой фазы, предусматривающего предварительное наличие в ловушке скопления нефти, свидетельствуют следующие доводы: а) приуроченность почти всех запасов конденсата (99%) к конседиментационным структурам, а подавляющего числа залежей к древним, древнейшим и расформировывающимся поднятиям и только к нижнекаменноугольным отложениям; б) наличие в нижнепермско-верхнекаменноугольных отложениях юго-восточной части впадины газовых месторождений со сравнительно небольшим (до 50—80 г/м³) содержанием конденсата несмотря на то, что пластовые давления и температура в них не намного выше, а иногда даже ниже, чем в нижнекаменноугольных залежах с большим содержанием конденсата.

В периоды мезозойских инверсий Днепровско-Донецкой впадины, как и во время предподнепермской, возобновлялась вертикальная миграция углеводородов, обуславливавшая разрушение первичных залежей нефти, газа и конденсата и формирование новых (вторичных) в отложениях мезозоя, перми, верхнего и среднего карбона, особенно в комбинированных и молодых по возрасту ловушках. Предпалеогеновый период был последним наиболее интенсивным этапом в тектонической истории развития региона и последним этапом наиболее существенных изменений в формировании залежей углеводородов.

Таким образом, первичные, основные закономерности распространения залежей нефти, газа и конденсата, вытекающие из условий их генезиса, в инверсионные этапы развития региона усложнились интенсивным проявлением преимущественно вертикальной миграции флюидов. Это в значительной степени завуалировало взаимосвязь образования залежей с возрастом ловушек. Однако детальный анализ различных критериев нефтегазонасности позволяет выявлять их.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе анализа богатейшего геолого-геофизического материала проведено обобщение закономерностей истории формирования структур Днепровско-Донецкой впадины и влияния этих закономерностей на их нефтегазонасность. Длительность и разнообразие процессов развития структур на протяжении от карбона до кайнозоя обусловило формирование разных по возрасту структур — древнейших, древних, комбинированных, молодых и расформировывающихся. Наиболее интенсивно боль-

шинство их росло в палеозойское время, в том числе в периоды осадконакопления в карбоне, ранней перми и, вероятно, девоне, когда формировались нефтегазоносные комплексы пород и когда в соответствии с органической теорией происхождения нефти и газа протекали основные процессы генерации углеводородов. Последние, таким образом, сразу после своего появления имели благоприятные структурные условия для аккумуляции в виде первичных залежей.

В мезозойско-кайнозойское время одни структуры прекратили свой рост, другие продолжали расти, а третьи (их наименьшее количество) впервые возникли в виде замкнутых ловушек. Такая сложная и длительная история развития структур сказалась на их нефтегазоносности: с одной стороны, наблюдается четкая приуроченность залежей к более древним ловушкам, а с другой — отмечается наличие залежей также в молодых (мезозойских) поднятиях. Связь между возрастом ловушек и их нефтегазоносностью выступает в Днепроовско-Донецкой впадине в виде вероятностной, а не функциональной зависимости (что устанавливается с помощью методов математической статистики). Обусловлено это процессами переформирования скоплений углеводородов в инверсионные этапы развития региона (в конце палеозоя и мезозое), приводившими к разрушению первичных и возникновению вторичных залежей, в том числе иногда и в молодых ловушках.

Дальнейшие перспективы нефтегазоносности региона следует связывать с антиклинальными структурами древнего (палеозойского) формирования и с неантиклинальными ловушками. Об этом свидетельствует и динамика открытия месторождений на структурах разного типа: за исключением Потичанского месторождения, все остальные в молодых ловушках (Шебелинское, Гнединцевское, Лебяковское, Чернухинское) были выявлены более 12 лет назад. Открытия последнего десятилетия связаны только со структурами палеозойского и палеозойско-мезозойского образования (Артюховское, Талалаевское, Гадячское, Тимофеевское, Харьковцевское, Ефремовское, Западно-Крестищенское месторождения и др.). Вследствие хорошей изученности мезозойско-кайнозойских структурных планов открытие новых молодых по времени формирования структур в регионе практически исключается. Перспективны как глубокие горизонты известных, особенно крупных, структур, так и вновь выявляемые малоамплитудные погребенные поднятия. И в том и другом случае ловушки являются древними по времени формирования.

Особенно следует подчеркнуть перспективность открытия новых месторождений, в том числе жидких углеводородов, в нижнекаменноугольных отложениях в пределах погребенных малоамплитудных поднятий, сохраняющих первичные скопления углеводородов. В соответствии с тектоническими и палео-

тектоническими критериями нефтегазоносности такие ловушки независимо от их размеров и амплитуды должны быть продуктивными. Это подтверждается и результатами поисково-разведочных работ последних лет, показавшими, что по нижнему карбону почти все погребенные или слабо выраженные в мезозое структуры являются продуктивными (Тимофеевская, Скороходовская, Артюховская и др.). Распространены такие поднятия больше в северной краевой и осевой зонах впадины, испытавших меньшую инверсию в развитии по сравнению с южной краевой зоной. Это направление поисков можно считать одним из основных для наращивания в регионе разведанных запасов нефти, газа и конденсата.

Главное внимание в ходе дальнейших исследований по вопросу формирования структур Днепроовско-Донецкой впадины должно уделяться истории их развития в самый древний (девонский) этап и увязке ее с каменноугольным и последующим временем; выяснению влияния возраста ловушек на качественный состав содержащихся в них нефти, газа и конденсата; зональным тектоническим и палеотектоническим критериям нефтегазоносности; приведению критериев тектонического фактора к форме, удобной для совместного комплексного анализа их с литолого-фациальными, гидрогеологическими, геохимическими и другими условиями с целью решения проблемы закономерностей пространственного размещения скоплений углеводородов разного фазового состояния и выработки на данной основе эффективных направлений поисково-разведочных работ в Днепроовско-Донецкой впадине. Авторы рассматривают настоящую работу как составную часть этого проблемного исследования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа (на примере платформенных областей). Л., «Недра», 1971. 335 с.
2. Андреева Р. И. Некоторые черты развития тектонических структур юго-восточной части Днепровского грабена в связи с проблемой поисков нефти и газа. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1968, № 7, с. 44—49.
3. Андреева Р. И., Гдалевская Д. М., Ильиницкий И. Г. Геологическое строение и история формирования Западно-Сосновского погребенного палеозойского поднятия. — «Нефт. и газ. пром-сть», 1968, № 2, с. 4—7.
4. Баранов И. Г. Формирование структур Днепровско-Донецкой впадины и их нефтегазоносность. — «Труды Укр. науч.-исслед. геол. развед. ин-та», 1965, вып. 12, 234 с.
5. Баранов И. Г., Арсирый Ю. А. Структура и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. — В кн.: О геологическом строении и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. М., изд. ЦНИИТЭнефтегаз, 1964, с. 3—68.
6. Баранов И. Г., Пархомовский О. А., Швай Л. П. Некоторые закономерности формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений в Днепровско-Донецкой впадине. — В кн.: Вопросы геологии нефтегазоносных районов Украины. М., Гостоптехиздат, 1963, с. 10—26.

7. Бейли Н. Статистические методы в биологии. М., Изд-во иностр. лит., 1962. 257 с.
8. Билык А. А., Палец Л. С., Черпак С. Е. Результаты геолого-разведочных работ на нефть и газ в Днепро-Донецкой впадине и на окраинах Донбасса за 1951—1955 гг. и направление дальнейших работ.— В кн.: Геологическое строение и нефтегазоносность восточных областей Украины. Киев, Изд-во АН УССР, 1959, с. 141—162.
9. Білик О. Д., Вітенко В. О., Поляк Р. Я. Вплив глибини залягання на колекторські та екрануючі властивості кам'яновугільних відкладів Дніпровсько-Донецької западини.— «Геол. і геохім. горюч. копалин», 1973, вип. 33, с. 24—28.
10. Буялов Н. И., Сутягин В. А., Фомкин К. В. Основные закономерности формирования и размещения региональных зон нефтегазоаккумуляции на территории Припятского прогиба.— «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1973, № 7, с. 3—9.
11. Варичев С. А., Галабуда Н. И. Анализ развития некоторых структур Днепро-Донецкой впадины в связи с нефтегазоносностью.— «Геол. и геохим. горюч. ископаемых», 1969, вып. 19, с. 19—26.
12. Варичев С. О., Галабуда М. И., Руденко О. Особливості будови та умов розвитку Новотроїцького підняття.— «Геол. і геохім. горюч. копалин», 1972, вип. 31, с. 34—38.
13. Вассоевич Н. Б. Главная фаза нефтеобразования.— «Вестн. МГУ», 1969, № 6, с. 3—27.
14. Витенко В. А., Новосилецкий Р. М. О времени формирования нефтяных и газовых месторождений Днепро-Донецкой впадины.— В кн.: Вопросы геологии нефтегазоносных районов Украины. М., Госгиптехиздат, 1963, с. 389—397.
15. Витенко В. А., Новосилецкий Р. М., Швай Л. П. Некоторые вопросы формирования, сохранения и разрушения нефтяных и газовых залежей Днепро-Донецкой впадины.— В кн.: Тектоника и нефтегазоносность Днепро-Донецкой впадины. Киев, «Наукова думка», 1966, с. 28—35.
16. Витенко В. А., Головацкий И. Н. О возможных типах ловушек в девонских отложениях Днепро-Донецкой впадины.— «Нефт. и газ. пром-сть», 1972, № 2, с. 4—7.
17. Воробьев Б. С., Вороной Е. Е. Тектоническое развитие Шебелинской брахиантиклинали.— В кн.: Вопросы развития газовой промышленности УССР. М., «Недра», 1964, с. 108—119.
18. Воробьев Б. С., Вороной Е. Е. К проблеме формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений в Восточно-Украинской нефтегазоносной области.— В кн.: Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений на Украине. Киев, «Наукова думка», 1967, с. 192—196.
19. Гавриш В. К. Метод палеоструктурно-геологического анализа. Киев, «Наукова думка», 1965. 142 с.
20. Глушко В. В., Новосилецкий Р. М., Корчинская И. А. Основные закономерности размещения газоконденсатных и нефтяных залежей в Днепро-Донецкой впадине.— «Геол. нефти и газа», 1972, № 1, с. 10—15.
21. Головацкий И. Н. Установление критериев перспектив нефтегазоносности солянокупольных структур Днепро-Донецкой впадины.— «Нефт. и газ. пром-сть», 1966, № 4, с. 1—4.
22. Гончаров Е. К., Кабышев Б. П. Возможные причины различной нефтегазоносности локальных структур Днепро-Донецкой впадины.— «Проблемы нефтегазоносности УССР». вып. 2. М., ОНТИ, ВИЭМС, 1968, с. 72—75.
23. Гончаров Е. К., Кабышев Б. П., Шевченко А. Ф. К вопросу об отсутствии связи месторождений нефти и газа с глубинными разломами в Днепро-Донецкой впадине.— В кн.: Вопросы геологии нефтегазоносных регионов Украины. Киев, «Техніка», 1972, с. 22—24.
24. Гончаров Е. К., Кабышев Б. П., Шевченко А. Ф. Условия формирования сбросов на локальных поднятиях Днепро-Донецкой впадины и их влияние на нефтегазоносность.— «Новые данные по геологии и нефтегазоносности УССР». Вып. 7. Львов, изд. УкрНИГРИ, 1972, с. 21—29.
25. До питання про природу Західноєфремівської, Новоефремівської, Ефремівської структур та історію їх формування в лізньоєфремівській і мезокайнозойській час.— «Геол. і геохім. горюч. копалин», 1972, вип. 30, с. 3—9. Авт.: В. І. Кітик, І. В. Куцяба, С. О. Скачедуб, Р. М. Смішко.
26. Завьялов В. М. Условия аккумуляции нефти и газа и закономерности размещения их в Днепро-Донецкой впадине. М., «Недра», 1973. 120 с.
27. Закономерности размещения месторождений нефти и газа Днепро-Донецкой нефтегазоносной провинции. Киев, «Наукова думка», 1968. 214 с. Авт.: Г. Н. Доленко, С. А. Варичев, Н. И. Галабуда и др.
28. Иванец Н. И., Шевченко Е. Ф., Боярская Э. В. О диагностике нефтепроизводящих отложений Днепро-Донецкой впадины.— «Геол. нефти и газа», 1973, № 10, с. 52—58.
29. Иванова А. В. Зональность вторичных изменений каменноугольных отложений Днепро-Донецкой впадины.— «Геол. журн.», 1974, № 5, с. 79—87.
30. Кабышев Б. П. История и механизм формирования локальных структур в прибортовых зонах Днепро-Донецкой впадины.— «Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. геол.-минер. наук. Л., ВНИГРИ, 1966. 20 с.
31. Кабышев Б. П. Конседиментационное развитие локальных структур Днепро-Донецкой впадины.— «Сов. геол.», 1968, № 5, с. 71—81.
32. Кабышев Б. П. О закономерностях образования соляных структур в краевых зонах Днепровского грабена.— В кн.: Солянокупольные регионы СССР и их нефтегазоносность. Ч. 2. Киев, «Наукова думка», 1969, с. 51—69.
33. Кабышев Б. П. О неодновременности проявления наиболее интенсивных движений герцинской складчатости в разных частях Днепро-Донецкой впадины.— В кн.: Материалы по геологии и нефтегазоносности Украины. М., «Недра», 1969, с. 3—10.
34. Кабышев Б. П. Генетическая классификация локальных положительных структур Днепро-Донецкой впадины.— В кн.: Материалы по геологии и нефтегазоносности Украины. М., «Недра», 1971, с. 103—120.
35. Кабышев Б. П. Влияние условий формирования структур Днепро-Донецкой впадины на их нефтегазоносность.— «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1972, № 2, с. 41—46.
36. Кабышев Б. П. Скорость конседиментационных и постседиментационных тектонических процессов в Днепро-Донецкой впадине.— «Геотектоника», 1972, № 4, с. 59—68.
37. Кабышев Б. П., Вакарчук Г. И. Классификация перерывов и несогласий в стратиграфическом разрезе Днепро-Донецкой впадины.— «Геол. журн.», 1971, № 6, с. 61—71.
38. Кабышев Б. П., Шевченко А. Ф. О влиянии возраста ловушек на их нефтегазоносность в Днепро-Донецкой впадине.— В кн.: Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. Львов, 1972, с. 89—91.
39. Кабышев Б. П., Смирнова Т. И. Расформировывающиеся палеоподнятия — новый тип локальных структур Днепро-Донецкой впадины.— «Нефт. и газ. пром-сть», 1973, № 4, с. 5—7.
40. Калинин М. К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М., «Недра», 1964. 207 с.
41. Каретников Л. Г., Валуконис Г. Ю. Критерии нефтегазоносности. Минск, «Наука и техника», 1972. 280 с.
42. Карпинский А. П. Собрание сочинений. Т. 2. М., Изд-во АН СССР, 1939. 268 с.
43. Китык В. И. Типы соляных структур Днепро-Донецкой впадины.— «Нефть и газ», 1959, № 3, с. 25—31.

44. Китык В. И. Соляная тектоника Днепровско-Донецкой впадины. Киев, «Наукова думка», 1970. 202 с.
45. Козлов В. П. Геология и генезис Шебелинского месторождения газа. М., Гостоптехиздат, 1962. 175 с.
46. Косыгин Ю. А., Бланк М. И. Типы соляных структур Днепровско-Донецкой впадины.— «Бюл. Моск. об-ва испыт. природы», отд. геол., 1958, № 6, с. 3—24.
47. Клименко В. Я. Структура Днепровско-Донецкой впадины, условия ее формирования и закономерности образования и размещения в ней месторождений нефти и газа. Киев, Изд-во АН УССР, 1957. 103 с.
48. Кривошея В. А., Синичка А. М. Цикличность развития структур Днепровско-Донецкой впадины и время формирования залежей нефти и газа.— В кн.: Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений на Украине. Киев, «Наукова думка», 1967, с. 205—211.
49. Кьюррей Д. В. Образование грабенов на соляных куполах в условиях совместного проявления процессов осадконакопления и деформации.— В кн.: Вопросы экспериментальной тектоники. М., Изд-во иностр. лит., 1957, с. 137—159.
50. Ларченков А. Я. К вопросу о межкупольных компенсационных структурах Днепровско-Донецкой впадины.— «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1968, № 13, с. 15—19.
51. Ласточкин А. Н. Неотектонические движения и размещение залежей нефти и газа.— М., «Недра», 1974. 68 с.
52. Литвинов В. Р., Савченко В. И. Час формування газоконденсатних покладів на Чорнухінському родовищі.— «Геол. і геохім. горюч. копалин», 1970, вип. 22, с. 90—93.
53. Литогенез терригенных отложений нижнего карбона Русской платформы (в связи с нефтегазоносностью). М., «Наука», 1970. 91 с. Авт.: Г. И. Теодорович, Е. Д. Розонова, Н. И. Соколова, М. В. Богдасарова.
54. Максимов С. П., Кунин Н. Я., Сардонников Л. М. Цикличность нефтегазообразования и вторичная миграция.— «Геол. нефти и газа», 1974, № 8, с. 30—38.
55. Методика выявления закономерностей ориентировки разрывных нарушений при геохимических поисках нефти и газа.— В кн.: Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. М., «Недра», 1972, с. 209—215.
56. Нафтові та газові родовища України. Київ, Держ. вид. техн. літ. УРСР, 1961, с. 105—174. Авт.: В. О. Вітенко, Р. М. Новосілецький, О. С. Муромцев та ін.
57. Неручев С. Г., Рогозина Е. А., Капченко Л. Н. Главная фаза газообразования — один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества.— «Геол. и геофиз.», 1973, № 10, с. 14—16.
58. О перспективах открытия новых залежей на локальных структурах Днепровско-Донецкой впадины.— «Нефт. и газ. пром-сть», 1971, № 6, с. 1—3. Авт.: И. Г. Баранов, Е. К. Гончаров, Б. П. Кабышев, А. Ф. Шевченко.
59. Основные итоги совещания по классификации платформенных структур.— «Геол. нефти и газа», 1963, № 11, с. 59—64.
60. Основные особенности тектоники и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. М., «Недра», 1969. 133 с. Авт.: П. С. Хохлов, Б. Д. Гончаренко, И. М. Михайлов и др.
61. Павленко П. Т., Палец Л. С., Леснича Н. Н. Геологическое строение и нефтегазоносность Погарщинского поднятия.— «Нефт. и газ. пром-сть», 1967, № 2, с. 13—17.
62. Порфирьев В. Б. К вопросу об условиях формирования промышленных нефтяных скоплений.— «Геол. журн.», 1968, № 4, с. 3—33.
63. Предбахмутский разрыв и его роль в оценке перспектив нефтегазоносности юго-востока Днепровско-Донецкой впадины.— В кн.: Материалы

- по геологии и нефтегазоносности Украины. М., «Недра», 1971, с. 68—76. Авт.: Я. И. Коломиец, С. А. Тхоржевский, А. М. Черняков, Э. И. Шешина.
64. Про формування Великобубнівського підняття.— «Геол. і геохім. горюч. копалин», 1971, вип. 26, с. 10—16. Авт.: С. О. Варичев, М. І. Галабуда, В. Я. Клепінін, Л. В. Курилюк.
65. Пугач А. Л., Супрунюк К. С. О соотношении структурных планов мезозойских и палеозойских отложений северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины.— В кн.: Материалы по геологии и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. М., «Недра», 1964, с. 172—177.
66. Романович И. С. Геологические условия формирования Шебелинского газового месторождения.— «Геол. нефти и газа», 1963, № 8, с. 24—30.
67. Рослый И. С. Формирование Гнединцевско-Богдановской нефтегазоносной структуры.— «Нефт. и газ. пром-сть», 1972, № 5, с. 5—9.
68. Рыжков П. А., Гудков В. М. Применение математической статистики при разведке недр. М., «Недра», 1966. 235 с.
69. Савченко В. И. Влияние тектонического развития локальных структур Днепровско-Донецкой впадины на характер нефтегазоаккумуляции.— В кн.: Солянокупольные регионы СССР и их нефтегазоносность. Ч. 2. Киев, «Наукова думка», 1969, с. 30—41.
70. Солдатенко Е. И. О формировании залежей нефти и газа Гнединцевского и Богдановского месторождений.— «Нефт. и газ. пром-сть», 1973, № 6, с. 4—7.
71. Сравнительный анализ нефтегазоносности и тектоники Западно-Сибирской и Туранско-Скифской плит. Л., «Недра», 1965. 323 с.
72. Стерлин Б. П., Тхоржевский С. А. О времени образования залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине и на окраинах Донбасса.— В кн.: Вопросы развития газовой промышленности УССР. М., «Недра», 1964, с. 120—134.
73. Трухан Л. А., Цыпко А. К., Хорошун Н. П. Тектоническое строение Прилукского месторождения нефти.— В кн.: Материалы по геологии и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. М., «Недра», 1964, с. 178—183.
74. Урбах В. Ю. Биометрические методы.— М., «Наука», 1964. 415 с.
75. Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа. Л., «Недра», 1967, с. 39—119.
76. Физико-химические свойства нефтей и газов Украины. М., «Недра», 1971, с. 3—203. Авт.: Е. Ф. Шевченко, Л. М. Габинет, Г. М. Карпенко и др.
77. Формирование и размещение залежей нефти и газа Днепровско-Донецкой впадины. Киев, «Техніка», 1971, 183 с. Авт.: В. А. Витенко, С. П. Витрик, В. Г. Демьянчук и др.
78. Цыпко А. К. К истории формирования Гнединцевского месторождения нефти.— В кн.: Материалы по геологии и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. М., «Недра», 1964, с. 227—230.
79. Чирвинская М. В. Особенности формирования локальных структур Днепровско-Донецкой впадины.— В кн.: Материалы по геологии газоносных районов СССР. М., Гостоптехиздат, 1962, с. 62—67.
80. Чирвинская М. В., Забелло Г. Д., Смекалина Л. В. Особенности строения фундамента Днепровско-Донецкой впадины.— В кн.: Геофизические исследования на Украине. Киев, «Техніка», 1968, с. 11—25.
81. Шевченко А. Ф. О сравнительной встречаемости нефтяных и газовых залежей в Днепровско-Донецкой впадине.— В кн.: Резервы повышений эффективности геологоразведочных работ на большой глубинах в нефтегазоносных провинциях УССР. (Тезисы докладов). Львов, 1971, с. 59—60.
82. Шпак П. Ф. О закономерностях размещения залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области.— «Геол. журн.» 1971, № 4, с. 3—7.
83. Эдельштейн А. Я., Плавник Г. И. К методике количественного анализа условий формирования складчатых форм дислокаций.— В кн.: Новые данные по тектонике Западно-Сибирской низменности. Тюмень, 1972, с. 104—113.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр
Введение	3
История исследования Днепровско-Донецкой впадины	5
Краткий очерк геологического строения региона	13
Стратиграфия	13
Тектоника	13
Нефтегазоносность	23
История формирования структур	32
Структуры северной краевой зоны	32
Структуры южной краевой зоны	51
Структуры центральной осевой зоны	81
Общие закономерности строения и истории развития структур	127
Морфология	127
Историческая классификация	133
Закономерности истории развития и распространения структур	140
Закономерности развития сбросов на структурах	146
Тектонические и палеотектонические критерии формирования залежей нефти и газа на структурах	151
Нижнекаменноугольный продуктивный комплекс	155
Среднекаменноугольный продуктивный комплекс	166
Нижнепермско-верхнекаменноугольный продуктивный комплекс	173
Время и условия формирования залежей на структурах	177
Заключение	185
Список литературы	187

ИБ № 1802

*Вадим Александрович Витенко,
Борис Петрович Кабышев*

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ
И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СТРУКТУР
ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ
ВПАДИНЫ

Редактор издательства *Н. В. Чистякова*
Технические редакторы *Е. С. Сычева, А. Е. Матвеева*
Обложка художника *А. Е. Чучканова*
Корректор *Н. А. Ястребова*

Сдано в набор 24/V 1977 г. Подписано в печать 27/IX 1977 г. Т-15555
Формат 60×90^{1/16} Печ. л. 12,0. Уч.-изд. л. 13,09. Бумага № 2
Заказ 371/12044—7 Тираж 600 экз. Цена 2 руб.

Издательство «Недра», Москва, К-12, Третьяковский проезд, д. 1/19.
Ленинградская картографическая фабрика объединения «Аэрогеология»