

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Академия наук СССР

ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ  
(Волжское отделение)

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ  
И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ  
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА  
ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

Том V  
КУЙБЫШЕВСКОЕ ПОВОЛЖЬЕ



A223794



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»  
Москва 1973

## ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
От редакторов . . . . .	3
Введение (С. Я. Вайнбаум, М. И. Зайдельсон) . . . . .	5
<b>Глава I.</b> Тектоника и условия формирования геологических структур Куйбышевского Поволжья (С. В. Санаров) . . . . .	9
<b>Глава II.</b> Характеристика пластов-коллекторов и покрышек продуктивных горизонтов палеозоя Куйбышевского Поволжья (С. И. Новожилова, Л. З. Егорова, Е. Г. Семенова, Г. Е. Голодовкина, Г. И. Стеблева, Т. Я. Елистратова, Г. В. Лобова, В. В. Кондулукова, Э. А. Бороховская, В. П. Дронова) . . . . .	52
<b>Глава III.</b> Гидрогеологические условия отложений палеозоя Куйбышевского Поволжья (М. И. Зайдельсон, А. Н. Козин) . . . . .	89
<b>Глава IV.</b> Геохимическая характеристика отложений девона и карбона Куйбышевского Поволжья в связи с выделением зон нефтегазообразования (С. Я. Вайнбаум, Г. Н. Александрова, А. С. Додонова, Б. Г. Фурсман) . . . . .	116
<b>Глава V.</b> Условия залегания и закономерности размещения нефти и газа на территории Куйбышевского Поволжья (Н. А. Копрова, А. И. Чистовский, М. И. Зайдельсон) . . . . .	153
<b>Глава VI.</b> Физические свойства и химический состав нефтей и газов, закономерности их изменения по разрезу и простиранию (Н. А. Копрова, Н. К. Ведунова, А. И. Чистовский) . . . . .	210
<b>Глава VII.</b> Условия формирования залежей нефти и газа на территории Куйбышевского Поволжья . . . . .	246
Выводы и рекомендации (М. И. Зайдельсон, С. Я. Вайнбаум, Н. А. Копрова, А. И. Чистовский) . . . . .	284

Куйбышевская область — крупнейший нефтедобывающий район страны. В 1972 г. из недр была извлечена пятисотмиллионная тонна нефти. Для куйбышевских нефтяных месторождений характерны широкий диапазон продуктивности — от отложений казанского яруса верхней перми до эйфельского яруса среднего девона, большая плотность запасов, высокое качество нефтей, особенно девонских и среднекаменноугольных.

Высокие темпы отбора, осуществляемые в течение продолжительного времени, требуют выявления и подготовки запасов нефти и газа в объемах, обеспечивающих высокий уровень добычи нефти и газа. Познание закономерностей формирования и размещения залежей нефти и газа должно оказать существенную помощь при оценке прогнозных и перспективных запасов, а также при выборе направлений геологопоисковых работ. В предлагаемой монографии обобщен и переработан обширный материал по тектонике и палеотектонике, литологии и фациям пластов-коллекторов и покрышек, гидрогеологии и палеогидрогеологии, геохимии пород, нефтей и газов. Комплексный анализ всех этих данных позволил выделить предполагаемые зоны нефтеобразования, наметить пути и механизмы миграции углеводородов, определить время и условия, в которых протекали процессы нефтегазонакопления. Эти исследования опирались на ряд фундаментальных работ, в которых освещены вопросы теории нефтематеринских свит в различных ее аспектах, очагов нефтегазообразования, миграции и аккумуляции нефти и газа, роли тектонического, фациального, гидрогеологического и других факторов в образовании, переформировании и разрушении нефтяных залежей. Эти работы связаны с именами А. Д. Архангельского, В. И. Вернадского, И. М. Губкина, С. И. Миронова, М. Ф. Мирчинка, А. А. Бакирова, И. Б. Вассоевича, М. Ф. Двали, З. Л. Маймин, С. Ф. Федорова, С. П. Максимова, Н. А. Ерменко, В. П. Савченко, А. Л. Козлова, В. А. Соколова, Г. И. Теодоровича, Л. А. Гуляевой, А. А. Трофимчука, Г. П. Ованесова и др.

Состояние изученности проблемы формирования залежей нефти и газа Куйбышевской области определяется работами 10—15 лет, выполненными К. Б. Ашировым, В. А. Лобовым, С. Я. Вайнбаумом, М. И. Зайдельсоном, Н. А. Копровой, А. И. Чистовским, а также группами авторов ВНИГРИ —

Е. Л. Пештич, Г. С. Преображенской, К. П. Ивановой; НИЛЗарубежгеологии — А. Н. Гусевой, Р. Б. Сейфуль-Мулюковым; ВНИГНИ — С. П. Максимовым, С. К. Нечитайло, В. А. Клубовым, А. И. Кротовичем, ВНИИГаз — В. П. Савченко, Н. Д. Кованько, А. Л. Козловым, придерживающимися органической теории нефтегазообразования, но расходящимися во взглядах относительно путей и механизма образования месторождений нефти и газа.

Большой фактический материал, накопленный в результате многолетней разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, позволил авторам данной работы комплексно рассмотреть условия образования залежей нефти и газа на юго-востоке Русской платформы, где по физико-химическим свойствам нефтей, степени газонасыщенности, содержанию гелия устанавливаются по крайней мере два самостоятельных цикла: 1) формирование залежей в терригенном девоне; 2) формирование залежей в карбоне и перми.

С. Я. Вайнбаум (1960—1962 гг.) на основании изучения геохимических условий осадконакопления палеозоя в связи с нефтеобразованием пришел к выводу, что образование девонских залежей нефти было обеспечено достаточными нефтесборной площадью и объемом нефтепроизводящих пород в пределах исследованной территории. При этом границы нефтесборной площади определяются пределами распространения геохимических фаций, благоприятных для нефтеобразования. В расчет приняты терригенные породы живецких и пашинских (кыновских) слоев и глинисто-карбонатные породы шугуровских отложений. Значение додевонских отложений (нижнебавлинской серии) как нефтепроизводящих для рассматриваемой территории авторами полностью отвергается. Также в расчет не принимаются отложения доманика. По данным Н. М. Страхова, Э. Л. Маймин, Ю. Н. Петровой, в породах доманика органическое вещество изменялось в восстановительных условиях до образования нефтяных битумов, но образовавшийся битум, весьма близкий по составу к нефти, в силу специфических условий, связанных с окремлением пород, не мог мигрировать из доманика. Специальные исследования, выполненные С. Я. Вайнбаумом и В. И. Тюриным по изучению форм залегания битума в соответствии с его составом, подтвердили, что в доманиковых известняках почти полностью отсутствует вторичная битуминизация. Особенностью доманиковых известняков является повсеместное распространение первично рассеянного органического вещества. Это свидетельствует о слабом развитии процессов перераспределения и миграции битумов в пределах доманиковой толщи. Именно тонкая рассеянность и запечатанность органического вещества и битумов в разобщенных или слабо сообщающихся первичных порах, вероятно, являются первопричиной обилия и консервации битумов в пределах самого доманика.

Только в случае образования значительной трещиноватости

возможна миграция битума из этой толщи, однако этого в наших районах не наблюдается.

По мнению авторов, благоприятные для нефтепроизводящих толщ сочетания литологических разностей пород в виде переслаивающегося пелитового и песчаного материала различной зернистости, застойный режим бассейна седиментации, наличие сохранившихся до нашего времени восстановительной и резко восстановительной среды, обилие органического материала, образование углеводородов и следы миграции подвижных компонентов битума заставляют считать, что терригенные отложения нижнего карбона обладают всеми признаками нефтеобразующей толщи. Однако распространение таких толщ ограничивается пределами Камско-Кинельской впадины. Количественная оценка нефтепродуцирующих возможностей малиновской толщи Камско-Кинельской системы прогибов, выполненная С. Я. Вайнбаумом, М. И. Зайдельсоном и Н. А. Копровой, показала, что образовавшейся нефти недостаточно для насыщения всех ловушек в бобринском горизонте. Наиболее погруженная юго-восточная часть Камско-Кинельской системы прогибов служила местным очагом генерации нефти и могла дать начало залежам нефти в песчаниках радаевского горизонта. Поэтому авторы допускают наличие дальней латеральной миграции для формирования залежей нефти и газа в пласте Б<sub>2</sub> и вышележащих ловушках карбона и перми.

Как показали выполненные работы, геохимические условия осадконакопления в среднем карбоне на территории Куйбышевской области были неблагоприятными для процесса нефтеобразования как в силу незначительного поступления в осадок органического вещества, так и по причине отсутствия необходимой обстановки для продуцирования углеводородов. Кроме того, установлена связь между нефтяными залежами в среднем карбоне с нефтенакплениями в нижележащих горизонтах. Поэтому основным фактором формирования залежей нефти в среднем карбоне (при наличии коллекторов и ловушек) является миграция снизу.

Аналогично трактуется механизм образования залежей нефти и газа в пермских отложениях в пределах рассматриваемой территории.

Авторами рассмотрен вопрос о связи нефтегазоносности Куйбышевского Поволжья с возможными источниками нефти в Прикаспийской синеклизе. Изученный комплекс геологических, геохимических и гидрогеологических критериев не подтверждает представления о широком поступлении углеводородов из Прикаспийской синеклизы на платформу в пределах изученной территории.

Интересно отметить, что Г. П. Ованесов (1962 г.) в результате анализа геологического строения и нефтеносности Башкирии пришел к выводам, весьма близким к выводам авторов этой работы для Куйбышевской области, а именно: 1) предположение о миграции нефти в терригенную толщу девона из доманиковых отложений маловероятно; 2) поступление нефти из более древних

осадочных толщ в терригенную толщу девона также маловероятно, если учесть отсутствие битуминозных толщ в кристаллических породах и додевонских отложениях; нефтематеринской свитой для терригенной толщи девона являлись глинистые и карбонатные породы этой же толщи; 3) предположение о миграции нефти по терригенной толще девона из Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины мало обоснованно, главным образом из-за резкого фациального изменения и сокращения мощности этих осадков по направлению от платформенной области к указанным прогибам; 4) миграция нефти из девонских отложений в каменноугольные не подтверждается фактическим материалом.

Любая приемлемая схема формирования должна удовлетворительно объяснять особенности фактического размещения залежей нефти и газа, изменения их физико-химических свойств не только выборочно для единичных месторождений, но и для их совокупности в пределах крупных зон нефтегазоаккумуляции.

Авторы настоящей работы стремились учесть высказанные выше замечания. Первичный материал подвергся строгому пересмотру. В некоторых случаях было признано целесообразным отказаться от «массовой» информации в пользу единичных, но более достоверных сведений. Например, для характеристики нефтей вместо усреднения всех анализов были использованы преимущественно данные по скважинам-первооткрывательницам. Установленные общие закономерности нефтеобразования и нефтенакопления были применены к анализу условий размещения всех залежей нефти в пределах крупнейшей зоны Куйбышевского Поволжья, приуроченной к системе валов Жигулевской дислокации.

Интересно отметить, что при таком подходе к решению задачи предложенная схема как бы синтезирует большинство точек зрения на роль латеральной и вертикальной миграции, на молодой и древний возраст залежей, на участие местных и дальних очагов в процессах нефтеобразования. Фактический материал убедительно показал, что в формировании залежей нефти и газа Куйбышевского Поволжья всем этим факторам отводится определенное место и что крайние точки зрения, нацело отрицающие влияние одних факторов в пользу других, неправомерны.

Принятая авторами работы схема формирования не претендует на окончательное решение этой весьма сложной проблемы. По мере поступления нового фактического материала и разработки научных основ проблемы отдельные положения и выводы будут уточняться и пересматриваться. Следует также подчеркнуть, что построенная только по материалам Куйбышевского Поволжья схема формирования не может распространяться на другие, даже соседние нефтегазоносные районы. Однако уже сейчас установленные закономерности используются куйбышевскими геологами при подсчете перспективных и прогнозных запасов, при научном обосновании проектов разведки и при анализе результатов поисково-разведочных работ.

## ТЕКТОНИКА И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СТРУКТУР КУЙБЫШЕВСКОГО ПОВОЛЖЬЯ

Образование залежей нефти и газа и их пространственное размещение в пределах рассматриваемой территории контролируются степенью дифференциации по высоте горизонтов палеозоя, наличием разломов или линейных зон трещиноватости, временем и условиями генезиса структурных ловушек, величиной и направлением наклонов пластов-коллекторов и покровов.

### ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО СТРУКТУРНОГО ПЛАНА

В региональном тектоническом плане Куйбышевское Поволжье занимает своеобразное место, располагаясь преимущественно в области сочленения крупнейших структур юго-востока Русской платформы (рис. 1).

В юго-западных и северо-восточных районах горизонты палеозоя залегают на относительно высоких гипсометрических уровнях. Эти районы относятся соответственно к Жигулевской вершине Жигулевско-Пугачевского свода и Альметьевской вершине Татарского свода. Между сводами проходит Ставропольско-Кинельский прогиб, занимающий центральную часть Куйбышевского Поволжья. На юго-востоке прогиб открывается в Бузулукскую впадину, а на северо-западе — в Мелекесскую. Последняя разделяет Альметьевскую вершину Татарского и Ульяновско-Канашскую вершину Токмовского сводов.

С востока в пределы территории Куйбышевской области входит субширотное ответвление протерозойской Серноводско-Абдулинской впадины, заполненной рифейскими (бавлинскими) отложениями и не отражающейся в структуре палеозойской осадочной толщи.

Вблизи южной границы Куйбышевской области проходит внешний бортовой уступ Прикаспийской синеклизы. Минимальная мощность осадочного чехла (1500 м) зафиксирована скв. 59 Симзанской площади, максимальная — на востоке области в зоне развития рифейских отложений (свыше 4000 м) и на юго-востоке (1110 м, скв. 2 Украинской площади).

По геофизическим данным максимальная мощность палеозойской толщи может быть зафиксирована на крайнем юге области, где кристаллический фундамент предположительно залегает на абсолютных глубинах около —5000 м.

Наибольшей резкостью структурных форм отличается поверхность докембрийского фундамента (рис. 2). Для нее характерно

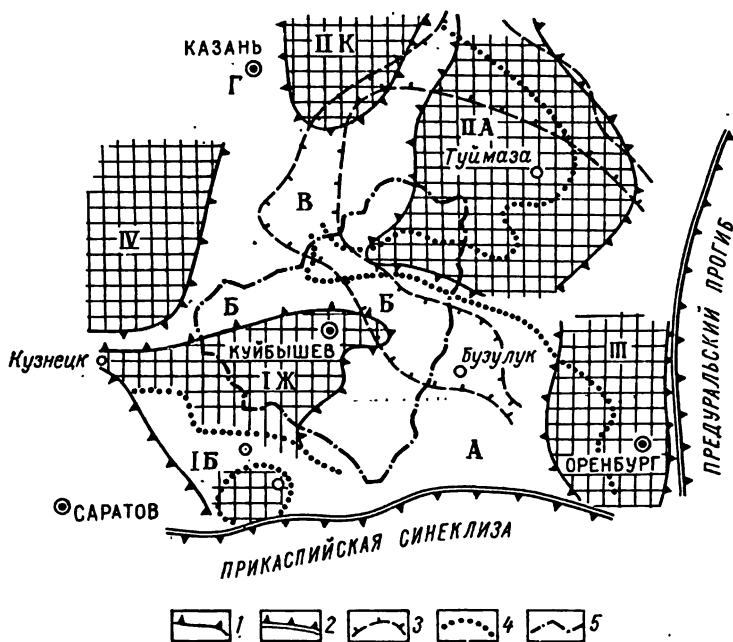


Рис. 1. Обзорная тектоническая схема Куйбышевского Поволжья.

1 — границы сводов и впадин: IЖ — Жигулевского свода, IB — Балаковского свода, IА — Альметьевской вершины Татарского свода, IIК — Кукморской (северной вершины Татарского свода), III — Оренбургского свода, IV — Токмовского свода; 2 — бортовые уступы; 3 — границы Камско-Кинельской системы прогибов; 4 — границы Серноводско-Абдулинской впадины; 5 — граница Куйбышевской области. А — Бузулукская впадина; Б — Станропольско-Кинельский прогиб; В — Мелекесская впадина; Г — Казанский прогиб.

широкое развитие эрозионных форм рельефа и вертикальных уступов. По комплексу геолого-геофизических данных уступы интерпретируются как дизъюнктивные нарушения (разломы в фундаменте).

Структурные планы горизонтов палеозоя в общих чертах отражают рельеф поверхности фундамента за исключением тех участков, где развиты рифейские отложения (рис. 3). При этом вертикальным уступам поверхности фундамента, если они не захоронены в рифейских отложениях, соответствуют флексурные изгибы и линейные зоны трещиноватости в слоях палеозоя. На приподнятых крыльях флексур, как правило, располагаются валлообразные поднятия.



По форме выраженности в осадочном чехле выделяются структуры: 1) сквозные (однозначно выраженные в осадочной толще палеозоя); 2) погребенные; 3) наложенные. В зависимости от размеров они располагаются в соподчиненный ряд (на основе классификации, принятой на межведомственном совещании во ВНИГРИ в 1963 г.) от поднятий и прогибов первого порядка

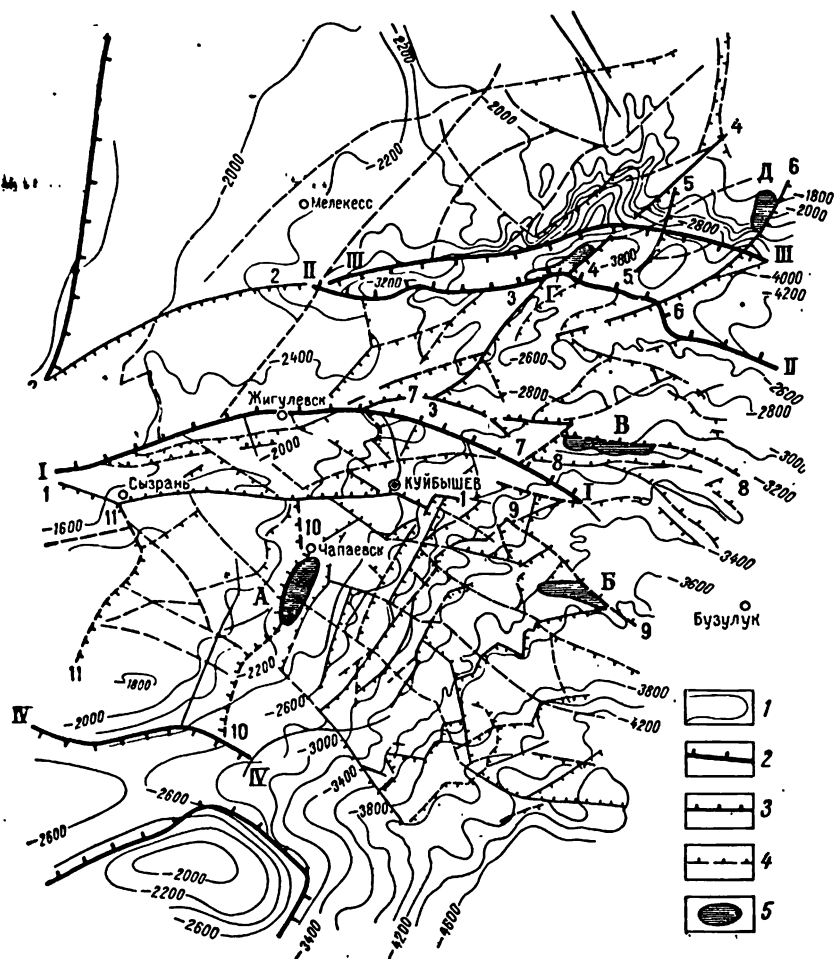


Рис. 2. Схематическая карта рельефа кристаллического фундамента Куйбышевского Поволжья.

и ингибисы поверхности фундамента; 2, 3, 4 — разломы фундамента соответственно 1-го, 2-го, 3-го порядков, предполагаемые по комплексу геолого-геофизических данных; 1-1 — Жигулевский, 11-11 — Серноводский, 111-111 — Исаклинский, IV-IV — Пугачевский, I-I — Южно-Волжский, 2-2 — Борлинско-Кирилловский, 3-3 — Сохский, 4-4 — Боровский, 5-5 — Шунгский, 6-6 — Байтуганский, 7-7 — Красноярский, 8-8 — Мухановский, 9-9 — Кулешовский, 10-10 — Покровский, 11-11 — Кашпирско-Духовницкий; 5 — локальные структуры: А — Покровская, Б — Кулешовская, В — Мухановская, Г — Радаевская, Д — Байтуганская.

(региональных) до поднятий и прогибов третьего, четвертого и более высоких порядков (локальных). Особое место занимают флексуры и валы — они относятся к шовным структурам, так как обозначают границы между региональными структурами или их составными элементами (рис. 4).

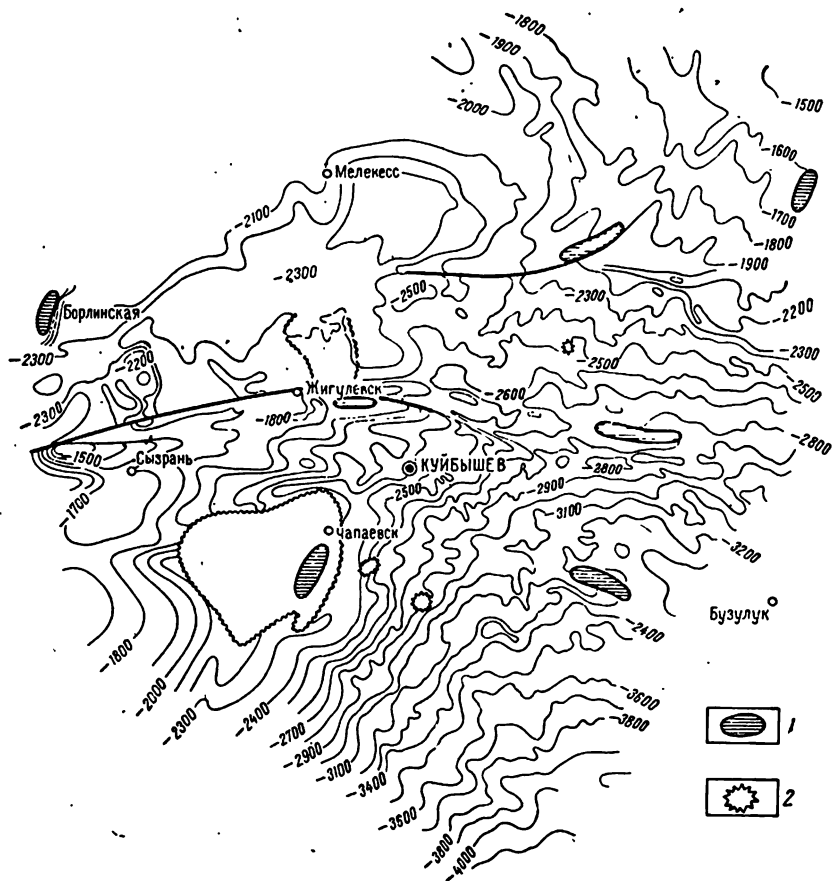


Рис. 3. Структурная карта по кровле пашийского горизонта.  
1 — локальные структуры; 2 — область отсутствия пашийского горизонта.

Из региональных структур в группу сквозных выделены Жигулевский свод, Бузулукская впадина, Ставропольско-Кинельский прогиб, Мелекесская впадина, Альметьевская вершина Татарского свода; в группу погребенных — Серноводский грабен, Волго-Сокская палеовпадина; в группу наложенных — Мухомовско-Ероховский и Усть-Черемшанский прогибы Камско-Кинельской системы. Границы этих структур определены по данным бурения и геофизики с использованием тектонических схем ряда исследова-

телей (Наливкин, 1956; Розанов, 1965; Хачатрян, 1957; Лобов, Еланский, 1962; Трушкин, 1959; Клубов, 1963); палеофациальных и палеогеологических карт (Новожилова, 1964), сведений о строении и составе кристаллического фундамента (Еланский, Колесниченко, 1968; Егорова, 1964).

Жигулевский свод (Жигулевская вершина Жигулевско-Пугачевского свода) выражен по поверхности кристаллического

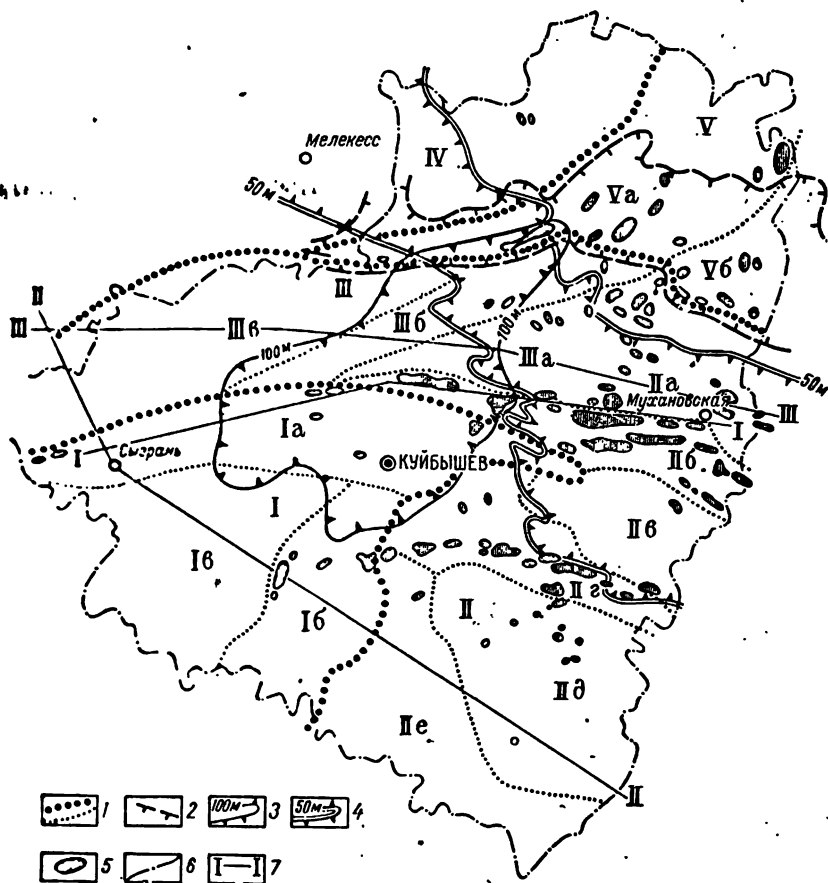


Рис. 4. Схема структурного районирования Куйбышевского Поволжья.

1 — границы сквозных палеозойских структур 1-го и 2-го порядков и структурных зон. 1 — Жигулевский свод: 1а — Самароджская вершина, 1б — Покровская вершина, 1е — Волго-Обшаровская вершина; 2 — Бузулукская впадина; 3а — Северо-Мухановский прогиб, 3б — Мухановско-Дмитриевская зона поднятий, 3в — Борская депрессия, 3г — Кулешовый выступ, 3д — Иргизская депрессия, 3е — Дергуновский выступ; 3 — Ставропольско-Кинельский прогиб: 3аа — Кинельская часть прогиба, 3бб — Раковско-Орловская зона поднятий, 3вв — Ставропольская депрессия; 4 — Мелекесская впадина; 5 — Альметьевская вершина Татарского свода (южный склон): 5а — Сокско-Шешминская зона поднятий, 5б — Ишкеевская зона поднятий; 6 — границы Серноводского грабена; 7 — границы Волго-Самарской палеовпадины по изопachte кыновского горизонта 100 м; 8 — границы осевой зоны Кавско-Кинельской прогибов (Мухановско-Ероховского и Усть-Черемшанского) по изопachte берригенной толщи нижнего карбона 50 м; 9 — локальные структуры нефтегазоносные; 10 — граница Куйбышевской области; 11 — линии палеоструктурных профилей.

фундамента и по всем горизонтам палеозоя. Протяженность свода: с запада на восток — до 350 км, с севера на юг — до 120 км. Все геологические поверхности палеозоя регионально наклонены на юго-восток. В пределах Куйбышевской области Жигулевский свод имеет три вершины: Самаролукскую, Покровскую, Богородско-Обшаровскую — с наивысшими абсолютными отметками кристаллического фундамента соответственно: —1418, —1940 и —1674 м.

Эти вершины разделяются прогибами: Южно-Аскульским и Новотроицким. Внутренние границы между территориями, тяготеющими к соответствующим вершинам, установлены по разломам фундамента и флексурам в осадочном чехле (рис. 2, 4). Максимальные глубины прогибов наблюдаются на приразломных участках по поверхности фундамента со стороны опущенного крыла и непосредственно залегающим на нем горизонтам осадочного чехла. Вверх по разрезу прогибы выполаживаются. Так, возвышение Самаролукской (район Зольного Оврага) и Покровской (район Покровки) вершин над Южно-Аскульским прогибом (в районе Куйбышева) составляет соответственно: по фундаменту 600 и 450 м; по кровле бобриковского горизонта 500 и 50 м; по кровле верейского горизонта район Зольного Оврага гипсометрически выше на 430 м, а район Покровки становится несколько ниже по отношению к сравниваемому участку. Такая же, хотя и менее резкая тенденция наблюдается по Новотроицкому прогибу.

Самаролукская вершина от Покровской и Богородско-Обшаровской разделяется Южно-Аскульским прогибом, Покровская от Богородско-Обшаровской — Новотроицким. Внутренние границы между территориями, тяготеющими к соответствующим вершинам, установлены по разломам фундамента и флексурам в осадочном чехле (рис. 2, 4). Максимальные глубины прогибов наблюдаются на приразломных со стороны опущенного крыла участках по поверхности фундамента и непосредственно залегающим на нем горизонтам осадочного чехла. Вверх по разрезу прогибы в значительной степени выполаживаются. Так, возвышение Самаролукской (район Зольного Оврага) и Покровской (район Покровки) вершин над Южно-Аскульским прогибом (в районе Куйбышева) составляет соответственно: по фундаменту 600 и 450 м, по кровле бобриковского горизонта 500 и 50 м.

Высота Жигулевского свода над смежными с севера районами Ставропольско-Кинельского прогиба достигает свыше 1000 м (по кровле кыновского горизонта на участке Зольный Овраг), а над центральными районами Бузулукской впадины — около 2900 м (по поверхности фундамента между скв. 59 Сызранской и скв. 2 Украинской площадей).

Характерно, что на Самаролукской вершине, занимающей ныне относительно наиболее высокий гипсометрический уровень по фундаменту и горизонтам палеозоя, наблюдается увеличенная мощность терригенных отложений девона (до 460 м районе Волго-

(Сокской площади), в то время как на Покровской вершине эти отложения имеют незначительную мощность или вовсе отсутствуют. В последних случаях (например, в своде Покровского поднятия) на фундаменте залегают верхневоронежские слои франского яруса. Другой особенностью является выпадение из разреза на большей части территории свода саргаевских, семилукских, бурегских и нижней части воронежских слоев франского яруса.

По краям Жигулевского свода и на границах между его вершинами развиты шовные структуры — флексуры и валообразные поднятия. Среди них известны Жигулевский и Покровский валы в ряд предполагаемых: Южно-Волжский, Кашпирско-Духовницкий, Колыванский и др. Валы осложнены вдоль осей локальными поднятиями. На участках, ограниченных шовными зонами (над вершинами), локальные поднятия не имеют определенной линейной ориентировки.

Бузулукская впадина выделяется как область относительно пониженного залегания поверхности кристаллического фундамента и горизонтов палеозоя. В морфологическом отношении она представляет собой заливообразное углубление, вдающееся в юго-восточный склон Волго-Камской антеклизы со стороны Прикаспийской синеклизы (рис. 1). Конфигурация рассматриваемой части впадины отображается дугообразной формой осей структурных поверхностей палеозоя (рис. 3). Амплитуда погружения осевой зоны по отношению к бортам, составляет по северной поверхности около 1700 м, столько же по кровле палеозойского горизонта; по кровле бобриковского и верейского горизонтов — соответственно 1100 и 850 м, а по кровле ассельского и пермской нижней перми — около 700 м. По отношению к северозападному борту, примыкающему к Жигулевскому своду, амплитуда погружения центральной части (в районе Украинской св. 2, Соболевской св. 100) по фундаменту достигает 2200 м, по кровле бобриковского горизонта — 1700 м, а по кровле ассельского яруса нижней перми — около 1500 м. Средний градиент склона этих поверхностей составляет соответственно 19, 12 и 9 м/км.

В пределах Бузулукской впадины выделяются относительно высокие поднятые структурные элементы: Мухановско-Дмитриевская зона валообразных поднятий, Кулешовский и Дергуновский выступы.

Мухановско-Дмитриевская зона включает Мухановский, Дмитриевский, Михайловско-Коханский, Могутовский и Долматовский валы (Хачатрян, 1957; Горелов, 1965). Оси валов погружаются в восточном и юго-восточном направлениях под углом  $0^{\circ}10'$ — $0^{\circ}15'$ . Наклон осей по верхним отложениям палеозоя несколько уменьшается в сравнении с нижними. Валы асимметричны — северные круче, чем южные. Каждый из них объединяет 3—5 локальных поднятий. Мухановско-Дмитриевская зона с севера ограничивается Северо-Мухановским прогибом, над которым она воз-

меридиана она превращается в одноступенчатую структурную форму, так как поверхность фундамента вдоль северного борта прогиба, в противоположность Елховско-Сергиевской флекуре, круто обрывается к северу по Серноводскому разлому, который ограничивает с юга протерозойский грабен, заполненный рифейскими образованиями (рис. 2, 4).

Западная часть прогиба (Ставропольская депрессия) характеризуется по сравнению с восточной более высоким гипсометрическим залеганием поверхности фундамента, сокращенной мощностью терригенных отложений девона (до 50 м) и значительной мощностью мезозойских и кайнозойских отложений. Детали строения Ставропольской депрессии из-за слабой изученности не выяснены.

В восточной (Кинельской) части наблюдается расширение прогиба (до 80 км), уменьшение высоты его бортов; полнота и мощность терригенных отложений девона в сводном разрезе здесь значительно больше (300—320 м). Однако имеется ряд эрозионных выступов кристаллических пород фундамента, на которых мощность отложений живетского и франского ярусов девона резко сокращается, вплоть до полного выпадения терригенных слоев из разреза. Высота отдельных локальных выступов достигает 250 м при сравнительно небольших поперечных размерах (2—3 км). Группа подобных локальных выступов в виде гряд северо-западного простирания известна в районе с. Екатериновка под названием Екатериновского выступа.

В пограничной области между западной и восточной частями Ставропольско-Кинельского прогиба прослеживается Раковско-Орловская зона поднятий. По местоположению она примерно отвечает Сокской седловине Р. О. Хачатряна (1971). По горизонтам палеозоя структура имеет валообразную форму — около 60 км в поперечнике; ось ее проходит примерно через сел. Большую Каменку, Раковку, Орловку. Амплитуда поднятия по кровлям швагеринового, верейского, бобриковского, кыновского горизонтов составляет соответственно 300, 200, 120 и 50 м; по пашийскому горизонту и поверхности фундамента в этом районе вал как таковой отсутствует. Таким образом, упомянутая структура выполаживается от верхних геологических поверхностей к нижним.

Большинство локальных поднятий, выявленных в Ставропольско-Кинельском прогибе, отражает положительные формы рельефа фундамента — эрозионные останцы кристаллических пород. Лишь немногие из них приурочены к Красноярскому флексурному валу.

Мелекесская впадина является продолжением области относительно пониженного залегания горизонтов палеозоя от Ставропольско-Кинельского прогиба на север — в пределы Ульяновской области и Татарской АССР. На территории исследуемого района располагается в основном южный борт впадины, который проводится нами по Борлинско-Кирилловскому разлому фунда-

мента и одноименному валу в осадочном чехле. Наиболее погруженная часть впадины по горизонтам палеозоя смещена к южному борту. Амплитуда погружения по отношению к южному борту в разрезе через пункты скв. 2 Радаевка — скв. 1 Надеждино по додевонской поверхности, кровлям пашийского, бобриковского и верейского горизонтов составляет соответственно 190, 300, 570 и 420 м.

Для разреза палеозоя во впадине характерно отсутствие или значительное сокращение мощности терригенных отложений девона; в центральной части, где проходит осевая зона Усть-Черемшанского наложенного (внутриформационного) прогиба Камско-Кинельской системы, наблюдается сокращение мощности карбонатных фамен-турнейских отложений и увеличение мощности терригенных отложений турнейского и визейского ярусов. На участках, соответствующих по месторождению прибортовым зонам Усть-Черемшанского прогиба, развиты фамен-турнейские биогермы.

Локальные поднятия, обнаруженные в рассматриваемой части Мелекесской впадины, имеют, по-видимому, рифогенную природу (например, поднятия Озеркинской группы на северо-западе Куйбышевской области). Они характеризуются небольшими размерами, изометрической формой и отсутствием линейности в расположении.

Альметьевская вершина Татарского свода расположена на территории Татарской АССР; в пределы Куйбышевского Поволжья заходит только южный ее склон.

Особенность рассматриваемой части Альметьевской вершины Татарского свода состоит в том, что общая форма залегания горизонтов палеозоя не соответствует поверхности фундамента. Последняя по Елховско-Сергиевской флекуре образует уступ, который служит южным бортом протерозойского грабена. В пределах грабена фундамент залегает значительно ниже (на 1500—2000 м), чем на прилегающих с юга участках. Горизонты палеозоя вдоль этой линии приподняты по отношению к прилегающим с юга участкам на 300—400 м и к северу от Елховско-Сергиевской флексуры испытывают дальнейший постепенный подъем — вплоть до сводовой части этой структуры.

На южном склоне Альметьевской вершины по горизонтам палеозоя развит ряд валов субширотного и северо-восточного простираний. Субширотные валы — Елховско-Сергиевский, Большекинельский развиты на приподнятых крыльях одноименных флексур вдоль границы Альметьевской вершины со Ставропольско-Кинельским прогибом и Бузулукской впадиной. Северо-восточные валы — Чесноковский, Боровский, Шунгутский, Байтуганский прилегают к Елховско-Сергиевскому валу под углами 45—50°; их оси погружаются с северо-востока на юго-запад. Валы по осям осложняются локальными поднятиями; наиболее крупные из них: Радаевское, Якушкинское, Шунгутское, Сосновско-Дерюжевское.

Серноводский грабен выделен нами как часть обширной Серноводско-Абдулинской верхнепротерозойской впадины, от которой он отходит на запад в районе Пашкинского выступа фундамента (Оренбургская область). Грабен ограничен Серноводским (на юге) и Исаклинским (на севере) разломами, заполнен красноцветными континентальными отложениями боровской свиты (нижнебавлинская серия). Протяженность грабена с востока на запад около 200 км при максимальной ширине 50—55 км.

Наибольшая мощность заполняющих грабен отложений пройдена скв. 50 Радаевской площади (1506 м), которая тем не менее не достигла фундамента. По данным геофизики, мощность бавлинских отложений может достигать 2500—3000 м. В структурных планах горизонтов палеозоя и поверхности бавлинских отложений грабен не отображается.

Волго-Сокская палеовпадина имеет увеличенную мощность кыновского горизонта. Накопление аномальных мощностей кыновских осадков связано с компенсацией прогиба, т. е. свидетельствует о существовании погребенной впадины<sup>1</sup>. Мощность кыновского горизонта в местах его распространения на территории Куйбышевского Поволжья изменяется от 15 до 290 м. По изопаките 40 м вырисовывается отрицательная структура неправильных очертаний, но имеющая более или менее четкую северо-восточную ориентировку. Ее протяженность (в пределах изопакиты 40 м) по длинной оси составляет 300 км, по короткой в наиболее широком месте 100—120 км.

Жигулевской флексурой палеовпадина делится на две неравные части: юго-западную (меньшую), попадающую на Жигулевский свод, и северо-восточную, попадающую в пределы Ставропольско-Кинельского прогиба и южного склона Альметьевской вершины Татарского свода.

В современных гипсометрических уровнях залегания геологических поверхностей эта структура целиком не отражается; она лишь определяет некоторые особенности строения тех или иных элементов более молодых структур.

Мухановско-Ероховский и Усть-Черемшанский прогибы Камско-Кинельской системы выделены и подробно описаны М. Ф. Мирчинком, Р. О. Хачатряном и др. (1965). Как отрицательные структуры, они наиболее отчетливо выражаются по кровле фаменского яруса. В пределах рассматриваемой территории они простираются с северо-запада на юго-восток на расстояние до 200 км при ширине их осевых зон от 40—50 до 80—90 км. Усть-Черемшанский прогиб занимает северо-западную часть этой полосы до Елховско-Сергиевской флексуры, которая условно принята в качестве границы между прогибами. Границы осевой и бортовых зон установлены по данным о фациальных

<sup>1</sup> Особенности этой структуры лучше характеризует термин «палеопрогиб». Термин «палеовпадина» употребляется по традиции, а также с целью подчеркнуть изометрическую в плане форму структуры, свойственную впадинам.



изменениях фамен-турнейских карбонатных отложений (по переходу от глубоководных к мелководным и рифовым фациям) и по мощности заполняющих прогибы терригенных отложений турнейского и визейского ярусов нижнего карбона. Мощность фаменского яруса в осевой зоне, где он представлен в полном стратиграфическом объеме относительно глубоководными отложениями, составляет 20—30 м, а в бортовых зонах, где развиты мелководные и рифовые фации, она достигает 500 м и более. Современная мощность песчано-глинистых отложений нижнего карбона достигает 400 м и более, к бортам уменьшается до 40—20 м. Борты прогибов фаменского яруса и кровли кизеловского горизонта характеризуются значительной крутизной — до 1—2°, а на некоторых участках (например, в районах Кулешовской, Хилковской площадей) — до 8—10°.

Высота бортов в среднем составляет 300—400 м; в целом прогибы наклонены на юго-восток в соответствии с региональным наклоном геологических поверхностей.

Прогибы не находят прямого отражения в рельефе фундамента и в структурных планах горизонтов живетского и фаменского ярусов девона. В отложениях выше визейского яруса они ощущаются до кровли верейского горизонта, а на отдельных участках — вплоть до горизонтов перми, что объясняется просадкой за счет уплотнения с сокращением толщи песчано-глинистых отложений, заполняющих прогибы.

В пределах крупных структурных элементов, как положительных, так и отрицательных, наблюдаются относительно приподнятые и погруженные участки, которые осложняются локальными поднятиями и прогибами. На границах между крупными структурами (в шовных зонах) локальные поднятия имеют линейную ориентировку, объединяясь в валы; за пределами шовных зон линейность в их расположении отсутствует. Амплитуды и поперечные размеры локальных поднятий по горизонтам девона, карбона и перми весьма разнообразны, но чаще всего не превышают 100 м и  $2 \div 5 \times 10 \div 20$  км.

### **УСЛОВИЯ И ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ОБРАЗОВАНИЯ СТРУКТУР**

В формировании структур Куйбышевского Поволжья особо большую роль играли два фактора: тектонический и седиментационный. В зависимости от роли, которую каждый из них играл в структуроформирующем процессе, образовались тектонические, седиментационные и седиментационно-тектонические (смешанного происхождения) структуры.

Генезис тектонических структур в осадочном чехле связан преимущественно с вертикальными движениями блоков фундамента, седиментационных — с особыми условиями седиментации и неравномерным по площади уплотнением осадков.

В формировании Жигулевского свода, Бузулукской впадины, Ставропольско-Кинельского прогиба, Мелекесской впадины, Аль-

метьевской вершины Татарского свода, Серноводского грабена, Волго-Сокской палеовпадины преобладал тектонический фактор. Седиментационный фактор заметную роль играл в формировании Камско-Кинельских прогибов. Оба прогиба — Мухановско-Ероховский и Усть-Черемшанский — представляют собой структуры седиментационно-тектонического происхождения.

Жигулевский свод в современных своих границах развивался не как единое целое. Каждая из основных составляющих его частей имеет индивидуальную историю развития, и, более того, в геологическом прошлом они испытывали по отношению друг к другу разнонаправленные вертикальные перемещения. Ориентировочные данные, характеризующие высоту Жигулевского свода и отдельных его вершин в различные времена геологической истории, приведены в табл. 1. Они получены в результате поинтервального сравнения мощностей, полноты разреза и фаций осадочной толщи в характерных скважинах. Поскольку не удалось ввести все необходимые поправки (не учтены величины предмезозойского и последующих размывов отложений, неровности на поверхностях седиментации, негоризонтальность этих поверхностей и др.), то указанные цифры не претендуют на большую точность. Тем не менее они дают представление о характере вертикальных движений и могут быть использованы при палеотектонических реконструкциях. В целом история формирования Жигулевского свода представляется в следующем виде. Покровская и Богородско-Обшаровская вершины в преддевонское время возвышались над окружающей местностью (рис. 5). На месте Самаролукской вершины в это время был прогиб, отделявший Покровскую возвышенность от Ульяновской, входящей в пределы Куйбышевского Поволжья с северо-запада. Относительный подъем Жигулевского свода над смежной с севера территорией происходил в девонский (франко-фаменское время) и мезозойско-кайнозойский этапы. Общая величина относительного вертикального перемещения в девонском этапе составила на Сызранском участке около 200 м, на Зольненском 200—240 м, т. е. была примерно одинаковой на обоих участках. В дальнейшем, вплоть до конца палеозоя, существенных вертикальных перемещений Самаролукской вершины не обнаруживается. В мезозойско-кайнозойском этапе по Жигулевскому разлому произошли унаследованные по знаку, но более интенсивные вертикальные перемещения, в результате которых Самаролукская вершина заняла современный гипсометрический уровень. Юго-восточный склон Жигулевского свода формировался в связи с нисходящими движениями в области Бузулукской впадины. Эти движения периодически и унаследованно по знаку возобновлялись на протяжении всего герцинского и первой фазы альпийского циклов тектогенеза. Интенсивность их значительно возросла в пермском периоде. В нисходящие движения была вовлечена и Покровская вершина свода, занявшая в этот период более низкий гипсометрический уровень в сравнении с Самаро-

лукской. Общая величина вертикального перемещения этих двух составных частей Жигулевского свода по отношению друг к другу составила минимум 900 м. В послепермское время высотное положение Покровской вершины стабилизировалось, а Богород-

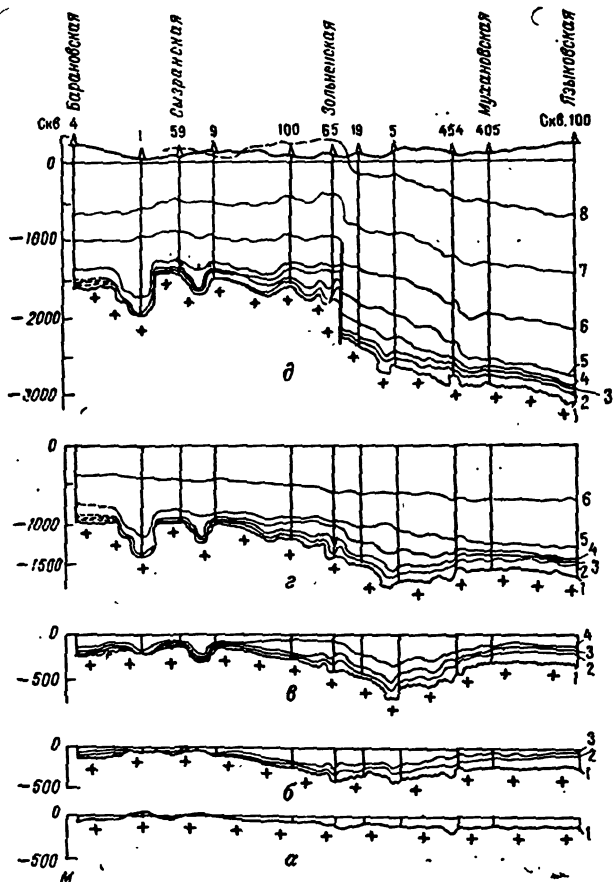


Рис. 5. Структурные профили вдоль Жигулевской дислокации.

К началу: а — франского времени, б — саргаевского времени, в — фамейского времени, г — каширского времени. Д — в настоящее время. Структурные поверхности: 1 — фундамент; кровли: 2 —  $D_2^2$ , 3 —  $D_3^1$ , 4 —  $D_3^1$  кп, 5 —  $D_3^2$ , 6 —  $C_{1bb}$ , 7 —  $C_{1ver}$ , 8 —  $P_{1s}$ .

ско-Обшаровская вершина была вовлечена в нисходящее движение.

В современную эпоху Богородско-Обшаровская вершина и западная часть Самаролукской опускаются, уменьшается высота Покровской вершины по отношению к смежным с юго-востока районам вследствие подъема Бузулукской впадины.

Таблица 1

Гипсометрическое положение Жигулевского свода по отношению к смежным районам и отдельных его вершин по отношению друг к другу

Рассматриваемая поверхность	Разница в абсолютных отметках, м							
	к началу щелку вре- мени	к началу саргав- ского	к началу фамен- ского	к началу тульского	к началу кашир- ского	к началу пермского	к началу мезозой- ского	к началу кайнозой- ского
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Самаролукская вершина по отношению к смежной с севера территории. Скв. 49 по отношению к скв. 152 Сызранской площади								
Фундамент . . . . .	695	-45	85	130	140	140	?	640
Кровля пашийского гори- зонта . . . . .	740	0	130	175	185	185	?	685
Кровля бобриковского го- ризонта . . . . .	565	—	—	—	—	0	?	510
Кровля верейского гори- зонта . . . . .	555	—	—	—	—	—	?	500
Скв. 65 по отношению к скв. 140 Зольненской площади								
Фундамент . . . . .	804	-185	10	55	40	145	?	?
Кровля кыновского гори- зонта . . . . .	990	—	195	240	225	330	?	?
Кровля бобриковского го- ризонта . . . . .	750	—	—	—	-15	90	?	?
Кровля верейского гори- зонта . . . . .	765	—	—	—	—	105	?	?
2. Покровская вершина по отношению к смежной с юго-востока территории. Скв. 3 Покровской площади по отношению к скв. 21 Большедергуновской площади								
Фундамент . . . . .	1157	≈ 200	210	317	410	535	1065	?
Кровля франского яруса	946	—	—	107	200	325	855	?
Кровля бобриковского го- ризонта . . . . .	840	—	—	—	93	218	750	?
Кровля верейского гори- зонта . . . . .	746	—	—	—	—	125	657	?
3. Самаролукская вершина по отношению к Покровской Скв. 65 Зольненской площади по отношению к скв. 3 Покровской площади								
Фундамент . . . . .	200	-700*	-570**	-400***	-300	-40	?	?
Кровля франского яруса	580	—	—	55	110	340	?	?
Кровля бобриковского го- ризонта . . . . .	526	—	—	—	55	285	?	?
Кровля верейского гори- зонта . . . . .	473	—	—	—	—	235	?	?

\* Цифры получены без учета возможного размыва мезозойских отложений в скв. 49.

\*\* Рассчитано с учетом поправки за уплотнение терригенных осадков девона ( $K_{упл} = 1,5$ ). Общая мощность этих осадков в разрезе скв. 65 составляет около 400 м; в разрезе скв. 3 они отсутствуют.

\*\*\* Рассчитано с учетом поправки за уплотнение терригенных осадков девона ( $K_{упл} = 1,2$ ). Знак минус перед цифрами означает относительно пониженное гипсометрическое положение сравниваемого пункта.

Бузулукская впадина как отрицательная структура формировалась на протяжении всего герцинского и первой половины альпийского тектонических циклов, что отобразилось в мощности и полноте разреза осадочной толщи. Сравнительная разница мощностей осадочной толщи в Бузулукской впадине и на Жигулевском своде показана в табл. 2.

Таблица 2

Поинтервальное сопоставление современной мощности осадочной толщи в центральной части Бузулукской впадины (скв. 2 Украинской площади) и на Самаролукской вершине Жигулевского свода (скв. 59 Сызранской площади)

Стратиграфический интервал	Мощность, м		Разница, м
	скв. 2 Украинской площади	скв. 59 Сызранской площади	
Фундамент — кровля живетского яруса . . . . .	320	18	302
Кровля живетского яруса — кровля кыновского горизонта . . . . .	75	20	55
Кровля кыновского горизонта — кровля франского яруса . . . . .	220	80	140
Фаменский ярус . . . . .	426	253	173
Нижний карбон . . . . .	802	406	396
Средний и верхний карбон . . . . .	1000	728	272
Нижняя пермь . . . . .	855	—	855
Верхняя пермь . . . . .	577	—	577
Мезозой . . . . .	120	—	120
Кайнозой . . . . .	10	5	5
Итого . . . . .	4405	1510	2895

Из сопоставления разрезов скважин 2 и 59 Украинской и Сызранской площадей установлено, что разница в мощностях 2450 м приходится на перерывы седиментации и 445 м — на меньшую интенсивность осадконакопления в скв. 59. Перерывы и литолого-фациальная характеристика осадков свидетельствуют о постоянном более высоком гипсометрическом положении скв. 59 по сравнению со скв. 2. На фоне общего нисходящего движения всей территории Бузулукской впадины отдельные части ее опускались с различными скоростями и поэтому вертикально перемещались по отношению друг к другу. В табл. 3 показаны ориентировочные величины разности гипсометрических уровней залегания структурных поверхностей в пределах основных элементов впадины, рассчитанные, как и в табл. 1, путем поинтервального сравнения мощностей осадочной толщи в характерных скважинах.

Из анализа табл. 3, структурных и палеоструктурных карт и профильных разрезов (рис. 3, 6, 7, 8) видна следующая история развития Бузулукской впадины.

Глубина Бузулукской впадины по отношению к Жигулевскому своду  
и погружение отдельных ее частей по отношению друг к другу

Рассматриваемая поверхность	Разница в абсолютных отметках, м							
	к насто- ящему вре- мени	к началу франского	к началу фамен- ского	к началу тульского	к началу кашир- ского	к началу пермского	к началу мезозоя	к началу кайнозоя
1	2	3	4	5	6	7	8	9

1. Центральная часть Бузулукской впадины по отношению к Самаролукской  
вершине Жигулевского свода Скви. 2 Украинской площади по отношению  
к скв. 59 Сызранской площади

Фундамент . . . . .	2845	450*	650*	940	1140	1245	2770	2890
Кровля пашийского гори- зонта . . . . .	2530	—	185	500	825	930	2455	2575
Кровля бобриковского го- ризонта . . . . .	2030	—	—	—	325	430	1955	2075
Кровля верейского гори- зонта . . . . .	1705	—	—	—	—	105	1630	1750

2. Борская депрессия по отношению к Мухановскому поднятию Скви. 1  
Гвардейской площади по отношению к скв. 355 Мухановской площади

Фундамент . . . . .	625	45	0**	<80**	190**	205**	630**	660**
Кровля пашийского гори- зонта . . . . .	600	—	—	<95**	165**	180**	605**	635**
Кровля бобриковского го- ризонта . . . . .	475	—	—	—	110	125	550	580
Кровля верейского гори- зонта . . . . .	360	—	—	—	—	10	435	465

3. Иргизская депрессия по отношению к Кулешовскому выступу Скви. 2  
Украинской площади по отношению к скв. 103 Кулешовской площади

Фундамент . . . . .	1030	220	280	250	370	370	1010	1170
Кровля пашийского гори- зонта . . . . .	815	—	65	35	155	155	785	955
Кровля бобриковского го- ризонта . . . . .	780	—	—	—	120	120	750	920
Кровля верейского гори- зонта . . . . .	660	—	—	—	—	0	630	800

4. Иргизская депрессия по отношению к Дергуновскому выступу Скви. 2  
Украинской площади по отношению к скв. 21 Дергуновской площади

Фундамент . . . . .	1120	472*	487*	600*	560	485	1075	1195
Кровля пашийского гори- зонта . . . . .	780	—	35	180	220	145	735	855
Кровля бобриковского го- ризонта . . . . .	600	—	—	—	40	-35	555	675
Кровля верейского гори- зонта . . . . .	560	—	—	—	—	-75	515	635

\* С учетом поправки на уплотнение терригенных отложений девона ( $K_{упл} = 1,5$ ; 1,3 и 1,15 соответственно в графах 3, 4 и 5).

\*\* С учетом поправки на вторичное изменение мощности в результате тектонического раздвигания. Знак минус перед цифрами означает, что сравниваемый пункт находится на более высоком гипсометрическом уровне.

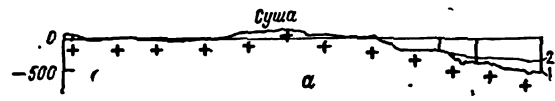
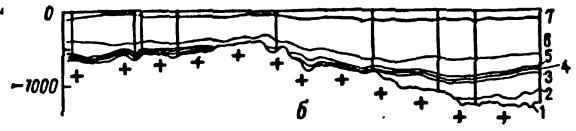
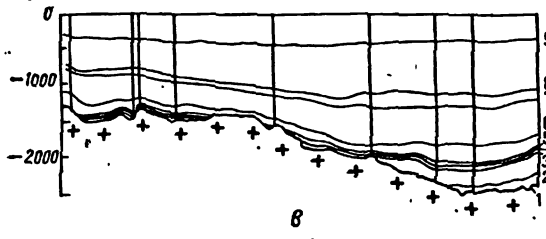
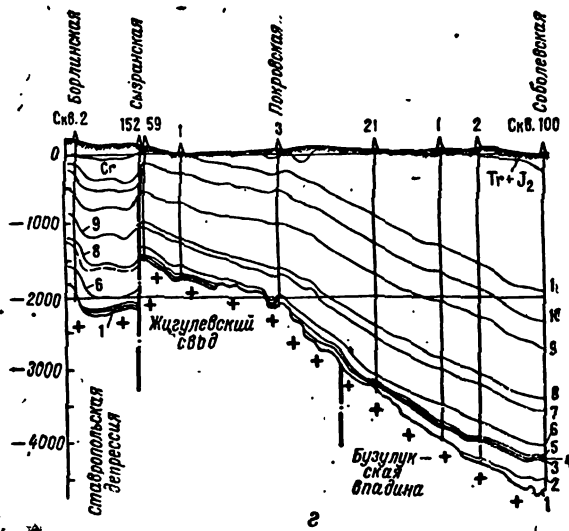


Рис. 6. Структурные профили через Ставропольско-Кинельский прогиб, Жигулевский свод и Бузулукскую впадину.

К началу: а — франского времени, б — тульского времени, в — гжелского времени, г — в настоящее время. Структурные поверхности: 1 — фундамент; кровли: 2 —  $D_{2bs}$ , 3 —  $D_{22}^2$ , 4 —  $D_{3p}^1$ , 5 —  $D_{3kp}^1$ , 6 —  $D_3^1$ , 7 —  $C_{1v}$ , 8 —  $C_{1bb}$ , 9 —  $C_{2ver}$ , 10 —  $C_2$ , 11 —  $C_3$ .

В додевонское время на поверхности фундамента был заливообразный прогиб, открывающийся к юго-востоку.

В период от начала девонской седиментации до конца франского времени поверхность фундамента прогибается, сохраняя основные черты рельефа, унаследованные от додевонского времени (рис. 7). Площадь впадины увеличивается за счет присоеди-

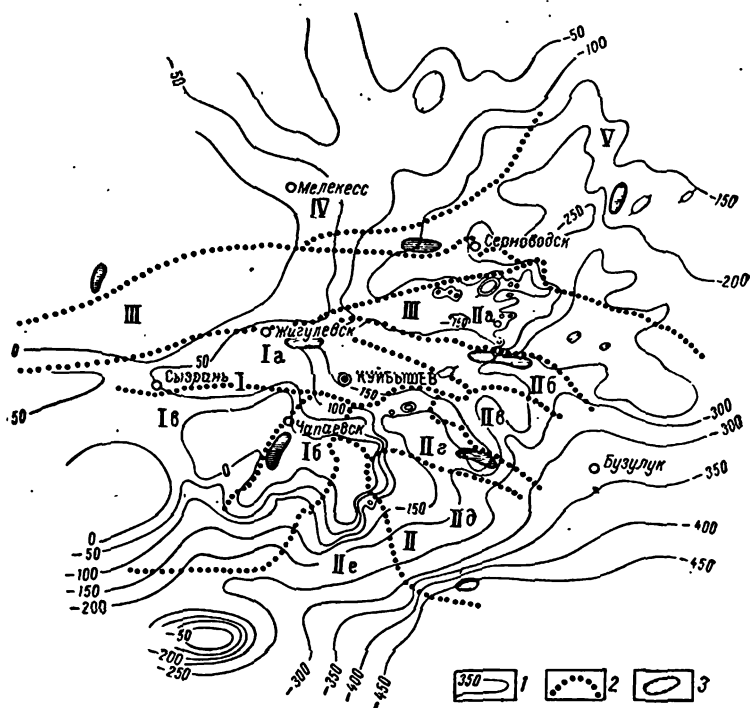


Рис. 7. Палеоструктурная карта додевонской поверхности к началу франского времени.

1 — палеоэзотипсы; 2 — границы современных структур 1-го, 2-го порядков; 3 — локальные структуры. Условные обозначения см. рис. 4.

нения северо-западных районов. Более четкие очертания приобретают Иргизская и Борская депрессии и разделяющий их Кулешовский выступ. В Борской депрессии в верхнефранское время понижение дна бассейна не компенсируется осадками (начало развития Мухановско-Ероховского прогиба). Кулешовский и Дергуновский выступы более тяготеют к Покровской палеовозвышенности, нежели к Бузулукской впадине.

От фаменского века до конца каменноугольного периода равномерно прогибается вся территория впадины. Характерно, что в нижнекаменноугольную эпоху центр прогибания переместился в район, ограниченный Украинской, Иргизской, Щучкинской (Ка-



захская ССР) площадями (рис. 8). В отдельные отрезки этой эпохи, по-видимому, нисходящие движения прекращались (например, в визейский век).

В Борской депрессии кроме тектонических в формировании изгиба слоев осадочной толщи играют активную роль седиментационные и постседиментационные процессы. В частности, на

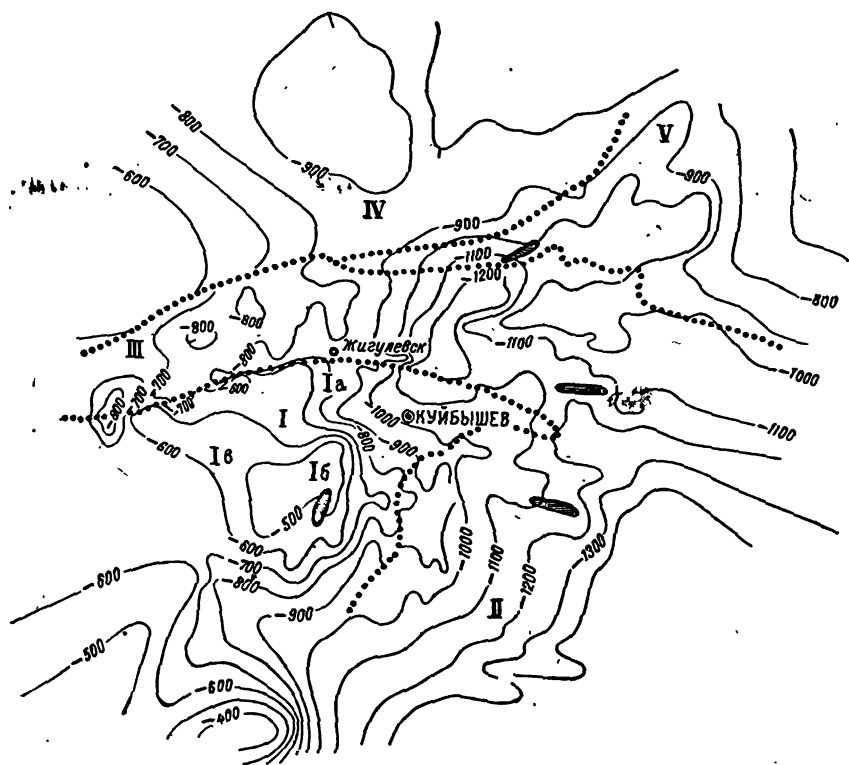


Рис. 8. Палеоструктурная карта додевонской поверхности к концу бобриковского времени.

Условные обозначения см. рис. 4, 7.

структурной поверхности турнейских отложений отобразилось неравномерное осадконакопление в фамен-турнейское время. В последующем в осевой зоне Мухановско-Ероховского прогиба происходила более интенсивная в сравнении с прибортовыми зонами просадка перекрывающих слоев за счет уплотнения заполняющих прогиб песчано-глинистых отложений. В результате кровля бобриковского горизонта понизилась по отношению к бортовым и забортовым участкам на 120—140 м.

В пермском периоде скорость относительного прогибания осадков увеличивается. Кулешовский и Дергуновский выступы

погружаются относительно смежных частей Покровской вершины Жигулевского свода и четко отделяются от нее системой уступов и флексур северо-восточного простираания. Возвышение Кулешовского блока по отношению к Иргизской депрессии практически достигло современного (95—98%), а по отношению к Борскому превысило современное.

В мезозое разница в абсолютных глубинах структурных поверхностей по отношению к Жигулевскому своду достигла максимальной величины, еще более возвысились Кулешовский и Дергуновский выступы над смежными депрессиями.

В неогене произошла инверсия вертикального движения, в результате чего уменьшилась высота Кулешовского и Дергуновского выступов по отношению к смежным депрессиям; сократилась также разница абсолютных глубин залегания структурных поверхностей в сравнении с Жигулевским сводом. В современную эпоху территория Бузулукской впадины испытывает восходящие движения.

Ставропольско-Кинельский прогиб образовался в результате опускания системы блоков фундамента и осадочной толщи по Жигулевскому, Борлинско-Кирилловскому и Серноводскому разломам. Южный и северный бортовые уступы формировались почти синхронно (табл. 1 и 4). Основной процент роста их высоты приходится на пермский период, мезозойскую и кайнозойскую эры. На фоне общего погружения территории прогиба скорости нисходящего движения отдельных блоков были неодинаковыми. Вначале с большей скоростью опускалась восточная (Кинельская) часть (вплоть до начала мезозоя), а затем стала относительно быстрее опускаться западная (Ставропольская) часть (рис. 9). В пограничной зоне между ними образовалось описанное выше валобразное поднятие (Раковско-Орловская зона). Вертикальные перемещения испытывали по отношению друг к другу и сравнительно малые блоки. Эти перемещения происходили по Красноярскому, Сокскому и другим разломам 2-го и 3-го порядков и послужили причиной образования одноименных флексур в осадочном чехле. Отдельные блоки в гипсометрическом отношении поменялись местами. Например, Сидоровский блок, занимавший в девоне более высокое положение в сравнении с Орлянским, опустился в дальнейшем на более низкий по отношению к нему гипсометрический уровень. Характерно, что в начале девонской седиментации большая часть территории современного Ставропольско-Кинельского прогиба располагалась в пределах Ульяновской палеовозвышенности (рис. 7); восточным отрогом этой возвышенности был Екатериновский выступ.

Существенный отпечаток на характер строения описываемой структуры наложили Волго-Сокская впадина и Мухановско-Ероховский прогиб. Ставропольско-Кинельский прогиб пересекает осевую зону Волго-Сокской палеовпадины в области сочленения Ставропольской и Кинельской впадин (рис. 4, 9), что отразилось

Глубина Ставропольско-Кинельского прогиба по отношению к смежным с севера районам и погружение отдельных частей его по отношению друг к другу

Рассматриваемая поверхность	Разница в абсолютных отметках							
	к насто- ящему вре- мени	к началу франского	к началу фамен- ского	к началу тульского	к началу кашпр- ского	к началу перского	к началу мезозоя	к началу кайнозоя
1	2	3	4	5	6	7	8	9

## 1. Борлинский участок

Скв. 152 Сызранской площади по отношению к скв. 2 Большеборлинской площади

Фундамент . . . . .	415	20	30	80	170	180	200	270
Кровля бобривского го- ризонта . . . . .	335	—	—	—	90	100	120	190
Кровля верейского гори- зонта . . . . .	245	—	—	—	—	10	30	100

## 2. Радаевский участок

Скв. 1 Нероновской площади по отношению к скв. 50 Радаевской площади

Додевовская поверхность	305	10	15	15	40	45	235	?
Кровля кыновского гори- зонта . . . . .	290	—	0	0	25	30	220	?
Кровля бобривского го- ризонта . . . . .	290	—	—	—	25	30	220	?
Кровля верейского гори- зонта . . . . .	265	—	—	—	—	5	195	?

3. Восточная (Кинельская) часть прогиба по отношению к западной (Ставропольской).  
Скв. 1 Краковской площади по отношению к скв. 1 Узюковской площади

Фундамент . . . . .	305	75	?	195*	295**	415	515	320
Кровля кыновского гори- зонта . . . . .	170	—	?	60*	160**	280	380	185
Кровля бобривского го- ризонта . . . . .	155	—	—	—	145**	265	365	170
Кровля верейского гори- зонта . . . . .	35	—	—	—	—	130	245	50
Кровля калиновской сви- ты . . . . .	-125	—	—	—	—	—	95	-110

\* Введена поправка за уплотнение терригенных отложений нижнего карбона ( $K_{упл} = 1,5$ ).

\*\* Введена поправка за уплотнение отложений нижнего карбона ( $K_{упл} = 1,3$ ).  
Знак минус перед цифрами означает, что сравниваемый пункт находится на более высоком гипсометрическом уровне.

на особенностях строения описанного выше Раковско-Орловского, валообразного поднятия.

Влияние Мухановско-Ероховского прогиба сказывается на специфических изменениях и мощности фамен-турнейских и визей-

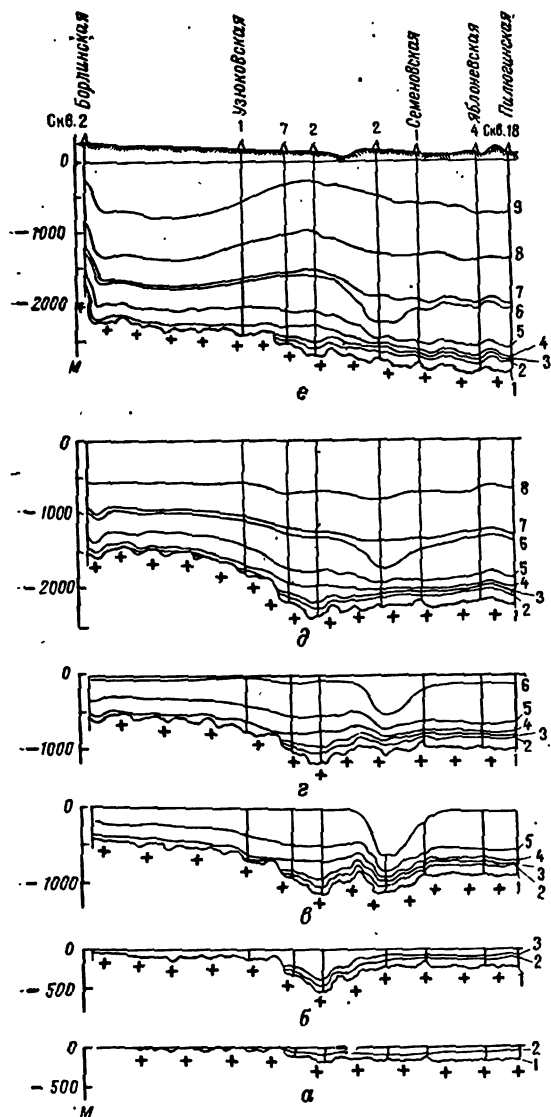


Рис. 9. Структурные профили вдоль Ставропольско-Кинельского прогиба.

К началу: а — кыновского времени, б — саргавского времени, в — визейского века, г — тульского времени, д — оренбургского века, е — в настоящее время. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 — структурные поверхности соответственно фундамента, кровли:  $D_3^2$ ,  $D_3^1$  р.,  $D_3^1$  кп.,  $D_3^1$ , C, ksl, C, bb, C, var и  $P_1^3$ .

ских отложений, а также на некотором погружении бобриковского и вышележащих горизонтов нижнего и среднего карбона за счет просадки над уплотнившимися песчано-глинистыми отложениями малиновской толщи.

В начале девонской седиментации Мелекесская впадина была возвышенностью (рис. 7). Лишь в районе Бугровской — Пичкаской площадей существовал неглубокий заливообразный прогиб, открывающийся на северо-запад. Этот прогиб был для территории современной впадины наиболее погруженным местом на поверхности фундамента до конца нижнего карбона. В среднем и верхнем карбоне интенсивно прогибается район Надеждинской, Мелекесской площадей, куда перемещается центр впадины. Окончательное оформление ее произошло в мезозое и кайнозое.

Альметьевская вершина Татарского свода как положительная структура существовала на всем протяжении герцинского и альпийского геотектонических циклов. Южный склон вершины сформировался благодаря опусканию области Ставропольско-Кинельского прогиба и Мелекесской впадины.

Как было показано выше, краевой Елховско-Сергиевский уступ возник в основном в пермское и послепермское время. Тогда же сформировались флексуры северо-восточного простирания: Боровская, Шунгутская, Байтуганская и др.

Начало образования Серноводского грабена относится к верхнему протерозою и связано со второй (авзянской) фазой байкальской складчатости. Грабенообразное опускание происходило по Серноводскому (с юга) и Исаклинскому (с севера) разломам фундамента. Возможно, что современная глубина грабена образовалась в результате ряда резких, периодически возобновляющихся подвижек. Процесс этот происходил в условиях континентального режима. Первоначально отвесные борта грабена сглаживались в результате энергичной эрозионно-денудационной деятельности. Из-за неодинаковой скорости нисходящих движений блоков и неравномерной эрозии на «дне» в бортах образовались выступы и углубления. К концу нижнерифейского времени грабен заполнился обломочными образованиями, источником которых послужили разрушаемые кристаллические породы фундамента. На протяжении герцинского и альпийского циклов тектогенеза он как самостоятельная структура впадины в тектонических процессах не участвовал. Исаклинский разлом, соответствующий северному борту, уже более не проявлялся, а по Серноводскому разлому в девоне и в неоген-четвертичное время произошли описанные выше подвижки в связи с образованием Ставропольско-Кинельского прогиба. В пермское и послепермское время грабен пересекли разломы северо-восточной системы и соответствующие им флексуры в осадочном чехле. По характеру строения палеозойской толщи территория грабена приобшилась к южному склону Альметьевской вершины Татарского свода.

Волго-Сокская палеовпадина образовалась во франком веке на месте еще более древних локальных прогибов, фиксируемых по наличию бавлинских осадков на площадях, расположенных в ее центральной части (Зольненской, Волго-Сокской, Водинской). Наибольшее развитие она имела в кыновское время, но уже в

конец этого времени дальнейшее прогибание прекратилось и полностью компенсировалось осадками. Впадина как отрицательная структура с этого времени прекратила свое автономное существование. В дальнейшем ее первоначальная структурная форма претерпела значительные изменения в результате инверсионных движений и наложения других, более молодых структурных образований. Особенно крупным изменением она подвергалась в процессе формирования Самаролукской вершины Жигулевского свода и Ставропольско-Кинельского прогиба. В конечном итоге северная ее половина оказалась опущенной по Жигулевской флекуре на 1000 м (по кровле кыновского горизонта) по отношению к смежным участкам южной (Самаролукской) половины.

История формирования Мухановско-Ероховского и Усть-Черемшанского прогибов рассматривается в согласии с представлениями М. Ф. Мирчинка, Р. О. Хачатряна и др. (1965). Прогибы формировались под совокупным воздействием тектонических и седиментационных процессов. Тектоническое прогибание началось еще в раннем девоне в связи с формированием Бузулукской впадины. В верхнефранско-фаменское время вдоль бортов прогибов происходило более интенсивное накопление осадков, нежели в осевой зоне. Образовавшаяся вследствие этого отрицательная форма рельефа морского дна значительно превысила по глубине амплитуду прогибания поверхности фундамента. В связи с изменением палеогеографической обстановки в начале визейского века началось интенсивное заполнение неровностей поверхности седиментации песчано-глинистыми осадками. К концу бобриковского времени этот процесс завершился. В дальнейшем перекрывающие слои прогибались за счет просадки над уплотняющимися песчано-глинистыми отложениями. Над осевой зоной прогибов, где первоначальная мощность рыхлых осадков могла быть 600—700 м, просадка непосредственно перекрывающих слоев достигла 200—250 м.

Линейные (шовные) структуры формировались в зависимости от движений смежных блоков. Крупнейшая из линейных структур — Жигулевская флексура, как уже отмечалось, возникла в результате разнонаправленных вертикальных движений областей Жигулевского свода и Ставропольско-Кинельского прогиба (рис. 6, 10). Характерно, что в пашийское время по слоям живецкого яруса флексура была обращена к югу, т. е. в противоположную сторону по отношению к современной. Инверсия вертикальных движений смежных областей произошла в конце кыновского времени, к началу фаменского века упомянутая флексура в живецких слоях уже была расформирована и на ее месте образовалась флексура противоположного знака, обращенная на север<sup>1</sup>. Не исключается, что кратковременные инверсионные подвиги отмечались и в последующие периоды ее развития.

<sup>1</sup> Вследствие инверсии максимальная амплитуда дислокации приходится не на фундамент, а на кровлю кыновского горизонта (см. табл. 1).

В конечном итоге горизонты палеозоя в смыкающем крыле приобрели наклон под углом 35—45° по азимуту 360°, претерпев значительные растяжения, сопровождающиеся многочисленными дискретными смещениями по трещинам и мелким разрывам. В нижних горизонтах осадочной толщи, которые подверглись наиболее интенсивной деформации, возможны разрывы сплошности слоев. В процессе формирования Жигулевской флексуры происходили неоднократные подвижки локальных блоков вдоль разлома, послужившие причиной образования локальных поднятий Жигулевского вала. По аналогичной в принципе схеме образовались другие известные флексуры и приуроченные к ним валы.

Форма некоторых флексур искажена инверсионными движениями. Хорошо выраженные признаки инверсии наблюдаются у Байтуганской флексуры. Наибольшая ее амплитуда фиксируется в каменноугольных отложениях. В слоях девона она уменьшается вплоть до горизонтального залегания подошвы палеозойской толщи, что видно из табл. 5.

Таблица 5

Сопоставление структурного положения приподнятого и опущенного крыльев Байтуганской и Покровской флексур

Рассматриваемая поверхность	Байтуганская флексура		Покровская флексура			
	Абсолютные отметки, м					
	Скв. 25 (опущенное крыло)	Скв. 24 (приподнятое крыло)	Разница, м	Скв. 17 (опущенное крыло)	Скв. 90 (приподнятое крыло)	Разница, м
Кровля сакмарского яруса . . . . .	—54	—97	151	—	—	—
Кровля верхнего карбона . . . . .	—216	—30	186	—250(?)	—165(?)	85(?)
Кровля верейского горизонта . . . . .	—665	—490	175	—983	—890	93
Кровля окского надгоризонта . . . . .	—	—	—	—1356	—1253	103
Кровля бобриковского горизонта . . . . .	—1075	—900	175	—1600	—1490	110
Кровля заволжского горизонта . . . . .	—1160	—990	170	—1686	—1580	106
Кровля фрянского яруса . . . . .	—1522	—1367	155	—2023	—1904	119
Кровля кыновского горизонта . . . . .	—1676	—1370	106	—	—	—
Кровля муллинского горизонта . . . . .	—1752	—1715	37	—	—	—
Поверхность фундамента (кора выветривания) . . . . .	—1870	—1872	—2	—2112	—1940	172

Формирование Байтуганской флексуры поясним с помощью схемы на рис. 11.

1-й этап: блок А опускается относительно блока Б; в слоях терригенного девона образуется флексура, обращенная в сторону блока А. К концу бобриковского времени флексура полностью захороняется; последующие слои ложатся горизонтально.

2-й этап: блок Б опускается относительно блока А, первичная флексура расформируется; возникает флексура с противоположным наклоном смыкающего крыла. Ее максимальная ам-

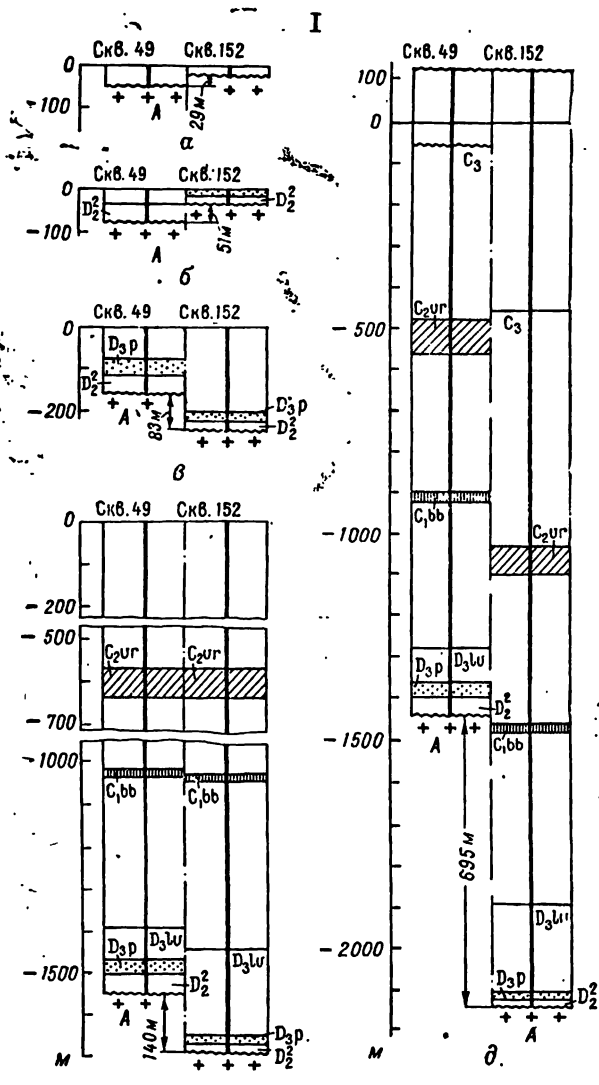
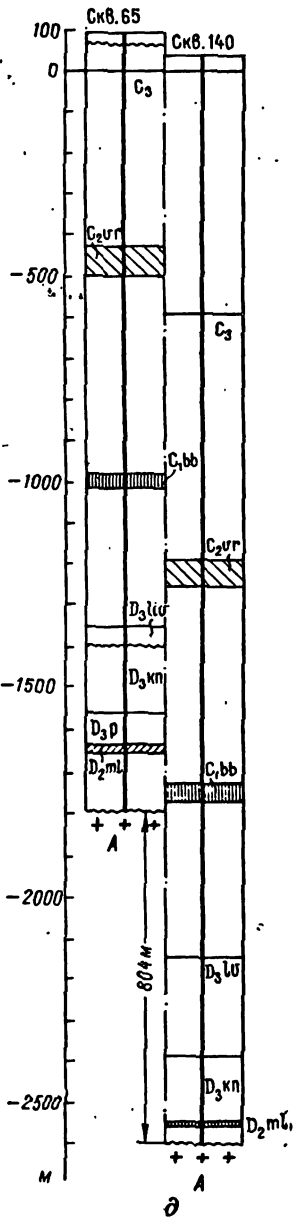
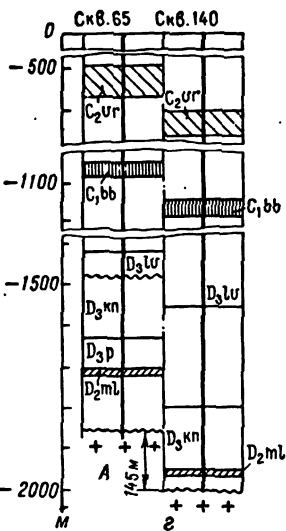
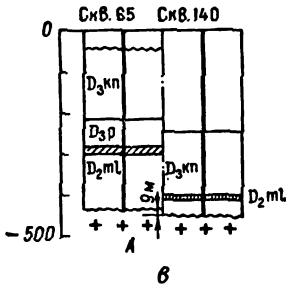
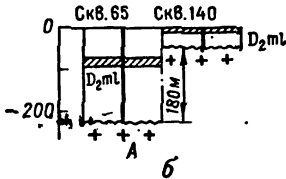
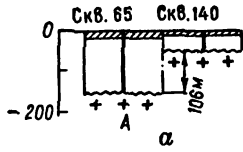


Рис. 10. Схема формирования северного краевого уступа Жигулевского свода на Сызранском участке (I) и на Зольненском участке (II). К началу: а — франского, б — кыновского, в — фаменского, г — пермского времени, д — в настоящее время.



II



плитуда — по кровле верхнего карбона. Первая подвижка блоков происходила в раннем девоне, одновременно с накоплением осадков, вторая — в основном в послепермское время.

Флексура с противоположным наклоном смыкающихся крыльев предполагается в зоне сопряжения Самаролукской вершины Жигулевского свода с Покровской и Богородско-Обшаровской вершинами (Южно-Волжская флексура). Вследствие инверсионных движений Самаролукской вершины по отношению к Покровской и Богородско-Обшаровской вершинам в верхних слоях осадочного

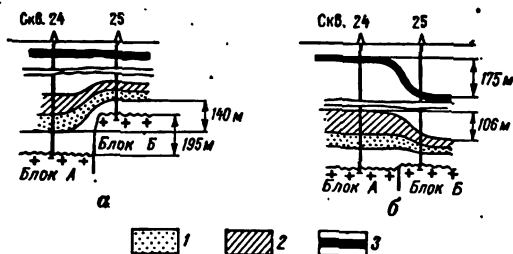


Рис. 11. Схема формирования Байтуганской флексуры.  
а — 1-й этап, б — 2-й этап. Горизонты: 1 — пашийский; 2 — кыновский; 3 — бобринский.

чехла должна была образоваться флексура, обращенная к югу; слои терригенного девона, начиная от пашийского и ниже, падают к северу; в ту же сторону обращен уступ на поверхности фундамента (южный борт Южно-Аскульского прогиба).

О погребенных флексурах фактических данных пока еще очень мало. Возможно, что одной из них является Большечерниговская, приуроченная к южному борту Иргизской депрессии. На Большечерниговской разведочной площади скв. 11 и 12 обнаружен погребенный уступ поверхности фундамента высотой свыше 100 м, обращенный на север (противоположный региональному наклону), который не прослеживается в верхних горизонтах. Наличие погребенных флексур предполагается по бортам древних впадин и прогибов, в особенности таких, как Волго-Сокская, а также в шовных зонах между составляющими их элементами.

Примером нормальных (неинверсионных) сквозных флексур может служить Покровская. Морфологическая разница между нею и инверсионными флексурами (например, Байтуганская) легко устанавливается, если сравнить порядки изменения абсолютных отметок от верхних горизонтов к нижним на их приподнятых и опущенных крыльях (табл. 5).

Отличительные особенности Покровской флексуры состоят в том, что, во-первых, она прослеживается во всех слоях осадочной толщи палеозоя и, во-вторых, направление наклона слоев в области смыкающего крыла не изменяется, а угол несколько увеличивается от верхних горизонтов к нижним. Эти ее особен-

ности обуславливаются тем, что флексура образовалась в неоген-четвертичное время и сохранила свою первоначальную форму до настоящего времени, благодаря унаследованному по знаку вертикальному перемещению смежных блоков (инверсии движения после образования флексуры не было).

Несколько в ином плане формировались линейные шовные структуры на сочленениях прогибов с прогибами. Примером таких структур служит Мухановско-Дмитриевская зона поднятий.

Формирование Мухановско-Дмитриевской структурной зоны связано с нисходящими движениями в областях Борской депрессии и Северо-Мухановского прогиба. Сначала (в пермское и мезозойское время) интенсивнее опускалась область Борской депрессии. Из табл. 3 видно, что к началу кайнозоя центральная часть депрессии погрузилась по отношению к району нынешнего Мухановского поднятия на 660 м (по фундаменту). Мухановско-Дмитриевская зона оказалась на северном борту депрессии. Возможно, что к этому времени относится начало формирования современных валов южной ветви: Дмитриевского, Долматовского, Коханского и других — на флексурах, обращенных к югу, т. е. к центру прогибания. В неоген-четвертичное время более интенсивно опускается область Северо-Мухановского прогиба, в результате чего формируются северные крутые крылья Мухановского, Дмитриевского и других валов, а зона в целом занимает приподнятое положение по отношению к смежным с юга и с севера территориям.

В принципе по такой же схеме формировалась Раковско-Орловская структурная зона (рис. 9).

Локальные структуры: тектонические, седиментационные, седиментационно-тектонические по условиям генезиса существенно различаются между собой (Санаров, 1969).

Тектонические локальные структуры формировались преимущественно вследствие дифференцированных движений блоков фундамента в шовных зонах в тесной связи с развитием сопряженных структур первого и второго порядков. Поднятия на геологических поверхностях возникали в результате изгиба осадочной толщи под воздействием активных тектонических сил (по схеме В. В. Бронгулеева). Как показывают экспериментальные данные (Байдюк, Шрейнер, Лагун, 1964; Белоусов, 1954; Розанов, 1965) и тектоно-физические расчеты (Гзовский, 1963; Гутерман, 1968), толща пород реагирует на приложенные к ней вертикальные подъемные силы не только поперечным изгибом, но и внутренним перераспределением вещества слоев — в виде оттока его из области сосредоточенной нагрузки в зоны относительно слабых напряжений. При небольших в сравнении с мощностью деформируемой толщи амплитудах тектонического движения и относительно малых размерах блока-штампа, тектонический импульс погашается деформацией (раздавливанием) слоев нижней половины толщи — возникает нечто подобное погребенной структуре

верхности, существовавшей до того, как возникло локальное поднятие. Об этом же свидетельствует большая полнота разреза среднего девона в своде складки по сравнению с крыльевыми участками. Признаки захоронения положительных форм рельефа палеозойских седиментационных поверхностей в виде большей полноты разреза на крыльях или специфических изменений литофации в пределах контуров современной структуры не обнаруживаются. Что касается увеличения мощности карбонатных отложений девона, то оно объясняется вторичными изменениями в процессе поперечного изгиба осадочной толщи. Действительно, увеличенная на крыльях складки мощность семилукского, бургского и евлановско-ливенского горизонтов франского яруса, представленных здесь доманиковой фацией, не может свидетельствовать о захоронении якобы существовавшего в то время поднятия, так как не подкрепляется соответствующими литолого-фациальными изменениями и полнотой разреза, тем более что условия для захоронения каких-либо неровностей на дне доманикового бассейна были неблагоприятны. Поперечный изгиб 3-км толщи осадочных пород под действием жесткого штампа (блока фундамента) не мог не сопровождаться пластической деформацией слоев. Наибольшую деформацию претерпели породы доманиковой фации, залегающие вблизи от поверхности фундамента и обладающие лучшей способностью к пластической деформации по сравнению с нижележащими терригенными породами (Байдюк, Шрейнер, Лагун, 1964).

Отсюда следует вывод о молодом (послепалеозойском) возрасте поднятий Мухановской структуры.

В Хилковской структуре мощность залегающих на фундаменте отложений среднего девона в своде поднятия несколько меньше, чем на крыльях. Таким же образом изменяется полнота их разреза, что свидетельствует о положительной форме рельефа в преддевонское время, по крайней мере в районе скв. 454, т. е. в своде современного поднятия девонских слоев.

Мощность саргаевского, семилукского и бургского горизонтов представленных доманиковой фацией, увеличивается от свода к крыльям, что связано, как и в Мухановской структуре, со вторичными изменениями. Выше по разрезу, в интервале от кровли франского яруса до кровли кизеловского горизонта, наблюдается обратное соотношение — мощность этих отложений в своде в два с лишним раза превышает мощность их на крыльях при одинаковой полноте разреза, причем на крыльях они представлены относительно более глубоководной фацией. Усиленное накопление фаменских и турнейских карбонатных отложений связывается развитием рифа (Грачевский, Хачатрян, Комардинкина, 1963). Рост рифа прекратился в кизеловское время, его высота на прилегающих участках дна бассейна достигла 350—400 м. С наступлением визейского века рифовый массив был погребен в первоначально рыхлых песчано-глинистых отложениях. Призн.

ки захоронения положительной формы рельефа хорошо прослеживаются как по мощности, так и по полноте разреза визейского яруса. Антиклинальные изгибы перекрывающих слоев образовались во время седиментации; амплитуда их постепенно увеличивалась за счет просадки по мере уплотнения окружающих рифовый массив песчано-глинистых отложений. Просадка в основном заканчивается к началу верхнего карбона. В послепалеозойское время амплитуда всех поднятий увеличилась благодаря тектонической подвижке.

В Сургутской структуре изменения мощности слоев и полноты разреза отражают захоронение выступа фундамента и небольших рифовых массивов или эрозионных останцов в отдельные периоды последующей седиментации.

Антиклинальные изгибы слоев формировались за счет облеkania и главным образом просадки от начала девонской седиментации до пермского периода. Мощность песчано-глинистых отложений девона, в которых был погребен выступ кристаллических пород фундамента, уменьшилась в результате гравитационного уплотнения примерно на 20%; амплитуда изгиба кровли пашийского горизонта за счет просадки составила 37 м. Автономных тектонических подвижек собственно Сургутский участок не испытывал, высота выступа фундамента (130—140 м) с момента перекрытия его осадками до настоящего времени не изменялась.

В большинстве известных в Куйбышевском Поволжье тектонических структур поднятия прослеживаются на всех геологических поверхностях палеозоя, которым в ряде случаев соответствуют положительные формы рельефа земной поверхности. Это, очевидно, означает, что они полностью или частично сформировались в альпийском цикле тектогенеза. Довольно часто встречаются локальные структуры с признаками инверсии. Интересной в этом отношении является Жигулевско-Стрельненская структура. Она сформировалась вследствие автономных, в отдельные времена противоположных по знаку, вертикальных движений смежных блоков фундамента (рис. 13). Так, во франкий век Жигулевский участок испытывал относительный подъем, а Стрельненский опускался (особенно интенсивно в кыновское время); в результате на первом образовались замкнутые поднятия по фундаменту и слоям девона, на втором — локальная впадина. К началу фаненского века эти движения прекратились, Жигулевское поднятие было погребено, осадки отлагались на практически плоских поверхностях. В мезозое — кайнозое, в связи с альпийским этапом формирования Жигулевской флексуры, дифференцированные движения возобновились, оба участка испытывали подъем, но Стрельненский воздымался с большей скоростью, чем Жигулевский. В результате на тех геологических поверхностях, которые перед этим были плоскими (например, кровли бобриковского и верейского горизонтов) и находились на обоих участках примерно на одинаковых гипсометрических уровнях, образовались купо-

ла, по местоположению и конфигурации соответствующие Стрельненскому блоку. Относительный подъем Стрельненского блока (около 50—60 м по отношению к Жигулевскому) все же не превысил глубину локальной впадины по фундаменту и слоям терригенного девона, образовавшейся во франское время, поэтому антиклинальные изгибы этих слоев не могли возникнуть.

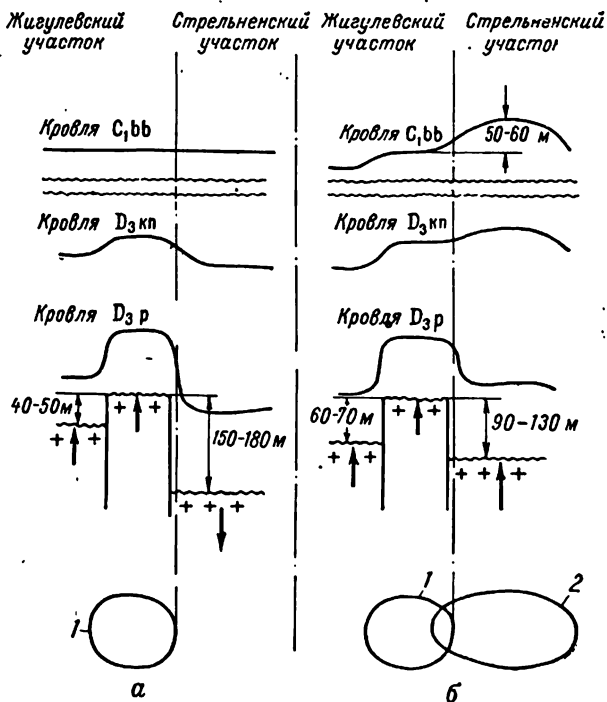


Рис. 13. Упрощенная схема формирования Жигулевско-Стрельненской структуры. а — к началу тульского времени; б — в настоящее время. Стрелками показаны направление и интенсивность подвижек локальных блоков во франское время и в мезозое — кайнозое. Горизонтальные проекции контуров замкнутых поднятий: 1 — в девоне; 2 — в карбоне.

Лишь по кыновскому горизонту, кровля которого была прогнута над впадиной не более чем на 30—40 м, образовалось пологое поднятие. Жигулевский участок, вследствие отставания в восходящем движении, оказался в конечном итоге на периклинали поднятий по слоям карбона, возникших на Стрельненском участке.

Аналогичная (почти в деталях) картина наблюдается на Белозерско-Чубовской структуре (там нет замкнутых поднятий в девонских слоях на Белозерском участке). Признаки инверсии наблюдаются в Зольненской структуре, где амплитуда поднятия по пласту  $D_1$  превышает амплитуду по фундаменту почти в 1,3 раза (табл. 6).

Отношение амплитуды замкнутых поднятий различных генетических типов по опорным горизонтам палеозоя к их амплитуде по поверхности кристаллического фундамента

Тип и название поднятия	Соотношение амплитуд			
	по кровле пашийского горизонта	по кровле бобриковского горизонта	по кровле бакирского яруса (или верейского горизонта)	по кровле казанского яруса (или няжной перми)
<b>Тектонические:</b>				
Мухановское . . . . .	1,1	0,9	0,37	0,37
Дмитриевское . . . . .	0,96	0,7	0,56	0,4
Зольнерское . . . . .	1,26	0,45	0,4	—
<b>Седиментационно-тектонические:</b>				
Хилковское . . . . .	0,6	2,0	1,1	0,3
Алакаевское . . . . .	0,96	1,56	2,7	1,1
Кулешовское . . . . .	0,9	2,2	1,6	0,8
Покровское . . . . .	—	0,7	0,4	0,2
<b>Седиментационные:</b>				
Сургутское . . . . .	0,3	0,1	0,1	0,1
Екатериновское (восточный купол) . . . . .	0,25	0,06	0,04	0,06
Семеновское . . . . .	0,35	0,15	0,1	0,05
Подъем-Михайловское . . . . .	0,4	0,2	0,1	0,02

Среди седиментационно-тектонических структур наибольшим распространением пользуются структуры с ядрами кристаллических пород фундамента и фамен-турнейскими биогермами. В первых антиклинальные изгибы слоев девона начинают образовываться в процессе захоронения выступа, т. е. по существу с началом седиментации на данном участке; окончательную форму они приобрели после тектонической подвижки. Амплитуда поднятий увеличивается сверху вниз, достигая наибольшей величины по поверхности фундамента, как, например, в Покровской структуре (табл. 5, 6). В седиментационно-тектонических структурах с фамен-турнейскими биогермами антиклинальный изгиб бобриковского горизонта иногда возникает раньше, чем по пашийскому горизонту (например, в Кулешовской структуре), и по амплитуде значительно превышает изгиб слоев девона (табл. 6).

Сочетания тектонического и седиментационного факторов весьма разнообразны, что обуславливает широкий временной диапазон формирования поднятий в структурах этого типа.

Из седиментационных локальных структур довольно широко распространены структуры, связанные с локальными выступами кристаллических пород фундамента. Время формирования антиклинальных изгибов перекрывающих слоев определяется продолжительностью просадки за счет уплотнения песчано-глинистых отложений девона. В большинстве случаев она практически за-

канчивается после того, как над выступом накопится толща пород 1500—2000 м.

На основании изложенного об условиях и основных этапах генезиса геологических структур Куйбышевского Поволжья сделаем краткие выводы.

1. Гипсометрическая дифференциация в залегании горизонтов палеозоя является конечным результатом вертикальных движений земной коры и неравномерной седиментации. Наибольшая тектоническая активность наблюдается в начале и конце герцинского (соответственно франское и пермское время) и в альпийском циклах тектогенеза. На пермское и неоген-четвертичное время приходится основная часть тектонической составляющей амплитуды положительных и отрицательных структур, включая и локальные поднятия.

2. В периоды оживления тектонической деятельности происходила смена знака относительных вертикальных движений как в пределах сравнительно обширных территорий (например, Самаролукская вершина Жигулевского свода и Ставропольская депрессия), так и на локальных участках (например, на Жигулевско-Стрельненском).

3. Господствующее высотное положение на территории Куйбышевского Поволжья в период с начала девонской седиментации до конца франского времени занимала Покровская вершина Жигулевского свода. Области наиболее глубокого залегания горизонтов среднего и верхнего девона в этот период располагались в Бузулукской и Волго-Сокской впадинах. С конца франского времени пункт наиболее высокого залегания горизонтов палеозоя переместился на Самаролукскую вершину; Бузулукская впадина продолжала оставаться областью их наибольшего погружения.

### **РАЗВИТИЕ ВО ВРЕМЕНИ РЕГИОНАЛЬНЫХ НАКЛОНОВ ОСАДОЧНОЙ ТОЛЩИ**

Региональные наклоны в современном плане и в геологическом прошлом изучались с целью получения исходных данных для расчета процессов внутрипластового движения нефти и газа в те или иные периоды геологической истории. Наибольший интерес представляют наклоны тех структурных поверхностей, которые относятся к основным нефтегазоносным этажам. Сообразно с этим для исследования были взяты кровли пашийского, бобринского и верейского горизонтов.

Региональные наклоны определялись как по всей исследуемой территории, так и по отдельным наиболее характерным направлениям. В первом случае использовались структурные карты и карты мощностей, во втором — профиньные разрезы.

Определение региональных наклонов каждой структурной поверхности сводилось к аппроксимации ее поверхностями второго



или третьего порядков. Такой способ основан на математическом толковании о том, что всякая непрерывная функция, определенная в конечном интервале, всегда может быть с любой степенью точности аппроксимирована полиномами (многочленами). Структурные (или палеоструктурные) карты в заданных границах отвечают этим условиям и, следовательно, могут быть аппроксимированы, так как значение абсолютной отметки ( $z_i$ ) структурной (или палеоструктурной) карты — функции от координат  $x, y$ ,  $z_i = f(x, y)$ . Данная функция непрерывна и ограничена площадью исследования.

Вычисление абсолютных отметок аппроксимирующей поверхности выполнялось в следующем порядке. На исходную структурную или палеоструктурную карту накладывалась сетка с условными координатами  $x, y$  со стороны квадрата, равной 25 км. Территория Куйбышевской области покрывалась сеткой квадратов со стороной 5 см. В центре каждого квадрата снималось интерполированное значение абсолютной отметки ( $z_i$ ), определяемое условными координатами  $x_i, y_i$ . Полученные три величины  $x, y, z$  являлись исходными данными для уравнения, решение которого на ЭЦВМ давало коэффициенты полинома второй степени с последующим вычислением значений абсолютных отметок аппроксимирующей поверхности ( $z_p$ ). По полученным значениям ( $z_p$ ) строились карты, на которых в каждой точке аппроксимированного значения абсолютной отметки восстанавливался вектор наклона поверхности длиной 1 км, вычислялся градиент наклона и его угловое выражение и азимут вектора. Через 1—2 м/км проводились линии равных градиентов.

Если на структурной (или палеоструктурной) карте имеются крупные флексурные уступы (типа Жигулевского), то они вносят существенные искажения в истинную картину регионального наклона. С целью исключения искажений аппроксимацию выполняли не сразу для всей территории, а по частям, разделяющимся флексурными уступами. Так аппроксимировались все структурные карты и палеоструктурная карта пашийского горизонта к концу верейского времени. В этих случаях исследуемая территория по Жигулевской флекуре и далее на восток — по крутому крылу Мухановского вала — разделялась на две части. Каждая из частей обрабатывалась отдельно, а построенные карты стыковались по указанной границе. По аналогичному принципу обрабатывались и профильные разрезы.

В конце франского времени какого-либо определенного направления наклона пашийского горизонта еще не было. К началу тульского времени начали преобладать юго-восточное и южное направления регионального наклона (рис. 14). Градиенты не превышали 2 м/км ( $0^{\circ}07'$ ). К концу верейского времени в общей картине заметных изменений не произошло, за исключением того, что в северной части области градиенты увеличились до 4 м/км ( $0^{\circ}14'$ ). В настоящее время (рис. 15) кровля пашийского гори-

зонта в северо-западной части исследуемой территории наклонена на юго-запад (азимут  $230-260^\circ$ ) под углом до  $0^\circ 14'$ . В южной половине направление регионального наклона сохранилось таким же, как и в предыдущие времена, но градиенты возросли до  $12 \text{ м/км}$  ( $0^\circ 41'$ ).

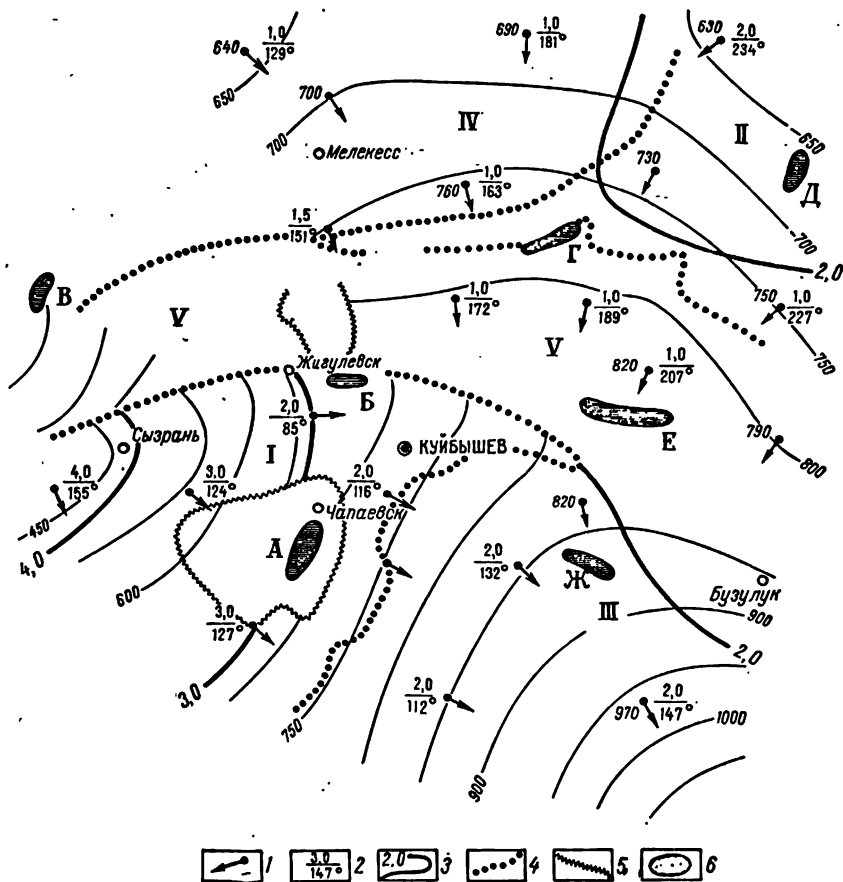


Рис. 14. Карта регионального наклона кровли пашийского горизонта к концу бобриковского времени.

1 — вектор наклона кровли пашийского горизонта; 2 — дробь: в числителе — градиент изменения мощности в м/км, в знаменателе — азимут вектора наклона; 3 — линии равных градиентов; 4 — границы современных структур 1-го порядка: I — Жигулевский свод, II — Альметьевская вершина Татарского свода (юго-западный склон), III — Бузулукская впадина, IV — Мелекесская впадина, V — Ставропольско-Кинельский прогиб; 5 — область отсутствия пашийского горизонта; 6 — локальные структуры: А — Покровская, Б — Зольненская, В — Борлинская, Г — Радаевская, Д — Байтуганская, Е — Мухановская, Ж — Кулешовская.

К концу верейского времени кровля бобриковского горизонта была наклонена на юг — юго-восток под углом  $0^\circ 04' - 0^\circ 10'$  с градиентами, близкими к наклону кровли пашийского горизонта. К концу нижнеказанского времени наклон в том же направлении

увеличился. Характерно, что наибольшие градиенты в это время были в юго-восточной части территории, где они достигали 8 м/км. Перемещение области увеличенных градиентов с севера на юг связано с интенсивным прогибанием в пермское время Бузулукской впадины. В настоящее время кровля бобриковского

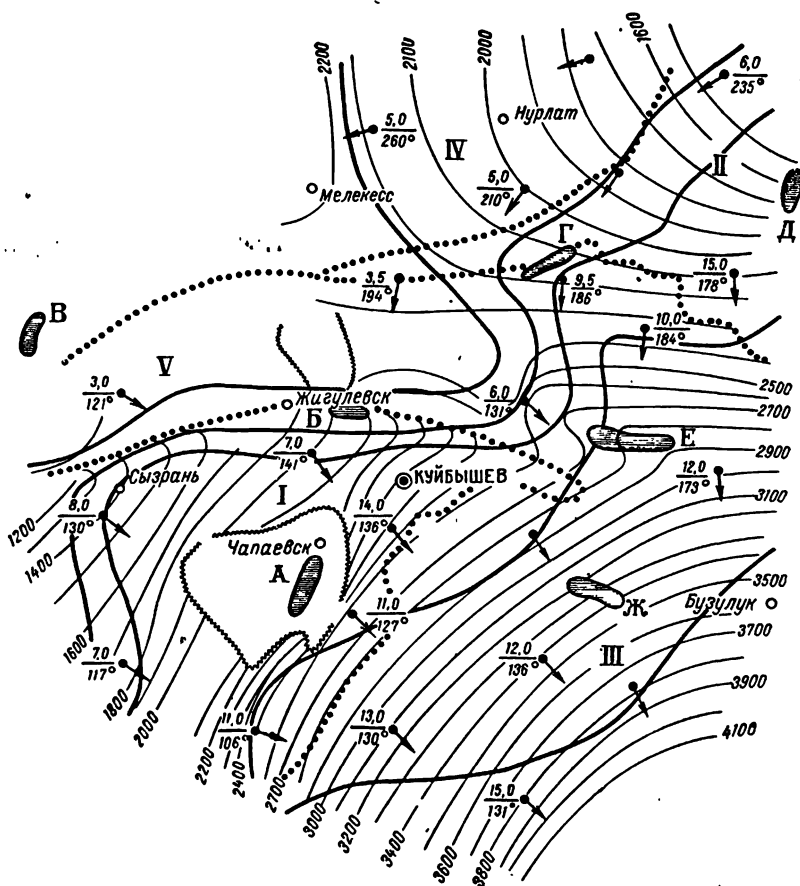


Рис. 15. Карта регионального наклона кровли пашийского горизонта в настоящее время.

Условные обозначения см. рис. 14 (соответственно геологическому времени).

горизонта, как и кровля пашийского, в северо-западной части территории наклонена на юго-восток. Наибольшие градиенты характерны для юго-восточной части, где они достигают 14 м/км.

Кровля верейского горизонта к концу нижнеказанского времени и в настоящее время наклонена примерно так же, как и кровля бобриковского горизонта, с той лишь разницей, что углы наклона ее несколько меньше.

Для изучения во времени наклона осей Жигулевского, Красноярского и Мухановского валов был использован профильный разрез по линии Сызрань — Языково, на котором изображено положение поверхностей пашийского, бобриковского и верейского горизонтов на различные этапы геологической истории (рис. 5). После аппроксимирования этих линий получены наклоны осей валов по этим горизонтам.

По кровле пашийского горизонта к концу кыновского времени на участке от Сызрани до Карлово-Сытовки ось современного Жигулевского вала практически не имела наклона, от Карлово-Сытовки до Солнечной Поляны (скв. 2) по азимуту  $32^\circ$  она была наклонена под углом около  $0^\circ 10'$ , флексурного уступа между скв. 2 Солнечной Поляны и скв. 19 Курумочской площади в то время еще не было. От Курумоча до Хилково кровля пашийского горизонта по рассматриваемой профильной линии была наклонена в противоположную современному наклону сторону. Далее на Мухановском участке был очень слабый наклон (около  $0^\circ 02'$ ) по азимуту  $180^\circ$ , т. е. в противоположную современному наклону сторону.

В принципе такая же картина наблюдается до конца пермского времени. В настоящее время ось Жигулевского вала на участке Сызрань — Солнечная Поляна по кровле пашийского горизонта наклонена по азимуту  $75^\circ$  под углом около  $0^\circ 10'$ . Между скв. 2 Солнечной Поляны и скв. 19 Курумочской площади образовался флексурный уступ, по которому район скв. 19 опустился на 630 м по отношению к району скв. 2. На участке от скв. 19 до скв. 436 Репьевской площади кровля пашийского горизонта наклонена под углом  $22^\circ 5'$ , далее по тому же направлению наклон уменьшается до  $0^\circ 11'$ .

По кровле бобриковского горизонта к концу верейского времени среднего карбона и к концу ассельского времени нижней перми был очень слабый наклон ( $4^\circ - 5^\circ 5'$ ) по среднему азимуту  $87^\circ$ , т. е. почти на восток. В настоящее время на участке от Сызрани до Карлово-Сытовки кровля бобриковского горизонта наклонена по азимуту около  $70^\circ$  под углом  $0^\circ 08'$ , а между Карлово-Сытовской и Солнечной Поляной — под углом около  $0^\circ 2,5'$ ; по азимуту  $263^\circ$ , т. е. противоположную сторону. После флексурного уступа кровля бобриковского горизонта имеет наклон в восточном направлении под углом до  $0^\circ 26'$  — между скв. 19 Курумочской площади — скв. 436 Репьевской площади и под углом  $0^\circ 12,0'$  — на Мухановском участке.

Кровля верейского горизонта к концу ассельского времени нижней перми вдоль рассматриваемой профильной линии залегала практически горизонтально. В настоящее время она наклонена примерно так же, как и кровля бобриковского горизонта.

Из анализа материалов по развитию региональных наклонов можно сделать следующие выводы.

1. Региональные наклоны пашийского, бобриковского, верейского горизонтов сформировались спустя довольно продолжительное время после их седиментации; углы наклонов резко усилились в пермском периоде, когда они достигли почти современной величины.

2. На протяжении палеозойской эры преобладающими были юго-восточное и южное направления региональных наклонов.

3. Крупными препятствиями на путях миграции нефти вверх по восстанию пластов могли быть протяженные валы и смежные с ними прогибы, ориентированные перпендикулярно или субперпендикулярно направлению регионального наклона (Жигулевский вал и Ставропольско-Кинельский прогиб, Покровский вал и Ново-Троицкий прогиб, Южно-Аскульский прогиб, Мухановский вал и Северо-Мухановский прогиб и др.). В период с франского по визейское время такую же роль, по крайней мере по отношению к миграции нефтей в терригенных пластах девона, могла играть Волго-Сокская палеовпадина, ориентированная, как было показано выше, с юго-запада на северо-восток, т. е. перпендикулярно направлению регионального наклона.

## ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ И ПОКРЫШЕК ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ ПАЛЕЗОЯ КУЙБЫШЕВСКОГО ПОВОЛЖЬЯ

В разрезе палеозойского продуктивного комплекса на территории Куйбышевского Поволжья установлено более 50 нефтегазодносных пластов, сложенных терригенными и карбонатными породами, обладающими коллекторскими свойствами, т. е. способностью вмещать и отдавать нефть (рис. 16). Наиболее важными и изученными являются терригенные пласты живетско-пашийского комплекса и бобриковского горизонта, а также карбонатный пласт А<sub>4</sub> башкирского яруса.

Изучение пластов-коллекторов должно проводиться в двух направлениях: с одной стороны, должны быть охарактеризованы геологические условия их распространения, литолого-фациальные и структурно-текстурные особенности пород, с другой — общая и эффективная пористость, проницаемость, коэффициенты водо- и нефтенасыщенности. Для этой цели используются лабораторные методы исследования кернового материала, широкий комплекс промыслово-геофизических, а также гидродинамических методов (расходомерирование, гидропрослушивание и др.). Последние имеют особо важное значение для изучения карбонатных коллекторов, значительная неоднородность и сложное строение которых делают лабораторные и геофизические методы менее эффективными.

В последнее время большое внимание уделяется анализу плотных пород, образующих покрышки над продуктивными пластами. Изучаются особенности вещественного состава, влияющие на их удерживающую способность (например, глинистые минералы в составе глинистых покрышек), разность капиллярных давлений на разделе коллектор — покрышка (так называемое давление внедрения) и т. д.

Следует отметить, что степень изученности коллекторов и покрышек на территории Куйбышевского Поволжья крайне неравномерная. Наиболее полно освещена их литолого-фациальная характеристика. Физические свойства пород-коллекторов по лабораторным и промыслово-геофизическим данным охарактеризованы в подсчетах запасов по отдельным залежам и месторождениям и пока еще не нашли должного обобщения в региональном плане,

причем наиболее слабо изучены карбонатные коллекторы, так как эффективные гидродинамические методы применяются еще в недостаточном объеме. Что же касается покрышек, то их изучение находится практически в зачаточном состоянии.

Такое положение не могло не отразиться на полноте освещения вопроса в настоящей главе. В ней дана региональная литолого-фациальная характеристика пластов-коллекторов и покрышек основных продуктивных горизонтов, приведены сведения о физических свойствах пород. Для этой цели взяты усредненные параметры по отдельным залежам, принятые для подсчета запасов. При анализе наиболее важного карбонатного резервуара в Куйбышевском Поволжье — пластов А<sub>4</sub> башкирского яруса — использованы результаты гидродинамических исследований по материалам В. Е. Гавуры. Напомним, что удерживающая способность покрышек по степени заполнения ловушек была детально рассмотрена при анализе условий залегания нефти и газа в недрах Куйбышевской области в главе V этой монографии.

### **ПЛАСТЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ПОКРЫШКИ ТЕРРИГЕННОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ**

Распространение и литолого-фациальный состав пластов-коллекторов и покрышек терригенного девона контролируются характером развития девонской трансгрессии и палеотектоникой. Отчетливо выраженная ритмичность в развитии трансгрессии позволила проследить одноименные пласты-коллекторы и покрышки на всей территории, несмотря на их литологическую изменчивость.

Среднедевонские пласты-коллекторы Куйбышевского Поволжья, благодаря последовательному продвижению трансгрессии с юго-востока на северо-запад, обусловленному общим наклоном территории к юго-востоку, имеют постепенно увеличивающуюся площадь распространения (от более древних к молодым).

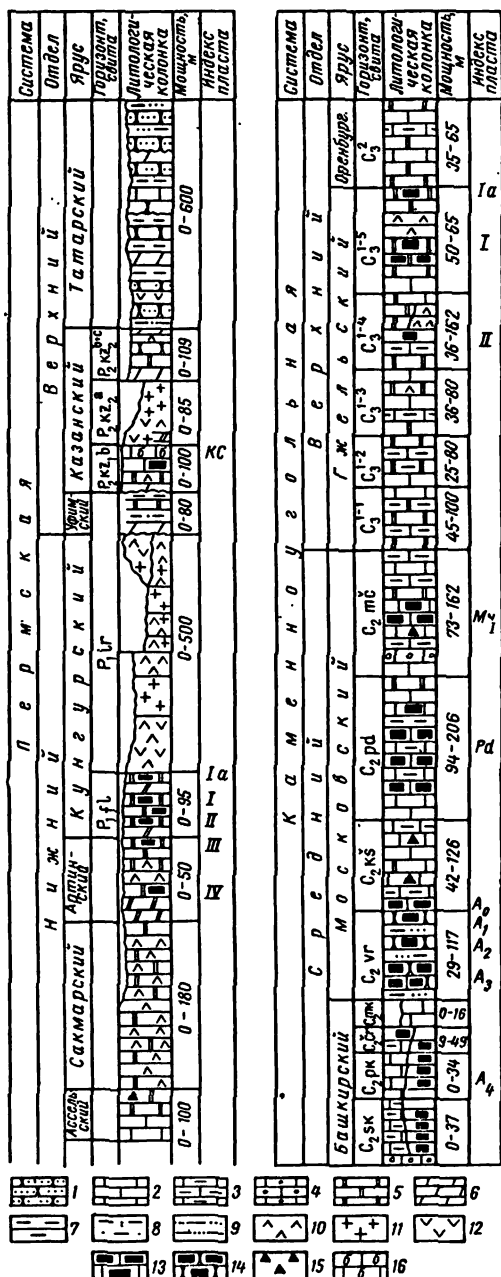
Вследствие наиболее значительного наклона дна бассейна в бийское афонинское время, пласты Д<sub>v</sub> и Д<sub>v</sub><sup>1\*</sup> занимают, по сравнению с другими пластами, наименьшую площадь. Эти пласты состоят из песчаников чисто кварцевых, преимущественно мелкозернистых (с угловатыми и полуокатанными зернами размером от 0,09 до 3,2 мм). В палеопрогibaх эти песчаники средне- и мелкозернистые, слабо сцементированные, местами плотные с прослоями алевролитов и глин. Состав цемента каолинито-глинистый. Тип цемента поровый, реже базальный.

Вблизи границы выклинивания пласты почти полностью состоят из песчаников. К юго-востоку они замещаются алевролитами и глинами, а ближе к границам с Оренбургской и Саратовской областями — карбонатными породами. В соответствии с особенностями

\* На Мухановской и соседних площадях пласт Д<sub>v</sub><sup>1</sup> по промысловой номенклатуре ошибочно именуется как пласт Д<sub>iv</sub>.

Рис. 16. Сводный литологостратиграфический разрез палеозойских отложений Куйбышевского Поволжья.

1 — песчаники; 2 — известняки; 3 — известняки глинистые; 4 — известняки оолитовые; 5 — доломиты; 6 — мергели; 7 — глины; 8 — глины песчанистые; 9 — алевролиты; 10 — ангидриты; 11 — соль; 12 — гипсы; 13 — известняки нефтенасыщенные; 14 — песчаники нефтенасыщенные; 15 — кремнистые породы; 16 — известняки газонасыщенные.







ми изменения литологического состава мощности. К юго-востоку мощности пластов: пласта  $D_V$  — от 0 до 20 м, пласта  $D_{V'}$  тем сокращаются, вплоть до полного выклинивания (Черниговская площадь), благодаря замещению.

История	Отдел	Ярус	Площадь, Единица	Литологический состав	Мощность	История пласта
---------	-------	------	------------------	-----------------------	----------	----------------

Породы-коллекторы в этих пластах порового типа низкопроницаемые (проницаемость пласта  $D_V'$  в среднем, по девяти образцам — 46 мД при колебаниях от 4 до 200 мД), средне- и малоемкие (средняя пористость пласта  $D_V'$  по 21 образцу — 12%). По классификации А. И. Криари они относятся к классам и подклассам 3 и 4. Мощность проницаемой части пласта  $D_V$  1—16 м, а  $D_V'$  2—19 м.

Пласт  $D_V'$  образует ловушки сводового типа. В южных районах Куйбышевского Заролжья, близ его региональной границы выклинивания, он может образовывать ловушки литологического и стратиграфического типов.

Кратковременное поднятие территории Куйбышевского Поволжья в начале воробьевского времени привело к уменьшению наклона дна бассейна, а также к перерыву в осадконакоплении, обусловившему отсутствие большей части пласта  $D_{IV}$ , залегающего в основании воробьевского горизонта. В центральных районах имеется лишь самая верхняя часть этого пласта. В прогибах, к юго-западу и северо-востоку от них, развита верхняя половина его или весь пласт. Региональная граница выклинивания пласта  $D_{IV}$  проходит около Жигулевского и Токмовского сводов.

Пласт  $D_{IV}$ , благодаря уменьшению наклона дна бассейна, не замещается глинисто-карбонатными породами. Это отражается и в постепенном увеличении его мощностей к юго-востоку от 3 до 9 м, а в прогибах до 31 м. Породы-коллекторы недалеко от границы выклинивания среднепроницаемые и среднеемкие (класс и подкласс 3, средняя проницаемость 176 мД, пористость 15%). Со значительным удалением от нее физические свойства их немного улучшаются: проницаемость достигает в среднем 385 мД, хотя пористость не меняется (14—15%).

По усредненным промыслово-геофизическим материалам (по 12 месторождениям) пласт  $D_{IV}$  имеет коэффициент песчаности 0,60 (при экстремальных значениях 0,35—0,80), коэффициент расчлененности — 2,3 (1,2—4,83) при средней мощности эффективных прослоев 1,05 м (0,77—1,78 м). Структурный коэффициент пласта  $D_{IV}$  (по Арчи) 1,9 (табл. 7).

На территории распространения пласта  $D_{IV}$  могут быть встречены те же типы залежей, что и в пласте  $D_V'$ .

В ардатовских слоях выделяются два пласта-коллектора: нижний  $D_{III}$  залегающий в основании их, верхний  $D_{III}'$  — под рспером «остракодовый известняк» («средний» известняк Башкирии).

Пласт  $D_{III}$  распространен повсеместно, кроме Покровской папевершины Жигулевского свода и мелких поднятий (Екатери-

Физические характеристики продуктивных пластов терригенного девона (средние по месторождениям)

Пласт	Кол-во месторождений	Эффективная мощность	Степень неоднородности			Коллекторские свойства				По Куйбышевскому району
			коэффициент песчаности	коэффициент расчлененности	средняя мощность, прослоя, м	пористость, %	проницаемость, м	коэффициент начальной нефтенасыщенности, %	коэффициент нефтепродуктивности, %	
D <sub>0</sub>	2	$\frac{14,0}{7,8-20,2}$	0,64	5,11	2,6	17	100	0,8	0,5	—
D <sub>к'</sub>	1	$\frac{2,6}{—}$	0,65	1,0	2,6	18	80	0,9	0,5	—
D <sub>к</sub>	3	$\frac{4,6}{2-8,1}$	0,617	1,8	4,1	18	80	0,9	0,50	—
D <sub>I</sub>	35	$\frac{7,5}{2,1-12,3}$	$\frac{0,5}{0,2-0,7}$	$\frac{2,5}{1,0-4,2}$	$\frac{4,8}{2,4-9,0}$	$\frac{14,5}{6,0-23,0}$	$\frac{—}{50-333,9}$	$\frac{0,85}{0,8-0,91}$	$\frac{0,52}{0,4-0,7}$	$\frac{1,7}{1,52-2,0}$
D <sub>II</sub>	18	$\frac{7,2}{2,5-12,1}$	$\frac{0,56}{0,36-1,0}$	$\frac{2,9}{1,83-5,3}$	$\frac{4,9}{1,5-9,6}$	$\frac{16,5}{14,0-25,0}$	$\frac{260}{84,5-1400}$	$\frac{0,9}{0,8-0,96}$	$\frac{0,61}{0,5-0,84}$	$\frac{1,86}{1,6-2,1}$
D <sub>III'</sub>	4	$\frac{6,2}{5,0-8,7}$	$\frac{0,68}{0,39-0,85}$	$\frac{1,64}{1,0-2,25}$	$\frac{3,85}{2,5-5,0}$	$\frac{9,4}{5,0-16,0}$	$\frac{100}{47-194}$	0,3	0,5	2,0
D <sub>III</sub>	7	$\frac{17,5}{3,1-22,8}$	$\frac{0,61}{0,21-0,76}$	$\frac{2,44}{1,75-4,67}$	$\frac{1,45}{1,55-8,9}$	$\frac{16,1}{13,8-18,4}$	$\frac{140}{20,2-260}$	0,9	0,41	2,0
D <sub>IV</sub>	12	$\frac{3,8}{1,1-7,24}$	$\frac{0,60}{0,35-0,80}$	$\frac{2,3}{1,2-4,83}$	$\frac{1,05}{1,78-0,77}$	$\frac{12,8}{9,8-15,9}$	$\frac{154}{16-385}$	$\frac{0,90}{0,86-0,95}$	$\frac{0,41}{0,23-0,55}$	$\frac{1,9}{1,7-2,1}$

К зоне VI отнесены участки Куйбышевского Заволжья. Песчаные алевролиты. Могут быть проницаемы. По Куйбышевскому району.

Примечание. Дробь — в числителе средняя величина; в знаменателе минимальные и максимальные значения.

новского, Сидоровской и Спиридоновск  
на отдельных участках. В большинстве  
замещен глинистыми алевролитами или гл.

Около Покровской палеовершины Жигу-  
ло Токмовского свода, вблизи границы выкли-  
Д<sub>III</sub> лежит непосредственно на кристаллических по-  
мента, в составе его преобладают разнородные песчаники. На  
склонах сводов, где под ним имеются более древние горизонты,  
он сложен кварцевыми мелкозернистыми, хорошо отсортирован-  
ными песчаниками, а на юге и на востоке, ближе к границам с  
Оренбургской и Саратовской областями, в значительной части  
замещен алевролитами.

Песчаники мелкозернистые, слабоалевритистые и глинистые,  
рыхлые, средней крепости и плотные. Зерна кварца в них хорошо  
отсортированные и окатанные. Цемент в небольшом количестве по-  
рового, контактового и базального типов.

Литологическая неоднородность пластов Д<sub>III</sub> и Д<sub>III'</sub> позволила  
выделить шесть зон, относящихся к различным классам и подклас-  
сам коллекторов.

В северо-западной части Куйбышевского Поволжья, где мелко-  
зернистые, хорошо отсортированные песчаники слагают большую  
часть пластов, породы-коллекторы преимущественно среднепрони-  
цаемые — 67,5—182,3 мД и среднеемкие — 16,6%, относящиеся к  
классу 3 и подклассу 3 (зоны I и II). Мощность проницаемой ча-  
сти пластов колеблется от 14 до 44 м.

Юго-восточнее наблюдается ухудшение коллекторских свойств  
пород пласта Д<sub>III</sub> за счет увеличения алевритистости и плотности  
песчаников (зона III) или за счет сокращения в разрезе песчаных  
прослоев (зона IV).

В зоне III породы-коллекторы низкопроницаемые (в среднем  
48 мД) и среднеемкие (в среднем 17%), относящиеся по класси-  
фикации А. И. Кринари к классу 4 и подклассу 3.

В зоне IV по сравнению с зоной III коллекторские свойства  
пород ухудшаются. Проницаемость снижается до 12—41 мД, пор-  
истость — до 7,1—14%, коллекторы относятся к классу 4 и под-  
классу 4.

Мощность проницаемой части пластов в пределах этих зон из-  
меняется от 5 до 42 м.

В зону V объединены весьма малопроницаемые и весьма мало-  
емкие породы-коллекторы класса 5 и подкласса 5. Проницаемая  
часть пласта Д<sub>III</sub> в этой зоне около Покровской вершины и в райо-  
не Самаролукской вершины Жигулевского свода состоит из разно-  
зернистых песчаников с каолинитово-глинистым цементом; на юго-  
востоке Куйбышевского Поволжья и в центральных частях его —  
из песчаных алевролитов с прослоями кварцевых мелкозерни-  
стых песчаников. Мощность проницаемой части пластов в этой  
зоне 12—36 м.

Ступень	Отдел	Ярус	Горизонт	Свита	Литологи- ческая	Мощность	Индекс	Плоская
---------	-------	------	----------	-------	---------------------	----------	--------	---------

К зоне VI отнесены участки в южной и юго-восточной частях Куйбышевского Заволжья, где породами-коллекторами являются песчанистые алевролиты. Физические свойства последних не изучены. Мощность проницаемой части пластов 5—18 м.

По Куйбышевской области пласт  $D_{III}$  характеризуется значительной неоднородностью — коэффициент расчлененности 2,44 (1,75—4,67) при сравнительно невысокой проницаемости (по семи месторождениям в среднем 27 мД при экстремальных значениях 20—200 мД).

На литологический состав и коллекторские свойства пластов пашийского ( $D_{II}$  и  $D_I$ ) и кыновского ( $D_K$ ,  $D_K'$ ,  $D_0$ ,  $D_0'$  горизонтов) значительное влияние оказало появление в начале франского времени Волго-Сокского палеопргиба северо-восточного простиранья и ограничивающих его палеоподнятий (см. главу I).

Наибольшие мощности ( $D_{II}$  — 35—50 м,  $D_I$  — 25—32 м) и преимущественно песчаный состав имеют пласты пашийского горизонта на территории палеопргиба. У его оснований и на палеоподнятиях количество песчаников в пластах сокращается (что не всегда отражается на их фракционном составе), одновременно уменьшается их мощность (пласта  $D_{II}$  до 19—31 м,  $D_I$  до 19—25 м).

На вершинах палеоподнятий мощности пластов уменьшаются до нескольких метров, а местами до нуля (рис. 17).

В палеопргибе и на склонах палеоподнятий песчаники мелко- и иногда среднезернистые с хорошо отсортированными и окатанными зернами кварца. В породе мало цемента. Он порового и базального типов, по составу глинистый и карбонатный. Около Покровской вершины, где проходит граница выклинивания пластов  $D_{II}$  и  $D_I$ , песчаники неравномернoзернистые (от мелко- до грубозернистых), каолинизированные, сложенные плохо отсортированными и плохо окатанными кварцевыми зернами.

На литолого-фациальной карте пластов-коллекторов пашийского горизонта выделяются три зоны (рис. 17).

К зоне I с максимальным содержанием кварцевых мелкозернистых песчаников, находящейся в юго-западной части Волго-Сокского палеопргиба, отнесены породы-коллекторы, весьма высокопроницаемые (1000 мД) и высокoемкие (21%) класса I и подкласса 2. Мощность проницаемой части пластов 20 м.

В зону II объединены породы с различными физическими свойствами. На большей части территории этой зоны, включающей Волго-Сокский палеопргиб и склоны примыкающего к нему на юго-востоке палеоподнятия, породы-коллекторы в основном среднепроницаемые (100—500 мД) и среднеемкие (15—20%) класса 3 и подкласса 3. Мощность проницаемой части пластов 10—50 м.

На юго-востоке и юго-западе этой зоны имеются локальные участки, где породы-коллекторы пашийского горизонта при том же фракционном составе, но с меньшим содержанием песчаников (до 50%) имеют худшие физические свойства. Они принадлежат

к среднепроницаемым (72—120 мД), малоемким (12—15%) коллекторам классов 3, 4 и подкласса 4.

В зону III включены породы-коллекторы, низко- и весьма низкопроницаемые (в среднем 0,91 мД), малоемкие и весьма малоемкие (в среднем 7,5%), встречающиеся около Покровской вершины древнего Жигулевского свода.

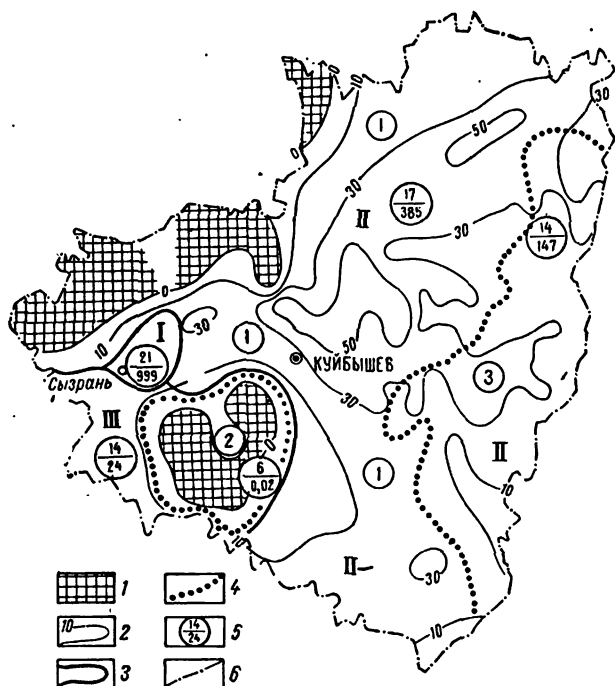


Рис. 17. Карта пород-коллекторов пашийского горизонта Куйбышевской области.

Зоны пород-коллекторов, по А. И. Криари: I — коллекторы весьма высокопроницаемые и высокеемкие (11-12); II — коллекторы среднепроницаемые, среднеемкие (П-33 и П-34); III — коллекторы низкопроницаемые, среднеемкие, малоемкие и весьма малоемкие. Литологические зоны (цифры в кружках): 1 — песчаники мелкозернистые (75—100%) с прослоями алевролитов, 2 — песчаники разнозернистые (75—100%) с прослоями алевролитов, 3 — песчаники мелкозернистые и алевролиты, переслаивающиеся между собой.

1 — суша; 2 — изопакиты; 3 — границы зон пород-коллекторов; 4 — границы литологических зон; 5 — дробь: в числителе пористость, в знаменателе проницаемость пород-коллекторов, по лабораторным данным; 6 — граница Куйбышевской области.

Особенности распределения коллекторских свойств пластов Д<sub>II</sub> и Д<sub>I</sub> отражены на прилагаемых гистограммах пористости и проницаемости (рис. 18). Более простая морфология порового пространства пласта Д<sub>I</sub> выражается низкими значениями структурного коэффициента по Арчи (1,7) по сравнению с другими пластами терригенного девона (значение этого коэффициента для пласта Д<sub>II</sub> 1,86, для пластов Д<sub>III</sub> и Д<sub>III'</sub> 2,0).

Различие коллекторских свойств пластов  $D_{II}$  и  $D_I$  проявляется достаточно отчетливо и по кривым капиллярного давления (рис. 18), на которых видно, что пласт  $D_{II}$  обладает более крупными порами (правая ветвь кривой).

В кыновском горизонте имеются четыре промышленно нефтеносных пласта —  $D_K$ ,  $D_K'$ ,  $D_0$  и  $D_0'$ . Их особенностью является линзовидное залегание песчаников, что и обуславливает резкую смену литологического состава пластов по простиранию, приводящую к

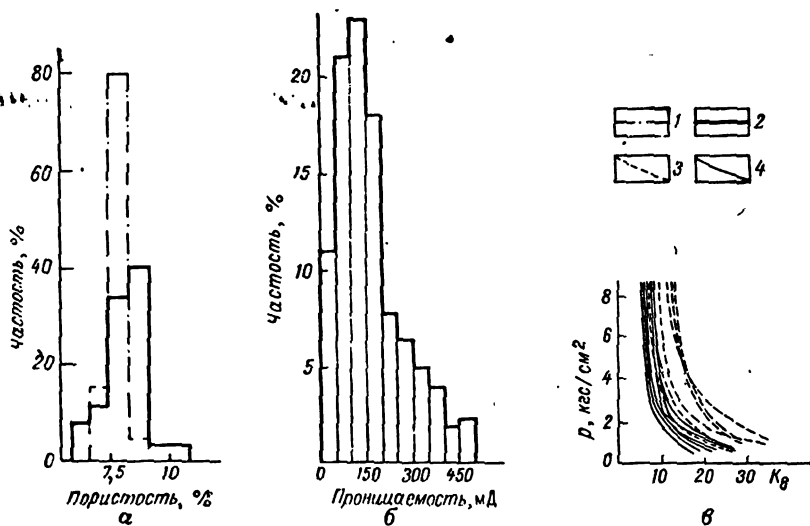


Рис. 18. Физическая характеристика продуктивных пластов пашийского горизонта.

а — гистограмма пористости пластов  $D_I$ ,  $D_{II}$  пашийского горизонта; б — гистограмма проницаемости пласта  $D_{II}$ ; в — кривые капиллярного давления.

1, 4 — пласт  $D_{II}$ ; 2, 3 — пласт  $D_I$ .

их выклиниванию (особенно пластов  $D_K$ ,  $D_K'$  и  $D_0'$ ), даже в пределах одной площади.

Нижние пласты  $D_K$  и  $D_K'$  известны пока только в восточной половине Куйбышевского Поволжья, верхние —  $D_0$  и  $D_0'$  — в западной. Пласт  $D_K'$  имеет сравнительно широкое развитие, а пласт  $D_I$  известен только на отдельных площадях Волго-Сокского палеопрогноза. Пласт  $D_0$  встречается на севере Самарской Луки между Костычами и Зольным Оврагом. На севере граница распространения этого пласта доходит до Узюкова, на юге — до Красной Поляны. Пласт  $D_0'$  имеется только в Яблоновом Овраге.

Пласты  $D_0'$ ,  $D_0$ ,  $D_K'$  и  $D_K$  слагаются кварцевыми мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алеволитами, рыхлыми и плотными, участками слабоизвестковистыми. Зерна кварца окатанной, полуокатанной и угловатой формы с преобладающими раз

мерами 0,1—0,15 мм. Цемент порового типа, глинистый, реже карбонатный, в отдельных участках регенерационный, кварцевый, иногда кварцево-глинистый.

На значительной части территории северо-востока Куйбышевского Поволжья, где в разрезе кыновского горизонта имеется только пласт  $D_k'$  мощностью 1—15 м с содержанием песчаников 12—38%, коллекторские свойства его невысокие. Коллекторы порового типа и относятся к классам 3, 4 и подклассам 3, 4, являясь средне- и низкопроницаемыми и весьма малоемкими (проницаемость в среднем 7, 8 мД, пористость 7,7%). Пласт  $D_k'$  сложен в основном крупнозернистыми алевролитами, переходящими местами в песчаники.

В восточной и южной частях Куйбышевского Поволжья на границе с Оренбургской и Саратовской областями пласт  $D_k'$  замещен глинистыми алевролитами и глинами.

В пределах месторождения Яблонный Овраг (Самарская Лука), где развиты пласты  $D_0$  и  $D_0'$ , коллекторы преимущественно высокопроницаемые (до 904 мД), высокеемкие (20—25%), иногда среднеемкие (15—20%).

К востоку и северо-востоку от него на площади развития всех пластов кыновского горизонта (в разных сочетаниях) вместе с уменьшением эффективной мощности ухудшаются и их коллекторские свойства. Мощность пласта  $D_0$  от Морквашинской к Стрельневской площади (Самаролукская вершина Жигулевского свода) уменьшается от 43 до 18—11 м, средние величины проницаемости — до 290—160 мД, а пористости — до 19,3—17%. Еще значительно сокращается мощность пластов-коллекторов в восточном направлении на заволжском продолжении Жигулевского вала. Так, на Новозапрудневской и Криволукской площадях, в разрезах которых имеются пласты  $D_k$  и  $D_k'$ , а также на Чубовской и Алтуховской площадях, где развит только пласт  $D_k'$ , проницаемость колеблется от 77 до 227 мД, пористость — от 9,7 до 18,6%.

Покрышками пластов-коллекторов терригенной толщи девона являются плотные глины, алевролиты, реже известняки.

Покрышка над пластом  $D_v'$  на юго-востоке состоит целиком из глинистых известняков, северо-западнее — из известняков и известковистых глин, а еще далее, в том же направлении, — из глин, имеющих лептохлоритовый и каолинитовый состав, и глинистых алевролитов. Мощность этой покрышки меняется от 2 до 42 м.

Покрышки пластов  $D_{IV}$ ,  $D_{III}$  и  $D_{II}'$  имеют карбонатно-глинистый и алевролитово-глинистый состав.

Наибольшая мощность и выдержанность литологического состава характерны для покрышки над пластом  $D_{II}'$ , занимающим самое высокое положение в разрезе среднего девона. На всей площади распространения она состоит из глин с карбонатным прослоем в основании.

На значительном удалении от вершин сводов, в восточной части Куйбышевского Поволжья, глины составляют 78—85% от об-



щей мощности покрышки. Они черные, темно- и коричневато-серые, преимущественно гидрослюдистые, реже лептохлоритовые, слабоизвестковистые, местами алевритистые и пиритизированные, неправильно слоистые.

Карбонатный прослой сложен известняками коричневато-серыми, кристаллически-зернистыми и пелитоморфными с трещинами, заполненными кристаллическим кальцитом.

Восточнее и юго-восточнее Покровской вершины Жигулевского свода количество глин в покрышке пласта  $D_{III}'$  сокращается до 65—40%, а вместе с тем увеличивается содержание известняков. Глины отличаются значительной известковистостью, а известняки — глинистостью.

В пределах Покровской и Самаролукской вершин Жигулевского свода и около Татарского и Токмовского сводов наблюдается обогащение глин, а иногда и известняков алевритовым материалом, частичная сидеритизация глин и доломитизация известняков.

По данным исследований Т. Т. Клубовой, изучавшей минералогическую и физико-химические свойства глинистых пород-покрышек в южной и центральных частях Куйбышевского Поволжья, покрышка над пластом  $D_{III}'$  считается одной из лучших. Породообразующим минералом глин в покрышке пласта  $D_{III}'$  являются гидрослюды. В алевритовых прослойках и линзах среди глин, наряду с гидрослюдой, более деградированной, чем в глинистой части, присутствуют минералы типа гидрослюд — монтмориллонит. Цементом в алевритовых породах служит крупношуйчатый каолинит, образовавшийся по полевым шпатам и частично по гидрослуде. Выделившийся при этом  $SiO_2$  израсходован на регенерацию кварцевых зерен.

Общая мощность покрышки пласта  $D_{III}'$  изменяется от 12 до 30 м, увеличиваясь в юго-восточном направлении.

В пашийском горизонте покрышкой пласта  $D_{II}$  служит маломощная (2—19 м) пачка карбонатно-глинистых, глинистых и алевритово-глинистых пород, отделяющая его от вышележащего пласта  $D_I$ . Для последнего, а также для всех кыновских пластов покрышкой являются плотные разности глинисто-карбонатной толщи кыновского горизонта (рис. 19), карбонатные и глинистые породы саргаевского и воронежского горизонтов.

В зоне 1, в юго-западной части Волго-Сокского палеопргиба, в покрышке преобладают глины гидрослюдистые зеленой и шоколадной окраски. Они тонкоотмученные, тонкослоистые и скорлуповатые с прослоями алевритов в нижней части горизонта (над пластом  $D_I$ ). Глины содержат три — четыре иногда довольно мощных прослоя известняков. Мощность покрышки в этой зоне меняется от 33 до 323 м, уменьшаясь к западу и югу, в связи с появлением в разрезе верхних пластов-коллекторов кыновского горизонта ( $D_0$  и  $D_0'$ ).

В зоне 2, в восточной половине Куйбышевского Поволжья, в составе покрывки над пластом  $D_k'$  большее значение имеют карбонатные породы.

Покрывка в этой зоне сложена известняками, мергелями и глинами. Известняки темно-серые, сильноглинистые, переходящие в мергели того же цвета, с примесью песчаного материала вблизи Покровской вершины Жигулевского свода. Глины гидрослюдистые,

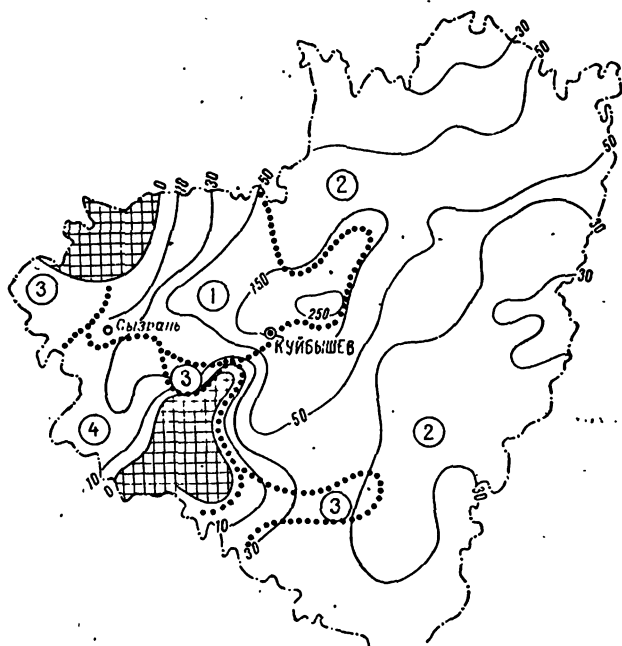


Рис. 19. Карта литологического состава покрывки пород-коллекторов терригенной толщи девона Куйбышевской области.

Литологические зоны (цифры в кружках): 1 — глины (60—75%) с прослоями глинистых известняков; 2 — чередующиеся известняки, мергели и глины; 3 — известняки кыновского, саргаевского и воронежского горизонтов; 4 — чередующиеся глины и алевролиты с прослоями карбонатных пород.

Условные обозначения см. рис. 17.

прослоями лептохлоритовые, ооидные, иногда алевролитистые и песчанистые, тонкослоистые. Мощность покрывки в этой зоне колеблется от 10 до 141 м.

В зоне 3 покрывку слагают преимущественно известняки. Восточнее Покровской вершины покрывкой пласта  $D_0$  являются глинистые известняки кыновского горизонта мощностью 4 м; южнее этой вершины, над тем же пластом, — известняки саргаевского горизонта, а к северу над пластом  $D_0'$  — известняки с редкими прослоями доломитов и глин — воронежского горизонта. Та же зона выделяется в пределах западной части Самаролукской вер-

шины Жигулевского свода, где с размывом на пласт  $D_1$  ложатся и известняки кыновского горизонта.

В зоне 4, находящейся к северо-западу от Покровской вершины, покрышки над пластами  $D_0$  и  $D_0'$  состоят из глин и алевролитов, содержащих тонкие прослои карбонатных пород.

По данным Т. Т. Клубовой, в покрышке над пластом  $D_1$  глинистое вещество гидрослюдистого состава, а над  $D_{1k}'$  — со значительным содержанием лептохлоритового вещества, частью образующего ооиды. Глины более тонкоотмученные, чем в пашийском горизонте, а алевролиты более тонкозернистые. И в тех и в других увеличивается количество карбонатного материала. Емкость поглощения глин, экранирующих пласт  $D_1$ , колеблется от 7,7 до 14,6 мг-экв/л. Пористость глинистых пород очень низкая — от 1,09 до 2,94%. Породы покрышки пласта  $D_{1k}'$  обладают также высокими экранирующими свойствами.

### ПЛАСТЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ПОКРЫШКИ КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ И ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Литологические особенности и коллекторские свойства продуктивных пластов и покрышек этого комплекса определялись развитием в это время некомпенсированных осадками прогибов Камско-Кинельской системы и примыкающих к ним частей Жигулевского и Татарского сводов. Важную роль в формировании коллекторских свойств за счет вторичной пористости и проницаемости сыграли неоднократные перерывы, сопровождающиеся размывом карбонатного субстрата.

В верхнедевонской толще и в заволжских отложениях, по комплексу геофизических материалов, реже по керну, выделено 11 пластов-коллекторов:  $D_7$  в семилукском,  $D_6^1$  и  $D_6^2$  в бурегском,  $D_{5.1}$  и  $D_{5.2}$  в поронезском и свлановско-ливенском горизонтах,  $D_{4.1}$ ,  $D_{4.2}$  и  $D_{4.3}$  в отложениях фаменского яруса и  $D-L_1$ ,  $D-L_2$  и  $D-L_3$  в заволжском горизонте турнейского яруса. Все эти пласты сложены, как правило, известняками, реже известковистыми доломитами. В пределах осевой и внутренних прибортовых зон Камско-Кинельских прогибов известняки пелитоморфной, кристаллической и органогенной (птероподовой) структур. Они темные, битуминозные, глинистые, нередко окремелые, иногда трещиноватые с вторичным кальцитом по трещинам.

Коллекторские свойства описываемых пластов почти всегда крайне низкие (табл. 8). Типы коллекторов — поровый и трещинно-поровый.

Во внешних прибортовых зонах прогибов, на склонах и вершинах сводов известняки более светлой окраски, преимущественно органогенной и органогенно-обломочной, реже пелитоморфной структур. Для них характерна доломитизация, особенно значительная в пределах вершин сводов. Известняки нередко содержат открытые трещины и каверны, которые на отдельных участках об-

Коллекторские свойства продуктивных пластов карбонатной толщи  
верхнего девона и турнейского яруса

Пласт	Стратиграфический возраст	В зоне развития Камско-Кинельских прогибов				На склонах и вершинах сводов			
		$h_{\text{эффект}}, \text{ м}$	$m, \%$	$k$	Подкласс (по А. И. Крунари)	$h_{\text{эффект}}, \text{ м}$	$m, \%$	$k$	Подкласс (по А. И. Крунари)
$D_c$	$D_3^1 Sm$	6—24	0,8—9	—	5	21—34	13,14 редко 2,4—4,5	—	4 5
$D_{c_1}$	$D_3^1 br$	6—25	6—9	—	5	5—30	10—15	—	4
$D_{c_2}$	$D_3^1 br$	7—25	6—9	—	5	11—20	10—15	—	4
$D_{fr_1}$ $D_{fr_2}$	$D_3^1 evl+liv$ $D_3^1 vor$	3—37	до 2,3	—	5	6—46	0,6—22,7 0,08—132	—	2—5
$D_{fm_1}$ $D_{fm_2}$ $D_{fm_3}$	$D_3^2 fam$ $D_3^2 fam$ $D_3^2 fam$	10—97	5—24	—	2—5	10—121	7—22	—	2—5
$D-L_1$	$C_1^1 zv$	6—20	6—15	—	4—5	1—24	6—13	—	4—5
$D-L_2$	$C_1^1 zv$	6—8	7—15	—	4—5	2—37	6—13	—	4—5
$D-L_3$	$C_1^1 zv$	—	7—11	—	4—5	3—35	6—10	—	4—5

условливают достаточно высокую пористость (табл. 8). В то же время нельзя не подчеркнуть весьма неоднородное распространение коллекторов по разрезу и по площади, что крайне осложняет корреляцию и экстраполяцию коллекторских свойств за пределы изученных участков.

Разнообразие структур известняков в верхнедевонской толще и заволжских отложениях сказалось на типах коллекторов. Повсеместно встречаются поровый (межагрегатный), трещинно-поровый и реже кавернозно-поровый типы.

Пласты-коллекторы упинского ( $B_3$ ), черепетского ( $B_2$ ) и кизеловского ( $B_1$ ) горизонтов турнейского яруса известны пока лишь за пределами Камско-Кинельской системы прогибов.

Породами, слагающими эти пласты, являются преимущественно известняки в разной степени доломитизированные, структуры которых также разнообразны. Коллекторы порового и иногда трещинно-порового типов. Трещиноватость чаще приурочена к известнякам с повышенной доломитизацией и особенно к метасоматическим доломитам. По характеру порового пространства различаются коллекторы межкристаллические, межагрегатные и межгранулярные.

Наиболее мощная пачка проницаемых пород отвечает пласту  $B_1$  кизеловского горизонта. Усредненные значения коллекторских свойств этого пласта (по 14 месторождениям): проницаемость 3,7 мД (с колебаниями от 5,8 до 14,4 мД), пористость 11,5% (с колебаниями от 8,0 до 13,8%). Коллектор пласта  $B_1$  имеет высокий структурный коэффициент — 1,93. Эффективная мощность пласта изменяется от 5 до 23,7 м при среднем значении 10,5 м.

В девонско-турнейском нефтегазоносном комплексе Куйбышевского Поволжья, кроме глинистой пачки над кизеловским горизонтом, нет регионально выдержанных покрышек, удерживающих в ловушках значительные скопления нефти.

В восточной части Куйбышевского Поволжья, в разрезах, сложенных породами доманикового типа (в пределах доманиковой впадины и Камско-Кинельской системы прогибов), покрышки всех пластов-коллекторов состоят из известняков, мергелей и глин. Все эти породы имеют темную и черную окраски и отличаются битуминозностью, окремнением и пиритизацией. Они тонкоплитчатые, иногда сланцеватые. Структуры известняков пелитоморфные и кристаллически зернистые, иногда органогенные (породообразующими являются итероподы).

В западной части описываемой территории покрышки пластов сложены теми же породами, но другой окраски и с иными структурами известняков.

Распространение покрышек отдельных пластов различно. Так, покрышка верхнего пласта бургеского горизонта встречается только во внешних прибортовых зонах прогибов и в отдельных местах на склонах Жигулевского свода, у евлановско-ливенского пласта — покрышка на вершине и восточном склоне Жигулевского свода, у верхневоронежского — только на склоне этого свода.

Непроницаемые пачки пород над пластами фаменского яруса и двумя нижними пластами заволжского горизонта имеют локальное развитие в пределах внешних прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов и восточного склона Жигулевского свода. Более широким распространением отличаются покрышки над верхним заволжским пластом и пластами упинского и черепетского горизонтов; они прослеживаются повсеместно на площади Жигулев-

ского свода вплоть до границы с внешними прибортовыми зонами некомпенсированных прогибов.

Покрышки пластов-коллекторов в западных разрезах состоят из зеленовато- и коричневатого-серых известняков, мергелей и глин. Известняки слабодоломитизированные, в различной степени глинистые, массивные или слоистые, иногда тонкоплитчатые (над верхним пластом фаменского яруса и нижними пластами заволжского горизонта). Поверхности наложения покрыты зеленой глиной.

Покрышками упинских, черепетских и кизеловских пластов служат пачки глин. В двух нижних пачках глины сильно известковистые, плотные, плитчатые и скорлуповато-оскольчатые, местами переходящие в мергели.

Регионально выдержанная покрышка кизеловского пласта  $B_1$  мощностью 8—13 м состоит из глин неравномерно алевритистых, переходящих в глинистые алевролиты. Для этих пород типична тонкая горизонтальная, реже волнистая слоистость. По данным Т. Т. Клубовой, глины каолинитовые с игольчатыми кристалликами гидромусковита. В них много органического вещества (около 10%), преимущественно первого и второго типов. Крупные, плотно уложенные чешуйки каолинита и незначительная примесь алевритового материала делают глину слабопроницаемой, т. е. хорошей покрышкой.

Противоположный вывод по материалам разработки месторождений оделан В. А. Громовичем. Он считает залежи пластов  $B_1$  и вышележащего  $B_2$  ( $C_I$  парными, аргументируется это близкими отметками водонефтяных контактов, а также наличием между ними эффективной гидродинамической связи, установленной на ряде месторождений. Единство этих залежей подтверждается сходными составами растворимых в них газов.

### ПЛАСТЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ПОКРЫШКИ ТЕРРИГЕННОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА ВИЗЕЙСКОГО ЯРУСА НИЖНЕГО КАРБОНА

В терригенном комплексе визейских отложений песчаные пласты-коллекторы приурочены к елховскому ( $C_{VII}$ ,  $C_{VII}$ ,  $C_{VI}$ ,  $C_V$ ), радаевскому ( $C_{IV}$ ,  $C_{III}$  и  $C_{II}$ ), бобриковскому ( $B_I$ ,  $B_2$ ,  $B_3$ ,  $C_{Ia}$ ,  $C_I$ ) и тульскому ( $B_0$ ) горизонтам.

Пласты-коллекторы  $C_{VII}$ — $C_{II}$  известны только в Камско-Кинельской системе прогибов, что объясняется существованием на этой территории в елховско-радаевское время постепенно мелющего и опресняющегося морского бассейна, за пределами которого осадконакопления не происходило.

Из этой группы пластов наиболее выдержанными по простиранию являются: пласт  $C_V$  елховского горизонта и  $C_{II}$  радаевского. Пласты  $C_{VII}$ ,  $C_{VII}$ ,  $C_{VI}$ ,  $C_{IV}$  и  $C_{III}$  имеют линзовидное залегание, отличаются значительной фацальной изменчивостью, даже в пре-

делах одной площади, и последовательно (снизу вверх) увеличивающуюся площадь распространения.

Суммарная мощность пластов елховского горизонта в осевой части Мухановско-Ероховского прогиба достигает 95 м, радаевского — 50—94 м. Из них только пласт  $C_{II}$  прослеживается как в осевой, так и в прибортовых зонах Камско-Кинельской системы прогибов. Мощность его непостоянна и изменяется от 3 до 40 м, уменьшаясь в направлении бортов.

Породами-коллекторами в проницаемой части пластов елховского и радаевского горизонтов являются песчаники с прослоями крупнозернистых алевролитов. Песчаники мономинеральные — кварцевые, преимущественно мелкозернистые, алевритистые до перехода в алевролиты. Иногда песчаники замещаются глинистыми алевролитами и глинами. Цемент в песчаниках в основном глинистый, каолинитового и гидрослюдистого состава. Тип цемента — поровый, пленочно-поровый, в плотных разностях контактовый.

Физические свойства пород-коллекторов елховского горизонта изучены крайне недостаточно. Общая пористость пласта  $C_V$  изменяется от 14 до 23%, а пласта  $C_{VI}$  — от 18 до 23%.

По лабораторным и промыслово-геофизическим данным, средние значения пористости пород-коллекторов радаевского горизонта изменяются от 16 до 22%, проницаемости — от 120 до 765 мД. Более постоянной пористостью и проницаемостью, а также относительно выдержанным гранулометрическим составом характеризуются песчаники и крупнозернистые алевролиты двух нижних пластов —  $C_{III}$  и  $C_{IV}$ .

Пласты-коллекторы бобриковского горизонта имеют повсеместное распространение на территории Куйбышевского Поволжья.

В бобриковском горизонте выделяются пласты-коллекторы —  $B_1$ ,  $B_2(C_I)$ ,  $B_3(C_{Ia})$ , разделяющиеся плотными глинами или глинистыми алевролитами.

Нижний пласт-коллектор  $B_3$  залегает в виде линз. Зачастую он выклинивается или фациально замещается глинисто-алевролитовыми породами. В пределах Камско-Кинельской системы прогибов ему соответствует пласт  $C_{Ia}$ .

Пласт  $B_2(C_I)$  на территории области известен повсеместно и служит основным промышленным объектом на нефть и газ в бобриковском горизонте. В Камско-Кинельской системе прогибов ему соответствует пласт-коллектор  $C_I$  (по Мухановской номенклатуре) с общей максимальной мощностью до 80—100 м в осевой зоне Мухановско-Ероховского прогиба.

Верхний пласт  $B_1$  (мощность 1—6 м) имеет ограниченное распространение — прослеживается он на территории Жигулевского свода, южном склоне Альметьевской вершины Татарского свода и на отдельных участках Бузулукской впадины.

Суммарная мощность пород-коллекторов бобриковского горизонта находится в прямой зависимости от общей мощности последнего. В пределах Жигулевского свода и Бузулукской впадины мощ-

ности проницаемой части пород-коллекторов описываемого горизонта изменяются от 5 до 38 м. На западе Самаролукской вершины Жигулевского свода они сокращаются до 5 м. Общее увеличение суммарной мощности (до 60—70 м) пластов-коллекторов бобриковского горизонта происходит в направлении осевой зоны Камско-Кинельской системы прогибов. Пласты-коллекторы бобриковского горизонта сложены песчаниками с прослоями крупнозернистых алевролитов. По процентному соотношению содержания песчаников и алевролитов в составе пород-коллекторов выделяются две литолого-фациальные зоны (рис. 20): 1) песчаники (75—100%) с прослоями алевролитов; 2) песчаники (50—75%) с прослоями алевролитов.

Первая литологическая зона с максимальным содержанием песчаников развита на Жигулевском своде, в юго-западной части Бузулукской впадины, в Усть-Черемшанском прогибе, затем она прослеживается на юго-западном склоне Альметьевской вершины Татарского свода и в районах Ставропольско-Кинельского прогиба. Песчаники в первой литологической зоне мелко- и среднезернистые, реже крупнозернистые, местами косослоистые. Крупнозернистые песчаники встречаются в районах Самаролукской вершины Жигулевского свода, в юго-восточной части Мухановско-Ероховского прогиба. Мощных прослоев они не образуют и развиты обычно в верхней части горизонта.

По данным гранулометрических анализов в описываемой зоне преобладают мелкозернистые песчаники. По составу они кварцевые. В нефтенасыщенных песчаниках наблюдается регенерационный кварц, иногда он составляет (в шлифе) до 30% основной массы породы. Песчаники, обладающие более высокими коллекторскими свойствами, рыхлые, слабо цементированные, пористые. Основным цементом в них является глинистое вещество каолинового, реже гидрослюдистого состава. Тип цемента — поровый или пленочно-поровый. Отмечается локально развитая вторичная цементация в виде выполнения межзерновых пространств, пустоток и трещин кальцитом, сульфатами, чаще пиритом. По лабораторным данным, средняя пористость пород-коллекторов в охарактеризованной зоне изменяется от 16 до 25%, проницаемость — от 500 до 2700 мД. Наиболее высокие параметры пористости и проницаемости выявлены в пределах Самаролукской вершины Жигулевского свода и в осевой части Камско-Кинельской системы прогибов.

В пределах первой литологической зоны среди пород-коллекторов (по классификации А. И. Кринари) выделяются коллекторы порового типа классов 1, 2 и 3 (рис. 20).

Коллекторы класса 1, подкласса 2 (весьма высокопроницаемые и высокеемкие) распространены на Самаролукской вершине Жигулевского свода, в Ставропольско-Кинельском прогибе и в осевой зоне Камско-Кинельской системы прогибов. Кроме того, коллекторы этого типа развиты на южном склоне Татарского свода.



Коллекторы класса 2 и подкласса 3 (высокопроницаемые, среднеемкие) выявлены в юго-западной части Бузулукской впадины и в осевой зоне Мухановско-Ероховского прогиба.

На юго-западе Бузулукской впадины наблюдается ухудшение коллекторских свойств пород-коллекторов. Здесь развиты коллекторы класса 3 и подкласса 3 (среднепроницаемые, среднеемкие).

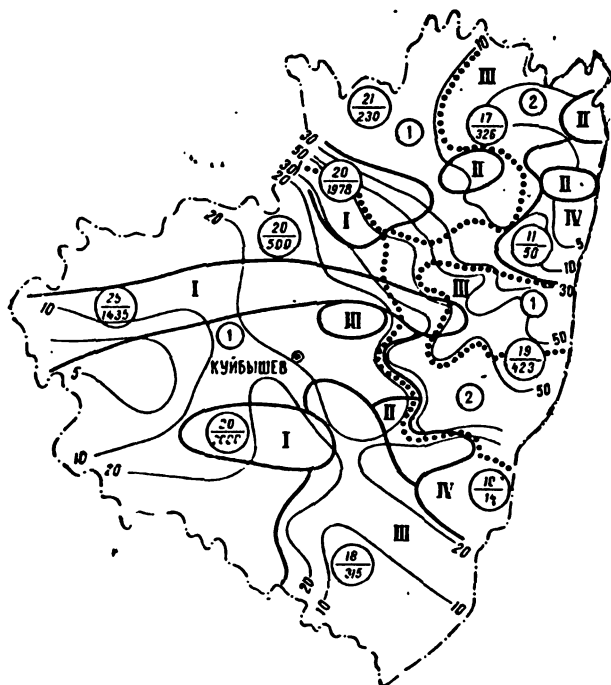


Рис. 20. Карта пород-коллекторов бобриковского горизонта Куйбышевской области.

Зоны пород-коллекторов, по А. И. Криари: I — коллекторы весьма высокопроницаемые, высокопроницаемые и высокоемкие (П-11, П-12); II — коллекторы высокопроницаемые, высоко- и среднеемкие (П-22, П-23); III — коллекторы среднепроницаемые и среднеемкие (П-33); IV — коллекторы низкопроницаемые и малоемкие (П-44). Литологические зоны (цифры в кружках): 1 — песчаники (75—100%) с прослоями крупнозернистых алевритов; 2 — песчаники (50—75%) с прослоями крупнозернистых алевритов. Условные обозначения см. рис. 17.

Вторая литологическая зона занимает территорию восточной части Бузулукской впадины, западную часть Ставропольско-Кинельского прогиба и южный склон Татарского свода. В проницаемой части пластов-коллекторов этой зоны преобладают песчаники мелкозернистые с прослоями среднезернистых, неравномерно отсортированные, в различной степени глинистые с глинисто-сланцевым цементом порового и пленочно-порового типов. В участках вторичной кальцитовой цементации отмечается цемент базального типа. Пористость здесь изменяется от 10 до 20%, проницаемость — до 500 мД. Исключением являются отдельные участки на южном

склоне Татарского свода, где породы-коллекторы характеризуются более высокими параметрами пористости и проницаемости.

В границах второй литологической зоны выделяются преимущественно коллекторы классов 3, 4 и подклассов 3 и 4.

Зоны развития пород-коллекторов классов 1 и 2 в газонефте-носном отношении являются весьма перспективными для скопления в них флюидов.

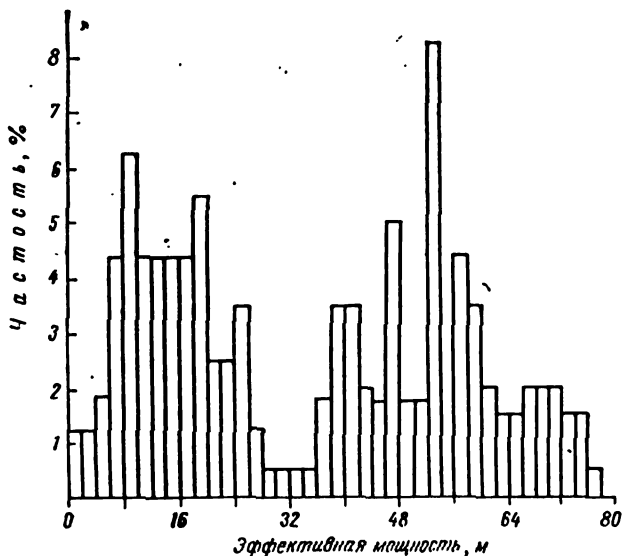


Рис. 21. Гистограммы эффективной мощности пласта  $B_2(C_1)$ .

Эффективная мощность пласта  $B_2(C_1)$  колеблется в значительных пределах — от 1,5—75,5 м. Так как средняя цифра не может отразить действительную картину, мы прилагаем гистограммы распределения эффективной мощности, построенные по 30 месторождениям (рис. 21).

Средние значения пористости по отдельным месторождениям колеблются от 17,2 до 25% (при среднем значении, равном 23%), и пласт может быть охарактеризован как однородный по этому параметру.

Наиболее изменяющимся параметром для пласта  $B_2(C_1)$  является проницаемость, которая колеблется от 100 до 2500 мД (среднее значение 1200 мД); отдельные образцы достигают 5000 мД.

Начальная нефтенасыщенность для пласта 0,85. Для пласта характерны большие значения коэффициента нефтеотдачи; так, для Мухановского месторождения коэффициент нефтеотдачи принят равным 0,70 (при среднем значении 0,6).

Для пласта характерно самое низкое значение структурного

коэффициента — 1,71, т. е. из всех терригенных продуктивных пластов пласт  $B_2(C_1)$  обладает наименее сложно построенной структурой порового пространства.

Покрышками пластов-коллекторов елховского и радаевского горизонтов являются пачки глин с тонкими и редкими прослоями доломитизированных известняков. Глины по составу каолинитово-гидрослюдистые и каолинитовые. В них имеется примесь алевритового материала.

Покрышки пласта  $B_2(C_1)$  по соотношению слагающих пород подразделяются на: 1) карбонатные (глины 5—30%); 2) терригенно-карбонатные (в нижней и верхней частях глин до 50%); 3) карбонатно-терригенные (известняков до 30% в нижней части); 4) терригенные.

Покрышка карбонатного состава встречается на значительной площади на севере и востоке Куйбышевского Поволжья и в виде локальных участков — центральных районах и на юге

На большей части описываемой территории состав покрышки терригенно-карбонатный и карбонатно-терригенный. Примерно на 50—70% покрышка представлена черными, плотными, частью известковистыми глинами, а в остальной части — преимущественно известняками.

На западе Самарской Луки покрышка состоит почти исключительно из терригенных пород. Слагают ее алевритово-глинистые породы с преобладанием глин, среди которых встречены тонкие прослои известняков.

Карбонатные породы покрышки включают известняки с прослоями доломитов и доломитизированных известняков. Известняки обычно темно-серые, плотные, крепкие, сильно глинистые, неравномерно окремненные.

Общая мощность покрышки пласта  $B_2(C_1)$  изменяется от 5 до 70 м. Наименьшие мощности ее (5—15 и 10—15 м) установлены в районе Самарской Луки и на севере Куйбышевского Заволжья, в восточном и южном направлениях они увеличиваются до 30—70 м.

### **ПЛАСТЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ПОКРЫШКИ КАРБОНАТНОГО ВИЗЕЙСКО-БАШКИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА**

Породы-коллекторы данного комплекса относятся к типу трещинно-поровых и карстогенных. Образование вторичной пористости происходило преимущественно в периоды стратиграфических перерывов в конце веневского и башкирского времени и связано с выщелачиванием и перекристаллизацией верхних частей карбонатных толщ.

Наибольшая амплитуда размыва в веневское время установлена в пределах Покровской вершины Жигулевского свода и в южной и юго-западной частях Бузулукской впадины; в башкирское — в южной и юго-восточной частях Бузулукской впадины.

Широкое распространение процессов карстообразования в это время связано с общим постепенным подъемом территории, в течение которого движения положительного знака имели более значительную амплитуду в южной половине Бузулукской впадины.

К визейскому карбонатному комплексу пород приурочен пласт-коллектор  $O_2$ , залегающий в верхней части веневского горизонта непосредственно под толщей карбонатно-терригенных пород тарусского горизонта. Этот пласт сложен известняками с прослоями доломитов. Известняки серые и буровато-серые, органогенные, кристаллические, неравномерно перекристаллизованные, прослоями доломитизированные, пористо-кавернозные и трещиноватые. По пустоткам выщелачивания и трещинам изредка отмечается вторичный кальцит, ангидрит, иногда халцедон.

Доломиты коричневатого-серые, микрокристаллические, с крупными (до 1 см) обломками пелитоморфного доломита, местами брекчиевидные, трещиноватые.

В известняках и доломитах развиты межкристаллические поры (до 15% к общей массе породы), выполненные битумом или вторичным кальцитом. Местами количество пор сокращается до 4,8% за счет повышенного содержания глинистого материала.

Мощность проницаемой части пласта  $O_2$  изменяется от 6 до 17 м. Пористость пород-коллекторов по лабораторным данным колеблется от 13 до 17% по геофизическим — от 11 до 15%. По классификации А. И. Криняри породы-коллекторы пласта  $O_2$  малоемкие (подкласс 4), трещинно-порового типа. Промышленная нефтеносность пласта  $O_2$  установлена на Покровской, Лебяжинской, Утевской и Ветлянской площадях.

Наиболее значительным распространением промышленных нефтескоплений и лучшими коллекторскими свойствами обладает пласт  $A_4$  башкирского яруса.

В западной части Куйбышевского Поволжья (Жигулевский свод и склоны Токмовского и Татарского сводов) этот пласт сложен известняками (органогенными, органогенно-обломочными, органогенно-детритусовыми, реже пелитоморфными, оолитовыми и брекчиевидными) с редкими прослоями доломитов. Восточнее и юго-восточнее наблюдается доломитизация их. Увеличение числа прослоев доломитов наиболее значительно на отдельных участках Кулешовского и восточного продолжения Жигулевского валов.

Башкирский карбонатный комплекс содержит залежи массивного, реже пластового типа. Породы-коллекторы в них преимущественно среднепроницаемые и среднеемкие (класс 3 и подкласс 3), реже высокопроницаемые и весьма высокоемкие (класс 2 и подкласс 1), местами среднепроницаемые и малоемкие.

В юго-восточной части Куйбышевского Поволжья (Кулешовская тектоническая зона) по характеру емкости и фильтрации выделяются два типа коллекторов: поровый и трещинно-поровый. По структуре порового пространства среди первого типа имеются межгранулярные и межкристаллические. Межгранулярные с эпи-

генетическими порами размером 0,02—0,5 мм, составляющими 15—25 или 25—30% от основной массы породы. Одновременно с порами развиваются каналцы и микротрещины, соединяющие их. Раскрытость пустот редко превышает 50 мк. При последующих вторичных процессах они расширяются за счет образования каверн. Межгранулярный тип коллектора имеет значительное распространение.

В межкристаллическом типе пустоты образуются в процессе метасоматического замещения кальцита доломитом, сопровождающегося изменением объема породы и развитием пор и мелких каверн. Пory и каналцы между ними составляют 10—15% породы; размеры их не превышают 0,02—0,05 мм. Канальцы извилистые с небольшой (10—20 мк) раскрытостью и ориентированы в различных направлениях.

В трещинно-поровом типе преобладают субкапиллярные и капиллярные поры и в небольшом количестве сверхкапиллярные. Данный тип коллектора характеризуется развитием трещин. Наибольшее распространение имеют трещины, связанные с процессами растворения и выщелачивания, реже — с тектоникой. Выделяются открытые трещины и закрытые, выполненные кальцитом или глинисто-органическим веществом.

Таблица 9

Физические свойства пород-коллекторов пласта А<sub>4</sub> башкирского яруса (по материалам В. Е. Гавуры)

Месторождение	Кoeffици-ент расчлененности	Средняя мощность, м	
		общая	эффективная, нефтенасыщенная
Кулешовское . . . . .	5	10—106	8—60
Якушкинское . . . . .	4,1	42	23
Хилковское . . . . .	3,7	48	17
Сосновское . . . . .	2,7	5—33	8
Орляное . . . . .	2,4	44	7
Алакаевское . . . . .	—	29	15,7
Покровское . . . . .	2,26	9—17	5,9
Козловское . . . . .	2,33	40	16

Геологическая неоднородность и сложность строения порового пространства пласта А<sub>4</sub> подтверждаются высокими значениями коэффициента расчлененности, а также значительным расхождением между общей и эффективной мощностями пласта (табл. 9).

Характерно при этом, что данные о суммарной мощности плотных пропластков в разрезе пласта, полученные по керну и по геофизическим исследованиям, резко отличны друг от друга. Так, по

керну установлена суммарная мощность непроницаемой части пласта  $A_4$  на Кулешовском месторождении, равная 14% от общей его мощности, на Якушкинском — 15%, в то время как соответствующие величины по геофизическим данным составляют 27,4 и 40%. Есть основание полагать, что столь существенные расхождения связаны с ролью трещиноватости в формировании коллекторских свойств пласта. Наиболее полную информацию о слоистой и зональной неоднородности пласта могут дать гидродинамические методы путем дебитометрирования скважин в процессе разработки. Результаты этих исследований позволили ввести новый важный параметр: коэффициент действующей мощности ( $K_{д.м}$ ) как отношение суммарной мощности работающих пропластков к перфорированному интервалу. Средняя величина этого коэффициента по скважинам Кулешовского месторождения оказалась равной 0,41, причем максимальные значения приурочены к наиболее трещиноватым участкам.

Карта равных значений коэффициента действующих мощностей пласта  $A_4$  Кулешовского месторождения позволила выявить участки с максимальной эффективной проницаемостью и нефтеотдачей пласта, а сопоставление распределения работающих пропластков по разрезу пласта подтвердило массивный характер залежи (рис. 22).

На неоднородность пласта  $A_4$  указывают и капиллярные кривые. По форме кривых капиллярного давления, а следовательно, и по характеру поровых каналов, образцы можно разбить на три группы (рис. 23) со следующими граничными значениями остаточной водонасыщенности: I группа —  $K_{о.в} = 18 \div 34\%$ , II группа —  $K_{о.в} = 34 \div 54\%$ , III группа —  $K_{о.в} = 54 \div 96\%$ .

Группа I характеризуется наличием однородных по своим размерам поровых каналов, которые занимают до 80% от общего объема пор. Кривые имеют вид равнобочной гиперболы и форма их аналогична кривым, построенные по терригенным коллекторам.

Капиллярные кривые группы II имеют более пологую форму; это свидетельствует о том, что в анализированных образцах поры разного диаметра, объем крупных пор достигает 60%.

Группа III — это плотные, трещиноватые известняки и доломиты.

Приведенные выше материалы наглядно показывают важность гидродинамических исследований при изучении карбонатных резервуаров.

В визейско-башкирском карбонатном нефтегазоносном комплексе регионально выдержанной является покрывка пласта  $A_4$ , чем и объясняется наличие значительного количества залежей нефти в этом пласте на территории Куйбышевского Поволжья. Покрывка над пластом  $O_2$  имеет меньшее распространение.

Покрывкой пласта-коллектора  $O_2$  является пачка глин с про-  
слоями карбонатных пород, известная под названием «покровской

пачки», впервые выделенной в разрезе Покровской площади в основании тарусского горизонта.

Покровская пачка имеется только в разрезах южной половины Куйбышевского Поволжья (к северу терригенные породы замещаются карбонатными) и на всей территории распространения ли-

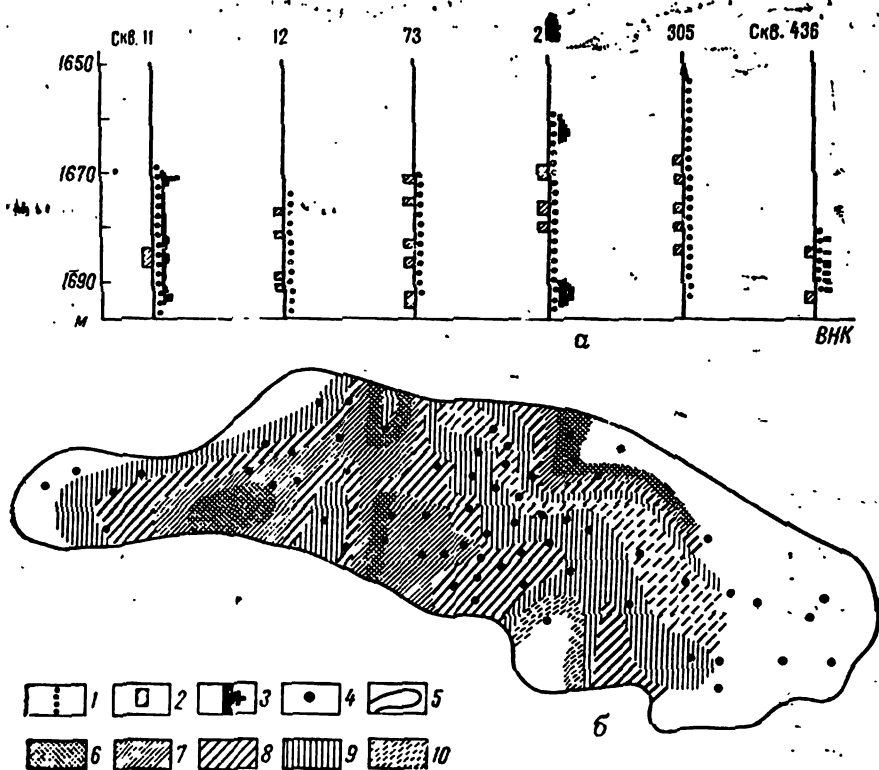


Рис. 22. Геологопромысловая характеристика пласта  $A_4$  Кулешовского месторождения.

а — расчлененность пласта  $A_4$  Кулешовского месторождения по данным опробования эксплуатационных скважин расходомером; б — схематическая карта значений коэффициента действующих мощностей пласта  $A_4$  Кулешовского месторождения.

1 — интервал перфораций; 2 — уплотненные пропластки; 3 — интервалы притока; 4 — эксплуатационные скважины пласта  $A_4$ ; 5 — контур нефтеносности; значения коэффициентов действующей мощности: 6 —  $K_{д.м} > 0,6$ , 7 —  $K_{д.м} = 0,6 + 0,5$ , 8 —  $K_{д.м} = 0,5 + 0,4$ , 9 —  $K_{д.м} = 0,4 + 0,3$ , 10 —  $K_{д.м}$  — меньше 0,3.

тологически одинакова. Глины, слагающие эту пачку, темно-серые, неравномерно известковистые, частично пиритизированные. Среди карбонатных пород, встречающихся в верхней части пачки, преобладают известняки и редко прослоями встречаются доломиты известковистые, глинистые до перехода в доломитистые мергели.

Мощность «покровской пачки» изменяется от 10 до 31 м, увеличиваясь в южном направлении.

Покрышка пласта  $A_4$ , отвечающая в южной половине территории шацкой толщи, в северной — алытовской, относящихся к верейскому горизонту, литологически неоднородна. На юге преобладающими в составе ее являются глины, на севере она сложена известняками и глинами, примерно в равных количествах.

Глины, слагающие покрышку пласта  $A_4$ , темно-серые и почти черные, пиритизированные, слоистые с зеркалами скольжения. Ме-

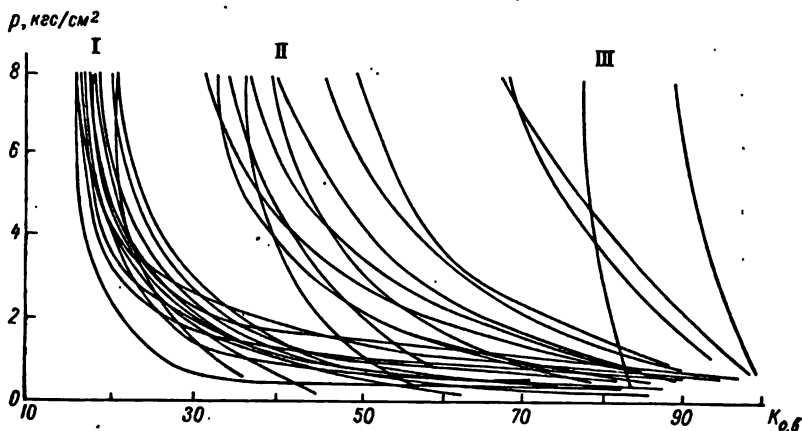


Рис. 23. Кривые капиллярного давления пласта  $A_4$ .

стами они известковистые — до перехода в мергели. В южных районах глины содержат тонкие прослои алевролитов, мергелей, доломитов и известняков. Последние, играющие значительную роль в составе покрышки пласта  $A_4$  в северных районах, представлены органогенными и органогенно-обломочными разностями.

По данным Т. Т. Клубовой, глины, покрывающие пласт  $A_4$ , каолинито-гилрослюдистые со значительным содержанием тонкодисперсных, в разной степени измененных ортохлоритов (пеннин, клинохлор). Алевролитовых частиц в глине от 5 до 15%, органического вещества немного. Проницаемость этой глины значительна, а экранирующие свойства не очень высоки.

Мощность покрышки пласта  $A_4$  изменяется от 7 до 51 м, увеличиваясь к югу.

#### ПЛАСТЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ПОКРЫШКИ ТЕРРИГЕННО-КАРБОНАТНОГО СРЕДНЕ-ВЕРХНЕКАМЕННОУГОЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА

Залежи нефти в этом комплексе имеются в верейском горизонте — в песчаных и карбонатных коллекторах (пласты  $A_3$ ,  $A_2$  и  $A_1$ ), в карбонатных коллекторах каширского (пласт  $A_0$ ), подольского (пласты  $Pd_1$ — $Pd_5$ ) и мячковского ( $Mг_1$ — $Mг_5$ ) горизонтов и в гжельском ярусе (Ia, I, II).



Изменчивость литологического состава пород-коллекторов и покрышек отражает историю развития средне-верхнекаменноугольной трансгрессии — ее начало (установление морского режима в верейское время), максимум (каширско-подольско-мячковское время) и начальную фазу регрессии (верхнекаменноугольное время).

Из трех пластов-коллекторов верейского горизонта наиболее важным в промышленном отношении является пласт  $A_3$ . Реже встречаются залежи нефти в пласте  $A_2$  и в единичном случае в пласте  $A_1$ .

Все три пласта имеют преимущественно песчаный состав в юго-восточной части Куйбышевского Поволжья (зоны 1 и 2). К западу и северу от этого района они слагаются алевролитово-песчаными и карбонатными породами (зона 3), а в отдельных участках — исключительно карбонатными. В нижнем пласте ( $A_3$ ), наряду с мелкозернистыми, встречаются иногда средне- и крупнозернистые песчаники, в двух верхних ( $A_2$  и  $A_1$ ) — мелко- и тонкозернистые.

Песчаники серые, зеленовато- и буровато-серые, полевошпатово-кварцевого состава, слюдястые, местами с глауконитом, рыхлые и плотные. Цемент глинистый, глинисто-кальцитовый, сидеритовый, иногда пиритовый.

Алевролиты серые и темно-серые, преимущественно кварцевые, сильноглинистые, плотные, частью песчаные, слабо цементированные.

Карбонатные породы-коллекторы состоят из известняков и доломитов, отличающихся повышенным содержанием обломочного материала, например известняки часто в равной мере можно называть песчаниками с карбонатным цементом.

Изменения коллекторских свойств пород находятся в прямой зависимости от их литологического состава (рис. 24). В юго-восточной части описываемой территории (зона I), где песчаники наиболее развиты, встречаются преимущественно породы-коллекторы среднепроницаемые ( $>100$  мД) и высокеемкие (20—25%), реже среднеемкие (15—20%), относящиеся к классу 3, подклассам 2 и 3 и лишь на отдельных площадях низкопроницаемые и малоемкие (табл. 10).

К западу и северу от этого района (зона II), где пласт сложен терригенными (песчаными) и карбонатными породами в равных количествах, породы-коллекторы преимущественно среднепроницаемые ( $>100$  мД) и среднеемкие (15—20%), относящиеся к классу 3 и подклассу 3 и только на некоторых площадях — к подклассам 1 и 2.

Там, где карбонатные породы становятся преобладающими, в составе пласта породы-коллекторы весьма малоемкие (пористость 5.9%).

Наиболее распространенный тип коллектора поровый. Все залежи пластового типа.

Мощности пластов-коллекторов меняются:  $A_3$  — от 3 до 29 м,  $A_2$  — от 3 до 20 м,  $A_1$  — от 2 до 29 м. Наблюдается увеличение

Пласт	Количество месторождения	Мощность, м		Степень неоднородности			Коллекторские свойства				структурный коэффициент
		общая	эффективная	коэффициент эффективности	коэффициент расчлененности	средняя мощность песчаного просяла, м	пористость, %	проницаемость, мД	коэффициент начальной нефтенасыщенности	коэффициент нефтеотдачи	
B <sub>I</sub>	1	4,2	3,4	0,81	Пласт не расчленен		25,1	1470	0,90	0,56	—
B <sub>I</sub> (C <sub>I</sub> )	28	30,1	20,4	0,71	3,35	7,53	21,0	1241	0,83	0,56	1,71
		1,5—75,5	1,4—61,7	0,42—0,93	1,60—6,17	2,17—18,25	17,2—25,0	107—2710	0,73—0,90	0,30—0,80	
C <sub>Ia</sub>	8	7,8	5,0	0,71	1,88	3,04	20,0	377,4	0,88	0,50	—
		3—16,6	1,3—8,1	0,43—0,99	1,0—3,88	1,56—4,2	17,7—21,0	68,4—768,0	0,77—0,954	0,30—0,60	
C <sub>II</sub>	11	12,4	7,0	0,60	2,26	3,70	19	824	0,78	0,52	—
		3,2—22,5	1,1—14,0	0,34—0,88	1,18—3,22	2,33—8,19	16,2—25,0	90—4500	0,77—0,957	0,45—0,60	
C <sub>III</sub>	7	17,4	12	0,66	2,46	5,53	20,0	495	0,87	0,53	—
		7,0—39,0	3,5—24,5	0,50—0,84	1,72—3,93	2,68—12,8	16,6—25,0	177—930	0,77—0,935	0,45—0,65	
C <sub>IV</sub>	8	24,2	18,7	0,76	2,34	7,12	18	351	0,87	0,56	—
		6,2—39,9	5,5—30,9	0,59—0,90	1,30—3,25	3,54—9,72	16,3—22,6	116—607	0,75—0,944	0,45—0,65	
C <sub>V</sub>	2	14,2	10,5	0,735	2,32	3,88	16	159	0,80	0,30	
		7,5—21,0	7,0—11,5	0,54—0,93	2,0—2,65	3,50—4,26					
B <sub>I</sub>	14	22,4	10,5	0,52	2,39	5,07	11,5	37,7	0,81	0,40	1,93
		9,1—35,9	5,0—23,7	0,25—0,78	1,00—5,00	2,22—8,46	8,0—13,8	5,8—14,0	0,80—0,90	0,20—0,50	
B <sub>III</sub>	1	9,0	7,9	0,87	Пласт не расчленен		10	38,6	0,80	0,30	

Примечание. Дробь — в числителе средняя величина, в знаменателе минимальные и максимальные значения.

Мощность пласта  $A_0$  колеблется от 8 до 20 м, увеличиваясь к югу.

В подольском горизонте выделяется до пяти пластов  $Pd_1—Pd_5$ . Нефть промышленного значения из верхних трех пластов получена на Дерюжевском месторождении, а из одного нижнего — на Сосновском. Породами-коллекторами являются известняки и реже доломиты. Открытая пористость известняков доходит до 32,9%, доломитов — до 25,1% (подклассы 1 и 2).

Мощность пластов подольского горизонта колеблется от нуля до 38 м, наибольшую имеет пласт  $Pd_5$ .

В мячковском горизонте имеется также до пяти пластов-коллекторов, сложенных известняками. Из числа их только  $Mг_4$  мощностью 2—13 м, находящийся в средней части горизонта, является промышленно нефтеносным на Дмитриевской площади. По проницаемости пласт не выдержан. Пористость пород-коллекторов в этих пластах изменяется от 3 до 22,4%, в среднем составляет 12,3%, проницаемость по небольшому числу образцов невысокая — от 0 до 8 мД.

Мощность пластов мячковского горизонта колеблется от 3 до 30 м.

В гжельском ярусе верхнего карбона имеется три пласта: Ia, I и II, промышленно нефтеносных на двух площадях. В составе пород-коллекторов, по сравнению с подольским и мячковским горизонтами, более значительная роль принадлежит доломитам. Пористость пород-коллекторов нижнего пласта (II) в среднем 15%, верхнего 8,3—23,2%, а значения проницаемости изменяются в нижнем — от нуля до 14 мД, в верхнем — от 3 до 202 мД.

Таким образом, все породы-коллекторы выше верейского горизонта отличаются значительными колебаниями проницаемости — от низко- до среднепроницаемых (классы 3, 4 и 5) и пористости — от весьма малоемких до весьма высокеемких (подклассы 1—5).

Типы пород-коллекторов, как и в других карбонатных пластах, горный и трещинно-поровый. Залежи массивного, реже пластового типов.

Литологический состав покрышек пластов-коллекторов средневерхнекаменноугольного нефтегазоносного комплекса различен.

Сравнительно выдержанные покрышки пластов-коллекторов верейского горизонта имеют терригенный и карбонатно-терригенный состав; каширского, подольского и мячковского — преимущественно карбонатный с незначительным содержанием терригенных пород гжельского яруса — карбонатный и сульфатно-карбонатный.

Почти непроницаемые разделы между пластами-коллекторами верейского горизонта сложены в основном глинами (рис. 24).

На постке Куйбышевской области покрышки общей мощностью до 15—68 м почти полностью состоят из глин (зона 1). Промышленными среди них встречаются алевролиты. В западных районах в глинах наряду с алевролитами, появляются прослои известня-

ков, количество которых убывает к северу и растёт к югу. Мощность покрывки 9—58 м (зона 2, рис. 25).

Глины в покрывках темно- и зеленовато-серые, неравномерно песчанистые, иногда известковистые, часто слюдяные с многочисленными обуглившимися растительными остатками. Алевролиты часто глинистые и песчанистые, реже известковистые. Известняки в

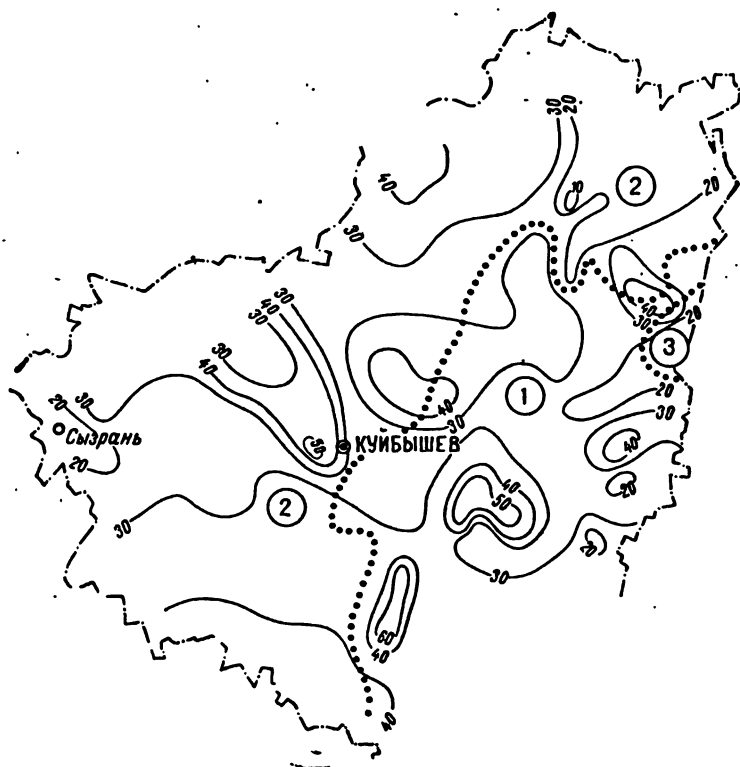


Рис. 25. Карта литологического состава покрывки пород-коллекторов верейского горизонта Куйбышевской области.

Литологические зоны (цифры в кружках): 1 — терригенная зона (глины с прослоями алевролитов); 2 — карбонатно-терригенная зона (глины с прослоями алевролитов и известняков); 3 — карбонатная зона (карбонаты с прослоями глин).  
Условные обозначения см. рис. 17.

основном пелитоморфные, а также органогенные и органогенно-обломочные, в значительной степени алевролитистые и песчанистые.

По данным Т. Т. Клубовой, породообразующими минералами глин в покрывках над пластами  $A_3$ ,  $A_2$  и  $A_1$  являются гидрослюда и каолинит. Количество последнего тем выше, чем больше алевролитистых частиц в глинах. Глинистая часть породы пропитана органическим веществом. Экранирующие свойства покрывок невысокие. Пласты-коллекторы каширского, подольского и мячковского горизонтов перекрываются почти непроницаемыми пачками преи-

мощественно карбонатных пород, состоящих из мергелей, постепенно переходящих в сильно глинистые известняки, а также из известняков и доломитов с прослоями известковистых глин.

Покрышкой нижнего пласта-коллектора гжельского яруса является пачка ангидритов мощностью 40—50 м, среднего — карбонатных пород и ангидритов (последние имеют мощность 20—25 м), а верхнего — доломитов.

### ПЛАСТЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ПОКРЫШКИ СУЛЬФАТНО-КАРБОНАТНОГО ПЕРМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА

Породы-коллекторы пермского продуктивного комплекса, в основном карстогенные, приурочены к артинскому ярусу (пласты IV, III), филипповскому горизонту кунгурского яруса (II, I, Ia) и к кровле нижнеказанского подъяруса (КС).

Формирование их происходило на бортах Бузулукской впадины в регрессивные фазы нижне- и верхнепермского бассейнов. В самых приподнятых и обнаженных участках, подвергавшихся максимальному размыву, в породах образовывалась наибольшая пористость.

Породы-коллекторы сходных артинских и филипповских пластов представлены главным образом доломитами пелитоморфными, пелитоморфно-сгустковыми, микрозернистыми, микрокристаллическими, нередко оолитовыми или псевдооолитовыми, пористыми, мелкокавернозными, трещиноватыми.

Трещинки и пустотки различной формы, размером от 0,01 до 1,0 мм, частично заполнены ангидритом, гипсом или целестином.

Пористость доломитов колеблется от 2—3 до 16—24%, иногда достигает 29,4% (пласт III) и 37,1% (пласт II), проницаемость — от долей до 246—320 мД, в единичных случаях составляет 1816,5 мД (пласт III).

Породы-коллекторы этих пластов в основном относятся к трещинно-кавернозно-поровому типу. Они низко- и среднепроницаемые (классы 3—5), средне- и высокеемкие (подклассы 3 и 1).

К югу и юго-западу, в связи с увеличением количества сульфатов в разрезе, коллекторские свойства ухудшаются, особенно в пластах IV, III, I и Ia.

Вблизи границ выклинивания наблюдается тонкое переслаивание доломитов с сульфатами, глинами, мергелями, появляются прослои алевролитов.

Мощность пласта IV изменяется от 3 до 28 м, III — от 4 до 20 м, II — от 12 до 43 м, I — от 3 до 17 м и Ia — от 3 до 27 м.

Пласт II выделяется почти повсюду, где имеются отложения филипповского горизонта, кроме самых южных районов. Несколько чаще распространен пласт I и совсем незначительно пласты IV, III и Ia (в центральной части Кинель-Черкасского района).

Пласты IV и III, I и Ia разделяются пачками плотных, крепких ангидритов мощностью от 6 до 20 м. Пласт III покрывается пачкой

(до 20 м) плотных плитчатых доломитовых мергелей, а пласты II и I — пачкой чередующихся слоев доломитового мергеля и ангидрита.

Покрышкой для пластов филипповского горизонта в наиболее погруженных участках Бузулукской впадины (примерно до ширины Ореховской площади) является мощная (до 400 м) толща солей и ангидритов иреньского горизонта (зона 1, рис. 26). В прибортовой части, где соли из разреза выпадают, покрышка слагается

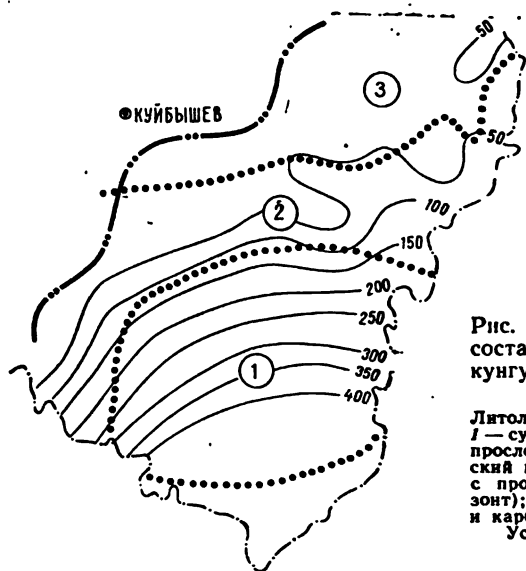


Рис. 26. Карта литологического состава покрышки пород-коллекторов кунгурского и артинского ярусов Куйбышевской области.

Литологические зоны (цифры в кружках): 1 — сульфатно-галогенные отложения с прослоями доломитов и мергелей (иреньский горизонт); 2 — сульфатные отложения с прослоями доломитов (иреньский горизонт); 3 — переслаивающиеся терригенные и карбонатные отложения (уфимский ярус).  
Условные обозначения см. рис. 17.

ангидритами с подчиненными прослоями доломитов, реже мергелей (зона 2).

В бортовой части впадины иреньский горизонт выклинивается и покрышкой становится сульфатно-карбонатно-терригенная пачка уфимского яруса (зона 3).

Пласт КС имеет более значительную площадь распространения и литологически неоднороден.

В наиболее погруженной части Бузулукской впадины он сложен оолитовыми, органогенно-обломочными, пелитоморфными, кавернозными и пористыми известняками, которые в прибортовой зоне частично заменяются известковистыми доломитами кристаллической и оолитовой структур, пористыми, кавернозными.

Поры, имеющие размер от 0,1 до 0,5 мм, иногда до 1 мм, а также мелкие каверны частично выполнены гипсом, ангидритом и целестином.

По структуре порового пространства породы-коллекторы пласта КС относятся к кавернозно-поровому типу, к низко- и среднепроницаемым (от нуля до 207 мД), средне- и высокеемким (пори-

стость 14—27,6%) и изредка весьма высокочемким (32%). Мощность пласта КС увеличивается в восточном направлении от 4 до 49 м.

Покрышкой пласта КС является пачка глин или мергелей (мощностью до 5 м) и вышележащая гидрхимическая свита, а в районе Муранской площади — неогеновые глины.

Литологический состав гидрхимической свиты изменяется с юго-востока на северо-запад. В наиболее омущенной части Бузулукской впадины она сульфатно-галогенная, в прибортовой — карбонатно-сульфатная, а к северу от Сосновско-Дерюжевской площади — сульфатно-карбонатно-терригенная. В последней появляются прослои песчаников и алевролитов, что, по-видимому, и является одной из причин отсутствия залежей нефти и газа в пласте КС в местах их развития. Общая мощность покрышки увеличивается с севера — северо-запада на юг — юго-восток от 10 до 78 м.

Таким образом, комплексное рассмотрение имеющегося материала позволило дать оценку коллекторских свойств пластов в разрезе палеозоя на территории Куйбышевского Поволжья.

По литологическому составу среди пород-коллекторов выделяются две группы — терригенные (преимущественно песчаники, реже алевролиты) и карбонатные (в основном известняки, иногда доломиты). В первых залежи пластовые с порбвым типом коллектора, во вторых — массивные поровые и трещинно-поровые.

Среди терригенных коллекторов наиболее выдержанными по площади являются пласты Д<sub>I</sub> и Д<sub>II</sub> пашийского горизонта и пласт Б<sub>2</sub>(С<sub>1</sub>) бобриковского горизонта. Из карбонатных коллекторов наибольшее значение имеет пласт А<sub>4</sub> башкирского яруса.

Коллекторские свойства (пористость, проницаемость, эффективная мощность) терригенных отложений контролируются палеогеографическими и палеотектоническими условиями бассейнов седиментации. Наиболее высокими значениями этих параметров характеризуются породы-коллекторы, формировавшиеся в пределах прогибов и на склонах сводов. В худших условиях находятся породы-коллекторы, отложившиеся около вершин сводов.

Коллекторские свойства карбонатных отложений верхнего девона и турнейского яруса зависят от интенсивности процессов выщелачивания и вторичной минерализации в периоды древних континентальных перерывов, имеющих особенно широкое развитие в пределах сводов. Крайне неблагоприятная обстановка в этом отношении сложилась в зоне развития глубоководной доманиковой фации в пределах Камско-Кинельских прогибов. Для пласта А<sub>4</sub> в формировании коллекторских свойств немаловажную роль сыграли процессы вторичной доломитизации.

Пористость и проницаемость пород-коллекторов варьируют в широких пределах, но для основных продуктивных пластов они имеют средние значения и лишь увеличиваются в пластах визейского терригенного комплекса. По классификации А. И. Кринари,

в большинстве своем они относятся к среднепроницаемым и среднеемким — классу 3 и подклассу 3, реже к высокопроницаемым и высокочемким — классу 2 и подклассу 2.

Как показал комплекс геофизических и гидродинамических исследований, карбонатные пласты характеризуются высокой степенью литологической неоднородности. Значения коэффициента работающей мощности пластов редко превышают 0,4—0,5 от общей мощности.

Пласты-коллекторы разделяются и покрываются непроницаемыми породами глинистого, глинисто-карбонатного, карбонатно-глинистого и сульфатно-карбонатного состава. Распространение покрышек неодинаково. Регионально выдержанными являются покрышки над основными продуктивными пластами девона, карбона и перми —  $D_I + D_{II}$ ,  $B_1$ ,  $B_2(C_I)$ ,  $A_4$ , пластами II и КС кунгура, а также над пластами  $D_{III}'$ ,  $D_K'$ ,  $O_2$ ,  $A_3 + A_2 + A_1$ .

Удерживающая способность глинистых покрышек зависит не только от их мощности, но и от состава глинистых минералов. В этом отношении наиболее высокими экранирующими свойствами обладают глинистые покрышки над продуктивными пластами пашийского горизонта и над пластом  $A_4$  башкирского яруса.



## ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОТЛОЖЕНИИ ПАЛЕОЗОЯ КУЙБЫШЕВСКОГО ПОВОЛЖЬЯ

### ХАРАКТЕРИСТИКА ВОДОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ, СЛАГАЮЩИХ ПАЛЕОЗОЙСКУЮ ВОДОНАПОРНУЮ СИСТЕМУ

Водонасыщенный разрез палеозоя на территории Куйбышевского Поволжья может быть подразделен на следующие десять водоносных комплексов (снизу вверх):

1) додевонский (нижебавлинский) терригенный в Серноводско-Абдулинской впадине (верхний водоупор отсутствует); 2) девонский терригенный (верхний водоупор — кыновские аргиллиты и глинистые известняки); 3) девонский и турнейский карбонатный (верхний водоупор — аргиллиты в нижней части бобриковского горизонта); 4) малиновский терригенный в Камско-Кинельских прогибах (верхний водоупор — аргиллиты в подошве яснополянского надгоризонта); 5) яснополянский терригенный (верхний водоупор — аргиллиты и глинистые известняки в нижней части тульского горизонта); 6) визе-намюрско-башкирский карбонатный (верхний водоупор — аргиллиты в подошве верейского горизонта); 7) верейско-каширский терригенно-карбонатный (верхний водоупор — глины и глинистые известняки в кровле верейского и в каширском горизонте); 8) верхнемосковский, верхнекаменноугольный, сакмаро-артинский карбонатный (верхний водоупор — гипсы, ангидриты иренского горизонта); 9) кунгурский (верхний водоупор — глины уфимского яруса); 10) верхнепермский — казанский (верхний водоупор — сульфатно-галогенные осадки гидрохимической свиты и татарские глины).

На территории Куйбышевской области нижебавлинские (боровские) осадки развиты в Серноводско-Абдулинской впадине и представлены плохо отсортированными грубозернистыми песчаниками, алевролитами и гравелитами красноватых и фиолетовых тонов, слабо сцементированными, которые крошатся под нажимом пальца и в то же время являются неравномерно проницаемыми, местами практически непроницаемыми в результате глубокого ингенеза.

Водоносность боровской свиты в Серноводско-Абдулинской впадине изучена на Байтуганской, Боровской и Сосновской площадях. На первых двух, где испытывалась верхняя часть разреза (70—200 м ниже границы с девоном), были получены относитель-

но высокие притоки. В скв. 3 Боровской площади приток равен 40 м<sup>3</sup>/сут, при понижении на 175 м, в скв. 121 Сосновской площади, в которой бавлинская свита была вскрыта на 1000 м ниже контакта с девонем, приток оказался ничтожным — от 3,0 до 8,0 м<sup>3</sup>/сут, при понижениях на 350—400 м.

Химический состав вод боровской свиты независимо от глубины залегания обнаруживает большое сходство с водами терригенного девона. Это крепкие рассолы с высоким содержанием кальция, брома, йода, железа, стронция, калия, с низкой сульфатностью и отсутствием сероводорода. В составе воднорастворенного газа преобладает азот и отмечается повышенное содержание гелия.

Сопоставление с водами терригенного девона указывает на близость химического состава. Содержание калия и гелия в водах боровской свиты значительно выше.

Воды девонского терригенного комплекса заключены в проницаемых пластах песчаника, перемежающихся с водупорными слоями аргиллитов, плотных алевролитов и известняков. Количество песчаных пластов в зависимости от полноты разреза колеблется от нуля до девяти.

Рассматривая терригенную толщу девона как единую пластовую водонапорную систему, следует отметить, что циркуляция в ней флюидов в региональном плане крайне затруднена из-за неравномерного распространения пластов-коллекторов, разделенных водупорными породами. Наибольшее значение как водупор внутри терригенного комплекса имеют глинистые и карбонатные отложения, разделяющие проницаемые пласты живетского яруса от пластов пашийского горизонта. Остальные глинистые перемычки маломощны и не выдержаны по простираению. Верхним водупором описываемого комплекса служат плотные аргиллиты и глинистые известняки кыновского горизонта.

Водообильность водоносных горизонтов девонского терригенного комплекса невысокая. Коэффициенты продуктивности в большинстве случаев не превышают 5—7 м<sup>3</sup>/сут · кгс/см<sup>2</sup>.

Фильтрационные и гидравлические свойства пластов терригенного девона соответственно невысокие. Значения гидропроводности, вычисленные по 30 участкам, изменяются от 16 до 1050 Д · см/спз, но в большинстве случаев колеблются от 20 до 300 Д · см/спз.

Девонские воды обладают высокими напорами. Их статические уровни устанавливаются, в зависимости от плотности и от местоположения точки замера, на абсолютных отметках от —75 м (Красная Поляна) до —57 м (Токмовский свод).

Воды терригенного девона принадлежат к крепким рассолам. Минерализация в диапазоне глубин от 600 до 4000 м изменяется крайне неравномерно, причем с глубины 2000—2500 м рост минерализации прекращается, стабилизируясь на значениях 270—280 г/л.

Отличительными особенностями пластовых вод терригенного девона являются повышенное содержание кальция, брома, йода, железа, стронция, марганца, калия, метана, гелия, радиогенного аргона, полное отсутствие или крайне низкое содержание ионов  $\text{SO}_4^{2-}$ , сероводорода, пониженное содержание бора. Максимальные концентрации кальция (56,7—57,2 г/л) установлены в водах пашийского горизонта на Гражданской площади и в водах живетского яруса на Могутовской, Кулешовской и других площадях. Они являются показателем застойности вод терригенного девона, которая может быть обусловлена большой глубиной залегания (Могутовская, Кулешовская площади), выклиниванием водоносного пласта (Гражданская площадь), его низкой проницаемостью и др. Живетские воды на одних и тех же участках, как правило, содержат больше кальция, чем пашийские. Минимальные концентрации брома (400—600 мг/л) характеризуют гидрогеологически раскрытые участки Токмовского свода. Воды южного склона Татарского свода и Самаролукского отрезка Жигулевского вала содержат 1000—1300 мг/л брома. Максимальное содержание брома фиксируется на погруженном юго-восточном склоне Жигулевского свода и в Бузулукской впадине (1700—2300 мг/л).

Воды терригенного девона принято называть бессульфатными или содержащими крайне мало сульфатов. В абсолютном выражении это справедливо. Однако нельзя отождествлять бессульфатность вод со степенью их восстановленности вследствие сульфат-редукции. При достаточно высоком содержании ионов кальция, стронция, бария сульфаты выпадают в осадок и в водах не накапливаются.

Воды терригенного девона оставались в течение длительного геологического времени недонасыщенными сульфат-ионами, что свидетельствует об отсутствии внедрения «свежих» сульфатов и является косвенным доказательством высокой застойности.

Пластовые воды терригенного комплекса содержат растворенный газ в концентрациях от 0,2 до 0,8  $\text{м}^3/\text{м}^3$  (наиболее часто встречаемые значения газового фактора 0,3—0,5  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ). Характерной особенностью водонасыщенного газа девонских вод является преобладание углеводородов над азотом даже на заведомо нефтеносных участках.

С севера на юг общая газонасыщенность и относительное обогащение углеводородами пластовых вод существенно нарастают, причем доминирующее значение приобретает метан, концентрации которого в южной части бассейна достигают 70—80%. Важно отметить, что, несмотря на относительно высокие абсолютные значения общей упругости, достигающие в южных погруженных районах 200—250 кгс/см<sup>2</sup>, воды девона резко недонасыщены газом. Дефицит упругости по сравнению с пластовым давлением во всех случаях превышает 100 кгс/см<sup>2</sup>.

Из характерных особенностей газовой составляющей пластовых вод терригенного девона следует отметить относительную обогащенность гелием, концентрации которого колеблются от 2,01 до 4,66 см<sup>3</sup>/л. Среднее содержание составляет 3,3 см<sup>3</sup>/л. По расчетам А. И. Чистовского, за 300÷350·10<sup>6</sup> лет в воду из пород может перейти 3,8—4,8 см<sup>3</sup>/л гелия (при  $m=10\%$ ,  $\rho=2,5$  г/см<sup>3</sup>), коэффициенте перехода гелия, образовавшегося в породе, — 60—80%). Сходство расчетных и фактических концентраций гелия указывает на очень древний возраст вод терригенного девона, близкий возрасту вмещающих пород.

Водоносный комплекс карбонатных отложений верхнего девона и турне охватывает толщу известняков и доломитов от кровли аргиллитовой пачки кыновского горизонта до подошвы яснополянского надгоризонта (в Камско-Кинельском прогибе до подошвы аргиллитовой пачки малиновского надгоризонта). Все карбонатные пласты турнейского яруса могут рассматриваться как единая гидродинамическая система.

При опробовании описываемого карбонатного комплекса на приток получены крайне разноречивые результаты: в осевой части Мухановско-Ероховского прогиба, несмотря на современные методы интенсификации притока (гидроразрыв, пескоструйная перфорация, кислотная обработка), в большинстве случаев притока не получено или весьма низкие притоки безводной нефти с дебитом 0,01—1,5 м<sup>3</sup>/сут. За бортами Камско-Кинельского прогиба притоки воды нередко были более значительными. Характерно, что при опробовании зон древнего карста в карбонатном разрезе Кулешовской площади на глубине 2500—2800 м, несмотря на интенсивные притоки во время кратковременных откачек, статические уровни не восстанавливались в течение нескольких месяцев. Из этого можно сделать вывод, что зоны древнего карста у западного борта Камско-Кинельского прогиба представляют собой крупные, заполненные водой, полости, изолированные друг от друга и от активных водонапорных систем.

Воды карбонатного комплекса содержат значительно меньше кальция, брома, йода, железа, стронция, бария, метана и гелия, чем воды терригенного девона, и, наоборот, характеризуются присутствием сероводорода, повышенными концентрациями натрия, бора, азота. По всем этим показателям они сближаются с водами бобриковского горизонта, хотя воды карбонатного комплекса, как правило, более метаморфизованы.

Водоносный комплекс терригенной толщи малиновского надгоризонта имеет ограниченное распространение в зоне развития Мухановско-Ероховского прогиба, причем основные нефтеводоносные пласты приурочены к песчаникам радаевского горизонта, которые от водонапорной системы терригенного девона надежно изолированы мощной толщей ельховских аргиллитов и плотными глинистыми известняками доманниковой фации.

Представление об изоляции водоносного комплекса радаевского горизонта от водонапорной системы терригенного девона не согласуется с химическим составом вод, которые обнаруживают определенное сходство с водами живетско-пашийского комплекса. В этом можно легко убедиться, сопоставляя по основным гидрохимическим параметрам воды четырех пластов радаевского горизонта с водами бобриковского горизонта и живетско-пашийского комплекса на Мухановском участке (табл. 11).

Таблица 11

Гидрохимические параметры вод девона и нижнего карбона Мухановского месторождения

Скважина	Геологический возраст	Интервал перфорации, м	$\Sigma r$	$S_1$	$Ca^{2+}$	$SO_4^{2-}$	Br	J
			г/л	% экв/л		мг/л		
33	$C_{1bb}-C_I$	2060—2075	286	94,00	2,17	1490	172	3,8
186	$C_{1mn}-C_{II}$	2207—2210	267	74,20	10,09	20	600	12,0
190	$C_{1mn}-C_{III}$	2150—2160	248	72,90	10,35	10	578	10,3
18	$D_3pasch-D_{II}$	2814—2837	279	57,70	17,97	350	1568	6,0

По всем параметрам (исключая йод) воды радаевского горизонта представляют смесь нижнекаменноугольных вод с девонскими. Специфическим для радаевских вод Мухановского участка является высокое содержание йода, намного превышающее концентрации этого элемента во всех остальных водоносных комплексах палеозойской водонапорной системы.

В водоносном комплексе терригенной толщи яснополянского возраста выделяются три нефтеводоносных горизонта, из которых нижние два — пласты  $B_3(C_{1a})$  и  $B_2(C_I)$  принадлежат к бобриковскому, а верхний, пласт  $B_0$ , к тульскому горизонту. Пласт  $B_3(C_{1a})$  изучен в пределах Мухановско-Ероховского прогиба, где он сложен песчаниками с частыми прослоями алевролитов и глин. Пласт  $C_{1a}$  характеризуется относительно невысокими коэффициентами продуктивности скважин, редко превышающими  $3,0-5,0 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{кг}/\text{см}^2$ .

Водоносный пласт  $B_2$  (в Камско-Кинельском прогибе пласт  $C_I$ ) имеет повсеместное распространение и является одним из наиболее важных и хорошо изученных продуктивных горизонтов Урало-Поволжья. Пласт сложен высокопроницаемыми песчаниками эффективной мощностью до  $60-75 \text{ м}$  в осевой части прогибов и  $20-40 \text{ м}$  в бортовых частях. За ее пределами мощности редко превышают  $10-12 \text{ м}$ . Пласт  $B_2(C_I)$  обладает высокими кол-

литорскими свойствами. На вершине Жигулевского свода средние значения проницаемости по отдельным площадям достигают 2,0 Д и более. На южном склоне Жигулевского свода и Альметьевской вершины проницаемость пласта снижается до 200—800 мД. Однако на крайних изученных бурением восточных участках сохраняются очень высокие значения проницаемости — 1,0—1,5 Д (Покровка в Оренбургской области, Ероховка). Соответственно пласт Б<sub>2</sub> характеризуется высокими значениями гидропроводности (до 5000 Д·см/спз) и пьезопроводности (до 100 000 см<sup>2</sup>/сек).

При откачках из пласта Б<sub>2</sub> коэффициенты продуктивности скважин редко превышают 20—30 м<sup>3</sup>/сут·кгс/см<sup>2</sup>. Это можно объяснить низким гидродинамическим совершенством опробуемых скважин, что убедительно подтвердилось результатами испытания терригенной толщи нижнего карбона в специальной гидрогеологической скважине, пробуренной в районе г. Димитровграда с соблюдением всех требований для обеспечения высокой степени гидродинамического совершенства. В результате продолжительной откачки (182 ч) получен устойчивый дебит 16,5 л/сек, или ~ 1400 м<sup>3</sup>/сут, при понижении на 72,7 м, что соответствует удельному дебиту 0,227 л/сек·м, или ≈ 180 м<sup>3</sup>/сут·кгс/см<sup>2</sup>.

Воды пласта Б<sub>2</sub> (С<sub>1</sub>) на юго-востоке Русской платформы обладают высоким напором. Их статические уровни устанавливаются, как правило, выше уровня моря. Характерно, что приведенные напоры вод пласта Б<sub>2</sub> в большинстве случаев выше приведенных напоров вод живетско-пашийского комплекса, за исключением нескольких участков, где явно фиксируется разгрузка глубинных вод.

Раепресненность вод бобриковского горизонта ощущается на всем юго-восточном склоне Токмовского свода и в западной, раскрытой части Жигулевского вала (Сызранская, Заборовская площади). Минерализация в этих районах не превышает 100—150 г/л. На всей остальной территории воды бобриковского горизонта имеют минерализацию от 200 до 280 г/л. При этом, так же как для девонского водоносного комплекса, наблюдается отсутствие связи минерализации с глубиной в интервале от 1500 до 4000 м. Низкое содержание кальция, брома, йода, бария, стронция, марганца, двухвалентного железа, метана, гелия, повышенная сульфатность, присутствие сероводорода в концентрациях до 400—500 мг/л, более высокие концентрации бора, азота — основные признаки, по которым рассолы бобриковского горизонта отличаются от вод терригенного девона.

Газонасыщенность вод пласта Б<sub>2</sub> (С<sub>1</sub>) низкая — 0,05—0,2 л/л, дефицит давления насыщения еще больше, чем в девоне. Во всех случаях, даже на контакте с крупными нефтяными залежами, азот преобладает над углеводородами. Значительно ниже концентрации гелия, которые не превышают 1,0—1,5 см<sup>3</sup>/л в водах наиболее погруженных участков. Возраст, рассчитанный по гелиевому и гелий-аргоновому методам, составляет 100÷150·10<sup>6</sup> лет, т. е. в отличие от водоносного комплекса терригенного девона воды

пласта  $B_2$  существенно моложе водовмещающих пород. Это, в совокупности с другими признаками, указывает на их относительную мобильность.

Водоносный комплекс карбонатных отложений визе — намяра и башкирского яруса имеет мощность от 70—100 м на вершине Токмовского свода до 600 м в Бузулукской впадине. В однообразной толще известняков и доломитов визе — намяра выдержанные на больших площадях водопроницаемые и водоупорные пласты отсутствуют, и всю ее принято рассматривать как единый комплекс трещинно-карстовых вод (Кротова, 1957). В последнее время с помощью геофизических методов (в особенности радиоактивного каротажа) в этой толще удалось выделить ряд относительно проницаемых пластов. Эффективная пористость их невысокая (5—7%), но породы характеризуются трещиноватостью и кавернозностью. Наиболее изучен пласт  $O_2$  окского надгоризонта, нефтеносный на некоторых площадях Куйбышевской и Оренбургской областей. На Покровском (Куйбышевская область) месторождении он имеет эффективную мощность 4,8 м, пористость 8% и проницаемость  $\sim 10$  мД. Несмотря на такие низкие коллекторские свойства, после восьмилетней эксплуатации давление в пласте упало только на 5 кгс/см<sup>2</sup>. Это свидетельствует о связи пласта  $O_2$  с более активной водонапорной системой по трещинам.

Водообильность проницаемых прослоев в карбонатной толще визе — намяра неравномерная и в целом невысокая. Дебиты становятся значительными только при вскрытии очень широких интервалов.

На многих участках Жигулевского свода в разрезе визейско-намярской толщи установлены обширные зоны древнего карста.

Так, в районе Мухановско-Дмитриевско-Коханской группы поднятий зоны поглощения большой емкости развиты в верхней части серпуховского надгоризонта 20—30 м ниже его кровли, на отметках —1590 ÷ —1625 м. Поглощающая зона представлена кристаллическими доломитами и известняками, кавернозными до поздреватости. Размеры каверн редко превышают 10—20 см. Каверны соединены густой сеткой трещин. Пористость этой зоны поглощения 35—40%. Замеры пластового давления в поглощающих зонах показали, что оно имеет нормальное значение (190 кгс/см<sup>2</sup> на абсолютной отметке —1590 м).

В черемшанском горизонте башкирского яруса выделяется выдержанный проницаемый пласт  $A_4$ . Его верхним водоупором служат плотные известняки мелекесского горизонта или глины в подошве верейского горизонта. Выдержанным водоупором, отделяющим его от нижележащих трещинно-карстовых вод визе — намяра, пласт  $A_4$  не обладает и образует с нижележащим водоносным комплексом визе — намяра единую гидродинамическую систему.

Относительно высоким коллекторским свойствам пласта  $A_4$  соответствуют значительные притоки жидкости. Исходя из значе-

ний гидропроводности  $kh/\mu$ , которые колеблются от 800 до 2000 Д·см/спз, производительность пласта в идеальной (гидродинамически совершенной) скважине может быть выражена коэффициентами продуктивности от 30 до 80 м<sup>3</sup>/сут·кгс/см<sup>2</sup>. Трещиноватость играет важную роль в фильтрационном режиме пласта А<sub>4</sub>. На многих участках вертикальные тектонические трещины соединяют водонапорную систему пласта А<sub>4</sub> с трещинно-карстовыми водами виле — намюра. На Кулешовской площади это доказано гидропрослушиванием.

Минерализация вод пласта А<sub>4</sub> изменяется в очень широких пределах, причем, в отличие от пласта Б<sub>2</sub>, наряду с основной зоной распресненных вод на восточном склоне Токмовского свода и в западной части Жигулевского вала в пласте А<sub>4</sub> появляются новые очаги распреснения на севере (район Байтугана) и на юге (район Пугачева). Это связано с местной гидрогеологической раскрытостью приподнятых участков бассейна. Как показывают данные по соседним с Байтуганом участкам (Чесноковка, Радаевка), уже на небольших расстояниях влияние очагов инфильтрации затухает.

Газовая составляющая описываемого водоносного комплекса характеризуется почти равными значениями углеводородной фракции и азота при общей невысокой газонасыщенности — 0,15—0,26 л/л (общая упругость 35—50 кгс/см<sup>2</sup>).

В верейско-каширском водоносном комплексе выделяются терригенные пласты-коллекторы А<sub>3</sub>, А<sub>2</sub>, А<sub>1</sub> и А<sub>0</sub> (снизу вверх). Первые три принадлежат к верейскому горизонту, и только пласт А<sub>0</sub> — к каширскому. Эти пласты, как правило, обладают низкими фильтрационными свойствами. Относительно более застойная обстановка в этих пластах подтверждается особенностями химического состава пластовых вод, которые характеризуются более высокой метаморфизацией по сравнению с водами бобриковского горизонта и башкирского яруса. Это наглядно прослеживается по разрезу Кулешовского месторождения: для пласта Б<sub>2</sub> коэффициент  $r \frac{Na}{Cl}$  равен 0,92, для А<sub>4</sub> — 0,87—0,90, для А<sub>3</sub> — 0,82, для А<sub>1</sub> — 0,80, для А<sub>0</sub> — 0,77.

В составе воднорастворенного газа углеводороды преобладают только на продуктивных участках. Наиболее высокая газонасыщенность отмечается в водах пласта А<sub>3</sub> Кулешовского месторождения, где общая упругость воднорастворенного газа 90—105 кгс/см<sup>2</sup>, т. е. на 20% ниже давления насыщения нефти газом. Любопытно, что газовая залежь в пласте А<sub>4</sub> Лебяжинского месторождения контактирует с резко недонасыщенными газом пластовыми водами. Дефицит давления насыщения достигает здесь 130 кгс/см<sup>2</sup>, что может указывать на весьма молодой возраст газовой залежи.

Водоносные горизонты карбонатного комплекса верхнемосковских, верхнекаменноугольных и сакмаро-артинских отложений имеют невысокие коллек-



торские свойства, не выдержаны по простирацию и обладают низкой водообильностью. Так, на Коханской площади приток составил 0,04 л/сек ( $\sim 3,5$  м<sup>3</sup>/сут) при понижении на 85 м. Аналогичные результаты получены на остальных участках в южных и юго-восточных районах Куйбышевского Поволжья. Наиболее высокий дебит 0,28 л/сек ( $\sim 24$  м<sup>3</sup>/сут) при понижении на 70 м отмечен по скв. 1 Кулешовской структуры в отложениях верхнего карбона, опробованных в интервале 800—850 м, в связи с повышенной тектонической трещиноватостью этой части структуры.

По химическому составу воды описываемого комплекса мало отличаются от вод верейского горизонта. Это хлориднонатриево-кальциевые рассолы с высокой минерализацией, относительно повышенным содержанием кальция, брома и сульфатов.

В западных и северных районах описываемой территории воды верхнемосковских и верхнекаменноугольных отложений приурочены к зоне активного водообмена, они служат важным источником хозяйственно-питьевого водоснабжения городов Сызрани, Новокуйбышевска, Жигулевска и др. Водоносные горизонты сильно закарстованных известняков и доломитов дренируются современными и донеогеновыми долинами рек, в особенности р. Волги.

В карбонатной толще асельского и сакмаро-артинского возраста водоносные горизонты имеют спорадическое распространение и изучены слабо по тем же причинам, что и воды верхнего карбона, с которыми они образуют единую гидродинамически связанную систему трещинно-карстовых вод. Водоносные горизонты карбонатной толщи нижней перми содержат преимущественно рассолы выщелачивания галогенных осадков ( $S_1 > 90\%$ -экв/л), а иногда рассолы, обогащенные магнием, калием, бором, бромом и йодом, т. е. обнаруживающие признаки генетической связи с древними пермскими лагунами.

Водоносные горизонты кунгура приурочены к прослоям пористых и кавриозных доломитов филипповского горизонта и не имеют значительного площадного распространения из-за фациальных замещений и размывов. Коллекторские свойства пластов низкие, соответственно низки и дебиты ( $\leq 10$  м<sup>3</sup>/сут на понижениях до 100—500 м). Опыт разработки нефтяных залежей показал, что резервуары не обладают связью с открытой водонапорной системой. Режим залежей упруго-замкнутый. Гипсово-ангидритовую толщу иреньского горизонта принято считать безводной и рассматривать как один из важнейших водонефтеупоров на юго-востоке Русской платформы. Эти представления в целом не изменились, однако выяснилось, что на отдельных участках в доломитовых прослоях гипсово-ангидритового комплекса залегают линзы рассолов, напоминающие маточную рапу древних пермских лагун. Подобные рассолы были вскрыты в скважинах Сорочинского профиля на Оренбургском своде. Они проявили себя самоизливом при избыточном давлении на устье 17 кгс/см<sup>2</sup>. Дебит притока составил 725—1000 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 3,6—4,2 кгс/см<sup>2</sup>.

По особенностям химического состава кунгурские рассолы юго-востока Русской платформы можно подразделить на три основные группы: 1) рассолы с высокой первой соленостью ( $S_1 \geq 85\%$ -экв/л), низким содержанием кальция, брома, йода, повышенной сульфатностью; 2) рассолы с низкой первой соленостью ( $S_1 \leq 70\%$ -экв/л) за счет высокого содержания кальция, с повышенными концентрациями брома (500—1000 мг/л), йода — (10—20 мг/л) и бора; 3) рассолы с низкой первой соленостью за счет высокого содержания магния, с очень высоким содержанием брома (до 3000 мг/л), бора и калия (до 15—17 г/л).

Для второй и третьей групп рассолов характерна низкая сульфатность.

Основные водоносные горизонты верхней перми приурочены к песчаным прослоям уфимского яруса (пласты  $ТС_1$  и  $ТС_2$ ), а также к пористому известняку в верхней части нижнеказанского подъяруса (пласт КС).

Высокие притоки из пласта КС получены из скв. 1001 в г. Отрадном (Мухановское поднятие), коэффициент продуктивности составил  $5,3 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{кгс}/\text{см}^2$ . На восточном окончании Большекинского вала, где пласт КС сложен алевролитами, притоки оказались значительно ниже ( $11,3 \text{ м}^3/\text{сут}$  при понижении на 102 м). Наличие достаточно обширной водонапорной системы пласта КС подтверждается упруго-водонапорным режимом газонефтяных залежей.

Вся толща казанского яруса выше пласта КС считалась практически безводной, но в 1962 г. при бурении на Ташлинской площади в юго-западной части Оренбургской области, из гидрохимической свиты ( $P_{2kz_2}$ ) в скв. 1 был получен мощный фонтан рассола плотностью  $1,23 \text{ г}/\text{см}^3$ .

Рассолоносный горизонт, сложенный неравномерно трещиноватым доломитом, в толще галогенных осадков мощностью 150—170 м был вскрыт скв. 1 на глубине 814 м. С глубины 815 м ударил мощный фонтан дебитом 850—860  $\text{м}^3/\text{сут}$  при избыточном давлении на устье 60—70  $\text{кгс}/\text{см}^2$ . В скв. 9 с глубины 833 м рассолы плотностью 1,25 фонтанировали с дебитом 12000  $\text{м}^3/\text{сут}$  при избыточном давлении на устье 70  $\text{кгс}/\text{см}^2$ . В то же время в расположенных рядом скважинах притоки были ничтожными или вовсе отсутствовали. Эти рассолы характеризуются преобладанием магния в катионном составе и максимальными для юго-востока Русской платформы концентрациями брома, бора, калия, лития.

Результаты детальной разведки, проведенной на Ташлинской площади Е. М. Стрепетовым показали, что рассолоносный участок состоит из нескольких гидродинамически изолированных друг от друга блоков с приведенными радиусами от 0,9 до 4,4 км. Замкнутость резервуаров подтверждается резким падением пластового давления по мере отбора жидкости.

Отметим, что аналогичные по условиям залегания и составу рассолы гидрохимической свиты были вскрыты и в других местах пермского солеродного бассейна (скв. 555 Сорочинского профиля, Тоцкая площадь и др.).

В процессе разведки газоносных участков к югу от Большекинельского вала, на Пилюгинской, Жуковской, Городецкой и некоторых других площадях были вскрыты пермские рассолы с низкой первой соленостью ( $S_1 \leq 70\%$ -экв/л) за счет высокого содержания кальция. Отличительными чертами этого типа являются высокая общая минерализация (до 300 г/л), высокое содержание брома (до 1000—1200 мг/л), низкая сульфатность, отсутствие или малые концентрации сероводорода.

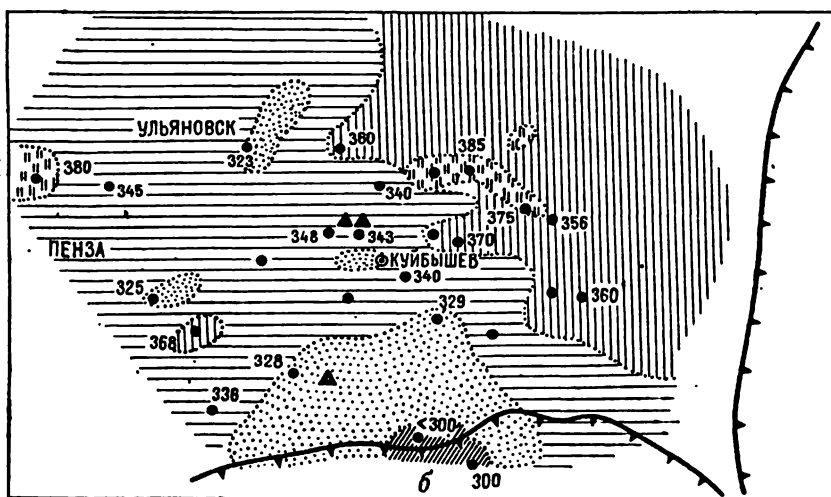
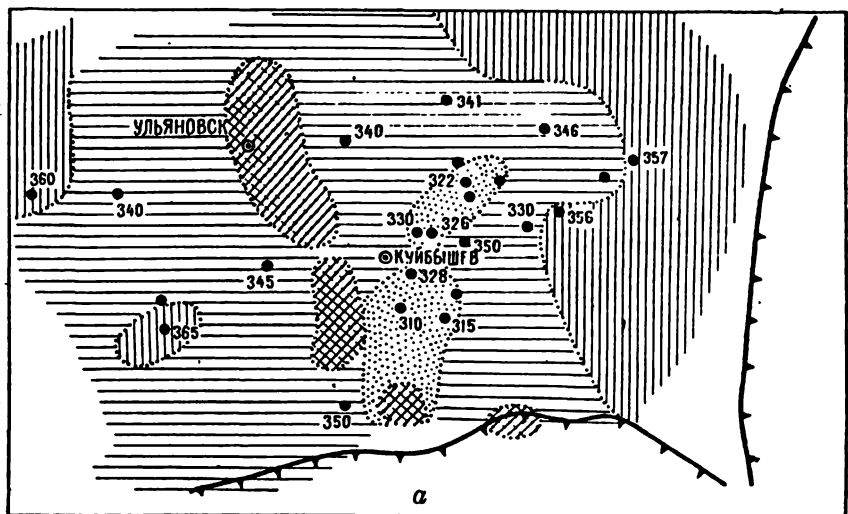
По этим показателям рассолы данного типа сближаются с водами нижних горизонтов палеозоя, в особенности с рассолами малиновского надгоризонта и терригенного девона. Это дало повод В. А. Кротовой (1957) считать пермские рассолы внедрившимися из более глубоких частей разреза по тектоническим нарушениям.

Газовый состав пермских рассолов изучался главным образом на площадях Похвистнево-Бугурусланского газового района. Общая газонасыщенность пластовых вод казанского яруса изменяется от 125 до 773 см<sup>3</sup>/л, а упругость — от 12 до 48 кгс/см<sup>2</sup>. Даже в непосредственной близости от контура залежей наблюдается значительная недонасыщенность вод газом, что свидетельствует о резко сдвинутом равновесии из-за активного гидродинамического режима пласта КС в этом районе и о большой интенсивности окислительно-восстановительных реакций, приводящих к окислению углеводородов. Признаком таких реакций являются высокие концентрации сероводорода (до 1500—2000 мг/л, по данным В. П. Савченко).

Интересно поведение гелия и аргона в пермских рассолах. На участках, где наблюдаются явные признаки активной инфильтрации и выщелачивания солей, концентрации гелия весьма низкие — 0,03—0,089 см<sup>3</sup>/л, (структуры Большекинельского вала: Красноярская, Султангуловская, Заглядинская, Тарханская). По мере удаления от области инфильтрации вглубь бассейна с уменьшением первой солености повышаются концентрации гелия до 0,15—0,312 см<sup>3</sup>/л (Малокинельские дислокации, Мухановский и Дмитриевский валы). Концентрации аргона остаются высокими — 0,293—0,375 см<sup>3</sup>/л, что свидетельствует о захвате этого газа из пресных и солоноватых водоемов, и только в рассолах с высоким содержанием хлоридов магния содержание аргона резко падает до 0,03—0,06 см<sup>3</sup>/л, т. е. значительно ниже того предела, который может быть связан с переходом аргона в морскую воду нормальной солености. Это подтверждает предположение о генетической связи рассолов этого типа с маточными рассолами пермского солеродного бассейна.

## СОВРЕМЕННАЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА ПАЛЕОЗОЙСКОЙ ВОДОНАПОРНОЙ СИСТЕМЫ

Для оценки гидродинамических условий в зоне катагенеза принято использовать пьезометрические построения. При сопоставлении приведенных напоров определяются скорости и направления движения вод в соответствии с законом Дарси. Более вдумчивый анализ показывает, что пьезометрическая поверхность глубоких водоносных горизонтов отражает только уровень потенциальной энергии, который контролируется весом столба жидкости над точкой замера до зеркала грунтовых вод. По мнению многих исследо-



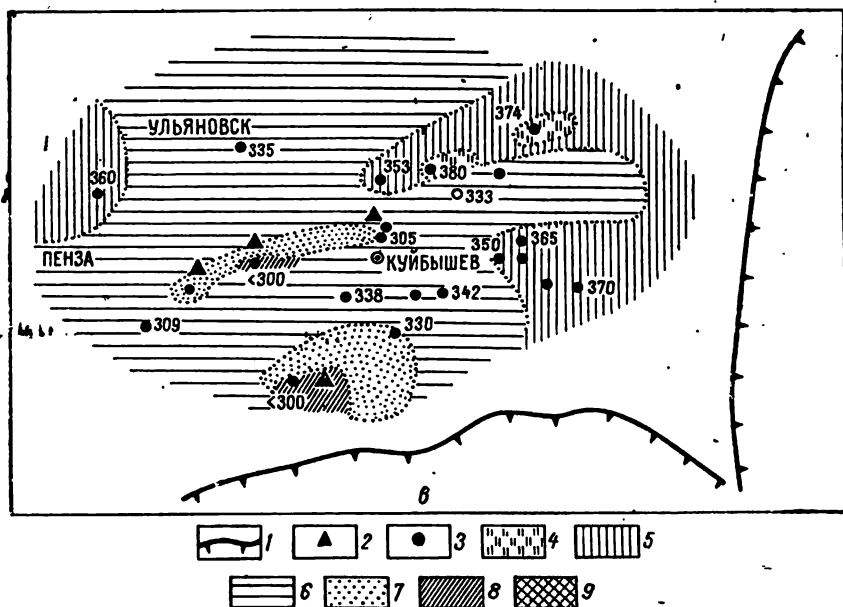


Рис. 27. Схемы пьезометрической поверхности вод основных продуктивных горизонтов палеозоя на юго-востоке Русской платформы.

Пьезометрическая поверхность вод: а — терригенного девона; б — терригенной толщи нижнего карбона; в — терригенно-карбонатной толщи башкирского яруса и верейского горизонта. 1 — границы краевых прогибов платформы; 2 — выходы глубинных вод; 3 — абсолютная отметка приведенного напора над плоскостью сравнения — 2000 м; 4 — зоны с абсолютными отметками приведенных напоров: 4 — >370 м, 5 — 350—370 м, 6 — 330—350 м, 7 — 300—330 м, 8 — <300 м; 9 — выступы кристаллического фундамента.

вателей, при градиентах порядка  $n \cdot 10^{-4}$  м/м и меньше линейного движения со скоростями, соответствующими формуле Дарси, не происходит (Гуревич, 1969).

Характерной чертой пьезометрической поверхности водоносного комплекса терригенного девона является ее слабая дифференциация (рис. 27). На большей части описываемой территории приведенные напоры колеблются в узких пределах 340—360 м и только на южном склоне Жигулевского свода снижаются до 320—300 м. Повышенными приведенными напорами характеризуются приподнятые области на периферии бассейна: Татарский свод на севере, Токмовский на западе. Привлекает к себе внимание распределение напоров на Токмовском своде, который обычно рассматривается как главная область питания палеозойского комплекса в Среднем и Нижнем Поволжье. На юго-восточном склоне свода отметки приведенных напоров почти не изменяются, несмотря на значительное погружение водовмещающих слоев. В восточном направлении путь девонским водам преграждает Ульяновско-Котельничская гряда фундамента. Таким образом, по терригенному девону Токмовский свод должен рассматриваться как самостоятельный

гидродинамический район, не оказывающий существенного влияния на состояние девонского комплекса юго-востока Русской платформы.

Области повышенных напоров вод терригенного комплекса нижнего карбона располагаются, так же как в девоне, на западе, на севере и на востоке, а главная депрессионная зона — на юге, однако распределение напоров свидетельствует об относительно более активной гидродинамической обстановке: во-первых, амплитуда колебаний приведенных напоров составляет почти 100 м ( $10 \text{ кгс/см}^2$ ), во-вторых, на карте появляются пьезометрические минимумы, приуроченные к тектоническим структурам, осложняющим долину Волги: по крутому крылу Жигулевского вала, близ г. Ульяновска; у пос. Кряж, западнее г. Куйбышева. Четкий пьезометрический минимум приурочен к дислокациям Пугачевского вала. Очевидно, здесь расположены внутренние очаги разгрузки, что подтверждается выходами глубинных вод в районе городов Жигулевска и Пугачева. На карте пьезометрической поверхности вод нижнего карбона выделяются также внутренние пьезометрические максимумы, приуроченные к Сокско-Шешминским поднятиям, к Большекинельскому валу и, несмотря на глубокое погружение слоев палеозоя, к району Покровско-Ероховского вала.

Пьезометрическая поверхность вод башкирско-верейского карбонатно-терригенного комплекса принципиально не отличается от предыдущих двух, но основная депрессионная зона перемещается в центральную часть бассейна, где она прослеживается в виде узкого пьезометрического минимума с приведенными напорами 300—305 м вдоль Жигулевского вала от Верховизма до Кривой Луки (рис. 27). Так же, как для вод нижнего карбона, наиболее четко зона высоких напоров в среднекаменноугольном комплексе вырисовывается на севере в районе Сокско-Шешминских поднятий. Повышенными напорами характеризуются воды данного комплекса на Татарском своде и в районе Покровско-Ероховского вала. На остальной территории амплитуда колебаний приведенных напоров вод башкирско-верейского комплекса настолько незначительна, что пьезометрическая поверхность почти горизонтальна.

Если градиенты приведенных напоров по простираанию отдельных водоносных комплексов не превышают  $n \cdot 10^{-4}$  м/м, т. е. практически не могут быть использованы для расчетов скоростей фильтрации по формуле Дарси, то по вертикали градиенты напоров достигают  $n \cdot 10^{-2}$ ,  $n \cdot 10^{-1}$  м/м, указывая на доминирующую тенденцию к вертикальному водообмену в палеозойской водонапорной системе на юго-востоке Русской платформы, в особенности на участках повышенной тектонической макро- и микротрещиноватости (флексурные перегибы, крутые крылья структур и др.).

По совокупности общегеологических и палинологических показателей (рис. 28) выделен ряд линейных тектонических нарушений с признаками восходящей или нисходящей фильтрации.

К зонам с признаками нисходящей фильтрации принадлежат

преимущественно линейные тектонические дислокации на западной, северной и восточной окраинах Средневожского артезианского бассейна: Сурско-Мокшинские дислокации, Елховско-Радаевский и Байтуганский валы, Большекинемельские дислокации, Покровско-Ероховский вал, а также Сухайлинский вал, осложняющий западный борт Бельской депрессии. Линейные дислокации с признаками восходящей фильтрации приурочены к центральной части и южной окраине бассейна: Жигулевские дислокации от

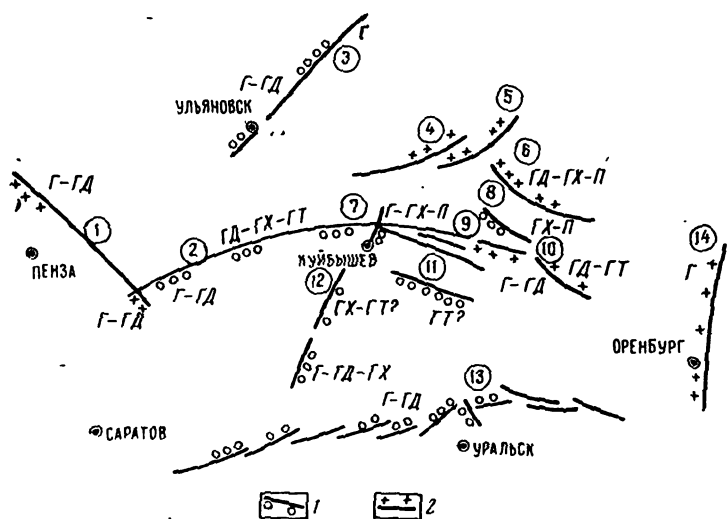


Рис. 28. Схематическая карта линейных тектонических дислокаций на юго-востоке Русской платформы с признаками восходящей и нисходящей фильтрации.

Дислокации с признаками: 1 — восходящей фильтрации; 2 — нисходящей фильтрации. Критерии, по которым установлено направление фильтрации: Г — общегеологический; ГД — гидравлический; ГХ — гидрохимический; ГТ — геотермический; П — палинологический. Линейные тектонические дислокации (цифры в кружках): 1 — Сурско-Мокшинские, 2 — Жигулевские, 3 — Ульяновско-Новиковские, 4 — Радаевско-Елховские, 5 — Байтуганские, 6 — Большекинемельские, 7 — Водинская, 8 — Малокинемельские, 9 — Самаркинские, 10 — Покровско-Ероховская, 11 — Лебяжинско-Кулешовская, 12 — Покровско-Пугачевская, 13 — дислокации внешнего бортового уступа Прикаспийской синеклизы, 14 — дислокации западного борта Бельского прогиба.

Верхозима до Зольного Оврага, Пугачевский и Кулешовский валы, нарушения по внешнему борту Прикаспийской синеклизы. Весьма вероятно, что выделенные участки с признаками разгрузки глубинных вод составляют лишь незначительную часть подобных очагов на рассматриваемой территории. Об этом убедительно свидетельствуют многочисленные проявления глубинных вод в зоне активного водообмена, а также следы вертикальной миграции углеводородов в виде скоплений твердых битумов.

Тесная связь очагов вертикальной фильтрации с глубинной тектоникой может рассматриваться как важнейший признак палеоюжной водонапорной системы юго-востока Русской плат-

формы. Определенное значение имеет также ее связь с современным рельефом. Если отвлечься от деталей, можно отметить, что на схемах пьезометрической поверхности зоны повышенных напоров приурочены в основном к возвышенностям современного рельефа на восточной, западной и северной окраинах бассейна, а зоны с низкими напорами — к депрессионной зоне в его центральной части.

Зависимость пьезометрического уровня глубинных вод от современного рельефа до некоторой степени условна. Во-первых, поскольку гидравлический напор передается по заполняющей поры горных пород жидкости, величина напора будет определяться расстоянием точки замера не до дневной поверхности, а до зеркала первого от поверхности выдержанного водоносного горизонта, а это имеет немалое значение в сильно пересеченной местности (например, в Жигулевских горах). Во-вторых, большее значение имеет характер изменения по разрезу плотности подземных вод. На участках с высоким залеганием грунтовых вод, но с большой мощностью зоны активного водообмена, приведенные напоры могут быть относительно невысокими, наоборот, присутствие сверхтяжелых рассолов в верхней части разреза способствует увеличению гидравлического напора в нижележащих горизонтах. Поэтому совпадение зон с повышенными напорами вод девона и карбона с возвышенностями рельефа фиксируется лишь в самых общих чертах.

### **ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ**

На территории Куйбышевского Поволжья выделяются три гидрохимические зоны: 1) зона бессероводородных пресных гидрокарбонатно-сульфатных вод (активный водообмен); 2) зона сероводородных вод (затрудненный водообмен); 3) зона железобромных вод (застойный режим). На основе такой зональности в пределах региона были выделены два типа гидрохимических разрезов: первый тип, характерный для западных районов территории, второй — для восточных. Первый тип назван Западным или Сызранским, второй — Восточным или Зольненским. В первом слабо выражена вертикальная зональность, границы между зонами можно провести только по содержанию сероводорода и железа, но не по катионному составу, так как он остается практически постоянным по всему разрезу. Второй, Восточный, разрез характеризуется хорошо выраженной зональностью. При переходе от одной зоны к другой резко изменяется катионный состав, железо исчезает и в водах появляется сероводород. В пределах отдельных зон состав вод, содержание железа или сероводорода остаются практически постоянными.

По мере накопления фактических данных в пределах региона оказалось возможным выделить дополнительно три новых гидрохимических типа вертикального разреза: токмовский, муханов-



ский и жуковско-могутовский (могутовский). В соответствии с этим вся изучаемая область подразделена на пять гидрохимических районов.

Мухановский тип гидрохимического разреза характеризуется постоянством минерализации вод от пермских до девонских горизонтов при резкой смене катионного состава вод на границе карбона и девона.

В могутовском типе разреза появляется новая, четвертая зона — зона вод лагунного типа. В токмовском типе разреза резко

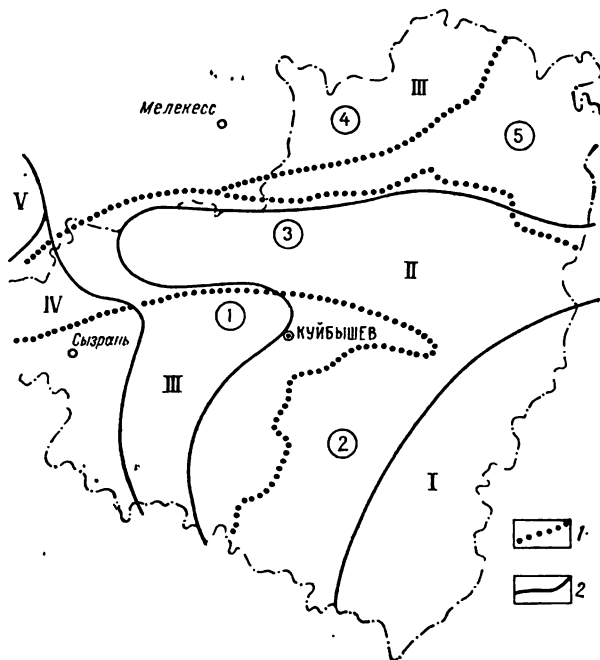


Рис. 29. Схема гидрохимического районирования Куйбышевского Поволжья (по типам гидрохимических разрезов).

1 — границы геоструктур; 2 — границы гидрохимических районов. Гидрохимические районы (типы гидрохимического разреза): I — Могутовский; II — Мухановский; III — Зольненский; IV — Сызранский; V — Токмовский.

Геоструктуры I порядка (цифры в кружках): 1 — Жигулевско-Пугачевский свод, 2 — Бузувукская впадина, 3 — Ставропольско-Кинельский прогиб, 4 — Мелекесская впадина, 5 — Альметьевская вершина Татарского свода.

увеличивается зона вод активного водообмена, а две другие зоны либо резко сокращают мощность, либо исчезают.

На обзорной карте гидрохимического районирования (рис. 29) показаны границы распространения гидрохимических типов разреза: токмовского, сызранского, зольненского, мухановского и могутовского.

Гидрохимическая зональность находится в парагенетической связи с газовой составляющей пластовых вод: воды зоны актив-

ного водообмена характеризуются растворенными газами кислородно-азотного и азотного состава. Газосодержание вод этой зоны в условиях атмосферного давления не превышает 10—20 см<sup>3</sup>/л. Воды зоны затрудненного водообмена характеризуются углеводородно-азотным составом. В водах присутствуют сероводород и углекислый газ. Однако ввиду высокой растворимости этих газов в водах при отборе проб они в значительной части не выделяются в газовую фазу, а остаются в воде. Газонасыщенность вод составляет 100—300 см<sup>3</sup>/л. Давление насыщения вод газом 15—50 кгс/см<sup>2</sup> при величинах пластового давления 60—240 кгс/см<sup>2</sup>. В составе воднорастворенного газа присутствует гелий в количестве: в водах пермских отложений 0,03—0,312 см<sup>3</sup>/л, каменноугольных отложений 0,6—1,7 см<sup>3</sup>/л и аргон 0,3—0,45 см<sup>3</sup>/л. Воды зоны застойного режима (терригенные отложения девона) характеризуются растворенными газами углеводородно-азотного и азотно-углеводородного состава, в них отсутствует сероводород, содержится меньше углекислого газа. В больших количествах присутствуют гелий (2,0—4,7 см<sup>3</sup>/л), аргон (0,436—0,865 см<sup>3</sup>/л). Газонасыщенность вод колеблется от 300 до 600 см<sup>3</sup>/л, давление насыщения вод газом — от 70 до 120 кгс/см<sup>2</sup> при пластовых давлениях 150—350 кгс/см<sup>2</sup>. Площадная зональность газовой составляющей пластовых вод в значительной степени затушевывается влиянием на состав и упругость воднорастворенных газов нефтяных и газовых залежей, которые приводят к обогащению вод такими компонентами, как метан, тяжелые углеводороды, в отдельных случаях — биогенным азотом. Даже с учетом этого влияния можно отметить тенденцию к увеличению газонасыщенности и содержания метана и более тяжелых углеводородов в восточном и юго-восточном направлениях.

## **ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИСТОРИЯ ПАЛЕОЗОЙСКОЙ ВОДОНАПОРНОЙ СИСТЕМЫ НА ТЕРРИТОРИИ КУЙБЫШЕВСКОГО ПОВОЛЖЬЯ**

Гидрогеологическая история региона может быть подразделена на четыре цикла, совпадающих с основными фазами тектогенеза, обусловившими крупные трансгрессии и регрессии древних морей.

Первый цикл охватывает огромный по протяженности отрезок геологического времени — от начала седиментации в протерозое до среднедевонской трансгрессии. Осадконакопление в этот цикл в пределах Куйбышевской области происходило только в древней Серноводско-Абдулицкой впадине.

Второй цикл начался с накопления мелководных терригенных осадков в живетско-нижнефранском бассейне, а затем относительно более глубоководных осадков эпиконтинентального моря нормальной солености в верхнефранское, фаменское и турнейское время. Завершился этот цикл общим осушением территории в

добобриковское время, за исключением Камско-Кинельского прогиба, где в раннем визе аккумуляровались терригенные осадки малиновской толщи.

Третий цикл начался с тульской трансгрессии и закончился континентальным перерывом в конце башкирского века.

Четвертый цикл охватывает верхнемосковское, верхнекаменноугольное и пермское время, в конце которого наступил региональный континентальный перерыв.

В послепалеозойское время морская (среднеюрская) трансгрессия распространилась лишь в северо-западные районы описываемой территории, а в неогеновое время наступление моря с юга шло только по переуглубленным долинам древней речной и овражно-балочной сети.

Осадконакопление в Серноводско-Абдулинской впадине происходило в континентальной обстановке в условиях аридного климата за счет разрушения и сноса временными потоками поднятых массивов кристаллического фундамента.

В соответствии с палеогеографической обстановкой можно предположить, что воды боровского седиментационного бассейна были слабо минерализованы и обладали большим щелочным резервом вследствие выщелачивания кристаллических пород фундамента. Состав легкорастворимого комплекса пород нижебавлинской свиты подтверждает их формирование в континентальных условиях. По данным Л. А. Гуляевой (1956) и Е. С. Иткиной (1958), глинисто-алевролитовые разности этой толщи обеднены хлором и бромом, в то время как песчаники содержат больше галогенов, чем дево́йские морские глины.

Возникает вопрос о механизме преобразования седиментационных вод боровского бассейна в современные рассолы, которые по минерализации и компонентному составу почти неотличимы от вод живетско-пашинского комплекса.

При исследовании скв. 121 Сосновской площади удалось установить некоторые специфические черты нижебавлинских вод, отличающие их от девонских рассолов. Содержание гелия в составе воднорастворенного газа из бавлинской свиты оказалось почти в два раза выше (5,7—6,0 см<sup>3</sup>/л и соответствует возрасту порядка 800 млн. лет. Существенно выше, чем в девонских водах, содержание калия (1600 мг/л), что можно поставить в связь с процессами выщелачивания плагиоклазов.

Учитывая особенности состава вод в нижних слоях боровской свиты, механизм их формирования можно объяснить смешением (фильтрационным и диффузионным) первичных континентальных вод с седиментационными водами девонского морского бассейна.

Прогибание Русской платформы, начавшееся в эйфельский век, привело к трансгрессии моря с востока и с юга и постепенному погружению под его уровень всей Волго-Камской антеклина. К началу кыновского века, завершившего этап терригенного осадконакопления в девоне, на юго-востоке Русской платформы

оставалась лишь узкая полоса суши, соответствовавшая древней гряде кристаллического фундамента от района г. Котельнича на севере до Саратовского Заволжья на юге и представлявшая собой невысокую, слабо расчлененную низменную равнину. Терригенная толща среднего и верхнего девона приобрела характер водонапорного комплекса после перекрытия ее водоупорной пачкой глины кыновского возраста. Высокими водоупорными свойствами они обязаны не столько своей мощности, сколько особенностям вещественного состава. По данным Т. И. Казминой, кыновские глины по сравнению с глинами живетско-пашийского комплекса характеризуются исключительно высоким содержанием обменного натрия (21—37 мг-экв/100 г) и преобладанием в обменном комплексе натрия над кальцием:  $Na_{обм}/Ca_{обм} = 1,2 \div 3,3$ . Как показали опыты Е. А. Шабаевой и В. В. Чулковой, а также работы Т. Т. Клубовой, фильтрационные свойства глинистых грунтов резко снижаются с возрастанием содержания обменного натрия.

Таким образом, с самого начала своего существования в качестве водонапорного комплекса терригенная толща девона была хорошо изолирована от влияния гипергенных факторов.

В целом солевой режим живетско-пашийского бассейна был близок к режиму открытого моря. Только на западной границе бассейна, в Зубовой поляне, концентрация хлора достигла 0,62% (Казмина, 1951).

Палéогидродинамическая обстановка в терригенном девоне (до конца нижнефранского времени) контролировалась, с одной стороны, инфильтрацией континентальных вод с островной суши Покровского, Узюковского и других выступов фундамента, а с другой — «эксфильтрацией» отжимавшихся седиментационных вод из глинистых отложений живетско-пашийской терригенной толщи. Ю. М. Качалов и Г. П. Якобсон построили схематические карты, показывающие объем отжатых седиментационных вод из девонских осадков на различных отрезках геологического времени. На территории Куйбышевского Поволжья фиксируются три основных очага питания элизионными водами: Зольненско-Чубовский, Байтуганский и на юге Иргиз-Узеньский. На этих участках объем отжимаемых вод превышал  $40 \text{ м}^3$  с  $1 \text{ м}^2$ . Хотя медленное уплотнение глинисто-алевролитовых осадков платформы вряд ли могло создать градиенты избыточного давления, необходимые для латерального перемещения больших объемов седиментационных вод, этот процесс несомненно препятствовал продвижению инфильтрационных вод на значительные расстояния и зона распространения этого типа вод ограничивалась участками, прилегающими к древней суше (рис. 30, а). На остальной территории в пластах-коллекторах были развиты седиментационные воды, главные очаги разгрузки которых были, по-видимому, приурочены к древним нарушениям, активно проявлявшимся в девонское время. К таким участкам, в частности, относятся меридиональные разломы, секущие Жигулевский вал в районе Репьевской (западнее Сызрани),

Троекуровской, Зольного Оврага, Курумочской площадей, а также восточный борт Покровской вершины Жигулевского свода.

Вторая половина рассматриваемого цикла (верхнедевонское — турнейское время) ознаменовалась широкой морской трансгрессией. Инфильтрационные процессы и активность водообмена существенно уменьшились. Связь живетско-пашийского комплекса

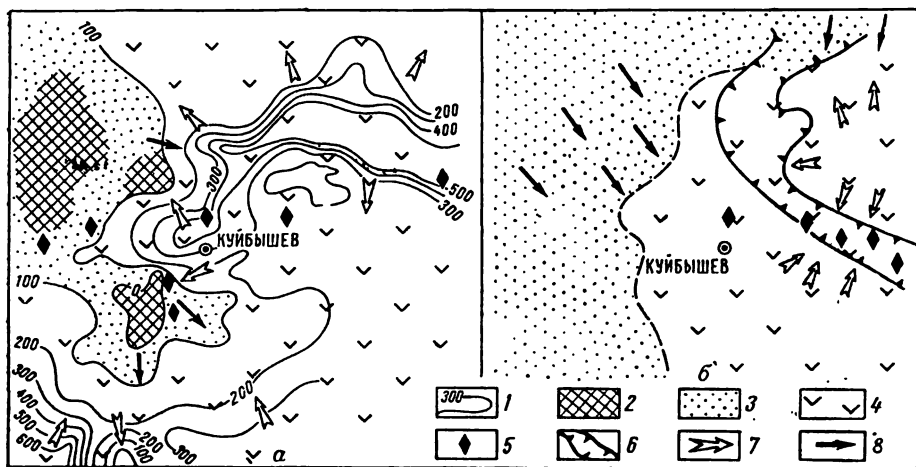


Рис. 30. Палеогидрогеологические условия живетско-пашийского комплекса.

К концу: а — кыновского века; б — бобринского века: 1 — изопахты терригенного девона; 2 — участки древней суши; территория под влиянием: 3 — инфильтрационного режима, 4 — эллипсного режима; 5 — внутренние очаги разгрузки; 6 — контуры Камско-Кинельских прогибов; главные направления движения: 7 — седиментационных вод, 8 — инфильтрационных вод.

с вышележащими горизонтами осуществлялась в весьма ограниченном масштабе по нарушениям в Камско-Кинельской впадине (рис. 30, б). Девонские воды, проникшие в малиновский бассейн по трещинам, осложнявшим борта Мухановско-Ероховского прогиба, были впоследствии отжаты в пласты-коллекторы радаевского горизонта. Благодаря смешению вод малиновского бассейна и девонских вод, возник специфический тип рассолов в пластах С<sub>II</sub>, С<sub>V</sub> радаевского горизонта.

Последующие гидрогеологические условия живетско-пашийского комплекса сложились в обстановке почти полной застойности с активизацией процессов диффузии и конвекции. Влияние Уральского стока в конце палеозоя, по-видимому, не распространилось на Куйбышевское Поволжье, от стока же со стороны приподнятой в конце палеозоя Токмовского свода рассматриваемая территория была изолирована палеотектоническим барьером Ульяновско-Котельничского выступа.

Оживление фильтрационного режима наблюдалось в поздне-третичное время, когда тектонические движения альпийского

цикла привели к образованию крупных нарушений, например по крутому крылу Жигулевского вала на Самарской Луке. Здесь создались благоприятные условия для вертикальных перетоков жидкости по всему разрезу палеозоя. Однако долевое участие в этих перетоках девонских вод было незначительным, ибо оно могло осуществляться только за счет упругих запасов. Следы внедрения девонских флюидов (главным образом нефти) в пермские и послепалеозойские отложения зафиксированы по данным спорово-пыльцевого анализа на Зольненской, Садкинской, Ивановской и некоторых других площадях (Гроссгейм, Мельникова, 1962).

Карбонатный комплекс верхнего девона—турне отлагался в обстановке открытого моря, несколько осолонившегося в верхне-фаменское время. Наиболее приподнятое положение занимали вершина Токмовского свода и Жигулевская вершина Жигулевско-Пугачевского свода, относительно погруженными оставались Мелекесская, Серноводско-Абдулинская и Бузулукская впадины. Ранее указывалось, что, несмотря на выделение в описываемой карбонатной толще нескольких пластов с повышенной пористостью, известные на сегодняшний день водоносные горизонты принадлежат к зонам выщелачивания и древнего карста. Воды этих горизонтов, даже залегающих значительно ниже кровли комплекса и близко к водоносным горизонтам терригенного девона, принадлежат по своему составу к верхней гидрохимической зоне. Они имеют повышенную первую соленость ( $S_1 = 80 \div 85\%$ -экв/л), содержат относительно мало брома, много сульфатов и сероводорода. По этим параметрам они сближаются с водами терригенного комплекса нижнего карбона.

Палеогидрогеологический анализ позволяет удовлетворительно объяснить отмеченные особенности. Карстогенные коллекторы описываемого комплекса сформировались на завершающем этапе второго цикла, т. е. в добобриковское время, когда агрессивные воды континентального стока могли проникнуть в карбонатный субстрат по многочисленным трещинам и диаклазам. Инфильтрация происходила по трещинам, а боковое движение — по более пористым прослоям, поверхностям перерывов и стилолитовым швам. На своем пути воды континентального стока производили карстующую работу с образованием у своих бортов древнего базиса эрозии, которым являлась Камско-Кинельская впадина, крупных каверн, достигавших иногда размеров пещер, как это наблюдается в некоторых скважинах на Кулешовской площади. Ступенчато-нисходящее движение инфильтрационных вод от Жигулевской вершины свода к юго-западному борту Мухановско-Ероховского прогиба сформировало карстогенные коллекторы в карбонатной толще турне и верхнего девона на юго-восточном склоне Жигулевско-Пугачевского свода (Зайдельсон, 1966).

Поскольку эрозионные и инфильтрационные процессы контролировались гипсометрией дна Камско-Кинельской впадины, ниже этой отметки не было условия для внедрения вод из верхней гид-

рохимической зоны. Наоборот, здесь происходило выпадение растворенного  $\text{CaCO}_3$  и кольматаж пор и трещин. Таким образом, воды живетско-пашийского комплекса оставались вне влияния добобриковского континентального стока.

В бобриковский век юго-восток Русской платформы представлял равнину с влажным тропическим климатом и несколько опресненными водоемами (содержание хлора в легкорастворимом комплексе глин 0,1—0,16%). Высокое содержание сульфидной серы при отсутствии растворимого железа, а также значительные концентрации сульфидов в осадках указывают на сероводородное заражение придонных вод бобриковского бассейна (Гуляева, 1956). Таким образом, все основные черты современных рассолов бобриковского горизонта были уже заложены в самом седиментационном бассейне. Возникает вопрос, являются ли особенности современного состава унаследованными или же приобретенными вследствие фильтрационного водообмена с зоной гипергенеза. По-видимому, несмотря на высокие фильтрационные свойства, водообмен в бобриковском горизонте совершался крайне неравномерно, и современные рассолы представляют смесь седиментационных и инфльтрационных вод, причем долевое участие последних значительно выше, чем в терригенном девоне. Об этом свидетельствует невысокое содержание гелия, соответствующее среднему возрасту порядка 100—120 млн. лет. Неравномерность стока в пласте  $\text{B}_2$  бобриковского горизонта после его преобразования в напорный комплекс определялась развитием древней речной системы. Главная речная артерия — палео-Камы по Н. И. Марковскому (1965) — совпадала с Камско-Кинельской впадиной. Главной областью питания и формирования напора до конца палеозоя являлся Токмовский свод, занимавший с конца девона устойчиво приподнятое положение. Внутренние очаги разгрузки располагались в зонах повышенной трещиноватости по крутым крыльям валов, проявлявших активность в каменноугольный период.

Резкая интенсификация фильтрационного режима в терригенном комплексе нижнего карбона произошла в конце палеозоя, в связи с возникновением южной части Уральской горной страны, гидродинамическая связь с которой осуществлялась главным образом по Актаныш-Чишминскому и Кинель-Икскому прогибам Камско-Кинельской системы.

Большой интерес для оценки роли гидрогеологического фактора в формировании нефтяных и газовых залежей на юго-востоке Русской платформы представляет анализ палеогидродинамической обстановки в терригенной толще нижнего карбона в период активного воздействия Уральского стока. Для этого был использован метод сравнительного анализа с современными региональными водонапорными комплексами, сложенными хорошо проницаемыми породами, обладающими высокогорными областями питания (Зайдельсон, 1969).

Из сделанного анализа следует, что влияние Уральского стока

даже в конце палеозоя распространялось в глубь платформы не дальше современной долины р. Волги, где оно уравнивалось встречным напором с вершины Токмовского свода.

Важной особенностью палеогидродинамической обстановки на территории, находившейся в сфере влияния Уральского стока, является неравномерное распределение напоров в системе Камско-Кинельских прогибов и за их пределами. Вследствие этого, внутри платформы создались дополнительные направления потоков из осевой части Мухановско-Ероховского прогиба к его бортам, что оказало, несомненно, большое влияние на аккумуляцию нефти и газа в прибортовых участках прогиба.

Градиенты напора возникали также между пластом Б<sub>2</sub>, по которому в основном происходила передача напора с Урала, и гидродинамически с ним связанными водоносными горизонтами турнейско-верхнедевонского комплекса и визе — намюра. Весьма благоприятные условия для вертикальных перетоков создались на границе уральского и токмовского стоков, в западной части Мелекесской впадины. Вертикальная разгрузка подземных флюидов происходила здесь по всем тектонически напряженным участкам, активным в конце герцинского цикла орогенеза.

В это же время с вершины Токмовского свода, находившегося в зоне активного водообмена, поступали слабоминерализованные воды, обогащенные продуктами выщелачивания карбонатных толщ верхнего и среднего карбона.

В гидрогеологической истории визе-намюрского карбонатного комплекса преобладающую роль играла вертикальная фильтрация по тектоническим трещинам и нарушениям, которая оживлялась в периоды континентальных перерывов и была наиболее интенсивной на тех участках, где устанавливалась гидродинамическая связь с региональными пластовыми водонапорными комплексами. Такими представляются, в частности, воды в карстогенных коллекторах визе — намюра на Мухановской группе поднятий, которые по своему химическому составу неотличимы от вод пласта С<sub>1</sub>.

Формирование карстогенных коллекторов произошло, по-видимому, во время крупного континентального перерыва на границе нижнего и верхнего намюра. Обнажившаяся карбонатная суша подверглась интенсивному размыву и выщелачиванию на глубину 70—80 м (Фадеев, 1964).

В существенно иных палеогидрогеологических условиях происходило формирование коллекторских свойств пласта А<sub>4</sub> башкирского яруса. Е. К. Фролова уже давно обратила внимание на связь участков с лучшими коллекторскими свойствами в пласте А<sub>4</sub> с зонами развития вторичной доломитизации. Метасоматоз доломита по кальциту в пласте А<sub>4</sub> башкирского яруса происходил вследствие циркуляции магnezиальных вод на стадии эпигенеза, об этом свидетельствуют формы перехода органогенно-обломочных известняков в доломиты. Границы перехода соответствуют стилолитовым швам или трещинам (Фролова, 1964; Додонова, 1964).



В верейско-каширский век господствовали преимущественно нормально-морские условия бассейна с окислительной обстановкой и повышенной щелочностью. На отдельных участках периодически возникали условия повышенной солености, не доходившие, однако, до садки гипсов и ангидритов (Гуляева, 1956). В составе глинистых осадков верейского горизонта преобладает из глинистых минералов иллит. Величина обменной емкости верейских глин составляет 10—15 мг-экв/100 г, т. е. почти в 2 раза выше, чем обменная емкость каолинистых глин бобриковского горизонта. Это оказало определенное влияние на степень метаморфизации верейских рассолов, которые содержат значительно больше кальция, чем воды бобриковского горизонта и башкирского яруса.

В послеверейское время и до конца карбона на описываемой территории сохранился в основном режим открытого моря с нормальной соленостью, только на юге обособлялись водоемы с повышенной соленостью, в которых происходила садка доломитов и ангидритов (Кулешовская, Бузулукская площади). Многочисленные стилолитовые швы свидетельствуют о мелких континентальных перерывах.

В конце каменноугольного периода гидрогеологическая история западных и восточных районов развивается в разных направлениях: на западе — устойчиво приподнятая вершина Токмовского свода становится областью размыва и питания подземных водоносных горизонтов водами континентального стока, что привело к распреснению подземных вод карбона и верхнего девона (до кыновского водоупора).

На востоке Русской платформы возникли в это время горные сооружения Урала, а между западной и восточной сушами образовался длинный меридиональный вытянутый бассейн, имевший связь с открытым морем лишь на севере. Связь эта неоднократно прерывалась, и в условиях аридного климата возникли внутриконтинентальные моря, в которых с различной степенью полноты развивались процессы галогенеза (Страхов, 1960).

На юго-востоке Русской платформы в разрезе нами были выделены три основных типа рассолов, распространение которых характеризуется определенной зональностью: внешнюю зону по отношению к солеродному бассейну занимают рассолы типа I (с высоким содержанием NaCl), далее в районе Самаркиных дислокаций сгруппированы рассолы типа II с высоким содержанием кальция, а юго-восточную территорию, соответствующую внутренней части солеродного бассейна, занимают рассолы типа III с высоким содержанием магния, граница распространения которых с юга не оконтуривается.

Воды типа I, с высокой первой соленостью и сульфатностью, приурочены к ангидрито-доломитовой фации с захватом внешней зоны галититовой формации. По своему составу это типичные рассолы выщелачивания гипсов, ангидритов и каменной соли. Процессы выщелачивания подземными водами, поступавшими с

востока и севера и двигавшимися по проницаемым пластам казанского и уфимского ярусов, начались в татарский век при континентальном режиме.

Иное происхождение имеют рассолы типов II и III, причем более просто решается вопрос о природе рассолов типа III, для которых характерно очень высокое содержание магния, калия, брома, бора, лития. Они безусловно являются реликтом маточных рассолов, оставшихся в растворе после садки галититов. Если нанести на один и тот же график солевой состав морской воды на различных стадиях ее концентрирования и состав рассолов из гидрохимической свиты на Ташлинской площади, можно видеть, что Ташлинская вода очень близка по составу маточному раствору на стадии садки карналлита. Рассолы типа III являются маточной рапой внутренних участков пермского солеродного бассейна, пертерпевшей некоторые изменения. Что касается условия формирования пермских рассолов типа II, отличительной чертой которых является высокое содержание кальция, то резкое их отличие от рассолов выщелачивания на соседних участках побудило В. А. Кротову рассматривать эти воды как гидрохимическую аномалию за счет внедрения в пермские пласты глубинных вод из девонского комплекса (Кротова, 1957). Предлагались и другие объяснения. В 1957 г. А. Н. Козин и М. И. Зайдельсон высказали предположение, что Жуково-Городецкие и аналогичные пермские рассолы являются реликтовыми водами пермских лагун.

В послепалеозойское время (до начала юрской трансгрессии) западные и юго-западные районы интенсивно промывались континентальными водами, особенно вершина и восточный склон Токмовского свода. Глубина активной циркуляции подземных вод и нижняя граница их карстующей деятельности определялись максимальной глубиной эрозийного вреза в доюрском рельефе, достигавшего в районе Кикинского поднятия 700—800 м. Глубина доюрского базиса эрозии предопределила большую мощность современной зоны активного водообмена в этом районе.

В центральных и северных районах с конца палеозоя господствовал континентальный режим. Несмотря на это, водообмен в этой части бассейна после денепленизации Урала был незначительным из-за отсутствия глубоких врезов в рельефе, которые могли бы служить базами дренажа подземных вод, а также из-за отсутствия местных очагов разгрузки глубинных вод по тектоническим трещинам и нарушениям. Поэтому в течение длительного времени подземный сток происходил на небольшой глубине от поверхности палеозойского рельефа и процессы выщелачивания сульфатно-галогенных пород пермского комплекса существенного размаха не имели. Обстановка резко изменилась на границе миоцена и плиоцена, когда на юго-востоке Русской платформы интенсивно начали проявляться движения альпийской фазы орогенеза. В это время сформировалась донегеновая речная сеть с глубиной врезов до 200—300 м, которая стала активно дрениро-

вать подземные воды, обусловив карстообразование в трещиноватых карбонатных и сульфатно-галогенных породах. Одновременно на тектонически напряженных участках возникали глубокие трещины, а иногда разрывные нарушения, по которым установилась фильтрационная связь в виде восходящих или нисходящих потоков между зоной активного водообмена и глубокими водоносными горизонтами главным образом перми и карбона.

Важную роль сыграло крутое крыло Жигулевского вала как внутренняя область разгрузки, особенно на отрезке от Верхозима до Зольного Оврага, и меридиональная полоса по левобережью, совпадающая с донегеновой долиной Волги.

На основании гидрогеологической и палеогидрогеологической характеристики палеозойской водонапорной системы на территории Куйбышевского Поволжья можно сделать следующие выводы, имеющие значение при анализе условий формирования и размещения нефтегазовых скоплений.

1. Все промышленные залежи нефти и газа приурочены к зоне с весьма затрудненным водообменом (пермь, карбон, карбонатная часть верхнего девона) и к зоне с застойным режимом (терригенная толща верхнего и среднего девона).

2. Современная гидродинамическая обстановка в продуктивных пластах палеозоя обеспечивает сохранение залежей нефти и газа практически в любых структурных ловушках. Под влиянием региональных градиентов напора можно ожидать только смещение нефтяного тела в ловушке на 1,0—1,5 м/км.

3. Степень динамичности пластовых вод и связь их с очагами инфильтрации из зоны активного водообмена определяют возможность проявления в некоторых случаях на водо-нефтяных контактах окислительно-восстановительных реакций с участием сульфатов и специфической микрофлоры. С этой точки зрения в менее благоприятных условиях находятся воды перми и карбона, чаще близ местных очагов питания (Сокско-Шешминские поднятия, вершина Жигулевского свода). Наиболее изолированы от воздействия гипергенных факторов воды и нефти в терригенных отложениях девона.

4. На протяжении геологической истории региона в продуктивной толще палеозоя господствовал преимущественно застойный режим, за исключением двух отрезков геологического времени, совпавших с активизацией тектонических движений герцинской и альпийской фаз орогенеза. В конце палеозоя активно проявил себя гидравлический напор со стороны высокогорного Урала, особенно по Камско-Кинельским прогибам, а в позднегерцинское время по тектоническим нарушениям и трещинам резко активировалась вертикальная миграция флюидов. Именно эти два периода сыграли важнейшую роль в процессах формирования и перестроения залежей нефти и газа на юго-востоке Русской платформы.

## ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОТЛОЖЕНИЙ ДЕВОНА И КАРБОНА КУЙБЫШЕВСКОГО ПОВОЛЖЬЯ В СВЯЗИ С ВЫДЕЛЕНИЕМ ЗОН НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ

### ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД

Отложения девона и карбона на изученной территории представлены глинисто-алевритовыми и глинисто-карбонатными породами с прослоями песчаников. В них изучались минералы-индикаторы, указывающие на степень интенсивности окислительных или восстановительных процессов в стадию раннего диагенеза пород.

При выделении минералого-геохимических фаций использованы схемы Г. И. Теодоровича (1954) и Л. А. Гуляевой (1956).

Минералого-геохимические фации выделялись по совокупности литолого-фациальных, палеонтологических, химических и минералогических признаков. Химическими методами в породах определялось содержание форм железа и серы. Для количественной характеристики типов окислительно-восстановительных обстановок среды осадконакопления и для выявления ряда геохимических закономерностей исследованных терригенных отложений Куйбышевского Поволжья были использованы данные по содержанию форм железа, серы и органического углерода согласно методикам, опубликованным ранее в работах Г. И. Теодоровича (1949), Л. А. Гуляевой (1956), Н. М. Страхова, К. Ф. Родионова, Э. С. Залмазона (1957).

Для построения минералого-геохимических карт использовались относительные содержания форм железа в следующих соотношениях (табл. 12).

Резковосстановительная обстановка по количественным показателям часто приближается к сероводородной.

Отличием резковосстановительной обстановки от сероводородной является наличие специфической донной фауны, отсутствующей в сероводородной. Суммарный эффект окислительно-восстановительных процессов выражается через коэффициент восстановленности ( $K_{Fe}$ ), по Н. П. Егоровой. Этот коэффициент представляет величину отношения суммы закисных форм железа к общему содержанию железа реакционно-способного:

$$K_{Fe} = \frac{Fe^{2+} + Fe_{пир}}{Fe^{2+} + Fe_{пир} + Fe^{3+}}$$

Классификация окислительно-восстановительных обстановок по содержанию форм железа .

Тип, подтип	Характеристика окислительно-восстановительной обстановки	S <sub>пир.</sub> , % на породе	Относительное содержание, % от ΣFe <sub>реакц</sub>		
			Fe <sub>пир</sub>	Fe <sup>+2</sup>	Fe <sup>+3</sup>
			Растворимые в 50%-ной HCl		
I	Окислительная	0	0	5—20	80—95
II	Субокислительная	До 0,1	До 5	~50	~50
III	Восстановительная	0,11—1,0			
IIIa	Слабовосстановительная	0,11—0,5	10—35	35—60	5—50
IIIб	Восстановительная	0,51—1,0	25—45	55—75	0—10
IIIв	Резковосстановительная	>1,0	45—97	3—55	0—5
IV	Сероводородная	>1,0	100,0	0—следы	0—следы

Для установления закономерностей изменения геохимической характеристики отложений были изучены 1700 образцов пород из разрезов среднего и верхнего девона, нижнего и среднего карбона Куйбышевского Поволжья.

Ниже приводится геохимическая характеристика отдельных стратиграфических комплексов палеозоя.

Старооскольский горизонт верхнеживетского подъяруса. Как показывают аналитические данные, сульфатная сера в породах почти отсутствует, а содержание сульфидной серы изменяется в широких пределах (0,18—2,02%). Небольшие (0,18—0,28%) концентрации установлены в алевролитах Путиловской и Алексеевской площадей, в глинах содержание увеличивается до 0,67—0,78% (Алексеевская площадь) и достигает 2,02% (Южная). В известняках сульфидная сера составляет 0,75% (Многопольская). Содержание органического углерода изменяется от 0,64% в алевролитах глинистых Путиловской площади до 0,96% в глинах почти черных Южной площади (рис. 31).

Терригенные породы (глины, алевролиты) характеризуются повышенными абсолютными концентрациями железа. Закисное (сидеритное) железо играет значительную роль в общем балансе железа и связано преимущественно с накоплениями глин или алевролитов, что указывает на сравнительно длительное нахождение гелей железа во взвешенном состоянии и осаждение их преимущественно в зоне формирования тонкозернистых отложений. Сульфидного железа почти во всех случаях меньше сидеритового; высокое (1,77%) содержание его установлено в глинах почти черных (Южная площадь), обогащенных органическим углеродом (1,96%) и сульфидной серой (2,02%), что свидетельствует о большей степени восстановленности терригенных отложений с коэф-

фициентом,  $K_{Fe}$ , близким к единице (0,86). В аналогичных породах других разрезов (Путиловская, Алексеевская площади) среди подвижных форм железа основная масса его представлена закисным железом (сидеритом), содержание которого в относитель-

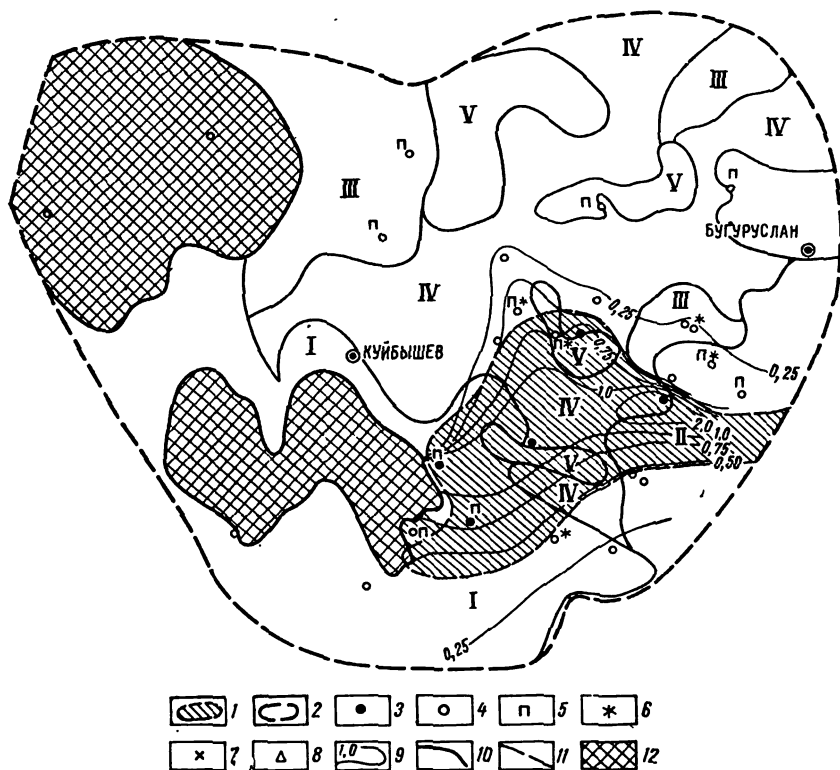


Рис. 31. Карта геохимических фаций отложений старооскольского горизонта Куйбышевского Поволжья.

1 — зона с восстановительной обстановкой; 2 — зона со слабовосстановительной обстановкой; 3 — разрезы с восстановительной обстановкой; 4 — разрезы со слабовосстановительной обстановкой; 5 — пирит; 6 — сидерит; 7 — лептохлорит; 8 — гидрогетит (или гидрогематит); 9 — изолинии содержания органического углерода (остаточного); 10 — границы литолого-фациальных зон; 11 — границы изученности геохимических фаций; 12 — древняя суша.

Литолого-фациальные зоны: I — глины и алевролиты (50%), известняки и мергели (25%), песчаники (25%); II — алевролиты и глины (60%), известняки и мергели (15%), песчаники (25%); III — глины (50%), известняки (10%), алевролиты (15%), песчаники (25%); IV — аналогично зоне II с повышенным содержанием песчаников (13—37%); V — песчаники (13—37%), глины и алевролиты (37%), известняки и мергели (13%).

ных значениях составляет 45—52% или достигает 74%, тогда как относительные значения пиритного железа изменяются в пределах 2—25,2%, коэффициент восстановленности пород в таких разрезах снижается от 0,76 до 0,62.

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что в большей части разрезов формирование пород старооскольского горизонта происходило в условиях сидеритовой геохимической

фации, которая на локальных участках в отдельные отрезки времени сменялись сульфидно-сидеритовой. Литолого-минералогическими исследованиями устанавливается соответствующее формам железа распределение аутигенных минералов. Аутигенные образования железистых карбонатов, в основном сидерита, слагают в терригенных отложениях прослой, линзовидные участки, гнезда и конкреции; наряду с сидеритом в них установлено содержание сульфидов железа, главным образом пирита, реже марказита. Пирит чаще встречается в виде мелких выделений и кубиков, а марказит — шариков и иголок. Сидерит значительно преобладает над пиритом, что характеризует преимущественно сидеритовую фацию или слабовосстановительную обстановку, которая как в разрезе, так и по площади сменяется сульфидно-сидеритовой фацией в условиях восстановительной среды.

Установленная изменчивость минералого-геохимических фаций обуславливается особенностями литологического комплекса в выделенных литолого-фациальных зонах I—V (рис. 27). Для них характерна перемежаемость терригенных и глинисто-карбонатных пород или чередование глин с мергелями и известняками (зоны I, II и IV).

Преобладание среди глинистых минералов гидрослюд и каолинита с подчиненным содержанием бейделлита свидетельствует в основном о слабощелочных, частично щелочных, нейтральных и слабокислых условиях осадконакопления.

Развитию преимущественно сульфидно-сидеритовой фации способствуют терригенные отложения алевролитово-глинистого с песчаниками и глинистого с алевролитами комплексов, которые распространены в литолого-фациальных зонах II—IV и являются составной частью зон I и V (Малышевская, Павловская, Заплавненская, Лебяжнинская, Южная, Многопольская, Степановская площади. Осадки этих разрезов формировались в условиях восстановительной геохимической фации.

В восточной части территории (Долматовская, Неклюдовская, Могутовская площади) окислительно-восстановительная обстановка несколько отличная — в алевролитово-глинистом комплексе с песчаниками и известняками, песчаные разности пород относятся к осадкам субокислительного типа, тогда как в глинах и алевролитах развивалась слабовосстановительная обстановка.

Ниже приводится характеристика органического вещества пород старооскольского горизонта. Из 16 исследованных площадей пять попадают в сульфидно-сидеритовую фацию или восстановительную обстановку. В глинах и глинисто-алевролитовых разностях содержание органического углерода в разрезах этих площадей близко к кларковым значениям или превышает эти значения (Лебяжнинская, Южная и Заплавненская площади). Содержание хлороформенного битумоида на породу изменяется от сотых долей процента (Павловская — 0,02% и Лебяжнинская — 0,03%) до десятых — 0,16% (Южная, Заплавненская площади) и выше.

Подсчет коэффициента битуминозности  $\beta_{0,в}$  с полной очевидностью показывает, что битумоид сингенетичен органическому веществу пород ( $\beta_{0,в}$  изменяется от 1,67 до 6,09%). Отношение  $\frac{ХБ}{СББ}$ , определенное только по образцам одной Многопольской площади, равно 1,5. Компонентный и элементарный состав битумоида А (табл. 13) показывает высокое содержание масел (18,3—43,8%)

Т а б л и ц а 13

Компонентный и элементарный состав хлороформенного битумоида А глинистых пород старооскольского горизонта

Проба	Площадь	Связина	Интервал исследования, м	Порода	Содержание хлороформенного битумоида А, %		Компонентный состав, %				Элементарный состав, %		
					на поруду	на органическое вещество	Масла+петролейно-эфирные смолы	Бензолные смолы	Спирто-бензолные смолы	Асфальтены	Н	С	S+N+O
160	Лебяжинская	37	3283—3288	Глина	0,03	1,67	18,33	19,08	23,66	38,93	—	—	—
95	Заплавненская	50	3395—3400	»	0,156	6,09	43,05	11,04	16,06	29,85	86,07	11,11	2,82
110	Павловская	41	2791—2795	»	0,02	1,88	43,77	15,62	26,33	14,28	86,07	10,50	3,43

в битуме, повышенное содержание водорода (86%) и углерода (10,5—11,1%) и значительное количество гетерогенных компонентов (3,0—3,5%). Приведенные данные по характеристике органического вещества указывают на наличие благоприятных условий для процессов нефтеобразования.

В разрезах площадей с условиями слабовосстановительной обстановки содержание органического углерода в породах значительно ниже и изменяется в глинах различных площадей от 0,16% (Жабинская, Алтуховская) до 0,42 (Майнская) и в алевролитах от 0,22% (Краковская) до 0,64% (Путиловская). Исключение составляет повышенное содержание органического углерода на Красавской площади (1,47%), что, по-видимому, может быть объяснено повышенной карбонатностью породы (нерастворимый остаток в 10%-ной HCl — 41,0%).

Содержание хлороформенного битумоида А в глинистых и алевролитовых породах изменяется от 0,0003% (Жабинская) до 0,17 (Никольская). В основном битумоид составляет 0,02—0,04%



на породу. В пересчете на органическое вещество ( $\beta_{o.v}$ ) в глинистых породах содержание битумоида несколько меньше (0,14—6,6%), чем в алевролитах, в которых  $\beta_{o.v}$  колеблется от 6,7 до 7,41%. Несколько повышенное содержание органического вещества в алевролитах указывает на присутствие в них вторичного битума. Характеристика органического вещества данной зоны свидетельствует о менее благоприятных условиях для процессов нефтеобразования.

Муллинский горизонт. Сульфаты в отложениях этого горизонта почти отсутствуют. Сульфидная сера установлена в алевролитах, где количество ее высокое и достигает 3,77%. В образцах, бедных сульфидной серой, наблюдаются повышенные значения закисного (сидеритного) железа.

Основная масса растворимого в HCl железа выражена сидеритом и реже шамозитом, которые образуют тонкие прослои (Молгачевская, Елховская, Боголюбовская площади и др.).

Железо пиритное наблюдается обычно в разных (0,42—3,4%) количествах. В образцах с высоким (3,4%) содержанием сульфидного железа концентрируются аутигенные образования пирита и отмечаются редкие включения гидроокислов железа.

В алевролитах, обогащенных углефицированными и пиритизированными растительными остатками, нередко наблюдаются повышенные содержания сидерита. Глины, в которых концентрируется органическое вещество, часто обогащаются пиритом, или в них отмечается неравномерное распределение пирита и сидерита.

Высокие концентрации рассеянного пирита микро- и мелкокристаллического локализируются участками и обуславливаются образованиями на ранней стадии диагенеза в отличие от эпигенетических новообразований, наблюдаемых иногда в виде псевдоморфоз как в глинах, так и в карбонатных породах.

Наряду с сидеритом закисное железо присутствует в шамозите, встречаемом в виде зеленовато-бурых оолитов с тонкочешуйчатым строением. Представляют интерес тонкорассеянные в породах железистые карбонаты (сидерит, анкерит), сульфиды железа (пирит, марказит) и лептохлориты (шамозит), образовавшиеся на ранней стадии диагенеза осадка.

Соотношение указанных аутигенных минералов-индикаторов и данных по определениям форм железа в алевролитоглинистых и мергельноглинистых породах выражается выделенными двумя минералогеохимическими фациями — сидеритовой и сульфидно-сидеритовой и соответственно слабовосстановительной и восстановительной обстановками осадконакопления. Для глинистых осадков этого горизонта характерен гидрослюдистый состав и неравномерное распределение примеси каолинита; в базальных пачках глинистый материал почти полностью представлен каолинитом, и в качестве редкой примеси встречаются бейделлит или монтмориллонит.

Органический углерод в породах муллинского горизонта определен в разрезах только трех площадей. В одной из них (Алексеевской), характеризующейся слабовосстановительной обстановкой, содержание углерода в глинах и глинисто-алевролитовых породах довольно однообразно (0,19—0,30%) и составляет в среднем 0,27%. Таким образом, количество органического вещества в этих образцах не достигает 0,5%. Хлороформенный битумоид во многих образцах составляет тысячные доли процента, но встречаются образцы и с большим содержанием (0,015—0,03%). Среднее содержание хлороформенного битумоида в породах 0,01%, что составляет на органическое вещество 3,0%. При изучении последующих разрезов муллинского горизонта на площадях с аналогичной характеристикой органического вещества, можно отметить малоблагоприятные условия для процессов нефтеобразования.

На Кривой Луке в алевролитах органический углерод составляет 0,66% на породу. Содержание хлороформенного битумоида равно 0,01%, что составляет в органическом веществе всего 1,13%.

В разрезе Горбатовской площади органический углерод алевролитов выше кларкового значения (1,73%). Хлороформенный битумоид по данным люминесцентного анализа составляет десятые доли процента на породу (до 0,4%). «Кислый битум» (СББ) также составляет десятые доли процента (до 0,2%). Результаты изучения органического вещества в этом разрезе (Горбатовский) и наличие восстановительной обстановки свидетельствуют о том, что и в муллинском горизонте имелись предпосылки для генерации нефти.

Однако для оконтуривания зоны с благоприятными условиями для нефтеобразования в муллинском горизонте мы не располагали достаточным фактическим материалом.

Пашийский горизонт. В породах пашийского горизонта сульфаты практически отсутствуют или содержание их не превышает десятых (0,1—0,2) долей процента.

Сульфидная сера содержится во всех исследованных образцах; наиболее высокие значения (0,96—2,48%) установлены в глинах темно-серых гидрослюдистого состава и алевролитах глинистых, в которых наблюдаются рассеянные микровключения пирита и сидерита (Троекуровская, Хворостянская, Безенчукская, Боровская, Горбатовская, Южная, Иргизская площади). В тех же литологических разностях содержание органического углерода чаще колеблется в пределах 0,05—0,9% и реже достигает 2,12%.

В общем балансе железа отложения пашийского горизонта обогащены (40—85%) закисным сидеритовым железом, значительная часть которого относится к сидериту, наряду с ним в породах встречаются силикаты железа типа хлоритов (лсптохлориты).

В пределах Бузулукской впадины содержание закисного железа составляет 50—75% (Украинская, Иргизская, Алексеевская, Мнo-

гопольская, Несмеяновская площади); за ее пределами пиритное (сульфидное) железо встречается в различных (3,5—60,5%) количествах. Содержание его изменяется в широких пределах даже по одной площади (Горбатовская, Могутовская). Снижение до 35,2—2,4% отмечается на севере исследованной территории (Чесноковская, Надеждинская, Шунгутская, Радаевская площади), и только лишь в единичных разрезах (Боровская, Алексеевская площади) оно достигает высоких (73,7—100%) значений. Сравнительно невысокие (10,3—28,7%) значения в содержании пиритного железа установлены в восточных разрезах (Красноярская, Султангуловская, Заглядинская площади).

На основании приведенных данных окислительно-восстановительные условия описываемой толщи соответствуют сидеритовой (слабовосстановительная обстановка) и сульфидно-сидеритовой (восстановительная обстановка) минералого-геохимическим фациям, последняя иногда сменяется сидеритово-сульфидной (резковосстановительная).

В отложениях двух последних фаций установлены наиболее высокие абсолютные (0,45—2,12%) значения в содержании органического углерода, который концентрируется в основном в пределах Бузулукской впадины. В ней указанными геохимическими показателями обуславливается благоприятная обстановка для нефтеобразования, преимущественно восстановительная (рис. 32). Она выражена сульфидно-сидеритовой фацией, в которой преобладает аутигенный сидерит и подчиненное значение имеет пирит. Сульфидно-сидеритовая фация развита главным образом в литолого-фациальных зонах IV—VI: из них широкое распространение имеет зона V с глинисто-алевролитово-песчаным комплексом: зоны IV и VI представлены глинисто-алевролитовым с песчаниками и известняками (IV) или глинисто-алевролитовым с песчаниками (VI) комплексами.

За пределами Бузулукской впадины имеет распространение слабовосстановительная обстановка и соответственно сидеритовая минералого-геохимическая фация. Для этой фации характерно преобладание (66,6—67,2%) растворимого в HCl железа, выраженное сидеритом, которое наблюдается по разрезам Березовки и Яблонного оврага; в меньшем количестве (18,9—20%) содержится сульфидное железо.

В Зольном Овраге отмечается неравномерное распределение пирита и сидерита и лишь участками содержание пирита достигает 45—82,5%, а сидерит встречается единичными зернами, что соответствует высокому (до 86,2%) содержанию пиритного железа и низкому (до 5,3%) — закисного.

Аналогичное неравномерное (19,3—73%) обогащение пиритным железом (или пиритом) установлено в глинах и алевролитах по восточным разрезам Самарской Луки (Ширяевский, Жигулевский участки), где в глинах содержание закисного (сидеритного) железа или сидерита увеличивается от 19,2% (Жигулевский) до

66% (Ширяевский). В разрезах Малиновском, Серноводском и Радаевском глины и алевролиты обогащены (70,5—78,8%) закисным железом, выраженным сидеритом, тогда как содержание железа пиритного невысокое (2,4—12,5%).

Высокое содержание (60,5—95,8%) закисного железа установлено в разрезах Раковки, Радаевки, Чесноковки и др. В изученных

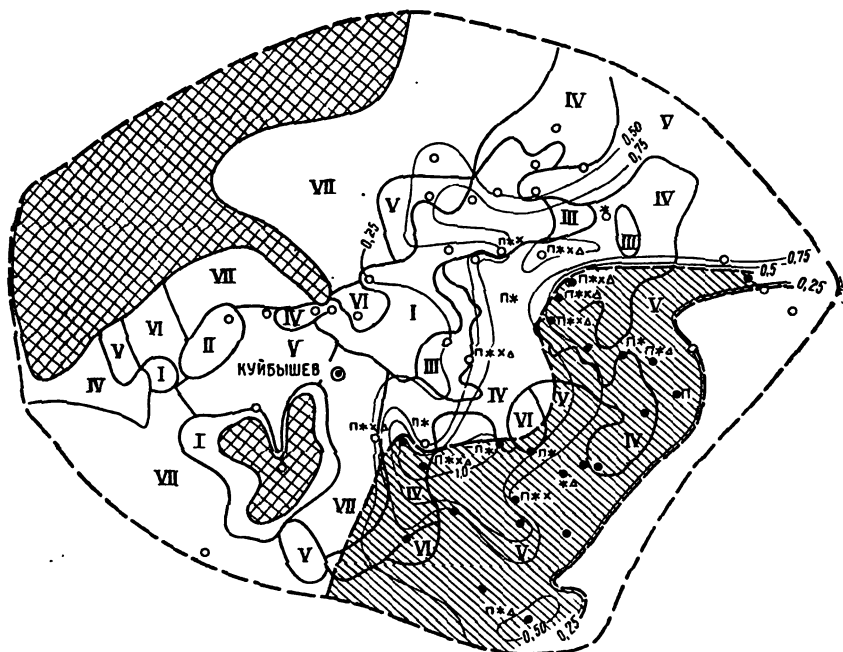


Рис. 32. Карта геохимических фаций отложений пашнейского горизонта Куйбышевского Поволжья.

I — песчанники (38—87%) с прослоями алевролитов и глин; II — песчанники (50—62%), разделяющиеся глинами, известняками и мергелями; III — песчанники (50—75%) с прослоями алевролитов и глин; IV — песчанники (26—75%), разделяющиеся алевролитами, глинами и известняками; V — песчанники (13—50% с прослоями алевролитов и глин; VI — алевролиты с прослоями песчанников (13—37%) и глин; VII — зона с невыясненной литологией. Условные обозначения см. рис. 31.

разрезах аутигенные минералы чаще представлены сидеритом и реже анкеритом, в весьма небольшом количестве встречается пирит. Аутигенные минералы часто наблюдаются в виде зерен неправильной формы, пирит иногда образует сростки кристаллов, маркизит представлен агрегатами округлой формы. На востоке (Красноярский, Султангуловский участки) также преобладает сидеритное железо (37,5—84,7%) и в подчиненном количестве содержится пиритное (10,3—19,8%), еще меньше окисного железа (3,1—9,7%), за исключением единичных образцов (Тарханы), в которых последнее составляет 42,7%. Имеются разрезы (Хворостянский), в которых установлено высокое содержание как

пиритного (53,1%), так и сидеритного (41%) железа в глинах и песчано-алевролитовых породах с различной степенью глинистости и карбонатности: в разрезах пашийского горизонта на Раковской и Боровской площадях интервалы пород, обогащенные пиритом, относительно маломощные.

Пирит нередко представлен рассеянными включениями. На Михайловском, Городецком участках наблюдается перемежаемость зон, обогащенных пиритным железом (46,1—49%) или растворимой в HCl его формой (37,7—42%), что связано с особенностями литологического состава отложенной пашийского горизонта. Для них характерно тонкое переслаивание алевролитового, песчаного и глинистого материала, свидетельствующее о ритмичности в осадконакоплении. В этих осадках наблюдается неравномерное распределение минералов-индикаторов, образовавшихся на ранней стадии диагенеза; исключаются новообразования эпигенетических минералов, входящих в состав цемента алевролитов. Сингенетичный сидерит пелитоморфной структуры нередко образует неправильной формы скопления, прослои или линзы, аутигенный сидерит свидетельствует об относительно спокойных условиях накопления осадков в слабовосстановительной обстановке, где пирит и сидерит концентрируются в виде рассеянных микровключений.

Содержание сульфидной серы более высокое (0,52—0,76%) в глинах и алевролитах Бузулукской впадины; оно снижается (0,28—0,30%) за ее пределами в тех же разностях пород. Содержание органического углерода изменяется соответственно от 0,48—0,64% до 0,10—0,35%. Ими в совокупности обуславливается образование пиритного железа в пределах 0,45—0,66% и сидеритного — 1,26—1,77% во впадине и соответственно 0,24—0,34 и 0,86—1,63% за пределами впадины (табл. 14).

Среди подвижных форм железа основная масса представлена закисным железом в виде сидерита, реже анкерита и лептохлоритов; оно значительно превышает содержание пиритного железа, представленного в виде пирита, реже марказита.

Преобладание закисной растворимой формы железа, обусловившей развитие сидеритовой фации и соответственно слабовосстановительной обстановки осадконакопления в пашийском горизонте, характерно для Куйбышевского Поволжья.

Слабовосстановительные условия осадконакопления связаны с развитием соответствующих литолого-фациальных зон и, главным образом, с зонами, в которых преобладают комплексы алевролитово-песчаный с глинами (I), глинисто-песчаный с известняками (II) или с алевролитами (III, рис. 32).

В некоторых разрезах Самарской Луки (Ширяевская, Зольская, Жигулевская площади) с глинисто-алевролитовым комплексом зоны VI связано развитие слабовосстановительных и участками восстановительных условий осадконакопления.

Обобщая результаты исследований по отдельным разрезам, можно прийти к выводу, что терригенные отложения Бузулукской

Формы серы, железа и органический углерод в породах пашийского горизонта  
Куйбышевской и запада Оренбургской областей

Порода	Количество образцов	Средние содержания, % на породу							Относительное [содержание, % от $\Sigma Fe_{\text{реакц}}$ ]		
		Сорг	Fe <sub>пир</sub>	Fe <sup>2+</sup>	Fe <sup>3+</sup>	общая	сульфидная (пиритная)	сульфатная	Fe <sub>пир</sub>	Fe <sup>2+</sup>	Fe <sup>3+</sup>
				Растворимые в 5%-ной HCl						Растворимые в 5%-ной HCl	
В пределах Бузулукской впадины											
Глина . . . . .	26	0,64	0,66	1,26	0,63	0,77	0,76	0,01	25,9	49,4	24,7
Алевролит . . .	11	0,48	0,45	1,77	0,58	0,52	0,52	сле- ды	16,1	63,2	20,7
За пределами Бузулукской впадины											
Глина . . . . .	31	0,35	0,34	1,63	0,20	0,45	0,38	0,06	15,6	75,1	9,3
Песчаники . . .	34	0,10	0,24	0,86	0,06	0,32	0,28	0,04	20,7	74,1	5,2

впадины, имеющие большую мощность, характеризуются развитием преимущественно восстановительных процессов и реже резковосстановительных. За пределами впадины среда осадконакопления преимущественно слабовосстановительная, за исключением локальных участков, где она переходит в восстановительную, а в Куйбышевском Заволжье (Сергиевский район) частично сменяется окислительной обстановкой (рис. 32).

Содержание углерода в глинах из разрезов площадей, располагающихся в зоне с восстановительной обстановкой, изменяется от 0,16% на породу (Южно-Языковская площадь) до 0,71% на породу (Украинская) и в алевролитах — от 0,37 (Многопольская) до 0,87% на породу (Алексеевская). Содержание хлороформенного битумоида на породу в глинах составляет 0,01% (Жабинская, Колтубанская, Южная, Языковская), 0,03% (Дергуновская) и 0,06—0,08% (Усманская, Несмеяновская, Корнеевская площади). Наряду с этим встречаются площади, где в отдельных образцах глин хлороформенный битумоид составляет 0,2—0,4% (Украинская, Винно-Банновская, Южно-Языковская, Алтуховская, Иргизская). В алевролитах содержание битумоида на породу колеблется от 0,04 (Алексеевская площадь) до 0,16% (Могутовская). По соотношению рассеянного битумоида в органическом веществе ( $\beta_{o,v}$ ) глин можно полагать, что это битумоид автохтонный. Несколько повышенное обогащение битумоидом органического вещества алевролитов ( $\beta_{o,v} = 16,3 \div 26,7\%$ ) может указывать на примесь аллохтонного битумоида в этих литологических разностях.

«Кислая» часть битуминозных компонентов (СББ) в породе для подавляющего большинства разрезов выражается сотыми долями процента и только в отдельных образцах Украинской, Алтуховской и Иргизской площадей достигает 0,1%.

Отношение  $XБ/СББ \geq 1$ , что указывает на восстановленный характер битумоида. Сингенетичность битумоида органическому веществу пород подтверждается анализом компонентного состава битумоида из объединенной пробы глин Дергуновской площади (скв. 7, глубина 3292—3298 м). Содержание масел 20,01%, бензольных смол 20,00%, спирто-бензольных смол 33,17%, асфальтенов 26,82%. Выход битумоида на породу 0,03%,  $\beta_{0,5} = 5,08\%$ .

Изучение органического вещества зоны с восстановительной обстановкой позволяет предположить, что битумоид глинистых пород, исходя из незначительного его содержания в общей массе органического вещества и компонентного состава, представляет собой оставшуюся часть от эмигрировавшей более подвижной части. Этим можно объяснить невысокое количество масел (20,01%) на Дергуновской площади. Следовательно, всю эту зону можно рассматривать в качестве нефтепроизводившей.

В зоне со слабовосстановительной обстановкой терригенные породы содержат несколько больше органического углерода — от 0,16 (Криволукская площадь) до 2,12—2,50% (Горбатовская, Южная площади). Количество хлороформенного битумоида по разрезам многих скважин составляет тысячные (Екатериновская площадь) и десятитысячные доли процента на породу (Криволукская площадь). Наиболее высокий процент хлороформенного битумоида в породе (0,08—0,12%) отмечается в разрезах Горбатовской и Кабановской площадей.

Битуминизация органического вещества ( $\beta_{0,5}$ ) низкая — 0,15—6,18%, т. е. битумоид соответствует имеющемуся органическому веществу. Спирто-бензольный битумоид составляет сотые доли процента. Во всех случаях отношение  $XБ/СББ \leq 1$  (0,5—0,75).

Кыновский горизонт. Сульфаты терригенных отложений представлены следами или сотыми, реже десятими долями процента. Сульфидная сера присутствует в породах горизонта повсеместно. Содержание ее колеблется от 0,06 до 1,85%, высокие значения (0,7—1,85%) установлены в глинах, алевролитах, мергелях Волго-Сокской палеовпадины, и снижение их (0,95—0,06%) установлено за ее пределами.

В формах железа преобладает закисное железо — в виде пиритного (сульфидного) и растворимого в соляной кислоте; последнее присутствует всюду, и содержание его колеблется от 0,29 до 2,54%. По средним значениям растворимое железо наибольшее развитие (0,79—0,98%) имеет в пределах Волго-Сокской палеовпадины, а снижение содержания его от 0,82 до 0,40% наблюдается за ее пределами. Постоянно обнаруживается небольшое (следы — 0,35%) абсолютное количество окисного железа в алевролитах и глинах, которое реже увеличивается от 0,45 до 0,91%

(Лебяжинский, Горбатовский, Многопольский, Подъем-Михайловский участки).

Содержание пиритного железа в тех же литологических разностях изменяется по абсолютным концентрациям в широких пределах (0,05—1,57%), реже наблюдаются более высокие количества (3,14—3,44%), средние значения достигают 0,62—1,82% в породах Волго-Сокской палеовпадины.

Содержание органического углерода в глинах, алевролитах и мергелях изменяется от 0,07 до 1,53%, во впадине увеличивается до 1,83% и за ее пределами не превышает 0,33%. Растворимое в HCl закисное железо в отложениях кыновского горизонта входит в состав главным образом аутигенного сидерита, реже анкерита или глауконита. На карте геохимических фаций кыновского горизонта (рис. 33) видно изменение его содержания в широких пределах (следы—83,8%), из которых преобладают средние значения—20—56,5% и реже встречаются более высокие—66,5—83,8% (Подъем-Михайловская, Радаевская, Березовская, Горбатовская площади). Железо пиритное (сульфидное) во всех литологических разностях чаще имеет высокое (25,6—55,6 или 75,1—100%) содержание (Шунгутовская, Узюковская), реже низкое (8,1—18,2%) (Березовская, Подъем-Михайловская, Радаевская, Горбатовская площади).

Пирит нередко образует псевдоморфозы по растительному детритусу или остаткам фауны, иногда новообразования его отмечаются в виде рассеянных микровключений. В алевролитах пиритом слагается цемент; имеются эпигенетические образования пирита по трещинам. Приведенные данные характеризуют неоднородность геохимических условий осадонакопления в кыновское время (рис. 33).

В значительной части разрезов коэффициент восстановленности высок (0,82—0,92%). Им определяется развитие преимущественно в терригенных отложениях Волго-Сокской палеовпадины сульфидно-сидеритовой фации и соответственно восстановительной обстановки, которая локальными участками в отдельные отрезки времени сменяется сидеритово-сульфидной и, следовательно, резковосстановительной средой осадконакопления (Шунгутский, Узюковский, Горбатовский участки). Восстановительные процессы прослеживаются на юго-востоке от впадины (Южный, Многопольский, Дергуновский участки).

Указанные формы железа и аутигенные минералы-индикаторы, характеризующие сульфидно-сидеритовую и сидеритово-сульфидную фации, в пределах Волго-Сокской впадины распространены в отложениях четырех литолого-фацциальных зон (I, II и IV, V) с глинисто-карбонатным и карбонатно-глинистым литологическими комплексами, содержащими прослой алевролитов и песчаников (рис. 33).

Глины Самарской Луки (Жигулевский, Ширяевский участки) и Ставропольской депрессии (Узюковский) отличаются высокой



пиритизацией, содержание сульфидной серы в них достигает 1,62—3,92% при низком содержании (9,9—3,3%) сидеритного железа. Это свидетельствует о том, что в начальной стадии отложения осадка происходило окисление органического вещества с восстановлением окисного железа в последующую стадию захоронения осадка. За счет восстановления сульфатов создавались

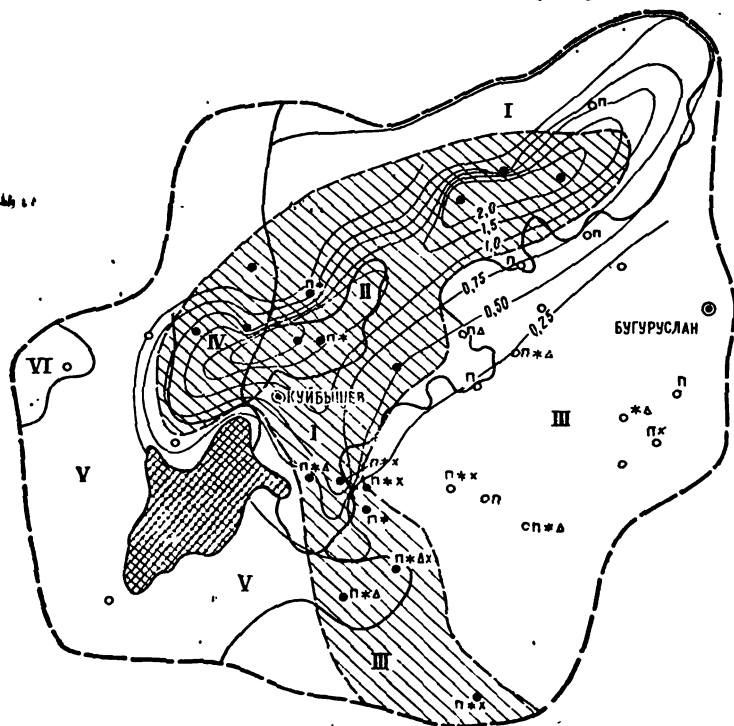


Рис. 33. Карта геохимических фаций отложений кыновского горизонта Куйбышевского Поволжья.

I — известняки, мергели и глины почти в равных количествах с прослоем алевролитово-песчаного состава; II — глины, переслаивающиеся с известняками и мергелями с пластом алевролитово-песчаного состава и с фауной доманикового типа; III — аналогичная I зоне, отличается неравномерным содержанием глины и исчезновением фауны доманикового типа; IV — аналогичная II зоне, отличается появлением еще двух пластов песчаников и чередованием фауны доманикового и недоманикового типов; V — близка к IV зоне, отличается меньшей мощностью карбонатных пород, песчаных прослоев и отсутствием доманиковых фаций; VI — отличается от V зоны меньшей полнотой нижней и верхней частей разреза, большим количеством карбонатов в средней части его и наличием прослоя сидерита. Условные обозначения см. рис. 31.

восстановительные и даже резковосстановительные условия осадко-накопления.

Аналогичные геохимические условия прослеживаются по разрезам Заволжья на севере (Радаевский, Боровский, Шунгутский) и на юге (Рассветский, Горбатовский, Южный, Многопольский, Дергуновский участки). Геохимическая характеристика описываемых отложений кыновского горизонта позволяет считать их

благоприятными для нефтеобразования. В других разрезах, к востоку от Волго-Сокской палеовпадины (Сосновский, Сидоровский, Винно-Банновский, Хилковский, Алтуховский, Малышевский, Подъем-Михайловский, Лебяжинский и другие участки) отложения кыновского горизонта отличаются от вышеописанных развитием сидеритовой фации или слабовосстановительной обстановкой с преобладанием сидеритового железа (55,8—66,5%) при сравнительно невысоких значениях железа пиритного (9,7—25,6%) и окисного (18,6—23,8%), установленных в образцах пород единичных разрезов (Подъем-Михайловский, Лебяжий). Развитие аутигенных образований сидерита приурочено к III литолого-фациальной зоне, представленной глинисто-карбонатным комплексом с алевролитами и песчаниками.

Содержание в породах органического углерода изучено в разрезах 25 площадей. В пределах геохимической фации с восстановительной обстановкой (исследовано 16 площадей) глинистые разности более обогащены органическим материалом по сравнению с алевролитами. Так, содержание органического углерода в глинах колеблется от 0,30% (Украинская) до 3,2% (Ширяевская), составляя в среднем примерно 1,3% на породу. Содержание органического углерода в алевролитах составляет десятые доли процента, не превышая 0,4 (Рассветская площадь). В среднем в алевролитах содержится 0,22% углерода на породу.

Содержание хлороформенного битумоида в породах изменяется в основном от сотых долей процента (0,01) до 0,1% как в глинах, так и в алевролитах. Содержание битумоида в органическом веществе (коэффициент  $\beta_{o.v}$ ) в большинстве случаев не превышает 6,8%, что свидетельствует о сингенетичности битумоида органическому веществу.

В табл. 15 приводится компонентный состав хлороформенного битумоида А (пробы 168, 156, 158, 148, 154).

Компонентный состав битумоида алевролитов Дергуновской площади, содержащий 55% масел и 13% асфальтенов, вполне подтверждает аллохтонный характер битумоида. Относительно высокий выход масел в битумоидах (28,6—47,6) глини и алевролитов при низком  $\beta_{o.v}$  (3,6—6,0%) доказывает наличие основных компонентов нефти (углеводородов). Таким образом, повышенное содержание органического вещества в глинисто-алевролитовых разностях, качественный состав битумоида и наличие восстановительной обстановки дают основание считать, что в пределах рассматриваемой зоны имелись все необходимые условия для процессов нефтеобразования.

В зоне со слабовосстановительной обстановкой (в разрезах площадей Лебяжинской, Подъем-Михайловской, Колтубанской, Алтуховской, Винно-Банновской, Новоаманакской) содержание органического углерода довольно однообразно и составляет в расчете на породу 0,17—0,32%. Выход хлороформенного битумоида 0,01—0,03% на породу и 4,2—8,8% на органическое вещество.

Компонентный состав хлороформенного битумоида А глинистых и глинисто-алевролитовых пород кыновского горизонта

Проба	Площадь	Скважина	Интервал, глубина м	Порода	Содержание хлороформенного битумоида А, %		Компонентный состав, %			
					на породу	на органическое вещество	масла + петролейно-эфирные смолы	бензолые смолы	спирто-бензолые смолы	асфальтены

## Зона с восстановительной обстановкой

168	Дергуновская	22	3246—3248	Алевролит	0,10	62,50	55,62	10,38	20,73	13,27
156	Многопольская	7	3370—3387	»	0,01	3,57	37,63	15,23	30,00	17,14
158	Южная	2	3125	»	0,01	4,54	47,59	9,99	15,15	27,27
148	Горбатовская	52	2840	Глина	0,09	6,00	41,86	14,56	24,32	19,26
154	Рассветская	60	2667	Алевролит	0,02	3,92	28,63	14,06	36,50	20,73

## Зона с слабовосстановительной обстановкой

164	Лебяжинская	37	3118—3123	Глина	0,03	8,82	24,47	15,85	22,02	37,66
166	Подъем-Михайловская	12	3015—3019	»	0,01	4,16	15,27	26,44	31,52	26,77
62	Новоаманская	23	2359—2369	»	0,01	5,00	23,84	10,00	39,16	27,00

В ряде точек «кислый» битумоид (СББ) преобладает над хлороформенным, что даст основание считать характер битумоидов этой зоны менее восстановленным. Это подтверждается и компонентным составом битумоида в разрезах Лебяжинской, Подъем-Михайловской и Новоаманакской площадей. Компонентный состав битумоидов глин (пробы 164, 166 и 62) содержит меньше масел (15,3—24,5%), больше асфальтенов (до 37,7%) по сравнению с битумоидами выше рассмотренной зоны.

Малое количество захороненного материала при ничтожно малом содержании нейтрального битума и его менее восстановленный характер позволяют сделать вывод, что в данной фациальной зоне условия для нефтеобразования были менее благоприятны и масштабы этих процессов были незначительными.

Малиновский надгоризонт. Отложения этого надгоризонта изучались преимущественно по разрезам Кинель-Чер-

касского района (Орлянский, Сидоровский, Хилковский, Репьевский, Дмитриевский, Коханский, Неклюдовский, Жуковский участки). Содержание сульфатов в глинах и алевролитах невысокое (0,13—0,19%). Сера находится в породах почти исключительно в пиритной (сульфидной) форме (1,4—2,96%), концентрации ее в абсолютных значениях довольно высокие (1,25—4,94) и лишь в редких образцах алевролита снижаются до 0,52%.

Для отложений этого надгоризонта характерно высокое содержание пиритного железа (1,1—4,33%), снижающееся до 0,46% (Хилковский).

При наличии высоких накоплений железа сульфидного, установлено неравномерное (следы 4,45%) развитие растворимого в слабой соляной кислоте железа. В ряде разрезов оно практически отсутствует (Орлянский, Сидоровский). Наблюдаются низкие (0,17—0,42%) его значения (Малиновский, Раковский, Радаевский участки) или увеличение их до 0,7—0,82% (Малиновский, Кохановский) и более (1,09—4,45%). Преобладание закисных форм железа при наличии в глинах (34 образца) и алевролитах (9 образцов) значительного количества органического углерода (2,41—2,83%) свидетельствует о развитии в изученных отложениях восстановительных и резковосстановительных процессов на большей части Кинель-Черкасского района.

Относительное содержание пиритного железа колеблется в пределах 23,2—100% (Репьевская, Вольно-Солянская, Дмитриевская, Коханская, Неклюдовская, Жуковская, Сидоровская площади), растворимое в HCl железо чаще составляет 25,4—68,0%. Преимущественно высокими содержаниями органического углерода характеризуется литолого-фациальная зона (I), с глинисто-алевролитово-песчаным литологическим комплексом, в котором сингенетичные минеральные образования выражены рассеянными микровключениями пирита и сидерита (реже), что определяет сидеритово-сульфидную минерало-геохимическую фацию и соответственно резковосстановительную обстановку (рис. 34, зона I).

В других разрезах (Хилковская, Краковская, Екатериновская, Раковская, Орлянская, Радаевская, Малиновская, Елховская площади) наблюдаются переходы к восстановительной обстановке; в них чаще отмечаются высокие значения пиритного железа (72,7—93,3%), сидеритное содержится в небольших количествах (8,3—24,7%), иногда отсутствует (Орлянская).

Установлены высокие абсолютные значения органического углерода (2—5,32%) в различных литолого-фациальных зонах (II—IV) радаевского горизонта.

Описываемые отложения характеризуются коэффициентом восстановленности, равным 0,85—0,95.

Для терригенной толщи малиновского надгоризонта общим признаком является широкое развитие процессов пиритизации, нередко наблюдается замещение пиритом растительных остатков

и имеются эпигенетические его новообразования в трещинах и порах.

Для сидерита наряду с рассеянными включениями характерны конкреционные или линзовидные формы.

Из изложенного следует, что отложения малиновского надгоризонта характеризуются накоплением органического вещества

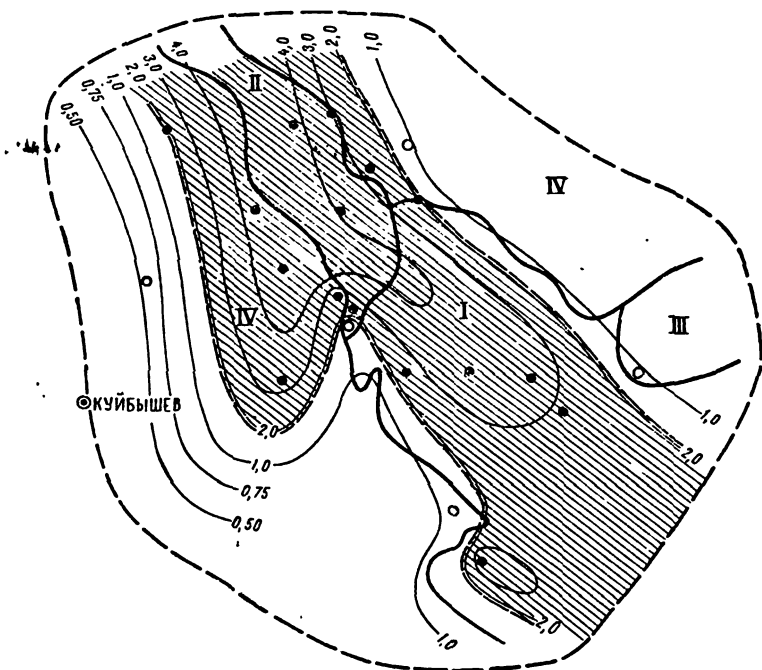


Рис. 34. Карта геохимических фаций отложений малиновского надгоризонта Куйбышевского Поволжья.

*I* — зона максимального развития песчаников (>50%) с прослоями глин и алевролитов; *II* — алевролитово-глинистая зона с прослоями песчаников (25—40%), глин (30—45%), алевролитов (до 30%); *III* — глинисто-алевролитовая зона с прослоями песчаников; *IV* — зона размыва — глина.

Условные обозначения см. рис. 31.

там, где они представлены глинами или алевролитами. Преобладающей формой железа является пиритное.

Неравномерное, иногда низкое содержание или отсутствие сидеритного железа при наличии высокого содержания пиритной его формы свидетельствует об интенсивном восстановительном процессе в осадконакоплении, т. е. о преобладании резко восстановительной обстановки. Наряду с этим установлено, что в Мухановско-Ероховском прогибе в совокупности с сульфидным железом большую роль играет закисно-растворимая (сидеритовая) форма железа, обуславливающая сульфидно-сидеритовую минералого-

геохимическую фацию и соответственно восстановительную обстановку.

Терригенная толща малиновского надгоризонта на территории Куйбышевской области характеризуется значительной обогащенностью органическим веществом по сравнению с породами выше рассмотренных горизонтов среднего и верхнего девона. Содержания органического углерода в глинистых, глинисто-алевролитовых и глинисто-карбонатных породах значительно превышает кларковые. Максимальные концентрации углерода (4,3—5,4% на породу) приурочены к разрезам осевой части Камско-Кинельской впадины (Подгорненская, Коханская, Малиновская, Радаевская площади). На южном участке от центра к западному борту происходит постепенное снижение содержания углерода от 1,56% (Репьевская) до 0,58% (Красноярская). На северном участке содержание углерода в восточном борту составляет 1,35% (Сидоровская).

В малиновском надгоризонте установлена прямая связь содержания органического вещества с мощностью терригенных отложений. Содержание органического углерода показывает, что в этих отложениях в больших масштабах происходило накопление органического материала, а геохимические условия раннего и позднего диагенеза обеспечили постоянство резко восстановительных условий.

Органическое вещество глин малиновского надгоризонта в основной своей массе представлено нерастворимым остатком от 67,0 до 91,0%. Суммарное содержание кислых битуминозных компонентов в Мухановско-Ероховском прогибе составляет 10,5—23,2%, в Усть-Черемшанском — 6,6—14,2%. При этом содержание битуминозных компонентов в расчете на породу в осевой части Мухановско-Ероховского прогиба выше (Кохановский — 0,55%; Дмитриевский — 0,48%) по сравнению с разрезами бортовых участков (Жуковский 0,24%, Красноярский — 0,18%). В Усть-Черемшанском прогибе эта тенденция прослеживается менее отчетливо. Такая же закономерность отмечается и для хлороформенного битумоида А. В то же время в расчете на органическое вещество распределение битуминозных компонентов (А+С) и отдельно для подвижного битумоида для центральных и бортовых участков наблюдается обратное соотношение: в осевой части впадины содержание битумоида меньше, что может быть связано с эмиграцией битумоидов в песчано-алевролитовые породы.

Содержание хлороформенного битумоида А в органическом веществе глин в разрезах центральных площадей Мухановско-Ероховского прогиба составляет 2,7—3,6% (Дмитриевская, Неключовская, Кохановская, а в прибортовой зоне 4,3—8,3% (Жуковская, Красноярская).

На севере в аналогичных частях Камско-Кинельских прогибов содержание хлороформенного битумоида А несколько меньше: 1,1—1,3% (Малиновская, Радаевская площади) и 2,2—5,5% (Орлянская, Сидоровская площади). Более низкое отношение хло-

роформенного битумоида А к спирто-бензольному на данном отрезке указывает на более восстановленный характер битумоида А в юго-восточной части Мухановско-Ероховского прогиба. Это подтверждается и данными компонентного и элементарного состава хлороформенного битумоида А.

На территории Мухановско-Ероховского прогиба содержание масел в битумоиде составляет 21,0—49,0%, а в разрезах Усть-Черемшанского 17,0—38,0%.

Выход углеводов на породу, определенный в масляной фракции Неклюдовской, Коханской и Жуковской площадей, составляет 0,048—0,025%.

По данным элементарного анализа содержание углерода в битумоиде глин изменяется от 76,7 до 85,4%, при изменении содержания водорода от 6,7 до 10,0%. Содержание серы в битумоиде из разрезов Мухановско-Ероховского прогиба 0,66—0,75%, содержание азота превышает содержание серы и составляет 2—3%. В разрезах Усть-Черемшанского прогиба содержание серы резко возрастает и достигает 1,6—3,3%, а содержание азота снижается до 0,73—0,25%.

Приведенная характеристика состава битумоидов свидетельствует о их высокой цикличности, о различии исходного органического вещества и степени его метаморфизма на северном и южном участках Камско-Кинельской впадины в пределах Куйбышевской области.

Наличие гуминовых кислот в глинах и отсутствие их в песчанниках и некоторых алевролитовых разностях указывает на их генетическую принадлежность к органическому веществу.

Присутствие значительных количеств азота в битумоидах и гуминовых кислот в органическом веществе позволяет отнести последнее к сапропелево-гумусовому типу.

Различное соотношение серы и азота в битумоидах южной и северной частей впадины подтверждает различную степень преобразования органического вещества в пределах бурогоугольной стадии.

Отличительный характер органического вещества и его распределение, наличие резковосстановительной обстановки по отношению к органическому веществу дают все основания полагать, что в зоне развития максимальных мощностей малиновской толщи были все необходимые условия для накопления органического вещества и изменения его по пути образования нефтяных углеводородов. Вместе с тем Камско-Кинельские прогибы нельзя рассматривать как единый резервуар, в котором накопление органического вещества и процессы его преобразования протекали по единому плану. Наоборот, фактический материал по органическому веществу, характеру его распределения и геохимическим условиям осадкообразования позволяют выделить в пределах изученного отрезка Камско-Кинельского прогиба два участка: южный и северный.

По содержанию органического вещества, его групповому составу, соотношению битуминозных компонентов и характеру хлороформенного экстракта битума А и по интенсивности процессов его изменения наиболее благоприятные условия для процессов нефтеобразования прослеживаются на южном участке впадины (Мухановско-Ероховский прогиб). По характеру изменения этих компонентов есть основания полагать, что такие же благоприятные условия складывались и на юге — юго-востоке в зоне развития максимальных мощностей на территории Оренбургской области.

На северном участке впадины (Усть-Черемшанский прогиб) по сравнению с южным условия для процессов нефтеобразования были менее благоприятными.

Это положение подтверждается повышенным содержанием гуминовых кислот, менее восстановленным характером битума, меньшим выходом масел и углеводородов.

**Бобриковский горизонт.** На территории Куйбышевского Поволжья обстоятельно изучались породы по разрезам Камско-Кинельской впадины и за ее пределами.

Сульфатная сера установлена в низких концентрациях (0,03—0,22%), преобладает сульфидная сера (0,53—4,62%).

Основная масса железа присутствует в составе пород в виде сульфидов, концентрирующихся главным образом в глинистых и алевролитово-глинистых литологических комплексах; в песчаниках содержание его обычно низкое.

Сульфидное (пиритное) железо имеет повсеместное распространение в терригенных отложениях исследованной территории, которые характеризуются повышенным (0,41—0,87%) и нередко более высоким (1,18—4,57%) накоплением органического углерода (табл. 16).

Сульфидное железо является преобладающей формой в составе реакционно-способного железа.

В пределах Камско-Кинельской впадины абсолютные значения сульфидного железа в отложениях бобриковского горизонта достигают 1,1—5,99%. Их значения снижаются до 0,91—0,55% в разрезах Жуковской и Неклюдовской площадей. Содержание железа, растворимого в слабой соляной кислоте, изменяется в широких пределах (0,03—4,2%), нередко (Радаевская, Малиновская, Яблоневская, Дмитриевская, Неклюдовская, Лебяжинская площади) оно практически отсутствует, а в единичных разрезах (Мухановская площадь) достигает максимального содержания (12,03%).

По относительному содержанию преобладают пиритное железо (57,2—100%), реже значения снижаются до 24,3—10% (Мухановская площадь). Содержание закисного железа, растворимого в соляной кислоте, составляет в большинстве случаев 10,3—33,5% (Бузулукская, Корнеевская, Лебяжинская площади), реже достигает 42,4—76,9% (Мухановская) или почти отсутствует (следы —



Формы серы, железа и органический углерод в породах бобринского горизонта  
Куйбышевской и запада Оренбургской областей

Порода	Количество образцов	Органический углерод	Среднее содержание, % на породу						K <sub>Fe</sub>	Отношение Fe сульфид к Сорг. ост.	Относительное содержание железа, % от Σ Fe реакц.		
			Fe <sub>пир</sub>	Fe <sup>2+</sup>		Fe <sup>3+</sup>		S			Fe <sub>пир</sub>	Fe <sup>2+</sup>	Fe <sup>3+</sup>
				растворимые в 5%-ной HCl	общая	сульфидная (пиритная)	сульфатная						

В пределах Камско-Кинельской впадины

Глина . . . . .	75	3,94	2,90	1,21	0,30	3,46	3,31	0,15	0,93	0,74	65,7	27,4	6,9
Алевролит . . . . .	85	2,95	2,07	1,42	0,40	2,50	2,37	0,13	0,90	0,70	53,2	36,5	10,3
Аргиллит . . . . .	16	3,03	1,43	1,49	0,10	1,68	1,64	0,04	0,97	0,47	47,3	49,3	3,4
Песчаник . . . . .	17	1,18	0,47	0,08	0,13	0,67	0,54	0,13	0,81	0,40	69,8	11,1	19,1
Мергель . . . . .	2	2,45	3,93	0,69	0,63	4,53	4,50	0,03	0,88	1,60	74,8	13,1	12,1
Известняк . . . . .	3	1,24	0,48	Следы	Следы	0,74	0,55	0,19	1,0	0,39	100,0	0	0
Доломит . . . . .	3	0,41	0,46	0,42	0,03	0,58	0,53	0,05	0,97	1,12	50,5	46,1	3,4

За пределами Камско-Кинельской впадины

Глина . . . . .	46	4,57	4,04	0,04	0,06	4,82	4,62	0,20	0,98	0,88	97,6	1,0	1,4
Алевролит . . . . .	58	3,55	2,66	0,08	0,15	3,26	3,04	0,22	0,95	0,75	92,0	2,8	5,2
Аргиллит . . . . .	8	2,62	2,72	0,01	0,06	3,17	3,11	0,06	0,98	1,05	97,5	0,4	2,1
Песчаник . . . . .	11	0,87	0,59	Следы	0,06	0,73	0,68	0,05	0,91	0,68	90,8	0	9,2
Мергель . . . . .	4	0,53	0,96	0,21	0,07	1,23	1,10	0,13	0,94	1,81	77,4	16,9	5,7
Известняк . . . . .	15	0,67	0,14	0,01	0,01	0,24	0,16	0,08	0,94	0,21	87,5	6,3	6,2

4,1%). Породы, лишенные растворимого железа, встречаются в каждом из исследованных разрезов, чередуясь с породами, содержащими такое железо в десятых долях процента. Содержание окисного железа во всех разрезах впадины не превышает 10—15%, или оно отсутствует.

Указанными геохимическими показателями определяется высокий (до единицы) коэффициент восстановленности. Интенсив-

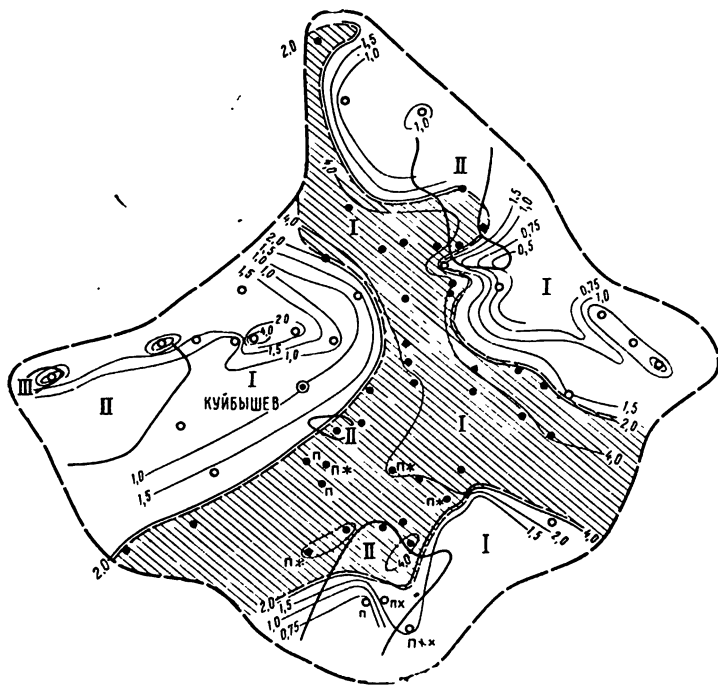


Рис. 35. Карта геохимических фаций отложений бобриковского времени Куйбышевского Поволжья.

*I* — песчаники (>50%) с прослоями (10—50%) глин и алевролитов; *II* — глины (>50%) с прослоями алевролитов (до 30%), песчаников (до 30%); *III* — алевролитово-глинистая зона. Условные обозначения см. рис. 31.

ное развитие процессов восстановления фиксируется в отложениях Камско-Кинельской впадины литолого-фациальных зон *I* и *II*, представленных преимущественно алевролитово-глинистым комплексом с ясно различимыми образованиями органического вещества, нередко в виде растительных углефицированных остатков (рис. 35).

Скопления сульфидного железа обуславливают пиритизацию пород в виде конкреций, глобул, неправильной формы стяжений или рассеянных микровключений; иногда пиритом выполняется растительный детрит или трещины.

Чрезвычайное обилие пирита, точнее обогащение им алевролитно-глинистых отложений и форма его выделений в виде всех разновидностей, от единичных глобул до сцементированных скоплений, позволяет выявить последовательность сульфидообразования и перемещения сульфидов в отложениях.

На одной из начальных стадий литогенеза окисное железо полностью могло быть переведено в пиритную форму в виде сульфидного железа. Оно перемещалось в эпигенетическую стадию литификации, выполняя поровое пространство и трещины в породах.

Железо закисное (сидеритное) локализуется в терригенных, преимущественно глинистых и алевролитовых отложениях (Мухомовская — Восточно-Черновская и др.). В них сидерит образует рассеянные и конкреционные микровключения, которые часто трудно различимы от вмещающего глинистого вещества. Иногда сферолиты сидерита цементируются пелитоморфным сидеритом или конкреции его покрываются пиритом, что отражает последовательность редукции железистых образований по мере усиления восстановительной активности осадков. Последней определяется сидеритово-сульфидная минералого-геохимическая фация и соответственно резковосстановительная обстановка, которая прослеживается на северо-восток (Радаевская, Серноводская, Орлянская, Якушкинская, Шунгутская, Чесноковская площади) и север (Нурлатская, Новоаманакская площадь) от Камско-Кинельской впадины.

На запад и юго-запад от нее (Спиридоновская, Горбатовская, Дергуновская, Алексеевская площади) наблюдается переход от сидеритово-сульфидной к сульфидно-сидеритовой фации в условиях восстановительной обстановки.

Геохимическая среда с преобладанием резко восстановительных процессов прослеживается в отложениях Самаролукского, Восточно-Жигулевского нефтегеологических районов и на востоке изученной территории (Жуковская, Тарханская, Султангуловская, Красноярская площади), за пределами Камско-Кинельской впадины, где распространены вышеуказанные литолого-фациальные зоны I и II.

В алевролитово-глинистых отложениях этих зон развиты те же (пирит, сидерит) аутигенные минералы с преобладанием железа сульфидного (66,6—100%) и небольшим количеством закисного (1,3—24,9%), растворимого в соляной кислоте железа (Шунгутская, Серноводская, Орлянская, Дерюжевская, Сидоровская, Узюковская).

Анализ геохимических показателей свидетельствует о том, что в отложениях бобриковского горизонта наблюдается повышенная концентрация органического вещества во всех литологических разностях, такие породы иногда переходят в прослой с углисто-глинистым материалом или угли с довольно высокой зольностью.

Условия накопления отложений бобриковского горизонта соответствуют резковосстановительной и сероводородной обстановкам,

характеризующимся высокими концентрациями сульфидной серы ( $>1\%$ ) и пиритного железа (до  $100\%$ ). Показателем сероводородной обстановки является отсутствие растворимого в слабой кислоте железа при указанных высоких накоплениях пиритной серы и подтверждается отсутствием в отложениях донной фауны (Радаевская, Яблоневская, Дерюжевская, Чубовская, Горбатовская, Подъем-Михайловская, Покровская площади).

В итоге геохимического изучения отложений на территории Куйбышевского Поволжья обращает внимание высокое накопление в них органического вещества и широкое развитие битуминизации.

Содержание органического вещества бобриковского горизонта изучено в разрезах 57 площадей, из них на 24 площадях получены более полные данные по его характеристике (рис. 35). Содержание органического вещества намного превышает кларковые значения.

Почти все глины бобриковского горизонта содержат углистую массу и обуглившиеся растительные остатки. Этим объясняется большая обогащенность органическим веществом глин. Только на 6 площадях содержание органического вещества менее  $2,0\%$  (Несмеяновская, Орлянская, Иргизская, Безенчукская, Яблоново-Овражная, Жигулевская).

В прослоях углистых глин некоторых площадей органическое вещество достигает  $10\text{--}15\%$  на породу (Гвардейская, Лебяжинская, Подъем-Михайловская, Малиновская).

Несмотря на высокое содержание органического вещества, подвижный битумоид А в породе составляет в основном десятые доли процента. Повышенные концентрации хлороформенного битумоида А встречены в образцах двух площадей: Южной и Рассветской.

В разрезе некоторых площадей количество битумоида в породе снижается до  $0,02\text{--}0,08\%$  (Алексеевская, Горбатовская, Георгиевская, Елховская, Радаевская).

Содержание хлороформенного битумоида А в органическом веществе низкое:  $\beta_{0.в}$  изменяется от  $0,24$  (Комсомольская площадь) до  $6,5\%$  (Рассветская площадь).

Только в глинах трех площадей (Лебяжинской, Дергуновской, Орлянской)  $\beta_{0.в}$  возрастает от  $7,1$  до  $11,8\%$ .

Органическое вещество глин в основной своей массе ( $73\text{--}93\%$ ) представлено нерастворимой в органических растворителях и в щелочах высокополимеризованной органической массой. Битуминозная часть с учетом кислых компонентов составляет от  $6,0\%$  (Малиновская, Радаевская площади) до  $15,0\%$  (Красноярская площадь). Содержание кислого битумоида, как правило, превышает количество нейтрального.

По сравнению с малиновской толщей в бобриковском горизонте прослеживается явная тенденция обогащения битумоида А спирто-бензольными компонентами.

Содержание битумоида С в глинах колеблется в небольших пределах и распространяется на отдельных участках области незаконномерно.

Органическое вещество в алевролитах, так же как и в глинах, представлено на 70—80% нерастворимыми компонентами. Наряду с этим встречаются алевролиты, в которых нерастворимая часть составляет всего лишь 17% (Неклюдовская площадь).

Такие резкие колебания битуминозных компонентов в составе органического вещества алевролитов несомненно связаны с наложением на сингенетичный битумоид эпигенетичного битумоида, не имеющего отношения к данной породе, и свидетельствуют о наличии следов миграции.

Гуминовые кислоты обнаружены в глинистых разностях на всех исследованных площадях от 0,6% (Орлянская, Сидоровская) до 3,0% (Красноярская). В расчете на органическое вещество в алевролитовых разностях гуминовых кислот меньше, чем в глинах, или они полностью отсутствуют (Неклюдовская площадь). Повсеместное присутствие гуминовых кислот в глинах может свидетельствовать о буроугольной стадии преобразования органического вещества и указывать на характер исходного материала.

Элементарный состав гуминовых кислот ( $C=59,2\%$  и  $H=4,05\%$ ) из глин Красноярской площади указывает на невысокую степень метаморфизма органического вещества. Примерно такие же низкие содержания углерода и водорода приводятся в литературе для буроугольной стадии.

Компонентный состав хлороформенного битумоида А глин неоднороден. Как правило, в углистых глинах содержание масел наименьшее — 10,0% (Репьевская площадь). Наибольшее содержание масел — 40,3% получено в битумоиде на Малиновской площади, что, по-видимому, объясняется влиянием Камско-Кинельской впадины. Смолистость битумоидов высокая; спирто-бензольные смолы преобладают над бензольными.

По данным элементарного анализа в составе битумоида углерода 76—79%, водорода 6,5—9,0%. Лишь в разрезе Малиновской площади содержание углерода возрастает до 83,2%, водорода до 10,6% на битумоид. Отмечается сравнительно высокая осерненность битумоида. Количество серы изменяется от 1,68% (Неклюдовская площадь) до 4,4% (Радаевская площадь). Содержание азота значительно ниже, чем серы, и изменяется от 0,21, (Малиновская площадь) до 1,32% (Репьевская площадь).

Таким образом, и по распределению гетероэлементов битумоид А бобриковского горизонта заметно отличается от битумоида А малиновской толщи, что еще раз доказывает, что в бобриковском горизонте и малиновском надгоризонте исходный органический материал, условия его захоронения и последующий процесс преобразования органического вещества были различными.

Из рассмотрения всего аналитического материала следует сделать вывод, что глины бобриковского горизонта и глинистые породы с различной примесью алевритового материала в отличие от выше рассмотренного малиновского надгоризонта характеризуются повышенным содержанием органического вещества и гуминовых веществ, а также повышенным выходом подвижного битумоида А на породу, но более низким по отношению к органическому веществу (Репьевская, Неклюдовская, Сидоровская площади), несколько меньшим количеством масляной фракции в битумоиде и более низким выходом углеводов на породу (бобриковский горизонт — в среднем 0,014%, в малиновской толще — 0,037%).

Сочетание своеобразных условий осадконакопления, высокое содержание в породах органического вещества при пониженном выходе масляной фракции и углеводов дают основание считать, что процесс преобразования органического вещества и накопления нефтяных углеводов был значительно менее интенсивным, чем в малиновской толще, и по своим масштабам не мог обеспечить формирования нефти в пластах бобриковского горизонта, имеющих региональное распространение.

Верейский горизонт. Отложения горизонта изучались по многочисленным разрезам Куйбышевской и частично запада Оренбургской областей, а также севера Казахстана.

Сульфаты имеют повсеместное распространение; характер их распределения в породах по средним значениям выражается близкими и невысокими значениями (0,09—0,26%). Относительно повышенное содержание сульфатов (0,33—0,41%) установлено в песчаниках и известняках. Содержание сульфидной серы изменяется в широких пределах (0,2—3,24%). Породы с повышенным содержанием (близким или равным 1%) сульфидной серы наблюдаются по разрезам Раковской, Путиловской, Кулешовской, Могутовской и других площадей, где они установлены преимущественно в глинах и алевролитах. Значительная часть разрезов характеризуется содержанием сульфидной серы (0,2—0,67%).

Изучение распространения железа, растворимого в слабой соляной кислоте, показало, что оно обнаружено в породах в значительных количествах (1—3,14%). В меньших количествах (<1%) постоянно присутствует окисное железо.

Породы, богатые растворимым железом, характеризуются повышенным содержанием (1,11—2,84%) сульфидной серы (Раковская, Кабановская, Путиловская, Могутовская, Кулешовская, Сидоровская, Южная площади). В породах, богатых сульфидами, растворимого железа >1% (Верхнеорлянская, Кабановская, Семеновская, Михайловская, Дмитриевская, Южная, Украинская площади).

В общем балансе железа наиболее широкое распространение имеет железо, растворимое в слабой соляной кислоте. Относи-

тельные значения его изменяются от 32,8 до 72,3% и редко снижаются от 23,2 до 14%.

Сульфидное железо встречается в различных количествах, которые по абсолютным величинам меняются в пределах 0,2—1,49% и достигают 2,84%. Породы, содержащие повышенные (>1%) количества сульфидного железа, обогащены растворимым железом.

По Л. А. Гуляевой (1956), присутствие растворимого железа, наряду с сульфидами, указывает на то, что накопление сульфидов не связано с отложениями осадков в бассейне с сероводородным заражением. Она считает, что «в толще этих осадков были интенсивно развиты процессы восстановления сульфатов, однако образующийся сероводород связывается с имеющимся в избытке доступным реакцией железом и не выделяется в придонную зону».

В распределении форм железа для глинистых пород не обнаруживается резкого различия между разрезами для различных районов. Наиболее высокие значения относительных содержаний пиритного железа (38,7—82,5%) установлены по некоторым разрезам Кинель-Черкасского (Путиловский участок), Южно-Куйбышевского (Лебяжинский, Кулешовский, Несмеяновский участок) и Самаролукского (Жигулевский участок) районов. Прямой связи между содержанием форм железа и органического углерода или резких различий между разрезами не наблюдается.

Анализ карты геохимических фаций показывает, что для всех изученных разрезов характерно неравномерное (0,23—1,59%) распределение органического углерода. Средние значения его содержания для различных литологических разностей составляют 0,53—0,74% и увеличиваются до 0,98—1% в глинах и алевролитах (рис. 36).

Неравномерность в распределении форм железа и органического углерода затрудняет проследить последовательность процессов минерализации. При взаимодействии органического углерода с железом окисным вначале образуется сидерит и, начиная с момента захоронения, развивается процесс пиритизации. В более поздние стадии литификации появляются стяжения или конкреционные формы сидерита и пирита.

В результате вторичной минерализации происходило заполнение трещин и пустот. Аутигенные образования пирита чаще встречаются в виде зерен неправильной и нередко округлой формы, реже в виде кристаллов с правильными ограничениями. Закисная форма железа, растворимого в слабой соляной кислоте, минералогически выражается в образовании сидерита и лептохлорита, реже анкерита. Наряду с указанными минералами-индикаторами отмечены глауконит и различные окисные соединения железа.

Глауконит в виде более или менее округлых зерен зеленого или светло-бурого цвета обнаружен в камерах фораминифер.

Рассеянные, иногда локализующиеся в линзах и прослоях,





площади). В этих разрезах отложения горизонта характеризуются соответственно слабоокислительной и субокислительной обстановками осадконакопления.

На юге исследованной территории (Кулешовская, Лебяжинская, Южная, Несмеяновская площади) геохимическая обстановка более восстановительная (до резковосстановительной), аналогичные ей условия седиментации установлены в отложенных горизонтах западных (Жигулевская площадь) и северных (Козловская, Сидоровская, Кабановская площади) разрезов.

Для описанных отложений на исследованной территории не свойственна резкая восстановленность пород, что подтверждается значениями коэффициента восстановленности меньше единицы (0,69—0,84); окислительно-восстановительная обстановка в них была неустойчивая. Содержание углерода в глинах верейского горизонта колеблется от 0,23% (Покровская площадь) до 1,59% (Южная площадь).

Органическое вещество глин в основном представлено компонентами, не растворимыми в органических растворителях и щелочах. Содержание их в глинах на большей части Куйбышевской области колеблется от 87,4 до 92,4%.

На Мухановской площади отмечается резкое уменьшение нерастворимых компонентов за счет гуминовых кислот.

Гуминовые кислоты присутствуют в составе органиче-

Таблица 17  
Компонентный и элементарный состав хлороформенного битумида А глинистых пород верейского горизонта

Площадь	Скважина	Интервал исследования, м	Содержание хлороформенного битумида А, %		Компонентный состав, %				Элементарный состав, %		
			на породе	на органическое вещество	Масла+петролейные эфирные смолы	Бензолые смолы	Спиртобензолые смолы	Асфальтены	С	Н	S+N+O
			Дергуновская	2	1786—1804	0,015	1,17	17,4	15,0	32,5	35,1
Кулешовская	62	1667—1719	0,010	1,33	28,51	16,0	33,05	18,15	—	—	—
Благодаровская	70	1785—1799	0,028	2,09	22,0	19,7	44,8	13,5	—	—	—
Михайловская	21	1810—1831	0,034	2,54	31,5	12,9	47,9	8,6	—	—	—
Мухановская	2	1637—1645	0,014	1,69	21,7	14,1	53,7	10,6	—	—	—
Чесновковская	2	1405—1435	0,026	2,44	19,4	16,7	42,4	21,5	—	—	—
	2	873,6—887,5	0,016	1,82	29,9	32,8	27,8	9,5	—	—	—

ского вещества в подавляющем большинстве разрезов.

Выход хлороформенного экстракта в расчете на породу на всей территории характеризуется низкими значениями, не превышающими сотых долей процента. На фоне общей низкой битуминозности глин наблюдается некоторое увеличение содержания битумоида в разрезах нефтеносных площадей (Кулешовская, Благодаровская).

Наличие эпигенетического битумоида по отношению к органическому веществу подтверждается компонентным составом последнего. Из табл. 17 видно, что битумоид, сингенетичный породе (Дергуновская площадь), характеризуется меньшим содержанием масел (17,4%) и повышенным содержанием асфальтенов (35,1%).

На Кулешовской и Благодаровской площадях, где состав битумоида в алевролитистых глинах представлен смесью автохтонного и аллохтонного битумоидов, содержание масел увеличивается до 28,5—31,5%, а содержание асфальтенов уменьшается до 18,1—6,6%. Примесь эпигенетичного битумоида устанавливается элементарным составом хлороформенного битумоида А пробы Кулешовской площади; С 82, 87, Н 9, 66 и (S+N+O) ~4,47%.

Таким образом, низкое содержание органического вещества в породах верейского горизонта, отсутствие следов вторичного битумоида на значительной части территории Куйбышевской области позволяют сделать вывод, что верейские отложения не являлись нефтепроизводившими.

### О МАСШТАБАХ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ В ОТЛОЖЕНИЯХ ДЕВОНА И НИЖНЕГО КАРБОНА НА ТЕРРИТОРИИ КУЙБЫШЕВСКОГО ПОВОЛЖЬЯ

На основании комплекса геохимических и минералого-петрографических критериев на картах геохимических фаций были выделены зоны с предположительно благоприятными условиями для нефтеобразования в девоне и карбоне.

Для приближенной оценки количества генерированных углево-

#### Определение объема

Горизонт	Площадь зоны нефте- образования, км <sup>2</sup>	Средняя мощность отложений в зоне, км	Объем нефте- производящих пород в зоне, км <sup>3</sup>	Глина	
				Мощность, м	Объем, км <sup>3</sup>
Староскольский . . . . .	5758,8	0,067	385,839	25	143,956
Муллинский . . . . .	5800,0	0,068	400,0	26	152,960
Пашийский . . . . .	14923,0	0,045	671,535	7	104,423
Кыновский . . . . .	18715,0	0,102	1911,952	38	724,63
Бобриковский . . . . .	25094,0	0,028	577,162	6	150,582
Елховский . . . . .	5075,0	0,232	1177,40	175	888,11
Радаевский . . . . .	5075,0	0,086	436,45	23	116,75

дородов (расчет выполнен С. Я. Вайнбаумом) по каждому горизонту, в котором были выделены зоны нефтегазообразования, сделан ориентировочный подсчет объема нефтематеринских пород. Результаты этого подсчета представлены в табл. 18. Подсчет объема пород проводился в пределах каждой геохимической зоны, выделенной в старооскольском, пашийском, кыновском горизонтах девона и в малиновском надгоризонте нижнего карбона.

В отложениях муллинского горизонта из-за отсутствия достаточного фактического материала геохимическую зону нефтегазообразования выделить не удалось, поэтому подсчет объема пород в этих отложениях проводился по аналогии со старооскольским.

Определение мощности отложений в пределах каждой геохимической зоны осуществлялось по отдельным литолого-фациальным участкам, входящим в данную зону. При этом за основу бралась средняя мощность пород, определяемая на основании литологического и фаунистического описания и анализа каротажных диаграмм. На основании мощностей отдельных литолого-фациальных участков вычислялась средняя мощность по всей геохимической зоне, по отдельным литологическим разностям: глинам, алевролитам, песчаникам, известнякам и мергелям.

Площадь каждой геохимической зоны определялась планиметром. Наибольший объем пород, способных продуцировать нефть, обнаружен в кыновском горизонте, где он составляет 1911,952 км<sup>3</sup>. Объемы пород по другим горизонтам представлены в табл. 18.

Из отложений терригенного карбона наибольшим объемом нефтепроизводивших пород характеризуется елховский горизонт 1177,4 км<sup>3</sup>, при значительной средней мощности, составляющей 0,232 км.

Для оценки количества нефти, генерированной в пределах выделенных зон нефтегазообразования, мы исходили из следующих основных положений, которые неоднократно высказывались нами и другими исследователями (Вайнбаум, 1960; Неручев, 1962).

1. Расчеты количеств эмигрировавшей нефти должны вестись только по реально нефтепроизводившим толщам, т.е. по таким

Т а б л и ц а 18

нефтепроизводящих пород

Алевролит		Песчаник		Известняк		Мергель		Интервал глубин, м
Мощность, м	Объем, км <sup>3</sup>	Мощность, м	Объем, км <sup>3</sup>	Мощность, м	Объем, км <sup>3</sup>	Мощность, м	Объем, км <sup>3</sup>	
15	86,389	21	120,922	6	34,572	—	—	3100—3700
15	88,240	21	123,520	6	36,280	—	—	—
17	253,707	18	268,614	3	44,791	—	—	3070—3800
10	763,396	10	247,299	—	—	44,0	13,134	2200—3000
4	100,368	13	326,212	—	—	—	—	1600—3000
33	167,43	24	121,86	—	—	—	—	2300—2600
21	106,58	42	213,12	—	—	—	—	2200—2600

отложениям, которые в геологическом прошлом генерировали и отдавали возникшие углеводороды.

2. Расчеты материального баланса процессов нефтеобразования возможны только для изолированного седиментационного бассейна, характеризующегося полной автономностью процессов нефтеобразования, миграции, рассеяния и аккумуляции образовавшейся нефти.

3. Несмотря на то, что вопрос о минимально необходимой глубине погружения осадков для течения процесса нефтеобразования не имеет однозначного решения, за глубину погружения нефтематеринских толщ мы принимаем 1,5 км, необходимую не только для процесса нефтеобразования, но и, главным образом, для выжимания флюидов и начала первичной миграции.

По данным ВНИГРИ, для Волго-Уральской области нефтепроизводившими комплексами являлись бавлинская серия, толща терригенного девона, доманиковые отложения, малиновский надгоризонт, яснополянский надгоризонт (угленосная свита).

Из всей мощной толщи карбонатных отложений среднего и верхнего девона нефтепроизводившими признаются только доманиковые отложения, причем лишь в той части, где они погружены на глубину более 2,5 км.

Карбонатные отложения тульского горизонта, вышележащие отложения верхнего карбона и перми по имеющимся диагностическим признакам в расчет не принимаются.

На основании комплексного изучения геолого-геохимических условий осадконакопления, установления границ распространения геохимических фаций, благоприятных для нефтеобразования, в разрезе палеозоя с учетом глубины их залегания для районов Куйбышевского Поволжья в качестве нефтепроизводивших нами принимаются только толщи терригенного девона и малиновского надгоризонта.

Бавлинские осадки на территории Куйбышевского Поволжья представлены нижнебавлинской серией (боровской свитой) континентального происхождения, с окислительной обстановкой осадконакопления, в связи с чем эти осадки нами в расчет не принимаются.

Доманиковые отложения также исключаются из комплекса нефтепроизводивших пород, поскольку эти отложения в изученных разрезах (Вайнбаум, Тюрин, 1963) характеризуются залеганием битуминозного вещества в разобщенных друг от друга и запечатанных порах, без каких-либо следов заметной эмиграции.

То же самое можно сказать относительно фаменских отложений. Тончайшие поры, заполненные битуминозным веществом (по подавляющему большинству шлифов из карбонатных пород фаменского яруса), чаще всего разобщены, а микротрещины совершенно не содержат битума.

Что касается терригенных пород нижнего карбона, то в отношении их нефтепроизводивших способностей нет единого мнения.

Многие исследователи, занимавшиеся изучением рассеянного органического вещества в отложениях яснополянского надгоризонта нижнего карбона (Козлов, Токарев, 1957), обратили внимание на углистый характер этого вещества и на основании его состава пришли к выводу о ничтожной роли его в процессах нефтеобразования.

Другие исследователи на основании всестороннего изучения геохимических и геологических условий осадконакопления рассматривают толщу пород яснополянского подъяруса «как особо благоприятную для образования нефтяных залежей, для которых она является громадным нефтесборным бассейном» (Гуляева, 1956).

И, наконец, группа исследователей (Левенсон, Кузнецова, Максимова, 1958) пришла к выводу, что признаки нефтеобразующих процессов в рассматриваемых отложениях в значительной степени замаскированы процессами углефикации.

Как показывает фактический материал, характерной особенностью отложений яснополянского подъяруса является обогащение почти всех литологических разностей пород органическим углистым веществом с явно выраженными углефицированными растительными остатками континентального происхождения.

Нефтепроизводящие способности вышележащей толщи среднего карбона также оцениваются нами отрицательно, так как на основании проведенного нами ранее комплексного изучения геохимических фаций было установлено, что геохимические условия осадконакопления в среднем карбоне на территории Куйбышевского Поволжья были неблагоприятными для процессов нефтеобразования как в силу незначительного поступления в осадок органического вещества, так и по причине отсутствия необходимой обстановки для продуцирования углеводородов на значительной части региона.

Исследованиями ВНИГРИ по Волго-Уральской области (Пештич, Преображенская, Иванова, 1963) также отмечается, что в толще отложений среднего и верхнего карбона, нижней и верхней перми, «несмотря на наличие достаточно подробной геохимической информации, нет никаких данных о том, что в какой-либо толще осадков происходили процессы эмиграции нефти из материнских пород, содержащих органическое вещество и рассеянные углеводороды. Поэтому вся эта толща при оценке масс генерировавшейся нефти в расчет не принималась».

Таким образом, все количественные расчеты по масштабам нефтеобразования выполнены для районов Куйбышевского Поволжья по двум толщам: терригенный девон и малиновский надгоризонт (елховский горизонт).

Интенсивность сдвигов в составе органического вещества в толще пород терригенного девона, вызванная эмиграцией наиболее подвижных компонентов его убывает в такой последовательности: глинистые, песчано-алевролитовые, карбонатные породы.

В этих же разностях устанавливаются необходимые геохимические показатели в старооскольском, муллинском, пашийском и

кыновском горизонтах, позволяющие ограничивать зоны распространения геохимических фаций, восстановительных по отношению к органическому веществу и благоприятных для процессов нефтеобразования. Исходя из этого, нами на картах фаций определена площадь распространения сульфид-сидеритовой геохимической фации (восстановительной), отвечающей по своему положению северо-западной части Бузулукской впадины.

Эта площадь составляет 11437,5 км<sup>2</sup>. Средняя мощность отложений нефтепроизводившего комплекса терригенного девона по изученным разрезам составляет 0,294 км, при средней глубине залегания кровли его 2800 м.

Таким образом, общий объем пород терригенного девона в указанных границах составляет 3369,33 км<sup>3</sup>, в том числе: глины — 1126,0 км<sup>3</sup>, песчаники — 1352,17 км<sup>3</sup>, мергели — 13,13 км<sup>3</sup>, известняки — 878,03 км<sup>3</sup>.

Для дальнейших расчетов использована методика С. Г. Неручева.

Определяем остаточное количество сингенетичного битумоида в материнских породах  $Q_{ост}$

$$Q_{ост} = \frac{V_{п} \rho_{п} \alpha_{ср. авт}}{100},$$

где  $V_{п}$  — объем пород;  $\rho_{п}$  — плотность;  $\alpha_{ср. авт}$  — среднее количество автохтонного битумоида материнских пород.

Плотность пород, по данным Н. Я. Качуриной и М. М. Кузнецовой, определяется следующими величинами по отдельным типам пород: глины — 2,70, песчаники — 2,74, мергели — 2,73, известняки — 2,68 г/см<sup>3</sup>.

Приведем для вышеперечисленных типов пород средние значения автохтонного битумоида, вычисленные для терригенного девона из наблюдений по всей Волго-Уральской области по Л. Ф. Кишаш: глинистые породы — 0,021, песчано-алевролитовые — 0,021, известняки и доломиты — 0,057, мергели — 0,081.

Заметим, что эти данные, вычисленные для всей Волго-Уральской области, очень близки к значениям автохтонного битумоида, полученным Н. А. Копровой для тех же типов пород терригенного девона территории Куйбышевского Поволжья.

Пользуясь вышеприведенной формулой подсчитаем количество остаточного сингенетичного битумоида:

$$Q_{ост} \text{ в глинах} = \frac{1126,0 \cdot 2,7 \cdot 0,021}{100} = 0,64 \cdot 10^9 \text{ т,}$$

$$Q_{ост} \text{ в песчаниках} = \frac{1352,17 \cdot 2,74 \cdot 0,021}{100} = 0,78 \cdot 10^9 \text{ т,}$$

$$Q_{ост} \text{ в известняках} = \frac{878,03 \cdot 2,68 \cdot 0,057}{100} = 1,34 \cdot 10^9 \text{ т,}$$

$$Q_{\text{ост}} \text{ в мергелях} = \frac{13,13 \cdot 2,73 \cdot 0,081}{100} = 0,028 \cdot 10^9 \text{ т,}$$

$$Q_{\text{ост}} \text{ (суммарное)} = 2,8 \cdot 10^9 \text{ т.}$$

Для перехода к количеству эмигрировавшей нефти необходимо учесть отношение количества эмигрировавшего битумоида ( $Q_{\text{эм}}$ ) к количеству исходного битумоида ( $Q_{\text{исх}}$ ):

$$K = \frac{Q_{\text{эм}}}{Q_{\text{исх}}}.$$

По данным Л. Ф. Кинаш и других, величина  $K$  для терригенного, девона глинистых пород 0,43, песчано-алевролитовых 0,35, карбонатных 0,2.

Количество эмигрировавшего битумоида определяется как разность между исходным и остаточным битумоидом в породах:

$$Q_{\text{эм}} = Q_{\text{исх}} - Q_{\text{ост}},$$

из соотношения  $K = Q_{\text{эм}}/Q_{\text{исх}}$  следует, что

$$Q_{\text{эм}} = K \cdot Q_{\text{исх}}$$

или

$$Q_{\text{ост}} = Q_{\text{исх}} - K \cdot Q_{\text{исх}} = Q_{\text{исх}} (1 - K),$$

$$Q_{\text{исх}} = \frac{Q_{\text{ост}}}{1 - K},$$

откуда

$$Q_{\text{эм}} = \frac{K \cdot Q_{\text{ост}}}{1 - K}.$$

Используя последнее соотношение и вышеприведенные величины коэффициентов  $K$ , найдем следующие значения  $Q_{\text{эм}}$ : в глинах —  $0,5 \cdot 10^9$  т, в песчаниках —  $0,42 \cdot 10^9$  т, в известняках —  $0,57 \cdot 10^9$  т, в мергелях —  $0,004 \cdot 10^9$  т, суммарное —  $1,5 \cdot 10^9$  т.

Эмигрировавшая нефть в значительной степени рассеивается на пути своей миграции, и только часть образовавшихся углеводородов скапливается в ловушках разного типа в виде залежей.

Для установления количества рассеянных аллохтонных битумоидов воспользуемся соотношениями, вытекающими из специально проведенных исследований ВНИГРИ по диагностике и определению количества эпигенетических битумоидов для пород терригенного девона Волго-Уральской области, согласно которым по территории Куйбышевского Поволжья суммарное количество аллохтонного (эпигенетического) битумоида составит  $Q_{\text{алл. сумм}} \approx 0,880 \times 10^9$  т.

Таким образом, если при миграции нефти было рассеяно  $0,880 \cdot 10^9$  т, то из общей массы эмигрировавшей нефти осталось  $Q_{\text{эм}} - Q_{\text{алл}} = 1,5 \cdot 10^9 \text{ т} - 0,88 \cdot 10^9 \text{ т} = 0,62 \cdot 10^9 \text{ т}$ .

Этого количества нефти достаточно, чтобы сформировать у открытые и прогнозируемые залежи в девоне на территории Кузбывшевского Поволжья. Разумеется, эти величины основанные довольно приближенных исходных данных и та недостаток пока апробированной методике расчета, могут дать общее представление о возможных масштабах генерации нефти за счет неспециализирующихся пород в терригенном девоне Кузбывшевского Поволжья.

Аналогичный расчет для терригенных пород малиновского надгоризонта, развитых в Камско-Кинельских прогибах (елховский горизонт) показывает, что массы нефти, которые, возможно, генерировались в терригенных породах малиновского надгоризонта явно недостаточны для обеспечения реальных запасов нефти карбона и перми. Если даже допустить, что породы бобринковского горизонта также должны быть отнесены к нефтепроизводящим, то как показали расчеты, несмотря на значительно большую площадь распространения, количество эмигрировавших из них битумоидов не превышало  $0,2—0,3 \cdot 10^9$  т.

Таким образом, масштабы нефтеобразования в каменноугольных отложениях имели ограниченный характер и могли служить только источником образования нефтяных залежей в пределах Камско-Кинельских прогибов или в ближайших к ним районах.



## УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА НА ТЕРРИТОРИИ КУЙБЫШЕВСКОГО ПОВОЛЖЬЯ

### СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА ПО РАЗРЕЗУ ПАЛЕОЗОЯ

На территории Куйбышевской области промышленно нефтеносные пласты охватывают 25 стратиграфических подразделений палеозойской системы, начиная с эйфельских отложений среднего девона до нижнеказанского подъяруса верхней перми включительно. Снизу вверх по разрезу наблюдается уменьшение стратиграфического диапазона продуктивности: девонские и нижнекаменноугольные отложения содержат нефть в 17 стратиграфических подразделениях, среднекаменноугольные — в пяти и пермские — в трех.

Запасы нефти по стратиграфическим комплексам залежи распределяются неравномерно. Распределение залежей и нефтегазопоявлений на площадях с промышленной нефтеносностью приведено в табл. 19.

Наибольшее число залежей сосредоточено в каменноугольных отложениях (70,7% выявленных запасов), из них 43,2% падает на нижнекаменноугольные и 27,5% на среднекаменноугольные отложения.

В девонских отложениях насчитывается 109 залежей, содержащих 25,8% от суммы запасов Куйбышевского Поволжья. В пермских отложениях число залежей значительно меньше. Запасы нефти не превышают 3,5%, запасы газа небольшие.

В пределах разреза наиболее широкое развитие имеют залежи нефти, приуроченные к терригенным коллекторам. В терригенных коллекторах установлена 241 залежь, что составляет около 60% от общего числа залежей, содержащих более 65,6% от суммарных запасов. Основные запасы связаны с терригенными коллекторами нижнекаменноугольных отложений. Они составляют 37,0%.

В карбонатных коллекторах выявлены 162 залежи с запасами 34,4%. Запасы нефти в карбонатных коллекторах в основном связаны с отложениями среднего карбона, на долю которых приходится 24,1%, турнейского яруса — 5,6%, перми — 3,5%, и девона — 0,4%. (рис. 37).

Распределение нефти и газа на

Стратиграфическое положение пластов			Пермь					Верхний карбон	Средний карбон										
			Калиновская свита	Казанский ярус	Кунгурский ярус		Артинский ярус	Гжельский ярус	Мячковский горизонт	Подольский горизонт	Каширский горизонт	Вереиский горизонт		Башкирский ярус	Окский надгоризонт				
Индекс пласта			КС	I	Ia	II						A <sub>0</sub>	A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	A <sub>3</sub>	A <sub>4</sub>	O <sub>3</sub>		
Тип коллектора			Карбонатный								Терригенный	Карбонатный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17			
Жигулевский свод	Жигулевская зона	Губинское											нп	нп	нп	нп			
		Карлово-Сытовское												нп	нп	нп	н		
		Березовское												нп	н		нп		
		Яблоневый Овраг												нп	н	нп			
		Жигулевское												нп	нп		нп		
		Стрельненское												нп	нп	нп	нп		
		Зольненское												нп	н	н	нп		
		Волго-Сокское																нп	
		Криволукское												нп	нп			н	
		Комсомольское																	



Стратиграфическое положение пластов		Пермь		Верхний карбон		Средний карбон											
		Калиновская свята	Казанский ярус	Кунгурский ярус	Артинский ярус	Гжельский ярус	Мячковский горизонт	Подольский горизонт	Каширский горизонт	Верецкий горизонт	Башкирский ярус	Окский надгоризонт					
													КС	I	Ia	II	A <sub>0</sub>
Индекс пласта		Тип коллектора						Карбонатный		Терригенный		Карбонатный					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Жигулевский свод	Южно-Жигулевская зона	Заборовское										н	н	н	н		
		Сызранское												н	н	н	
		Аскульское												нп			
		Куйбышевское													нп	н	
	Покровская зона	Томыловское															
		Покровское									нп	н			н	н	н
		Рассветское														г	
		Гражданское										н			нп		
Южный склон Татарского свода Сокско-Шешинская зона	Авралинское																
	Елховское		нп														
	Малиновское																



Стратиграфическое положение пластов			Пермь					Верхний карбон	Средний карбон							
			Калиновская свита	Казанский ярус	Кунгурский ярус			Артинский ярус	Гжельский ярус	Мячковский горизонт	Подольский горизонт	Кашпирский горизонт	Верефский горизонт			Башкирский ярус
Индекс пласта			КС	I	Ia	II					A <sub>0</sub>	A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	A <sub>3</sub>	A <sub>4</sub>	O <sub>2</sub>
Тип коллектора			Карбонатный							Терригенный	Карбонатный					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Сокско-Шешинская зона	Радаевское										нп		нп	нп	нп	
	Боровское											нп	нп	н	н	
	Серноводское													нп	н	
	Якушкинское										нп	нп	н	н	н	
	Шунгутское												нп		н	
	Валентиновское											нп				н
	Восточно-Боголюбское									нп				н	нп	
	Буз-Башское															
	Чесноковское														н	
Большенельская зона	Сосновское	г		нп						н	нп			н	н	
	Дерюжевское	г								н	нп	нп	н	н	нп	



Стратиграфическое положение пластов			Пермь					Верхний карбон	Средний карбон								
			Калиновская свита	Казанский ярус	Кунгурский ярус		Артинский ярус	Гжельский ярус	Мячковский горизонт	Подольский горизонт	Каширский горизонт	Верейский горизонт		Башкирский ярус	Окский надгоризонт		
Индекс пласта			КС	I	Ia	II					A <sub>0</sub>	A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	A <sub>3</sub>	A <sub>4</sub>	O <sub>2</sub>	
Тип коллектора			Карбонатный							Терригенный	Карбонатный						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Южный склон Татарского свода	Большекинешельская зона	Чеховское															
		Новоаманакское	гн		нп								нп				
		Калиновское	гн														нп
		Алешкинское															
		Кротковское											нп	нп	нп	нп	
Бузулукская впадина	Мухановско-Дмитриевская зона	Репьевское	гп	нп													
		Мухановское	г	н		н				нп	нп	нп					
		Восточно-Черновское	гп нп	н	н	нп	нп						нп				
		Новоключевское	нп	н		н	нп										
		Уваровское	г			н									н	н	
		Южно-Уваровское													н		



Нижний карбон											Девон																	
Тульский горизонт		Малиновский надгоризонт					Турнейский ярус				Фаменский ярус			Верхнефранский подъярус			Бурежский горизонт			Кыновский горизонт			Пашийский горизонт			Живетский ярус		
Бобриковский горизонт		Радаевский горизонт		Елховский горизонт			Кизеловский горизонт	Упинский горизонт	Заволжский горизонт		Фаменский ярус	Верхнефранский подъярус		Бурежский горизонт	Кыновский горизонт			Пашийский горизонт			Ардатовские слои	Воробьевские слои	Афонинские слои					
Б <sub>0</sub>	Б <sub>1</sub>	Б <sub>2</sub> -С <sub>1</sub>	Б <sub>3</sub> -С <sub>1a</sub>	С <sub>11</sub>	С <sub>111</sub>	С <sub>11V</sub>	С <sub>1V</sub>	В <sub>1</sub>	В <sub>2</sub>	Д-Л	Д <sub>ф</sub>	Д <sub>фр</sub>	Д <sub>м</sub>	Д <sub>0</sub>	Д <sub>к</sub>	Д <sub>к</sub>	Д <sub>1</sub>	Д <sub>11</sub>	Д <sub>111</sub>	Д <sub>111</sub>	Д <sub>1V</sub>	Д <sub>V</sub>						
Терригенный					Карбонатный						Терригенный																	
18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40						
														н		н												
	н							н								нп	н											
	нп							н								нп	нп											
								нп									н											
	н							н									нп											
	нп							нп									нп	н	н									
	н	нп	н	н	н												н	н	н	н	н							
	нп	нп																										
	н	н					нп										н	н				н						
	н	н	н			н												нп										

Стратиграфическое положение пластов

Пермь

Верхний карбон

Средний карбон

Калиновская свита | Казанский ярус

Кунгурский ярус

Артинский ярус

Гжельский ярус

Мячковский горизонт

Подольский горизонт

Каширский горизонт

Верейский горизонт

Башкирский ярус

Окский надгоризонт

Индекс пласта

КС

I

Ia

II

A<sub>0</sub>A<sub>1</sub>A<sub>2</sub>A<sub>3</sub>A<sub>4</sub>O<sub>2</sub>

Тип коллектора

Карбонатный

Терригенный

Карбонатный

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

Мухановско-Дмитриевская зона

Малышевское

нп

Дмитриевское

г

н

н

нп

н

н

н

Михайловское

г

н

н

н

нп

нп

нп

Коханское

гп

н

н

нп

Подгорненское

гп

нп

нп

нп

Северо-Мухановская зона

Алтуховское

гп

Кинель-Черкасское

нп

нп

Семеновское

нп

нп

нп

Капитоновское

Винно-Банновское

нп

Большетолкайское

г

н



Стратиграфическое положение пластов			Пермь					Верхний карбон	Средний карбон								
			Калиновская свита	Казанский ярус	Кунгурский ярус	Артинский ярус	Гжельский ярус	Мячковский горизонт	Подольский горизонт	Каширский горизонт	Верейский горизонт			Башкирский ярус	Окский надгоризонт		
Индекс пласта			КС	I	Ia	II					A <sub>0</sub>	A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	A <sub>3</sub>	A <sub>4</sub>	O <sub>2</sub>	
Тип коллектора			Карбонатный							Терригенный	Карбонатный						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Бузулукская впадина	Северо-Мухановская зона	Острогорское	г														
		Кожемякское	гп нп	г	н	н											
		Восточно-Кожемякское		г													
		Яблоневское	г	н	нп	н	н										
		Городецкое	г	н	нп	н	нп										
		Новгородское	г	н		нп											
		Скобелевское	г			гп											
	Кулешовская зона	Тверское										нп				нп	
		Парфеновское	гп нп														нп
		Баринское											нп	нп	н	нп	
		Лебяжинское	г	нп		нп			н	нп		н				н г	н



Стратиграфическое положение пластов			Пермь					Верхний карбон	Средний карбон								
			Калиновская свита	Казанский ярус	Кунгурский ярус	Артинский ярус	Гжельский ярус	Мячковский горизонт	Подольский горизонт	Каширский горизонт	Верецкий горизонт	Башкирский ярус	Окский надгоризонт				
Индекс пласта			КС'	I	Ia	II					A <sub>0</sub>	A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	A <sub>3</sub>	A <sub>4</sub>	O <sub>2</sub>	
Тип коллектора			Карбонатный										Терригенный	Карбонатный			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Бузулукская впадина	Кулешовская зона	Утевское						гп нп	нп		нп				нп	н	
		Кулешовское		г		нг			нг	нп	н	н	н	н	н	н	
		Благодаровское		нп						нп		н	нп		н	н	
		Корнеевское														нп	н
		Никольское														н	
		Спиридоновское		нп				нп									
		Красносамарское					н									нп	
		Мало-малышевское		гп	нп									нп		нп	
		Горбатовское														нп	
														нп			

Нижний карбон										Девон												
Турьский горизонт		Бобриковский горизонт		Малиновский надгоризонт		Турнейский ярус			Фамейский ярус		Верхнефранский подъярус		Бурегский горизонт		Кыновский горизонт		Пашийский горизонт		Живетский ярус			
Bo	B1	B2-C1	B3-C1a	CII	CIII	CIV	CV	VI	Vs	D-L	Dф	Dфр	Dм	Do	Dк	Dк	D1	DII	DIII	DIII	DIV	DV
Терригенный					Карбонатный					Терригенный												
18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
	нп							нп										н				
	н																	нп		н	н	
															г		н	н				н
	н																					
	нп							нп														
н	н							н														
	н							нп	нп									н				
	н							нп														

Стратиграфическое положение пластов			Пермь					Верхний карбон	Средний карбон								
			Калиновская свита	Казанский ярус	Кунгурский ярус	Артинский ярус	Гжельский ярус	Мячковский горизонт	Подольский горизонт	Каширский горизонт	Верейский горизонт	Башкирский ярус	Окский надгоризонт				
Индекс пласта			КС	I	Ia	II				A <sub>0</sub>	A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	A <sub>3</sub>	A <sub>4</sub>	O <sub>2</sub>		
Тип коллектора			Карбонатный										Терригенный	Карбонатный			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Бузулукская впадина	Кулепшевская зона	Подъем-Михайловское															
		Веглянское										НП		НП	Г	Н	
	Неклюд.-Долматовская зона	Долматовское	ГП	НП	Н	ГП	Н									НП	
		Колтубанское	Г													НП	
		Неклюдовское	Г	Н	Н	Г	Г							НП		НП	
		Грековское															
		Фатеевское															
	Алексеевская зона	Алексеевское															НП
		Многопольское															
	Борская зона	Максимовское		ГП		НП	Н							Н	НП	Н	



Нижний карбон											Девон																	
Тулский горизонт		Добриковский горизонт		Малиновский надгоризонт				Турнейский ярус			Фаменский ярус			Верхнефранский подъярус			Бурегский горизонт			Кыновский горизонт			Пашийский горизонт			Живетский ярус		
Б <sub>0</sub>	Б <sub>1</sub>	Б <sub>2</sub> -С <sub>1</sub>	Б <sub>3</sub> -С <sub>1a</sub>	С <sub>II</sub>	С <sub>III</sub>	С <sub>IV</sub>	С <sub>V</sub>	В <sub>I</sub>	В <sub>2</sub>	Д-Л	Д <sub>Ф</sub>	Д <sub>ФР</sub>	Д <sub>М</sub>	Д <sub>0</sub>	Д <sub>к</sub>	Д <sub>к</sub>	Д <sub>1</sub>	Д <sub>II</sub>	Д <sub>III</sub>	Д <sub>III</sub>	Д <sub>IV</sub>	Д <sub>V</sub>	Ардатовские слои	Воробьевские слои	Афонинские слои			
Терригенный							Карбонатный							Терригенный														
18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40						
								НП					Н				Н				Н							
	Н							Н	Н																			
НП				Н	Н			Н				Н	Н															
		НП	Н	НП																								
		Н	Н	Н	Н													Н	НП			Н						
	Н							Н	НП	НП						Н												
								НП	Н																			
								Н	Н																			
																Н												

Стратиграфическое положение пластов			Пермь					Верхний карбон	Средний карбон							
			Калиновская свита	Казанский ярус	Кунгурский ярус	Артинский ярус	Гжельский ярус	Мячковский горизонт	Подольский горизонт	Каширский горизонт	Верецкий горизонт	Башкирский ярус	Окский надгоризонт			
Индекс пласта			КС	I	Ia	II					A <sub>0</sub>	A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	A <sub>3</sub>	A <sub>4</sub>	O <sub>2</sub>
Тип коллектора			Карбонатный										Терригенный	Карбонатный		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Борская зона	Баженовское					г	г									нп
	Борское			н		н	н									
Иргизская зона	Иргизское															гп н
Красноярско-Хилковская зона	Красноярское															н
	Белозерское													нп		н
	Чубовское								нп		нп		нп			нп
	Новозапруденское						нп		нп		нп		нп			н
	Алакаевское										нп		нп			н
	Хилковское			нп												н
	Путиловское											нп			нп	н



Стратиграфическое положение пластов			Пермь					Верхний карбон	Средний карбон							
			Калиновская свита	Казанский ярус	Кунгурский ярус	Артинский ярус	Гжельский ярус	Мячковский горизонт	Подольский горизонт	Каширский горизонт	Верецкий горизонт	Башкирский ярус	Окский надгоризонт			
Индекс пласта			КС	I	Ia	II				A <sub>0</sub>	A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	A <sub>3</sub>	A <sub>4</sub>	O <sub>2</sub>	
Тип коллектора			Карбонатный							Терригенный	Карбонатный					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Красноярско-Хилковская зона	Козловское									н	нп			н	н	
	Сидоровское							нп	нп	нп	нп				н	
	Сургутское								нп	нп				нп	н	
Сидоровско-Сарбайская зона	Саврухинское													н	н	
	Сарбайское										нп			н	нп	
	Аделяковское													нп		
	Кабановское															
	Шумаркинское													нп		
	Казанское															
	Садовое													нп	нп	



Стратиграфическое положение пластов			Пермь					Верхний карбон	Средний карбон							
			Калиновская свита	Казанский ярус	Кунгурский ярус	Аргинский ярус	Гжельский ярус	Мячковский горизонт	Подольский горизонт	Каширский горизонт	Верецкий горизонт	Башкирский ярус	Окский надгоризонт			
Индекс пласта			КС	I	Ia	II				A <sub>0</sub>	A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	A <sub>3</sub>	A <sub>4</sub>	O <sub>2</sub>	
Тип коллектора			Карбонатный							Терригенный	Карбонатный					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Сидоровско-Сарбайская зона		Плотниковское														
Раковско-Орловская зона		Северо-Каменское													нп	
		Орловское														
		Пичерское												нп	нп	
		Селитьбенское														
Орлянская зона		Орляское												н	н	
Екатериновская зона		Осиновское														
		Екатериновское														
		Богородское														

Примечание: н — нефтяная залежь; г — газовая залежь; нп — нефтепрояв

Нижний карбон										Девон													
Тулеский горизонт		Маяновский надгоризонт				Турнейский ярус				Фаменский ярус			Верхнефранский подъярус			Кыновский горизонт			Пашийский горизонт		Живетский ярус		
Б <sub>0</sub>	Б <sub>1</sub>	Б <sub>2</sub> -С <sub>1</sub>	Б <sub>3</sub> -С <sub>1a</sub>	С <sub>II</sub>	С <sub>III</sub>	С <sub>IV</sub>	С <sub>V</sub>	В <sub>I</sub>	В <sub>2</sub>	Д-Л	Д <sub>ф</sub>	Д <sub>фр</sub>	Д <sub>м</sub>	Д <sub>о</sub>	Д <sub>к</sub>	Д <sub>к</sub>	Д <sub>1</sub>	Д <sub>II</sub>	Д <sub>III</sub>	Д <sub>III</sub>	Д <sub>IV</sub>	Д <sub>V</sub>	
Терригенный					Карбонатный						Терригенный												
18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	
	нп							н							нп								
	н							н			нп	нп											
													нп					н	н				
				н				нп															
													н		нп								
	н																						
							н											н					
	н	н	н	н	н										нп		н	н					
	нп																	н	н				

леса; нп — газопроявления.

По соотношению флюидов на территории Куйбышевского Поволжья выделяются нефтяные, газонефтяные и газовые залежи. Нефтяные залежи составляют 93,5% от числа всех залежей, газонефтяные и газовые суммарно — 6,5%. Выделенные группы залежей распределяются по разрезу и по стратиграфическим комплексам неравномерно. В нижней части разреза, включающей отложения девона и нижнего карбона, располагаются только нефтяные залежи. В среднем карбоне также преобладают нефтяные залежи, но в последнее время открыты и газовые (Лебяжинская,

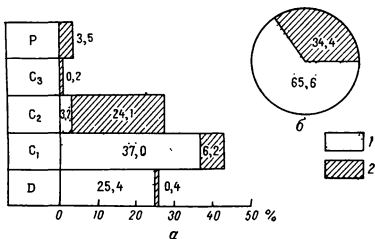


Рис. 37. Распределение первоначальных запасов нефти категорий А+В+С<sub>1</sub> в % от общих запасов в разрезе палеозоя на территории Куйбышевской области

а — по стратиграфическим комплексам, б — по типам коллекторов Коллекторы 1— терригенный, 2— карбонатный

Ветлянская). В пермских отложениях соотношение флюидов более разнообразно. Здесь присутствуют все группы залежей. Газовые залежи, как правило, приурочены к верхней части разреза (к пласту КС калиновской свиты казанского яруса).

В распределении нефтяных залежей по глубинам наблюдается следующая закономерность. Примерно 70% залежей располагается в интервале глубин 1000—3000 м, около 20% — в интервале 500—1000 м, а на глубинах до 500 м и ниже 3000 м — не более 5% залежей в каждом интервале. В интервале 1000—2000 м главным образом сосредоточены залежи нижнего карбона, а в интервале 2000—3000 м — девонские залежи.

В распределении залежей по разрезу терригенной толщи девона наблюдается ясно выраженная приуроченность их к верхней части разреза (к пашийскому горизонту). В пластах среднего девона установлена 21 залежь, из них девять находится в пласте Д<sub>III</sub>. В пластах, залегающих ниже (Д<sub>IV</sub> и Д<sub>V'</sub>) и выше (Д<sub>III'</sub>) по разрезу, количество залежей уменьшается. Залежи нефти в пашийском горизонте имеют наиболее широкое распространение, в них сосредоточено около 13% от всех запасов промышленных категорий.



Нефтяные залежи в кыновском горизонте имеют локальное распространение и приурочены к участкам, где слабопроницаемые глинистые породы замещены песчаниками. Запасы нефти в кыновском горизонте составляют 1,8%.

В карбонатной толще верхнего девона залежи нефти выявлены в бурежском ( $D_m$ ), воронежско-ливенском ( $D_{фр}$ ) горизонтах верхнефранского подъяруса и в данково-лебедянском горизонте ( $D_ф$ ) фаменского яруса. Суммарные первоначальные запасы промышленных категорий в карбонатных коллекторах девона не превышают 0,4%.

В нижнекаменноугольной толще установлено 162 нефтяных залежи, из которых 121 залежь приурочена к терригенным коллекторам и 41 — к карбонатным. Ведущее место по запасам занимают залежи в терригенных коллекторах визейского яруса, на их долю приходится 37,0% от суммы первоначальных запасов.

В отложениях бобриковского горизонта пласт  $B_2$  (индексируемый как пласт  $C_1$  в Камско-Кинельских прогибах) содержит залежи нефти в разрезе 53 месторождений. Суммарные запасы нефти в залежах бобриковского горизонта составляют 25,0%. В тульском горизонте (пласт  $B_0$ ) выявлено 13 залежей с запасами 0,7%.

В карбонатной толще нижнего карбона нефтяные залежи установлены в заволжском (пласт  $D_{11}$ ), упинском (пласт  $B_3$ ), кизеловском (пласт  $B_1$ ) горизонтах турнейского яруса и в окском надгоризонте (пласт  $O_2$ ) визейского яруса. Запасы нефти в карбонатной толще нижнего карбона составляют 6,2%, из них 4,8% падает на пласт  $B_1$ . В окском надгоризонте запасы нефти не превышают 0,6%.

Распределение нефтеносности в нижнекаменноугольных отложениях определяется зоной максимального развития терригенных коллекторов, наличием тектонических зон поднятий и зон литологического и стратиграфического выклинивания песчаных коллекторов. Залежи нефти в карбонатной толще нижнего карбона, имея в виду турнейские отложения, сосредоточены на участках с резким сокращением мощностей терригенных отложений и контролируются коллекторскими свойствами карбонатных пород, подвергавшихся размыву в предвизейское время.

В отложениях среднего карбона выявлено 75 залежей с запасами 24,3%. В отличие от девона и нижнего карбона основная масса запасов связана с карбонатными коллекторами. На их долю приходится 24,1%.

Характерной особенностью распределения залежей в среднекаменноугольных отложениях является их связь с нефтеносностью нижележащих отложений и, в частности, с залежами в нижнем карбоне. Из общего числа месторождений, имеющих залежи в среднем карбоне, только пять месторождений не имеют связи с нижележащими отложениями. Внутри среднекаменноугольного комплекса также четко прослеживается связь вышележащих по разрезу залежей с нижележащими залежами башкирского яруса.

Нефтеносность среднекаменноугольных отложений определяется в основном развитием благоприятных фаций верейского горизонта и предверейским размывом башкирского яруса, а также развитием участков с вторичной доломитизацией.

В пермских отложениях установлено 57 залежей с запасами нефти по категории  $A+B+C_1$  — 3,5% от суммы всех запасов палеозойского разреза.

Количественное распределение залежей нефти и газа, а также первоначальных запасов по отдельным крупным тектоническим элементам Куйбышевского Поволжья представлено в табл. 20, 21 и на рис. 38

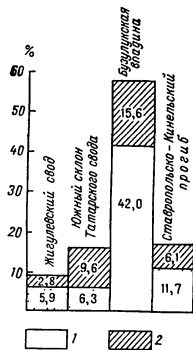


Рис 38. Распределение первоначальных запасов нефти категорий  $A+B+C_1$  по крупным тектоническим элементам.

Коллекторы 1 — терригенный, 2 — карбонатный

На территории Куйбышевской области имеют распространение одноэтажные, двухэтажные, трехэтажные и смешанные типы месторождений. Одноэтажные и двухэтажные месторождения в совокупности составляют около 80% от общего числа всех открытых месторождений.

Месторождения одноэтажного типа встречаются во всех продуктивных комплексах, но чаще всего в девоне и в нижнем карбоне (70% от числа всех одноэтажных месторождений). Минимальное количество одноэтажных месторождений связано с отложениями среднего карбона (7,7%). Примером одноэтажных месторождений являются: Яблоневское (пермь), Шугутское (средний карбон), Стрельненское (нижний карбон), Репьевское (девон). Одноэтажные месторождения содержат не более четырех залежей, в подавляющем же большинстве случаев — не более двух. Месторождения этого типа распространены в пределах всех крупных тектонических элементов, но чаще всего в северо-западной части Бузулукской впадины (50%) и в Ставропольско-Кинельском прогибе.

Пермские одноэтажные месторождения установлены только в пределах северо-западного борта Бузулукской впадины.

Месторождения двухэтажные составляют 31,7% от общего числа всех месторождений Куйбышевской области. Среди них имеются месторождения с диапазоном нефтеносности: пермь + средний карбон — одно месторождение (Максимовское), средний + нижний карбон — 20 (Карлово-Сытовское, Орлянокское, Красноярское, Никольское и др.), нижний карбон + девон — 14 (Радасвское, Капитоновское, Подгорненское и др.). Количество залежей в разрезе двухэтажных месторождений колеблется от двух до девяти, но наиболее часто не более трех-четырёх. Примерно третья часть

## Распределение месторождений нефти и газа по тектоническим элементам

Крупный тектонический элемент	Структурные зоны поднятий	Количество месторождений	Количество залежей по				Общее количество залежей	Первоначальные запасы категорий А+В+С <sub>1</sub> в % к общим запасам по области
			девону	нижнему карбону	среднему + верхнему карбону	перми		
Жигулевский свод	Жигулевская	10	13	17	6	—	36	—
	Южно-Жигулевская	4	—	8	7	—	15	—
	Покровская	4	1	10	4	—	15	—
	Итого	18	14	35	17	—	66	8,7
Южный склон Татарского свода в пределах Куйбышевской области	Сокско-Шешминская	12	3	19	10	—	32	—
	Большекинельская	7	6	9	6	4	25	—
	Итого	19	9	28	16	4	57	15,9
Бузулукская впадина	Мухановско-Дмитриевская	11	27	26	6	18	77	—
	Северо-Мухановская	13	12	5	—	17	34	—
	Кулешовская	16	10	22	17	4	53	—
	Неклюдовско-Долматовская	3	4	7	—	8	19	—
	Алексеевская	4	1	5	—	—	6	—
	Борская	3	1	1	2	6	10	—
	Иргизская	1	—	1	1	—	2	—
	Итого	51	55	67	26	53	201	57,6
Ставропольско-Кинельский прогиб	Красноярско-Хилковская	7	11	15	6	—	32	—
	Сидоровско-Сарбайская	11	13	12	8	—	33	—
	Раковско-Орловская	4	2	2	—	—	4	—
	Екатериновская	3	5	2	—	—	7	—
	Орлянская	1	—	1	2	—	3	—
	Итого	26	31	32	16	—	79	17,8
Всего		114	109	162	75	57	403	100,0

Первоначальные запасы нефти категорий А+В+С<sub>1</sub> по крупным тектоническим элементам

Тектонические элементы	Стратиграфические подразделения	Количество залежей в		Общее количество залежей	Первоначальные запасы, %
		терригенных коллекторах	карбонатных коллекторах		
1	2	3	4	5	6
Жигулевский свод	Девон терригенный	14	—	14	1,3
	Нижний карбон	26	9	35	5,4
	Терригенная толща	26	—	—	4,5
	Карбонатная толща	—	9	—	0,9
	Средний карбон	5	12	17	2,0
	Терригенная толща	5	—	—	0,1
	Карбонатная толща	—	12	—	1,9
Южный склон Татарского свода	Девон терригенный	9	—	9	0,9
	Нижний карбон	20	8	28	8,2
	Терригенная толща	20	—	20	4,9
	Карбонатная толща	—	8	8	3,3
	Средний карбон	4	12	16	6,8
	Терригенная толща	4	—	—	0,5
	Карбонатная толща	—	12	12	6,3
Верхняя пермь	—	4	4	—	
Бузулукская впадина	Девон	51	4	55	17,4
	Терригенная толща	51	—	—	17,2
	Карбонатная толща	—	4	—	0,2
	Нижний карбон	53	14	67	24,0
	Терригенная толща	53	—	—	22,5
	Карбонатная толща	—	14	—	1,5
	Средний карбон	6	17	23	12,5
	Терригенная толща	6	—	—	2,3
	Карбонатная толща	—	15	—	10,2
	Верхний карбон	—	3	3	0,2
	Нижняя пермь	—	40	40	3,5
	Верхняя пермь	—	13	13	—
Ставропольско-Кинельский прогиб	Девон	29	2	31	6,3
	Терригенная толща	29	—	—	6,1
	Карбонатная толща	—	2	—	0,2
	Нижний карбон	22	10	32	5,5
	Терригенная толща	22	—	—	5,2
	Карбонатная толща	—	10	—	0,3
	Средний карбон	2	14	16	6,0
	Терригенная толща	2	—	—	0,4
Карбонатная толща	—	14	—	5,6	

двухэтажных месторождений располагается в пределах северо-западного борта Бузулукской впадины.

Двухэтажные месторождения с диапазоном нефтеносности средний+нижний карбон в основном связаны с поднятиями Жигулевского и южного склона Альметьевской вершины, а нижний карбон+девон с северо-западным бортом Бузулукской впадины и Ставропольско-Кинельским прогибом.

Трехэтажные месторождения представлены двумя типами: пермь+средний+нижний карбон (Уваровское) и средний+нижний карбон+девон (Алакаевское, Яблонный Овраг, Баринское и др.). Число залежей в разрезе колеблется от четырех до восьми. Среди этого типа наибольшее развитие имеют месторождения с диапазоном нефтеносности. средний+нижний карбон+девон, расположенные большей частью в пределах Ставропольско-Кинельского прогиба.

Четырехэтажные месторождения содержат залежи во всех продуктивных комплексах от перми до девона включительно, в них насчитывается наибольшее количество продуктивных пластов (Сосновское, Дерюжевское — 7, Лебяжинское — 9, Дмитриевское — 12, Кулешовское — 13).

Месторождения этого типа установлены на северо-западном борту Бузулукской впадины и южном склоне Татарского свода. В целом они составляют около 4% от общего числа месторождений Куйбышевской области.

Смешанный тип месторождений с двумя этажами представлен тремя классами: пермь+нижний карбон (Колтубанское), пермь+девон (Баженовское) и средний карбон+девон (Криволукское). Этот тип не имеет широкого распространения и составляет не более 5%.

Смешанный тип месторождений с тремя этажами составляет около 6,0% и встречается только в комбинации пермь+нижний карбон+девон (Семеновское, Мухановское, Новоключевское, Михайловское, Коханское, Долматовское, Новоаманакское).

Рассмотрение этажности залежей позволяет наметить следующие закономерности: пермские залежи наиболее часто встречаются в сочетании с залежами нижнего карбона и девона (Баженовская, Семеновская, Мухановская, Новоключевская, Долматовская, Новоаманакская и др.). Анализ геологического строения этих месторождений показывает, что в отложениях среднего карбона отсутствуют надежные покрывки над пластами-коллекторами, что и создает благоприятные условия для перемещения флюидов из нижележащих толщ нижнего карбона и девона в пласты-коллекторы нижней и верхней перми.

В пермском нефтегазоносном комплексе наряду с залежами, имеющими связь с нижележащими отложениями нижнего карбона и девона развиты месторождения одноэтажного типа

Такие сочетания могут быть истолкованы как доказательство того, что формирование пермских залежей осуществлялось за счет

поступления флюидов из нижнего карбона и девона с последующим перераспределением по пластам-коллекторам внутри пермских отложений в процессе ограниченной латеральной миграции.

Для залежей среднего карбона наиболее характерным является двухэтажный тип месторождений: средний карбон + нижний карбон (Якушкинское, Покровское, Орлянское, Ветлянское, Карлово-Сытовское и др.). Одноэтажный тип месторождений в отложениях среднего карбона встречается в единичных случаях.

Корневая связь залежей в среднем карбоне с нижележащими отложениями и почти полное отсутствие одноэтажных месторождений в среднекарбонном комплексе может свидетельствовать о том, что формирование залежей в среднем карбоне определяется вертикальной миграцией флюидов из нижележащих отложений.

В нижнекаменноугольных отложениях залежи либо связаны только с данным комплексом (Буз-Башское, Томыловское и др.), либо сочетаются с залежами в верхних (средний карбон, пермь) и нижних этажах (девон), образуя двух-, трех- и четырехэтажные типы месторождений.

Встречаемость залежей нижнего карбона с залежами в девоне составляет не более 30% от числа всех месторождений.

Значительное развитие одноэтажных типов месторождений (залежей), приуроченных к регионально выдержанному пласту Б<sub>2</sub> бобриковского горизонта, указывает на то, что формирование основной массы залежей нижнего карбона происходило независимо от девонского нефтеносного комплекса.

## УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ НЕФТИ И ГАЗА НА ТЕРРИТОРИИ КУЙБЫШЕВСКОГО ПОВОЛЖЬЯ

### Термодинамические условия недр

«Нормальное» пластовое давление на юго-востоке Русской платформы можно рассматривать как функцию давления гидростатического с некоторым, весьма незначительным, превышением  $p_{пл} > p_{г.с}$  за счет гидродинамической составляющей ( $p_{г.с}$ ), передачи геостатической нагрузки и других причин, перечисление которых можно найти у А. И. Леворсена (1958).

Справедливость этого тезиса подтверждается всем имеющимся фактическим материалом при условии его критического отбора с соблюдением требований к качеству исходных данных. Нормальное пластовое давление должно быть, по крайней мере, равным давлению гидростатическому, под которым подразумевается фактический вес столба жидкости над точкой замера до зеркала грунтовых вод (в отличие от условного гидростатического давления, где плотность воды по всему разрезу принимается равной единице, а за поверхность отсчета — устье скважины).

Важно отметить, что гидростатическое давление должно рассчитываться с учетом последовательного изменения плотности воды от вскрытого горизонта до зеркала грунтовых вод, а не до

устья скважины, как это обычно делается. В равнинной местности поправка на глубину залегания грунтовых вод большого значения не имеет, но в условиях пересеченного рельефа ошибки могут быть очень большими (например, в Жигулевских горах, практически безводных выше уреза Волги).

Таким образом, степень вертикальной гидрогеологической раскрытости оказывает определенное влияние на величину пластового давления. Это убедительно подтверждается сопоставлением пластового давления и условного гидростатического давления ( $p_{у.г.с}$ ) в различных частях исследованной территории. В западных и северных районах, с значительной мощностью зоны активного водообмена, отношение пластового давления к условному гидростатическому колеблется от 1,0 до 1,1, в то время как в юго-восточных районах, где зона рассолов начинается с глубины 250—300 м, превышение пластового давления над  $p_{у.г.с}$  возрастает до 1,13—1,16. Оценивая нормальный или аномальный характер пластового давления, можно принять для северо-западных и центральных районов граничные значения нормального давления  $p_{пл}/p_{у.г.с} = 1,0 \div 1,10$ , а для юго-восточных закрытых районов  $p_{пл}/p_{у.г.с} = 1,10 \div 1,17$ .

Такое сопоставление показано на рис. 39 для 43 участков юго-востока Русской платформы, по которым имеются наиболее достоверные сведения о начальных пластовых давлениях. Подавляющее большинство точек, соответствующих юго-восточным участкам, ложится между граничными линиями  $p_{пл}/p_{у.г.с} = 1,1 \div 1,17$ , а точки западных и северных участков — между линиями  $p_{пл}/p_{у.г.с} = 1,0 \div 1,1$ , т. е. пластовые давления следует признать нормальными и соответствующими фактическому гидростатическому давлению.

Нормальное давление прослеживается до глубин более 4000 м. В скв. 2 Уральская пластовое давление составило 445,2 кгс/см<sup>2</sup> на глубине 4040 м. Это означает, что в преимущественно карбонатном разрезе юго-востока Русской платформы даже на таких глубинах сохраняется отдельная передача геостатической нагрузки по скелету породы и гидростатической — через водонасыщенные поры, трещины и т. д. (Леворсен, 1958). Только одна точка выделяется как аномально высокая — это замкнутый в сульфатно-галогенных породах гидрохимической свиты казанского яруса резервуар на Ташлинской площади, где реликтовые рассолы древнего пермского солеродного бассейна сжаты под избыточным давлением до 50—80 кгс/см<sup>2</sup>. На грани с аномалиями ( $p_{пл}/p_{у.г.с} = 1,17 \div 1,18$ ) находятся пластовые давления в отложениях верхней перми Покровско-Ероховского вала, где развиты тяжелые рассолы плотностью 1,22—1,23 г/см<sup>3</sup>. Важно отметить, что зоны древнего карста в зоне затрудненного и весьма затрудненного водообмена, проявляющие себя катастрофическим поглощением бурового раствора, обладают нормальным пластовым давлением. Впечатление о мнимом дефиците пластового давления создается, когда зоны поглощения вскрываются на тяжелом растворе или же когда после откачки в

замкнутых карстовых резервуарах в них крайне медленно восстанавливается начальное давление

Юго-восточная часть Русской платформы характеризуется умеренным геотермическим режимом. Средние градиенты в интервале глубины от 100 до 1000 м составляют 1,2—1,5°С, а средние температуры на глубине 1000 м редко превышают 25—26°С



Более подробно значение геотермических градиентов для исследуемой территории показано в табл. 22.

Наиболее высокими градиентами характеризуются терригенные глинистые комплексы. Так, в татарских отложениях величина градиента составляет 4,2—4,9°С. Максимальные его значения, достигающие 6°С/100 м, фиксируются в живетских и пашийско-кыновских песчано-глинистых осадках Зольного Оврага (Самарская Лука). Минимальные градиенты в терригенных породах присущи грубозернистым алевролитам и песчаникам бавлинской серии (2,0°С/100, м (Султангуловская площадь)). Карбонатные породы, обладающие более низким тепловым сопротивлением, имеют градиенты от 1,0 до 2,8°С/100 м, а наиболее низкие абсолютные зна-



Геотермические градиенты, °С/100 м (по А. В. Дружинину)

Площадь	Скважина	$P_2 k_z - P_{211f}$	$P_1 k_g - P_2 + a$	$C_2$	$C_{210d+mc}$ $C_2^3$	$C_{1vr}$	$C_2^3$ $C_2^1 OK + srp +$ $+ 11$	$C_{1bb} + C_{1mol}$	$C_1 - D_3^2$	$D_3^1 + D_2^2$
Сызранская . . .	152	—	—	1,6	2,0	2,8	2,0	3,0	2,1	3,0
Зольный Овраг . .	100	—	—	—	2,0	2,8	1,3	3,0	2,0	6,0
Мухановская . . .	41	2,2	1,0	1,7	2,4	2,2—3,4	1,9	4,5	2,8	3,0
Кулешовская . . .	109	—	1,4	1,8	2,8	4,2	2,4	3,0	1,0	—
Пиджгинская . . .	18	1,85	0,95	1,4	1,3	1,35	1,45	3,3	2,3	3,2
Байтаганская . . .	24	—	—	1,0	1,0	2,6	1,2	2,6	1,9	2,5—6,5
Покровская . . .	48	—	—	—	2,2	4,2	2,0	3,9	2,2	—
Султангуловская .	115	—	1,0	1,3	1,6	1,3	—	—	—	—

чения геотермических градиентов присущи галогенным толщам пермского возраста (0,11—0,16°С/100 м).

Абсолютные значения температур изменяются от 9—15°С на глубинах 200—300 м до 96°С на глубине 4063 м (скв. 2, Уральская площадь). Сопоставление карт срезов, построенных А. В. Дружининым для глубин 500, 1000, 2000 и 3000 м (рис. 40), показывает, что существенных изменений в структуре регионального температурного поля в этом диапазоне глубин не происходит.

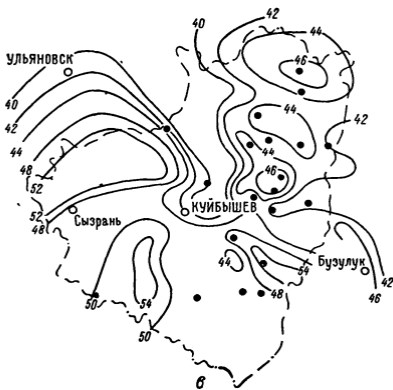
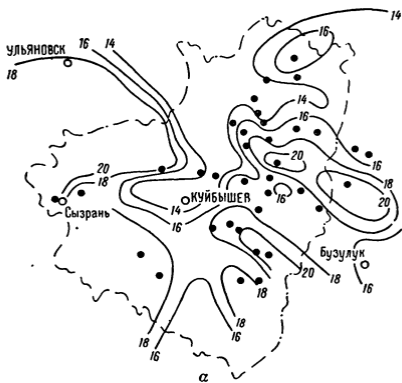
В площадном распределении температурных полей наблюдается определенная закономерность: поля с пониженными температурами располагаются на северо-западе и на востоке (Токмовский свод, Казанская седловина, Оренбургский свод, Шапово-Белебеевский выступ, Бельская депрессия); нормальный тепловой режим характеризует всю центральную часть территории, а на подступах к северному борту Прикаспийской синеклизы начинается зона с повышенным тепловым режимом (города Перелюб, Пугачев, Уралск).

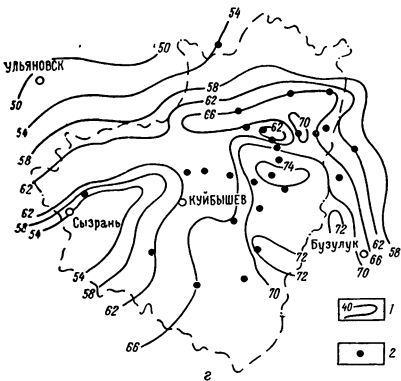
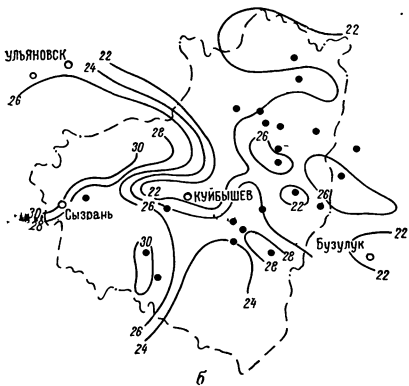
Низкотемпературные поля на вершине Токмовского свода и у границы Русской платформы с Бельской депрессией (Предуральский прогиб) совпадают с участками, где наблюдаются прямые признаки инфильтрации верхних холодных вод.

На геотермических картах выделяется несколько положительных аномалий, приуроченных к линейным дислокациям: Жигулевской, Кулешовской, Покровской и Сокско-Шешминской; А. В. Дружинин связывает природу этих аномалий с восходящим движением нагретых глубинных вод.

Не исключено, что такие аномалии обязаны своим происхождением повышенной плотности теплового потока из недр на тектонически напряженных участках (Поляк, 1962).

При изучении условий формирования залежей нефти большой интерес представляет анализ палеотермодинамических условий с оценкой возможных пластовых давлений и температур на тех от-





резках геологического времени, когда активно протекали процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

В настоящее время на юго-востоке Русской платформы по всему разрезу до 4000 м отмечаются нормальные пластовые давления, т. е. давления, превышающие не более чем на 10—15% условное гидростатическое давление.

Анализируя причины возникновения аномально высоких пластовых давлений (АВПД) на платформах, К. А. Аникиев (1964) пришел к справедливому выводу, что ведущим фактором являются молодые тектонические движения и активные проявления соляной тектоники.

С этой точки зрения в геологической истории юго-востока Русской платформы выделяется конец палеозойской эры, когда происходили интенсивные движения, завершившие герцинский орогенез на Урале и одновременно сформировался уникальный по размерам солеродный бассейн на юго-восточном моноклинальном склоне Русской платформы.

Практически невозможно количественно оценить величину АВПД в резервуарах палеозойской водонапорной системы в данных районах и темпы затухания (оно происходило крайне неравномерно в зависимости от степени замкнутости и упругости резервуаров), но можно без преувеличения принять для территории, находившейся под активным воздействием формирующих давление сил, средний градиент пластового давления порядка  $0,2 \text{ кгс/см}^2/10 \text{ м}$ .

Напомним, что и в настоящее время в юго-восточных районах Куйбышевского Поволжья этот градиент достигает  $0,14—0,15 \text{ кгс/см}^2/10 \text{ м}$ , т. е. находится близко к верхней границе «нормального» пластового давления, равного  $0,16—0,17 \text{ кгс/см}^2$ .

На остальной территории Куйбышевского Поволжья не существовало предпосылок для возникновения АВПД, градиенты пластового давления были близки к современным их значениям, а в допермское время, по-видимому, даже несколько ниже в связи с меньшей гидростатической нагрузкой (подземные воды имели соленость близкую к солености морской воды).

Аномально низкое пластовое давление (АНПД) на платформе может возникнуть при снятии геостатической и гидростатической нагрузок, например при эрозии значительных толщ во время континентальных перерывов, а также в период существования глубоких некомпенсированных осадками долин. В геологической истории юго-востока Русской платформы наиболее благоприятные условия для возникновения АНПД существовали в домалиновское и донеогенное время.

В домалиновское время глубокий (300—400 м) желоб Камско-Кинельского прогиба, лишь частично заполненный осадками и водой, представлял собой палеодепрессию, сыгравшую немаловажную роль при подтягивании флюидов в малиновский бассейн из подстилающих девонских отложений (Зайдельсон, 1966).

Глубокие донеогеновые долины также являлись пьезометрическими минимумами для непосредственно подстилающих их осадков палеозоя (пермь, верхний и средний карбон). Отметим, что в донеогеновых долинах и в настоящее время обнаруживаются признаки разгрузки вод из этих горизонтов.

Палеотемпературный режим палеозойской толщи в геологическом прошлом, по-видимому, отличался от современного. Е. А. Любимова, полагая, что основным источником тепла в земной коре являются процессы радиоактивного распада и что со временем верхняя часть верхней земной коры испытывает постепенное охлаждение, допускает, что в палеозойскую эру подземные слои были более прогреты, чем в настоящее время (Любимова, 1968).

Некоторое представление о возможных палеотемпературах в недрах Куйбышевского Поволжья дают материалы по отражательной способности витринита в углистых включениях песчано-глинистых пород карбона и девона. Рассчитанные по методу И. И. Аммосова (1967) максимальные палеотемпературы, при которых происходила метаморфизация углистого вещества в отложениях нижнего карбона и девона Мухановской тектонической зоны, составляют: для  $C_1$  вв  $T \cong 77,5^\circ C$ , для  $D_{3p}$   $T \cong 100^\circ C$ .

Аналогичные значения палеотемператур получил И. И. Аммосов для Башкирии ( $80-94^\circ C$ ).

При всей условности подобных вычислений можно допустить, что процессы нефтегазообразования в недрах Куйбышевского Поволжья протекали в условиях более напряженного термического режима, чем современный.

### О степени заполнения ловушек нефтью и газом

В процессе струйной миграции нефть и газ заполняют в принципе все ловушки на своем пути до шарнира. Это особенно характерно при движении нефти вдоль оси линейных валов, осложненных локальными брахиантиклинальными поднятиями (наиболее типичная форма структурных ловушек на территории Куйбышевского Поволжья). Только последняя в цепочке ловушка, к которой подступает миграционный поток углеводородов, может оказаться заполненной не на полную емкость. После завершения первого этапа нефтегазонакопления нефть и газ могут частично или полностью уйти из ловушки или же сократиться в объеме, заполняя лишь верхнюю ее часть. Этот последний фактор может иметь значение только для газовых залежей, испытавших резкое погружение. Для нефтяных залежей в связи с низкими коэффициентами сжимаемости жидких углеводородов сокращение объема будет незначительным.

Основной причиной уменьшения количества нефти в ловушке является утечка в вышележащие коллекторы в результате межпластовых перетоков.

Утечки происходят легче по крупным тектоническим трещинам и нарушениям, однако и через ненарушенную покрывку может

фильтроваться нефть и газ, если удерживающая способность слагающих покрывку плотных пород недостаточна, чтобы уравновесить избыточное давление в кровле залежи, создаваемое силой всплывания углеводородов. Несмотря на то, что интенсивность межпластовой миграции через ненарушенные покрывки весьма незначительна по сравнению с фильтрацией по открытым трещинам, большие площади, на которых может осуществляться этот вид перетоков, можно рассматривать как возможный фактор образования многоэтажных месторождений.

Движение углеводородов через ненарушенные покрывки было рассмотрено В. П. Савченко с применением экспериментального материала. Этому вопросу посвящены работы Н. А. Еременко и А. Г. Милешиной (1961), А. А. Ханина (1968), А. И. Леворсена (1958), Джилмен А. Хилла, В. А. Колберна, В. Найта Джека (1967) и др.

Возможность межпластовой миграции зависит от избыточного давления в кровле залежи, создаваемого плавучестью нефти в минерализованной воде и разностью капиллярного давления при переходе из коллектора в покрывку над залежью. Нефть может переходить из крупнопористой среды (коллекторы) в мелкопористую (покрывка), когда капиллярное давление становится достаточным, чтобы преодолеть барьер на границе обеих пористых сред. Такое давление называется «давлением внедрения» (по выражению Савченко) или «входным давлением» (по Джилмену А. Хиллу).

К сожалению, оценка удерживающей способности покрывок практически не проводится. Приведенные в этой работе литолого-фациальные карты позволяют лишь в самых общих чертах оценить характер покрывок по общей мощности и литологическому составу. Поэтому ниже сделана попытка охарактеризовать экранирующие свойства покрывок продуктивных горизонтов на территории Куйбышевского Поволжья, исходя из степени заполнения ловушек и величины избыточного давления в кровле залежей.

С этой целью для ряда нефтяных и газовых залежей были рассчитаны избыточные давления в кровле залежей, возникающие за счет силы всплывания нефти и газа (табл. 23).

Эти данные позволяют высказаться об экранирующей способности покрывок над основными продуктивными пластами. Покрывка пласта КС — казанского яруса, сложенная гипсами, ангидритами и плотными доломитами, способна удерживать залежи с избыточным давлением не более 5—6 кгс/см<sup>2</sup>, т. е. газовые залежи с этажами порядка 50—60 м или нефтяные залежи с этажами до 150—200 м. Хорошие экранирующие свойства покрывки над этим пластом подтверждаются тем, что все ловушки практически заполнены до шарнира.

Глинистая покрывка над пластом ТС уфимского яруса обладает менее высокой, но все же значительной удерживающей способностью, которая позволяет уравновешивать избыточные давления порядка 2,5—3 кгс/см<sup>2</sup>.

## Характеристика условий залегания нефти и газа на месторождениях Куйбышевского Поволжья

Месторождение	Пласт	Кровля пласта (абсолютная отметка), м	ВНК (ВГК) (абсолютная отметка), м	Этаж нефтеносности, газоносности, м	Шарнир лопушки (абсолютная отметка), м	Заполнение лопушки нефтью (газом)	Этаж структурной лопушки, м	Степень заполнения лопушки, %	Плотность в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>		Разность плотностей, г/см <sup>3</sup>	Избыточное давление в кровле залежи, кгс/см <sup>2</sup>
									вода	нефть (газ)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Марасинское	КС	—383	—387	4	Не опр.	Не полностью	Не опр.	Не опр.	1,23	0,05	1,18	0,5
Садкинское	КС	—355	—370	15	»	»	»	»	1,08	0,05	1,03	1,5
Башкатовское	ТС	—281	—297	16	»	»	»	»	1,20	0,05	1,15	1,8
Заглядинское	ТС	—145	—168	23	»	Полностью	»	»	1,12	0,05	1,07	2,5
Султангуловское	ТС	—138	—165	27	»	»	»	»	1,13	0,05	1,08	2,9
Тарханское	ТС	—122	—154	32	»	»	»	»	1,10	0,05	1,05	3,4
Ашировское	ТС	—115	—126	11	»	»	»	»	1,08	0,05	1,03	1,1
Аманакское	КС	—142	—165	13	»	»	»	»	1,04	0,05	0,99	1,3
Дерюжевское	КС	—93	—134	41	»	Не полностью	»	»	1,01	0,05	0,96	3,9
Сосновское	КС	—106	—130	24	»	Полностью	»	»	1,01	0,05	0,96	2,3
Дмитриевско-Луганское	КС	—269	—283	14	»	»	»	»	1,16	0,05	1,11	1,5
Марьевско-Михайловское	КС	—286	—298	12	»	Не полностью	»	»	1,16	0,05	1,11	1,3
Кирюшкинское	КС	—231	—281	50	»	Полностью	»	»	1,12	0,05	1,07	5,3
Городецкое	КС	—356	—378	22	»	»	»	»	1,17	0,05	1,12	2,5
Жуковское	КС	—345	—377	32	»	»	»	»	1,20	0,5	1,15	3,7
Калиновско-Новостепановское	КС	—124	—170	46	»	»	»	»	1,10	0,05	1,05	4,8
Мухановское	K <sub>I</sub>	—362	—378	16	»	»	»	»	1,17	0,82	0,21	0,8
»	K <sub>Ia</sub>	—376	—385	9	»	Не полностью	»	»	1,17	0,82	0,35	0,6
»	K <sub>II</sub>	—374	—394	20	»	Полностью	»	»	1,18	0,82	0,35	0,7
Михайловское	K <sub>I</sub>	—415	—460	45	»	»	»	»	1,17	~0,82	0,35	1,6
Дмитриевское	K <sub>II</sub>	—385	—412	32	»	Не полностью	»	»	1,18	0,05	1,17	3,0
			—417	5						~0,82	0,36	0,2

5,8

3,2

Месторождение	Пласт	Кровля пласта (абсолютная отметка), м	ВНК (ВГК) (абсолютная отметка), м	Этаж нефте- носности, газозности, м	Шарнир ло- вушки (абсо- лютная отмет- ка), м	Заполнение ловушки нефтью (га- зом)	Этаж струк- турной ло- вушки, м	Степень за- полнения ло- вушки, м	Плотность в пла- стовых условиях, г/см <sup>3</sup>		Разность плотностей, г/см <sup>3</sup>	Избыточное давление в кровле зале- жи, кгс/см <sup>2</sup>
									вода	нефть		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Яблоновское	K <sub>I</sub>	-404	-482	78	Не опр.	Полностью	Не опр.	Не опр.	1,17	0,822	0,35	2,7
»	K <sub>I</sub>	-460	-505	45	»	Не полностью	»	»	1,17	0,804	0,37	1,7
»	K <sub>II</sub>	-441	-482	41	»	Полностью	»	»	1,18	0,822	0,36	1,5
Городецкое	K <sub>II</sub>	-490	-505	15	»	»	»	»	1,18	~0,810	0,36	0,5
Хилковское	A <sub>4</sub>	-1260	-1325	65	-1325	»	65	1	1,17	0,808	0,36	2,3
Алакаевское	A <sub>4</sub>	-1181	-1234	53	-1234	»	53	1	1,17	0,805	0,37	2,0
Новозапрудненское	A <sub>4</sub>	-1151	-1173	22	-1173	»	22	1	1,17	0,814	0,36	0,8
Чубовское	A <sub>4</sub>	-1025	-1061	36	-1062	»	36	1	1,17	0,830	0,34	1,2
Красноярское	A <sub>4</sub>	-1015	-1038	23	-1088	»	23	1	1,17	0,884	0,34	0,8
Чубовское	A <sub>3</sub>	-1044	-1044		Не опр.	Не полностью	Не опр.	Не опр.	1,17	0,840	0,33	Не опр.
»	A <sub>2</sub>	-1025	-1025		»	»	»	»	1,17	0,840	0,33	»
Кулешовское	A <sub>4</sub>	-1707	-1595	112	-1701	Полностью	112	1	1,175	0,73	0,44	4,9
»	A <sub>3</sub>	-1569	-1655	86	-1684	Не полностью	115	0,75	1,175	0,70	0,47	4,0
»	A <sub>2</sub>	-1546	-1646	100	-1653	»	107	0,93	1,175	0,71	0,46	4,6
»	A <sub>1</sub>	-1523	-1588	65	-1633	»	110	0,59	1,175	0,709	0,46	3,0
»	A <sub>0</sub>	-1490	-1600	110	-1616	»	136	0,81	1,17	0,705	0,47	5,2
Благодаровское	A <sub>4</sub>	-1675	-1697	22	-1697	Полностью	22	1	1,175	0,73	0,44	1,0
»	A <sub>3</sub>	-1643	-1675	32	-1675	»	32	1	1,17	0,860	0,41	1,3
Лебяжинское	A <sub>4</sub>	-1554	-1589	24—газ	-1589	»	35	1	1,17	0,17	1,0	2,4
»	A <sub>0</sub>	-1459	-1459	11—нефть	-1485	Не полностью	26	1	1,17	0,750	0,42	0,5
Покровское	A <sub>0</sub>	-875	-885	10	Не опр.	»	Не опр.	Не опр.	1,165	0,800	0,36	0,4
»	A <sub>3</sub>	-928	-948	20	»	»	»	»	1,16	0,78	0,38	0,8
»	A <sub>4</sub>	-975	-1005	30	»	»	»	»	1,16	0,75	0,41	1,2
Дмитриевское	A <sub>0</sub>	-1354	-1380	26	»	»	»	»	1,165	0,810	0,26	0,9
Заборовское	B <sub>2</sub>	-894	-910	16	-910	Полностью	16	1	1,12	0,840	0,28	0,4
Сызранское	B <sub>2</sub>	-893	-912	19	-912	»	17	1	1,12	0,840	0,28	0,5



Месторождение	Пласт	Кровля пласта (абсолютная отметка), м	ВНК (ВГК) (абсолютная отметка), м	Этаж нефте- ности, газосности, м	Шарнир ло- вушки (абсо- лютная отмет- ка), м	Заполнение ловушки нефтью (га- зом)	Этаж струк- турной ло- вушки, м	Степень за- полнения ло- вушки, м	Плотность в пла- стовых условиях, г/см <sup>3</sup>		Разность плотностей, г/см <sup>3</sup>	Убыточное давление в кровле зале- жи, кгс/см <sup>2</sup>
									вода	нефть		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Губинское	Б <sub>2</sub>	-945	-960	15	-977	Не полностью	32	0,47	1,12	0,840	0,28	0,4
Карлово-Сытовское	Б <sub>0</sub>	-985	-1025	40	-1052	»	67	0,60	1,12	0,840	0,28	1,1
»	Б <sub>1</sub>	-1003	-1030	27	-1054	»	51	0,53	1,12	~ 0,850	0,27	0,7
»	+ Б <sub>2</sub>	-1010	-1025	15	-1056	»	46	0,33	1,12	~ 0,850	0,27	0,4
Березовское	Б <sub>0</sub>	-1000	-1013	13	-1060	»	60	0,22	1,13	~ 0,850	0,28	0,4
»	Б <sub>1</sub> +Б <sub>2</sub>	-1022	-1035	13	-1075	»	53	0,25	1,13	0,850	0,28	0,4
Яблочный Овраг	Б <sub>0</sub>	-897	-925	28	-1028	»	31	0,90	1,17	0,87	0,30	0,8
»	Б <sub>2</sub>	-910	-930	20	-1058	»	148	0,14	1,17	0,87	0,30	0,6
Стрельный Овраг	Б <sub>2</sub>	-973	-1014	41	-1040	»	67	0,61	1,17	0,79	0,38	1,6
»	В <sub>1</sub>	-1000	-1014	14	-1066	»	66	0,21	1,17	0,80	0,37	0,5
Зольный Овраг	Б <sub>2</sub>	-972	-1020	48	-1028	»	56	0,86	1,17	0,76	0,41	2,0
»	В <sub>1</sub>	-1000	-1028	28	-1050	»	50	0,56	1,17	0,77	1,40	1,1
»	Д-Л <sub>1</sub>	-1065	-1100	35	-1113	»	48	0,73	1,17	0,73	0,44	1,5
Красный Яр	Б <sub>2</sub>	-1473	-1522	49	-1522	Полностью	49	1	1,17	0,81	0,36	1,8
»	В <sub>1</sub>	-1506	-1529	23	-1540	Не полностью	34	0,68	1,17	0,83	0,34	0,8
Белозерское	Б <sub>2</sub>	-1506	-1541	35	-1541	Полностью	35	1	1,17	0,82	0,35	1,2
»	В <sub>1</sub>	-1535	-1541	6	-1565	Не полностью	30	0,20	1,17	0,83	0,34	0,2
Чубовское	Б <sub>2</sub>	-1523	-1548	25	-1548	Полностью	25	1	1,17	0,83	0,34	0,8
»	В <sub>1</sub>	-1553	-1568	15	-1568	»	15	1	1,17	~ 0,840	0,33	0,5
Новозапруденское	Б <sub>2</sub>	-1615	-1672	57	-1672	»	57	1	1,17	~ 0,840	0,33	1,9
»	В <sub>1</sub>	-1672	-1689	17	-1689	»	17	1	1,17	0,86	0,31	0,5
Алакаевское	Б <sub>2</sub>	-1712	-1746	34	-1746	»	34	1	1,17	0,79	0,38	1,3
»	В <sub>1</sub>	-1739	-1764	25	-1764	»	25	1	1,17	0,77	0,40	1,0
Хилковское	Б <sub>2</sub>	-1776	-1893	117	-1893	»	117	1	1,17	0,80	0,31	4,3
Мухановское	С <sub>1</sub>	-1971	-2030	59	-2030	»	59	1	1,17	0,80	0,37	2,2
»	С <sub>111</sub>	-2034	-2126	92	-2142	Не полностью	108	0,85	1,175	0,810	0,38	3,5
»	С <sub>1111</sub>	-2048	-2130	82	-2145	»	97	0,85	,175	0,87	0,37	3,0

Месторождение	Пласт	Кровля пласта (абсолютная отметка), м		ВНК (ВГК) (абсолютная отметка), м	Этаж нефтеносности, газоносности, м	Шарнир ловушки (абсолютная отметка), м	Заполнение ловушки нефтью (газом)	Этаж структурной ловушки, м	Степень заполнения ловушки, м	Плотность в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>		Разность плотностей, г/см <sup>3</sup>	Избыточное давление в кровле залежи, кг/см <sup>2</sup>
		3	4							вода	нефть		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Мухановское	C <sub>IVa</sub>	-2061	-2130	69	-2170	Не полностью	139	0,50	1,175	0,80	0,38	2,6	
»	C <sub>IVб</sub>	-2115	-2136	21	-2189	»	74	0,28	1,175	0,77	0,40	0,8	
Новоключевское	C <sub>I</sub>	-2077	-2087	10	-2087	Полностью	10	1	1,175	~0,800	0,38	0,4	
»	C <sub>Ia</sub>	-2139	-2168	29	-2068	»	29	1	1,175	0,75	0,42	1,2	
Уваровское	C <sub>I</sub>	-2091	-2107	16	-2107	»	16	1	1,17	~0,800	0,37	0,6	
»	C <sub>Ia</sub>	-2148	-2164	16	-2170	Не полностью	22	0,73	1,175	0,77	0,40	0,6	
»	C <sub>II</sub>	-2149	-2183	34	-2183	Полностью	34	1	1,175	0,78	0,39	1,3	
»	C <sub>III-IV</sub>	-2193	-2210	17	-2221	Не полностью	27	0,63	1,175	0,710	0,46	0,8	
Покровское	O <sub>2</sub>	-1260	-1275	15	Не опр.	»	Не опр.	Не опр.	1,165	0,85	0,31	0,5	
»	B <sub>2</sub>	-1500	-1535	35	»	»	»	»	1,17	0,82	0,35	1,2	
»	B <sub>1</sub>	-1517	-1535	18	»	»	»	»	1,17	0,78	0,39	0,7	
»	B <sub>3</sub>	-1561	-1585	24	»	»	»	»	1,17	0,78	0,39	0,9	
»	D-Л <sub>I</sub>	-1586	-1605	19	»	»	»	»	1,17	0,810	0,36	0,7	
Радаевское	C <sub>I</sub>	-1134	-1199	65	»	Полностью	»	»	1,17	0,83	0,29	1,9	
»	B <sub>1</sub>	-1174	-1210	36	»	Не полностью	»	»	1,17	0,88	0,29	1,0	
Лебяжинское	B <sub>2</sub>	-2123	-2162	39	»	»	»	»	1,17	0,79	0,38	1,5	
»	B <sub>1</sub>	-2134	-2162	28	»	»	»	»	1,17	0,810	0,36	1,0	
»	O <sub>2</sub>	—	—	31	»	»	»	»	1,17	0,810	0,36	1,1	

Месторождение	Пласт	Кровля пласта (абсолютная отметка), м		ВНК (ВГК) (абсолютная отметка), м	Глубина нефти по кровле пласта, м	Шарнир лопушки (абсолютная отметка), м	Заполнение лопушки нефтью (газом)	Этаж структурной лопушки, м	Степень заполнения лопушки, %	Плотность в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>		Разность плотностей, г/см <sup>3</sup>	Избыточное давление в кровле залежи, кгс/см <sup>2</sup>
		3	4							10	11		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Мухановское	D <sub>I</sub>	-2678	-2800	122	-2730	Полностью	70	>1	1,19	0,59	0,6	0,3	
»	D <sub>II</sub>	-2703	-2800	97	-2750	»	47	>1	1,19	0,71	0,48	4,6	
»	D <sub>III</sub>	-2770	-2836	66	-2815	Не полностью	45	>1	1,19	0,67	0,52	3,4	
»	D <sub>III</sub>	-2793	-2836	50	-2843	Полностью	50	>1	1,19	0,67	0,52	2,6	
»	D <sub>IV</sub>	-2836	-2868 -2898	62	-2885	Не полностью	49	1	1,19	0,64	0,55	3,4	
Репьевское	D <sub>I</sub>	-2635	-2657	22	-2657	Полностью	22	1	1,19	~0,73	0,46	1,0	
»	D <sub>II</sub>	-2663	-2676	13	-2676	»	13	1	1,19	0,73	0,46	0,6	
Хилковское	D <sub>I</sub>	-2577	-2606	29	-2610	Не полностью	33	0,88	1,19	0,75	0,44	1,3	
»	D <sub>II</sub>	-2590	-2606	16	-2645	»	55	0,29	1,19	~0,78	0,41	0,7	
»	D <sub>III</sub>	-2665	-2684 -2697	32	-2700	»	35	0,91	1,19	0,79	0,40	1,3	
Алакаевское	D <sub>I</sub>	-2590	-2606	16	-2610	»	20	0,8	1,185	0,76	0,42	0,7	
Новозапруденское	D <sub>K</sub>	-2483	-2543	60	-2543	Полностью	60	1	1,185	0,76	0,42	2,5	
»	D <sub>I</sub>	-2503	-2610	107	-2610	»	107	1	1,185	0,76	0,42	4,5	
»	D <sub>II</sub>	-2540	-2610	70	-2620	Не полностью	80	0,87	1,185	0,76	0,42	2,9	
Чубовское	D <sub>K</sub>	-2434	-2450	16	-2550	»	116	0,14	1,185	0,81	0,37	0,6	
»	D <sub>I</sub>	-2456	-2474	18	-2590	»	134	0,13	1,185	0,83	0,35	0,6	

Месторождение	Пласт	Кровля пласта (абсолютная отметка), м	ВНК (ВГК) (абсолютная отметка), м	Этаж нефте- носности, газосности, м	Шарнир ло- вушки (абсо- лютная отмет- ка), м	Заполнение ловушки нефтью (га- зом)	Этаж струк- турной ло- вушки, м	Степень за- полнения ло- вушки, м	Плотность в пла- стовых условиях, г/см <sup>3</sup>		Разность плотностей, г/см <sup>3</sup>	Избыточное давление в кровле зале- жи, кгс/см <sup>2</sup>
									вода	нефть		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Зольненское	D <sub>I</sub>	-1553	-1598	~ 60	-1710	Не полностью	157	0,38	1,18	0,72	0,46	2,8
»	D <sub>II</sub>	-1580	-1610	30	-1750	»	170	0,18	1,18	0,74	0,44	1,3
Жигулевское	D <sub>0</sub>	-1487	-1540	53	-1570	»	83	0,64	1,18	0,82	0,36	1,9
»	D <sub>I</sub>	-1564	-1630	66	-1705	»	141	0,47	1,18	0,800	0,38	2,5
»	D <sub>II</sub>	-1593	-1629	36	-1715	»	122	0,30	1,18	0,81	0,37	1,13
Яблонный Овраг	D <sub>0</sub>	-1370	-1413	43	-1575	»	205	0,21	1,18	~0,82	0,26	1,6
Малышевское	D <sub>I</sub>	-2794	-2810	16	—	Полностью	—	—	1,19	0,85	0,34	0,5
»	D <sub>II</sub>	-2882	-2889	7	—	Не полностью	—	—	1,19	0,85	0,34	0,2
»	D <sub>III</sub>	-2902	-2911	9	—	»	—	—	1,19	0,85	0,34	0,3
Дмитриевское	D <sub>I</sub>	-2738	-2838	100	—	Полностью	—	—	1,19	0,84	0,35	3,5
»	D <sub>II</sub>	-2758	-2838	80	—	Не полностью	—	—	1,19	0,84	0,35	2,8
Михайловское	D <sub>I</sub>	-2743	-2803	60	—	Полностью	—	—	1,19	0,85	0,34	2,0
»	D <sub>II</sub>	-2759	-2803	44	—	Не полностью	—	—	1,19	0,85	0,34	1,5
»	D <sub>III</sub>	-2842	-2857	15	—	»	—	—	1,19	0,81	0,38	0,6
»	D <sub>IV</sub>	-2894	-2936	42	—	»	—	—	1,19	0,81	0,38	1,6

Преимущественно карбонатные покрышки над продуктивными пластами кунгура ( $K_I, K_{Ia}, K_{II}$ ) характеризуются сравнительно невысокой удерживающей способностью. Избыточные давления порядка  $1,5 \text{ кгс/см}^2$  соответствуют этажам нефтеносности не более 45—50 м. Многие ловушки заполнены не до шарнира.

Приблизительно такими же свойствами обладает глинисто-карбонатная покрышка над пластом  $A_0$  каширского горизонта и над пластами  $A_1, A_2, A_3$  верейского горизонта.

По имеющимся данным, избыточное давление в этих пластах редко превышает  $1,0—1,5 \text{ кгс/см}^2$ , причем многие ловушки лишь частично заполнены нефтью. Это ставит под сомнение представление многих исследователей о глинистой покрышке в кровле верейского горизонта как об одном из наиболее надежных нефтеупоров. Фактические данные указывают наоборот на более высокую экранирующую способность аргиллитовой пачки в подошве верейского горизонта, служащей покрышкой для залежей в пласте  $A_4$  башкирского яруса. Эта покрышка, судя по этажам нефтегазонасности, способна выдерживать избыточные давления до  $2,5—3,0 \text{ кгс/см}^2$ . Как известно, такая значительная по амплитуде ловушка в пласте  $A_4$ , как Кулешовская, заполнена нефтью до шарнира.

Очень высокой экранирующей способностью обладает глинисто-карбонатная покрышка над пластом  $B_2$  бобриковского горизонта, способная уравнивать избыточные давления до  $5 \text{ кгс/см}^2$ .

Что касается перемычек между продуктивными пластами радасвского горизонта и турнейского яруса (пласты  $C_{II}, C_{III}, C_{IV}, B_1, B_3, D-I, D-II$ ), то их удерживающая способность относительно невелика. При избыточных давлениях в кровле залежей порядка  $0,5—1,5 \text{ кгс/см}^2$  многие ловушки лишь частично заполнены нефтью.

Высоко должна быть оценена экранирующая способность кыновской покрышки над продуктивными пластами кыновского и пашийского горизонтов, которая удерживает залежи с избыточным давлением до  $5—7 \text{ кгс/см}^2$  (этажи нефтеносности более 200 м).

Что же касается перемычек между продуктивными пластами внутри терригенной толщи девона (над продуктивными пластами  $D_v, D_{IV}, D_{III}', D_{III}$  и  $D_{II}$ ), их экранирующие свойства соответствуют избыточным давлениям порядка  $1,5—2,0 \text{ кгс/см}^2$ . Многие ловушки лишь частично заполнены нефтью.

Из анализа удерживающей способности покрышек можно сделать следующие выводы.

1. Наиболее высокими экранирующими свойствами обладают региональные надкомплексные покрышки, изолирующие продуктивный комплекс терригенного девона, терригенно-карбонатный продуктивный комплекс нижнего карбона и карбонатный продуктивный пласт  $A_4$  башкирского яруса. Эти покрышки, в особенности первые две, способны уравнивать избыточное давление нефтяных залежей с этажами не менее 150—200 м, поэтому межпласто-

вые перетоки нефти через эти покрышки в ненарушенном виде маловероятны. По-видимому, формирование многоэтажных месторождений на территории Куйбышевского Поволжья должно быть связано с внерезервуарной вертикальной миграцией по тектоническим и другим трещинам и нарушениям.

2. Внутриконтинентальные перемычки в девонском и нижнекаменноугольном продуктивных комплексах обладают невысокими экранящими свойствами, поэтому на нефтеносных участках со значительными амплитудами ловушек, даже при отсутствии трещин, углеводороды могут перемещаться в пласты, экраняемые надкомплексными покрышками (пласты  $D_1$  и  $B_2$ ). В результате такой ступенчатой миграции в каждом из этих комплексов может происходить обогащение верхних пластов за счет нижних.

Рассмотрим условия залегания нефти в некоторых структурных ловушках на территории Куйбышевского Поволжья. Такой анализ выполнен для залежей нефти в девоне и нижнем карбоне Жигулевского вала, а также для залежей в среднем карбоне Кулешовского и Красноярского валов. Для этой цели были построены профильные разрезы продуктивных толщ по отдельным валам с указанием абсолютных отметок ВНК залежей, абсолютных отметок шарниров структурных поднятий, что дает представление о степени заполнения их нефтью (рис. 41—47)

Проанализируем распределение нефти в ловушках нижнего карбона и девона вдоль оси Жигулевской дислокации. Этот тектонический элемент по современным воззрениям представляется как система сложно сочлененных валов С восточнее на запад на профилях фигурируют валы. Мухановский, Красноярско-Хилковский (или Красноярский), Самаролукский (Жигулевский)

В пределах Мухановского вала нижнекаменноугольные ловушки в пласте  $C_1$  заполнены до шарнира от Уваровки до Хилкова (рис. 41). Пестрая картина наблюдается в продуктивных пластах радаевского горизонта. Так, например, на Мухановском поднятии пласт  $C_{II}$  заполнен почти до шарнира (ВНК—2126—2130 м). В то же время залежи в пластах  $C_{III}$ ,  $C_{IVa}$ ,  $C_{IVb}$  имеют сходные абсолютные отметки ВНК, хотя шарниры их ловушек расположены значительно ниже на абсолютных отметках (—2142——2170 м). Также не заполнены до шарнира ловушки в пластах  $C_{Ia}$ ,  $C_{III}$ ,  $C_{IV}$  на Новоключевском и Уваровском поднятиях.

Ловушки в пласте  $B_2$  Красноярско-Хилковского вала заполнены нефтью до шарнира (рис. 42) В гидродинамически связанном с пластом  $B_2$  карбонатном коллекторе турнейского яруса (пласт  $B_1$ ) первые на пути региональной миграции углеводородов (с востока на запад) ловушки заполнены также до шарнира (Новозапрудненское, Алакаевское, Чубовское месторождения), а ловушки пласта  $B_1$  на западном окончании вала (сел. Белозерка, Красный Яр) заполнены лишь частично.

Несколько иначе заполнены структурные ловушки в нижнем карбоне на Самаролукском валу (рис. 43). В то время как запад-

ные поднятия (Заборовское, Сызранское, Сызранское) почти заполнены нефтью, в восточной части вала (Зольненское, Стрельненское, Яблоново-овражное поднятия) ловушки как в пласте Б<sub>2</sub>, так и в пластах В<sub>1</sub> и Д-Л далеки от заполнения.

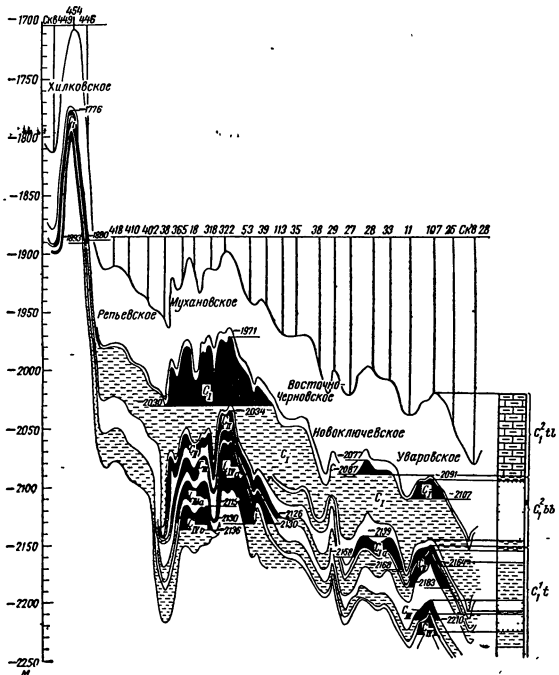


Рис 41. Схематический профильный разрез продуктивных отложений нижнего карбона вдоль Мухановского вала.

Анализ условий залегания нефти в ловушках терригенного девона Жигулевской системы валов существенно осложнен литологической неоднородностью отдельных пластов, наличием литологических экранов и фациальных замещений.

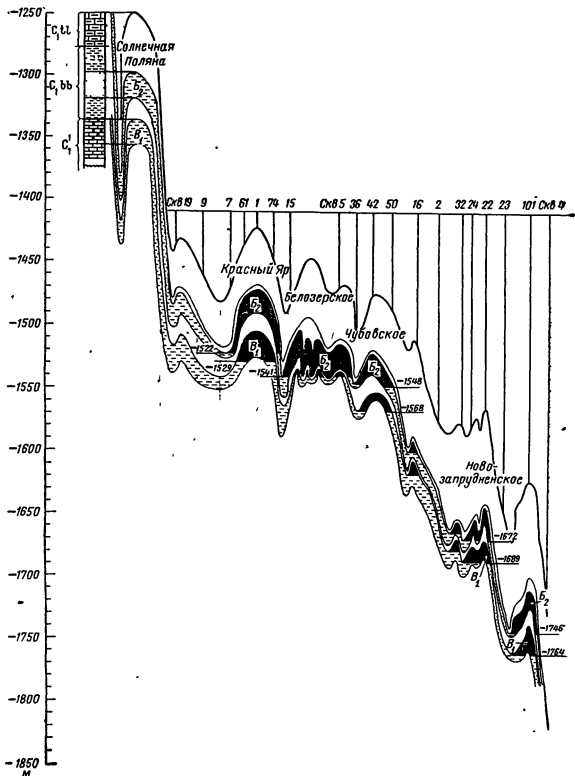


Рис. 42. Схематический профильный разрез продуктивных отложений нижнего карбона вдоль Жигулевского вала на участке Солнечная Поляна — Алакаевка.



В девоне Мухановского вала (рис. 44) до шарнира заполнены только ловушки в пласте  $D_I$  и  $D_{II}$  под региональной покрывкой кыновского горизонта, обладающей весьма высокими экранирующими свойствами. Рост степени заполнения ловушек снизу вверх в пределах терригенного комплекса девона указывает на вероятность внутрирезервуарной вертикальной миграции через относительно слабые нефтеупорные слои, разделяющие пласты-коллекторы живецко-пашийского продуктивного комплекса.

По региональному подъему слоев вдоль оси Красноярско-Хилковского вала от Хилковской площади до Новозапрудненской все ловушки пласта  $D_I$  заполнены нефтью до шарнира, только последняя в цепочке ловушка Чубовского поднятия, расположенного перед глубоким Белозерским прогибом (в районе скв. 15), заполнена лишь в своей купольной части (рис. 45). Все залежи в пласте  $D_{II}$  заполнены нефтью не до шарнира. Такое распределение нефти свидетельствует о ступенчато-восходящем характере струйной миграции нефти по подъему оси вала, причем хорошо экранированный пласт  $D_I$  служил главным аккумулятором нефти, в то время как из нижележащих пластов-коллекторов нефть частично перемещалась в верхние резервуары через относительно слабые нефтеупоры.

На Самаролукском отрезке Жигулевского вала (рис. 46) ступенчато-восходящее движение нефти в терригенном девоне продолжалось до Яблонового Оврага, причем здесь роль главного резервуара приобрела терригенная толща в нижней части кыновского горизонта (пачка  $D$ ). Обращает на себя внимание незаполненность всех девонских ловушек на данном отрезке вала (так же, как в нижнем карбоне). Имеются все основания полагать, что это связано со сквозной вертикальной фильтрацией по тектоническим нарушениям северного крутого крыла Жигулевской дислокации в позднегерцинское время.

Характер заполнения структурных ловушек в среднекаменноугольном продуктивном комплексе вдоль оси Кулешовского вала (рис. 47) свидетельствует о слабой гидродинамической связи пласта  $A_4$  башкирского яруса с продуктивными пластами верейского горизонта. Все ловушки в пласте  $A_4$  заполнены нефтью до шарнира, включая такую высокоамплитудную структуру как Кулешовскую. Такое заполнение можно объяснить или самостоятельным этапом струйной миграции по пласту  $A_4$  в пределах упомянутого вала, или же активной вертикальной фильтрацией нефти из нижележащих отложений.

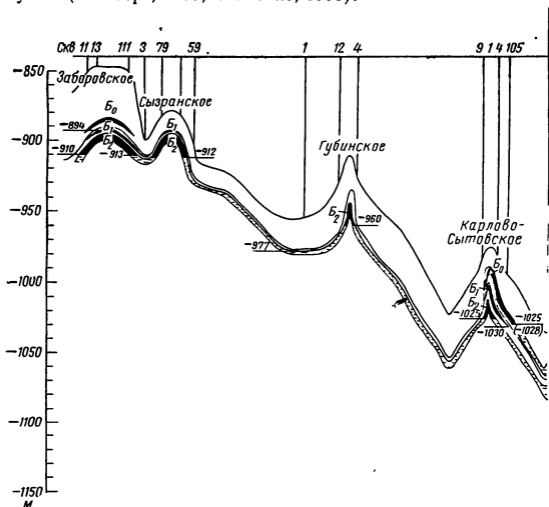
В терригенном комплексе верейского горизонта большинство ловушек заполнено не до шарнира, что, по нашему мнению, объясняется внутрирезервуарными перетоками через слабые нефтеупоры. Не исключена также возможность перетоков через надкомплексную верейско-каширскую покрывку, обладающую относительно невысокой удерживающей способностью. На это указывают незаполненные до шарнира ловушки в пластах  $A_1$  и  $A_0$  на Кулешов-

ском и Лебяжинском поднятиях. Межпластовыми перетоками через эту покрывку можно объяснить формирование нефтегазоскоплений в отложениях верхнего карбона и перми на Кулешовском валу, а также сильную битуминозность и наличие скоплений самородной серы в пермских отложениях Красноярского и Водинского валов, где профильтровавшаяся нефть не могла сохраниться в ловушках.

### О негоризонтальном положении ВНК на территории Куйбышевского Поволжья

На территории Куйбышевского Поволжья на многих залежах фиксируется негоризонтальное положение контактов: нефть — вода. Как известно, причинами этого могут быть:

1) неоднородность и фациальные замещения пласта-коллектора в пределах структуры; 2) тектонические барьеры, разделяющие нефтенасыщенную часть пласта на изолированные блоки; 3) смещение нефтяного тела под влиянием гидравлического напора. Величина смещения может быть рассчитана по известным формулам (Хюбберт, 1958; Савченко, 1953).



Кроме того, по мнению К. Б. Аширова, смещение залежей может быть связано с их поздним, в ряде случаев незакончившимся формированием. Залежь имеет более низкие отметки ВНК со стороны канала, через который в ловушку поступает нефть (Аширов, 1965)

Рассмотрим проявление указанных выше факторов на некоторых конкретных примерах нефтяных залежей Куйбышевского Поволжья.

Значительные колебания ВНК установлено в пласте  $C_{III}$  радаевского горизонта на Дмитриевском поднятии. Залежь на западном куполе имеет ВНК на абсолютной отметке  $-2159$  м, а на восточном куполе  $-2219$  м. На разрезе продуктивной толщи нижнего карбона отчетливо видно, что пласт  $C_{III}$  выклинивается в центре Дмитриевского поднятия.

Примером расчленения нефтяной залежи на блоки с самостоятельными ВНК может служить пласт  $B_2$  на юго-западном крыле Покровского поднятия.

В скв. 402 ВНК был вскрыт на абсолютной отметке  $-1580$  м, в то время как в большинстве других скважинах отметка ВНК не опускается ниже  $-1535 \div -1545$  м. К. Б. Аширов полагает, что район скв. 402 на крутом крыле поднятия отсечен дизъюнктивным нарушением, это подтверждается замерами пластового дав-

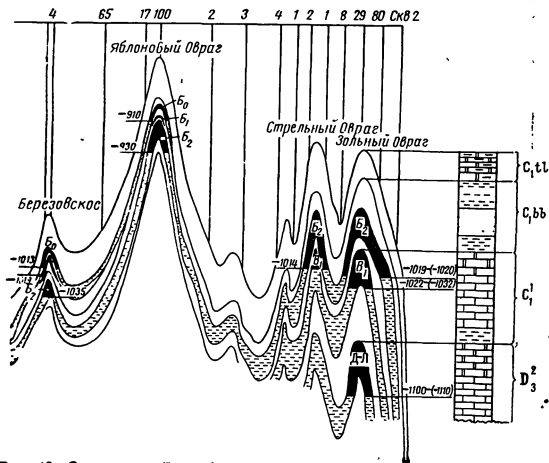
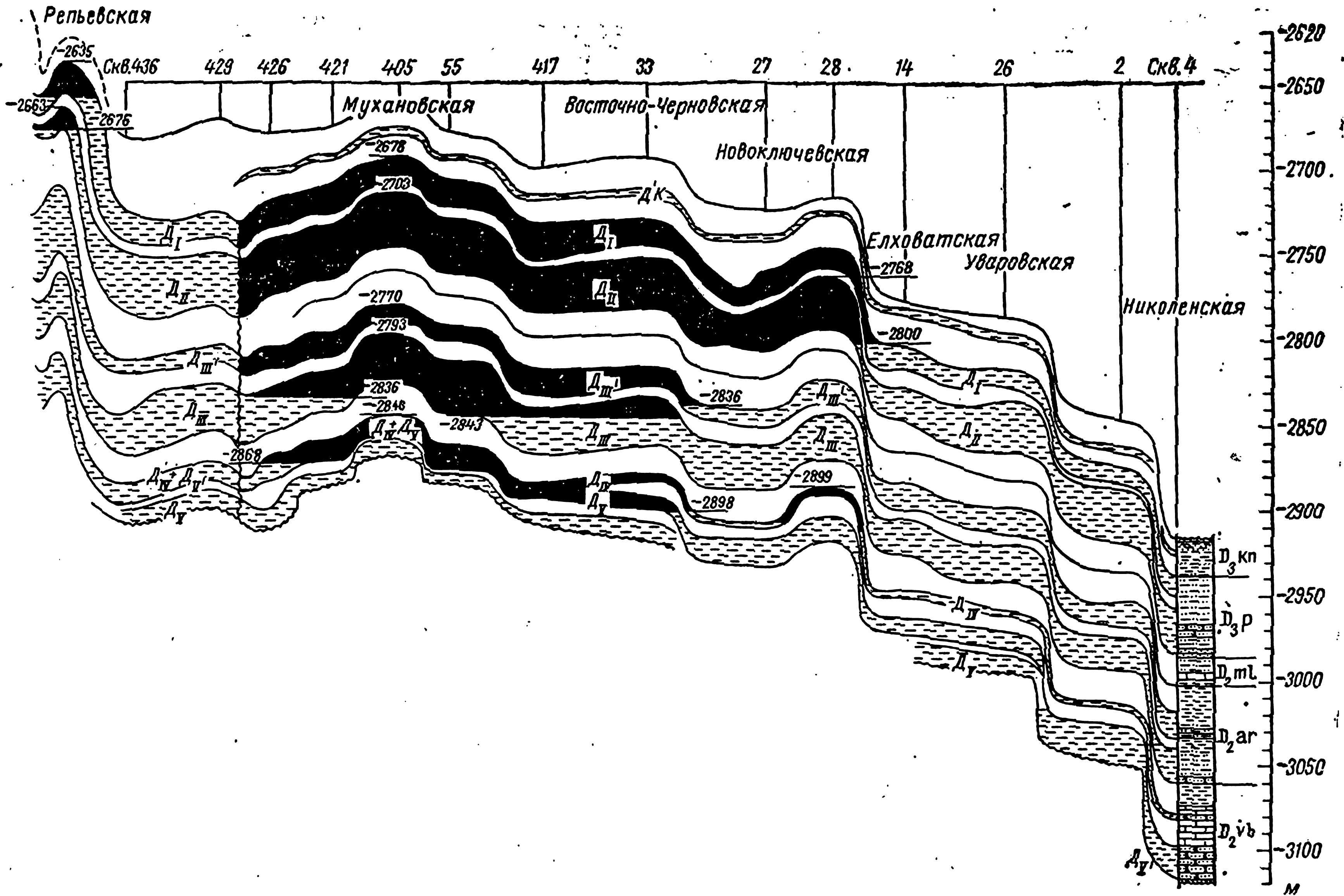


Рис. 43 Схематический профильный разрез продуктивных отложений нижнего карбона Жигулевского вала на участке Заборовское — Зольный Овраг.



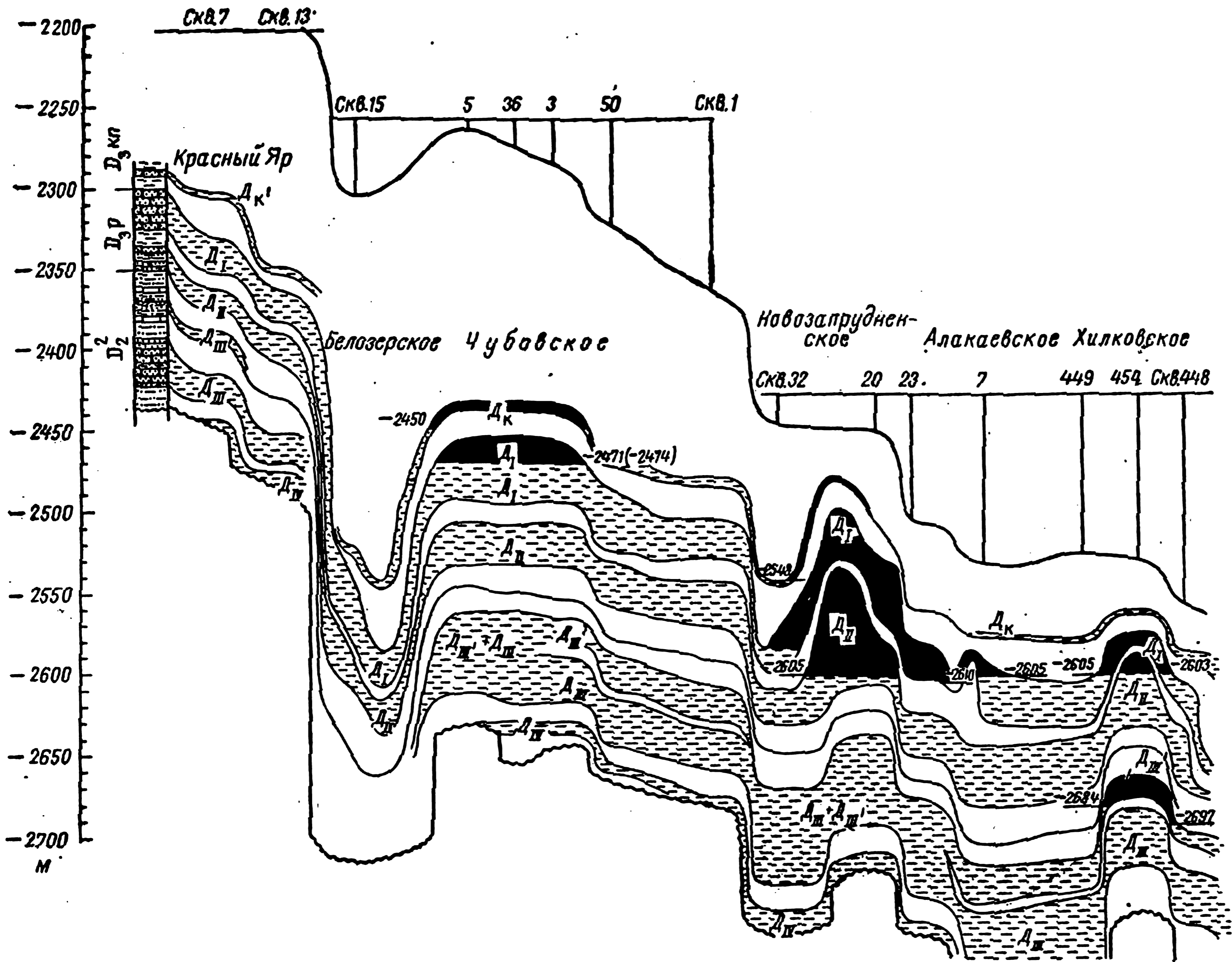


Рис. 45. Схематический  
 профильный разрез про-  
 дуктивных отложений  
 терригенного девона  
 вдоль Красноярско-  
 Хилковского вала.

ления в скв. 402, которое оказалось равным первоначальному, хотя в это время в основной залежи уже образовалась глубокая депрессия.

Весьма сложным представляется анализ смещения ВНК под влиянием гидравлического фактора. Руководствуясь региональными

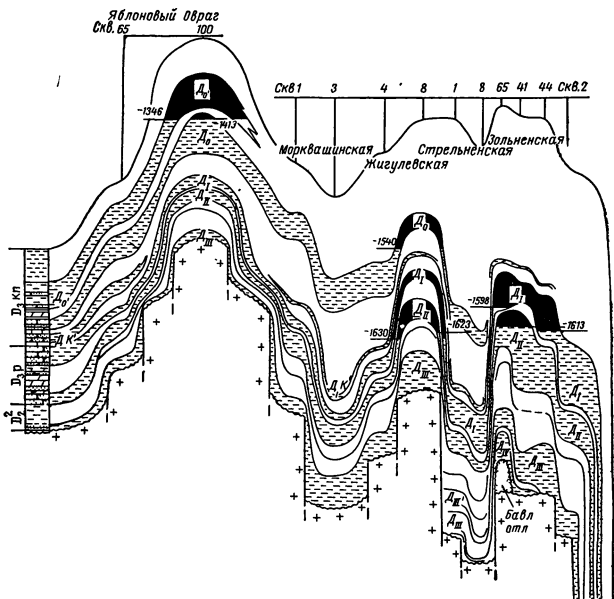


Рис 46 Схематический профильный разрез продуктивных отложений терригенного девона вдоль Жигулевского вала на участке Яблонный Овраг — Зольненское

ми схемами пьезометрической поверхности, М. И. Зайдельсон указывает, что средняя величина смещения залежей должна составлять 1,5—2,0 м/км в нижнем карбоне и 0,8—1,0 м/км в терригенном девоне по направлению наклона пьезометрической поверхности. В качестве возможных случаев смещения залежей, под влиянием гидравлического фактора можно указать на положение

ВНК в пласте  $B_2$  на Покровском поднятии (в центральной ненарушенной части), на Белозерском и Радаевском поднятиях.

На Покровском поднятии разница в отметках ВНК между скв 9 и 3 составляет около 5,5 м.

Расстояние между скважинами  $\Delta X \approx 3$  км; региональный градиент приведенных напоров пластовых вод 0,5 м/км, с понижением

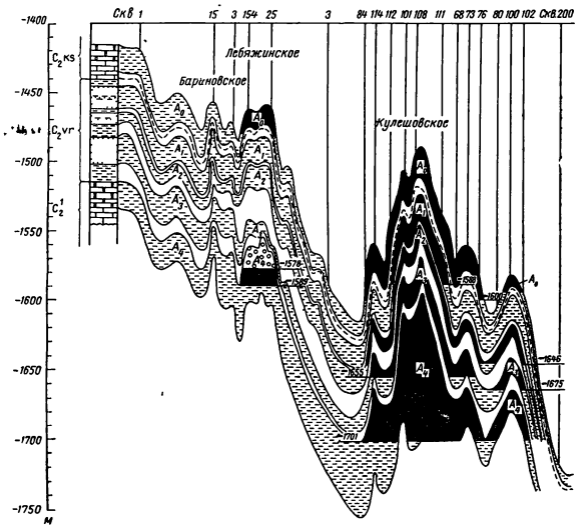


Рис 47 Схематический профильный разрез продуктивных отложений среднего карбона на участке Бариновское — Лебяжинское — Кулешовское.

на запад — юго-запад. Расчетная величина смещения ВНК по формуле К Хьюберта составляет:

$$\operatorname{tg} \theta \frac{\rho_0}{\rho_B - \rho_H} = \frac{1,1}{0,3} \cdot \frac{0,5}{1} = 1,8 \text{ м/км.}$$

Как видно из расчета, фактическое и рассчитанное смещения ВНК совпадают. Близкие значения получены также по Радаевскому и Белозерскому поднятиям.

Эти примеры, относящиеся к гидродинамически наиболее активному и относительно литологически однородному пласту  $B_2$ , представляются нам достаточно правдоподобными. Когда же речь

идет о смещениях ВНК в продуктивных пластах терригенного девона или среднего карбона, где амплитуда сдвига редко превышает 2—3 м (не принимаются во внимание случаи негоризонтального положения ВНК, вследствие фациальных и других барьеров), выяснение природы смещения практически невозможно, в связи с недостаточной точностью определения ВНК, в особенности в литологически неоднородных резервуарах, где истинное положение ВНК (граница получения безводной нефти) маскируется так называемой переходной зоной. В этой связи уместно напомнить о работе Дж. Арпса (1964), в которой убедительно показано, что неоднородность коллекторских свойств влияет на мощность переходной зоны, а следовательно, на положение ВНК. В пласте с низкими коллекторскими свойствами при небольшой высоте ловушек весь пласт может оказаться насыщенным нефтью с водой. Другими словами, вся ловушка окажется представленной «переходной зоной». Из вышесказанного следует, что пользоваться положением ВНК как показателем направления миграции углеводородов нужно с большой осторожностью.

Приведенные в этой главе материалы по условиям залегания нефти и газа на территории Куйбышевского Поволжья позволяют сделать следующие выводы.

1. На территории Куйбышевского Поволжья развиты преимущественно нефтяные залежи (93,5%). Газовые и газонефтяные залежи (6,5%) приурочены только к верхним продуктивным горизонтам перми и карбона.

2. Наряду с многоэтажными месторождениями, встречено значительное количество месторождений одноэтажных, в особенности в отложениях девона и нижнего карбона (70% от числа всех одноэтажных месторождений). Минимальное количество такого типа месторождений характеризует продуктивные горизонты среднего карбона и перми. Такие сочетания могут быть истолкованы как доказательство генетической связи залежей по разрезу карбона и перми и как доказательство самостоятельных циклов нефтегазообразования в девоне и нижнем карбоне.

3. Продуктивная толща палеозоя на территории Куйбышевского Поволжья характеризуется нормальным для древних платформ термобарическим режимом: пластовые давления не превышают величину условного гидростатического давления более чем на 10—15%, температурные градиенты редко превышают 2—3°С/100 м.

В геологическом прошлом пониженные значения пластовых давлений (пъезоминимумы) могли быть в зонах развития донеогеновых и домалиновских палеодолин. Что касается палеотемператур, то их максимальные значения, рассчитанные с учетом отражательной способности витринита, достигали 77—100°С.

4. Степень заполнения ловушек нефтью обнаруживает значительное разнообразие: наиболее часто заполненные до шарнира ловушки встречены под надкомплексными региональными покрыв-



ками, изолирующими продуктивные толщи терригенного девона, нижнего карбона и пласт  $A_4$  башкирского яруса. Эти покрышки способны уравнивать избыточное давление в кровле залежи порядка 5—6 кгс/см<sup>2</sup>. Остальные перемычки (внутрикомплексные) редко обладают удерживающей способностью, превышающей 1,5—2,5 кгс/см<sup>2</sup> избыточного давления. Это свидетельствует о широких возможностях внутрирезервуарного ступенчато-восходящего движения углеводородов в процессе струйной латеральной миграции и о весьма затрудненных условиях их перетоков из одного продуктивного комплекса в другой вне тектонически нарушенных участков.

## ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ НЕФТЕЙ И ГАЗОВ; ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИХ ИЗМЕНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ И ПРОСТИРАНИЮ

С целью выявления закономерностей изменения состава и свойств нефтей по разрезу палеозоя и отдельным стратиграфическим комплексам рассматриваются: плотность нефти, содержание смолисто-асфальтеновых компонентов, серы, парафина, выход светлых фракций до  $300^{\circ}\text{C}$ , групповой углеводородный и структурно-групповой состав.

Для характеристики нефти в залежи принят единичный анализ нефти из скважины-первооткрывательницы, расположенной, как правило, в сводовой части структуры, или наиболее ранний анализ одной из сводовых скважин. Отобранные таким образом индивидуальные анализы использованы при составлении карт изменения состава и свойств нефтей по главнейшим регионально-нефтеносным пластам ( $D_1$ ,  $B_2(C_1)$  и  $A_4$ ).

Характеристика нефтей по крупным стратиграфическим комплексам и тектоническим элементам дается на основании данных, полученных путем осреднения значений, принятых по отдельным залежкам объединением Куйбышевнефть.

В целях упорядочения интерпретации материалов нефти делятся на пять типов по плотности: конденсаты и легчайшие нефти плотностью  $0,76-0,78$  г/см<sup>3</sup>; легкие —  $0,79-0,824$  г/см<sup>3</sup>; средние облегченные —  $0,825-0,850$  г/см<sup>3</sup>; средние —  $0,851-0,890$  г/см<sup>3</sup> и тяжелые —  $0,891$  г/см<sup>3</sup> и выше.

По содержанию серы и парафина выделяются: малосернистые нефти с содержанием серы не выше  $0,5\%$ , сернистые — от  $0,51$  до  $2,0\%$  и высокосернистые — выше  $2,0\%$ ; малопарафиновые, с содержанием парафина не более  $1,5\%$  (температура плавления  $50^{\circ}\text{C}$ ), парафиновые — от  $1,51$  до  $6,0\%$ , высокопарафиновые — более  $6,0\%$ .

### ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ В РАЗРЕЗЕ ПАЛЕЗОЯ КУЙБЫШЕВСКОЙ ОБЛАСТИ

Нефти девона по усредненным данным (табл. 24) в целом более легкие ( $0,834$  г/см<sup>3</sup>), менее сернистые ( $1,0\%$ ), менее смолистые ( $4,43\%$ ) по сравнению с нефтями других стратиграфических комплексов. По площади приведенные параметры обнаруживают значительные колебания, обусловленные различными геологическими

Физические свойства и химический состав нефтей различных стратиграфических комплексов в разрезе палеозоя  
Куйбышевской области (по средним данным)

Стратиграфические подразделения	Плотность $\rho_{4}^{20}$ , г/см <sup>3</sup>	Содержание, %					Выход свет- лых фракций до 300 С, % объем.	Пределы колебаний					
		серы	парафина	смола си- ликагеле- вых	асфаль- тенов	пластового давления, кгс/см <sup>2</sup>		давления на- сыщения, кгс/см <sup>2</sup>		газового фак- тора, м <sup>3</sup> /т			
						от		до	от	до	от	до	
Девон в целом . . . . .	0,834	1,0	5,10	4,43	1,32	55,03	157,3	385,0	32,2	249,0	25,1	416,0	
Живетский ярус . . . . .	0,833	0,78	5,66	4,63	1,18	53,4	280,0	385,0	74,3	249,0	28,1	416,0	
Пашийский горизонт . . . . .	0,843	1,10	4,81	6,60	1,83	49,4	157,3	379,5	52,5	226,6	28,8	390,7	
Кыновский горизонт . . . . .	0,859	1,43	4,60	8,48	2,48	46,8	241,2	337,5	32,2	179,2	25,1	412,4	
Терригенный девон . . . . .	0,843	1,05	5,16	6,24	1,72	50,6	157,3	385,0	32,2	249,0	25,1	416,0	
Верхнефранский подъярус . . . . .	0,814	0,81	4,22	1,50	сл.	64,3	—	—	—	—	—	—	
Фаменский ярус . . . . .	0,848	1,27	6,67	4,90	0,92	50,0	227,5	—	50,6	—	80,5	—	
Карбонатный девон . . . . .	0,825	0,96	5,04	2,63	0,92	59,5	227,5	—	50,6	—	80,5	—	
Нижний карбон в целом . . . . .	0,859	1,52	5,75	9,07	2,34	44,7	100,5	307,0	21,6	108,2	6,3	130,7	
Турнейский ярус . . . . .	0,858	1,45	5,56	8,41	2,41	46,9	101,0	307,0	22,5	86,0	11,0	130,7	
Малиновский надгоризонт . . . . .	0,844	1,16	6,62	6,80	1,04	45,6	183,0	269,0	29,5	108,2	11,2	98,5	
Бобриковский горизонт . . . . .	0,859	1,63	5,66	9,52	1,97	43,9	100,5	300,0	21,6	107,5	6,3	108,0	
Тульский горизонт . . . . .	0,884	2,29	5,29	13,33	5,69	38,9	147,2	248,0	33,1	73,1	16,4	46,1	
Окский надгоризонт . . . . .	0,857	1,21	5,27	8,20	1,46	48,7	147,5	229,0	45,5	67,3	20,9	62,1	
Терригенные отложения нижнего карбона . . . . .	0,852	1,39	6,14	8,16	1,50	44,7	100,5	300,0	21,6	108,2	6,3	108,0	
Карбонатные отложения нижнего карбона . . . . .	0,866	1,65	5,37	9,98	3,19	44,8	100,0	307,0	22,5	86,1	11,0	130,7	
Средний карбон в целом . . . . .	0,855	1,73	5,47	8,88	2,42	45,0	83,9	200,0	12,5	129,0	3,81	171,3	
Башкирский ярус . . . . .	0,858	1,97	5,35	10,2	1,73	46,4	83,9	200,0	30,5	76,1	6,6	92,5	
Верейский горизонт . . . . .	0,854	1,66	4,25	11,19	2,32	44,9	88,0	186,0	12,5	125,9	3,81	171,3	
Каширский горизонт . . . . .	0,831	0,91	5,39	6,34	2,69	50,6	96,0	186,0	26,5	129,0	11,3	125,6	
Подольский горизонт . . . . .	0,879	2,25	5,74	8,88	2,35	40,6	110,1	—	42,0	—	15,7	—	
Мячковский горизонт . . . . .	0,856	1,87	6,60	7,80	3,00	42,5	124,2	—	54,3	—	34,4	—	
Гжельский ярус . . . . .	0,851	1,47	3,88	8,14	1,16	46,7	124,0	—	82,5	—	91,4	—	
Пермь в целом . . . . .	0,845	1,91	3,79	7,68	1,67	55,8	52,6	73,0	32,5	63,3	44,6	60,0	
Артинский ярус . . . . .	0,822	1,70	2,89	4,39	0,29	65,0	—	—	—	—	—	—	
Кунгурский ярус . . . . .	0,853	1,98	4,10	8,78	2,13	52,7	52,6	73,0	32,5	63,3	44,6	60,0	
Казанский ярус . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	

условиями залегания нефти Так, плотность девонских нефтей изменяется от 0,779 (легчайшая нефть, встреченная только в девоне Баженовского месторождения) до 0,947 г/см<sup>3</sup> (тяжелая нефть Елжовского месторождения).

Содержание серы в нефтях девона колеблется от 0,09 до 3,27%, смол — от 0,59 до 19,0%. Асфальтены во многих нефтях практически отсутствуют, но в некоторых нефтях их содержание достигает 7,5—10,0%. Наименьший выход светлых составляет 23,0% объем, наибольший — 67,0% объем.

В пределах терригенного комплекса девона — от живетского яруса к кыновскому горизонту наблюдается постепенное утяжеление нефтей (плотность их растет от 0,833 до 0,859 г/см<sup>3</sup>), увеличение содержания в них серы (от 0,78 до 1,43%) и смол (от 4,63 до 8,48%).

В карбонатном девоне в целом нефти более легкие (0,825 г/см<sup>3</sup>), менее смолистые (2,63%), содержат меньше асфальтенов (0,92%) и характеризуются большим выходом светлых (59,5% объем.) по сравнению с нефтями терригенной толщи девона. Содержание серы и в тех и в других примерно одинаково. Самые легкие нефти, с наименьшим содержанием серы, асфальтенов и почти полным отсутствием асфальтенов, встречены в отложениях верхнефранского подъяруса, что может указывать на наличие вертикальной миграции и изменение их состава вследствие процессов фильтрационного фракционирования.

Нефти нижнего карбона в целом по сравнению с нефтями девона имеют более высокую плотность, повышенное содержание серы, смол и асфальтенов. Выход светлых в них снижается до 44,7% объем. Самая легкая нефть имеет плотность 0,805 г/см<sup>3</sup> (Зольненское месторождение), самая тяжелая — 0,942 г/см<sup>3</sup> (Авралинское месторождение).

Все нефти высокосернистые (содержание серы достигает 4,3%). Содержание парафина в их составе изменяется от 3,4 до 8,2%, смол — от 2,8 до 26,6% и асфальтенов — от 0,22 до 15,8%. Выход светлых фракций колеблется в пределах 20—60% объем.

Внутри терригенной толщи нижнего карбона, как и девона, прослеживается закономерное утяжеление нефтей вверх по разрезу при переходе от пластов малиновского надгоризонта к пластам бобриковского горизонта, при этом пределы колебаний параметров нефтей малиновского надгоризонта значительно уже, чем нефтей бобриковского. Так, в нефтях малиновского надгоризонта плотность изменяется от 0,822 до 0,911 г/см<sup>3</sup>, содержание серы — от 0,66 до 2,92% и асфальтенов — от 0,22 до 4,41%; в нефтях бобриковского горизонта соответственно от 0,825 до 0,942 г/см<sup>3</sup>, от 0,67 до 4,28% и от 0,28 до 9,43%.

В карбонатных коллекторах нижнего карбона (турнейский ярус, окский надгоризонт) нефти более тяжелые и более смолистые, чем в терригенных. При этом нефти турнейского яруса содержат больше серы и асфальтенов по сравнению с нефтями окского надгоризонта.

Нефти среднего карбона по своим свойствам и составу близки к нефтям нижнего карбона и характеризуются повышенным содержанием серы. В пределах толщи среднего карбона определенной направленности в изменении свойств нефтей вверх по разрезу не отмечается. Самые тяжелые нефти ( $0,879 \text{ г/см}^3$ ) встречены в подольском горизонте, а самые легкие — в каширском ( $0,830 \text{ г/см}^3$ ).

В башкирском ярусе, мячковском горизонте содержание серы достигает  $2,0\%$ , а в подольском горизонте превышает  $2,0\%$  и только в каширском горизонте около  $1,0\%$ . При этом более сернистые нефти (подольский горизонт) не являются наиболее смолистыми. Содержание смол в среднем карбоне составляет  $8,88\%$ , тогда как нефти верейского горизонта при содержании серы  $1,66\%$  содержат смол  $14,2\%$ . Нефти башкирского яруса, верейского и каширского горизонтов имеют много общего, а нефти подольского и мячковского горизонтов стоят несколько обособленно. В нефтях первых трех подразделений отмечаются близкие пределы колебаний плотности, содержания серы и асфальтенов.

В подольском горизонте плотность нефти колеблется от  $0,859$  до  $0,893 \text{ г/см}^3$ , содержание серы — от  $1,13$  до  $2,91$ , асфальтенов — от  $1,43$  до  $3,27\%$ . Нефть мячковского горизонта по своим свойствам ближе к нефтям подольского горизонта.

Пермские нефти в целом легче карбоновых ( $0,845 \text{ г/см}^3$ ), содержат меньше смол ( $7,68\%$ ), но больше серы (в среднем  $2,0\%$ ). Выход светлых фракций до  $300^\circ \text{C}$  достигает в них  $55,8\%$  объем. Диапазон изменения названных параметров пермских нефтей довольно широкий. Встречаются легкие нефти ( $0,807 \text{ г/см}^3$ ) и тяжелые ( $0,907 \text{ г/см}^3$ ) с содержанием серы до  $4\%$  на нефть, причем даже в легких нефтях оно превышает  $1,0\%$ . Содержание смол колеблется от  $3,77$  до  $20,6\%$ , асфальтенов — от  $0,23$  до  $7,70\%$ ; выход светлых фракций до  $300^\circ \text{C}$  — от  $39,5$  до  $66,0\%$ .

По разрезу от артинского яруса к кунгурскому наблюдается тенденция увеличения плотности нефтей (от  $0,822$  до  $0,853 \text{ г/см}^3$ ) и обогащение их серой (от  $2,89$  до  $4,10\%$ ). Содержание смол вверх по разрезу увеличивается от  $4,39$  до  $8,78\%$  и асфальтенов — от  $0,29$  до  $2,13\%$ . Выход светлых соответственно уменьшается от  $65,0$  до  $52,7\%$ .

Проведенное для крупных стратиграфических подразделений рассмотрение средних данных по физическим свойствам и химическому составу нефтей (плотность, содержание серы, смол, асфальтенов, выход легких фракций) указывает на отсутствие определенной направленности в их изменении по разрезу палеозоя. От девона к нижнему карбону происходит увеличение плотности нефтей и рост содержания в них серы, смол, асфальтенов, а от нижнего карбона к среднему карбону наоборот — уменьшение аналогичных параметров. Причиной этого может быть генетическое различие нефтей девона и карбона.

Групповой углеводородный состав нефтей в разрезе палеозоя

в общем виде довольно однотипен. По преобладающему классу углеводородов все они относятся к метаново-нафтеновому типу (табл. 25).

В то же время нефти девона (фракции НК=300°С и НК=200°С) более ароматизированы (15,6 и 12,4%) и содержат меньше нафтенов (21,5 и 19,9%) по сравнению с нефтями нижнего и среднего карбона. Содержание метановых углеводородов в приведенных фракциях девонских нефтей соответственно составляет 62,4 и 67,6%.

В пределах терригенной толщи девона от живетского яруса до кыновского горизонта включительно в групповом составе фракций НК=300°С и НК=200°С наблюдается постепенное уменьшение содержания ароматических и увеличение нафтеновых углеводородов. Содержание метановых практически остается постоянным. Во фракции 200—300°С в этом же направлении прослеживается увеличение содержания ароматических углеводородов от 21,0 до 23,0%, нафтеновых от 22,0 до 29,0% и уменьшение метановых почти на 10,0% (от 56,0 до 46,6%).

В карбонатных отложениях девона, где нефти легкие и менее смолистые, по всем приведенным фракциям в групповом составе отмечается меньше ароматических углеводородов, нафтеновых и значительно больше метановых, по сравнению с нефтями терригенного девона.

Нефти нижнего карбона в своей дистиллятной (НК=300°С) и бензиновой (НК=200°С) фракциях имеют меньше ароматических углеводородов, несколько больше нафтеновых, чем аналогичные фракции нефтей девона. Содержание метановых углеводородов во фракции НК=300°С по сравнению с нефтями девона уменьшено, а во фракции НК=200°С практически одинаково.

Фракции 200—300°С нефтей девона и нижнего карбона обнаруживают значительно большее различие. При почти одинаковом выходе ароматических углеводородов нефти нижнего карбона в этой фракции содержат несколько больше нафтеновых (26,5% против 24,5% в девоне) и меньше метановых углеводородов (49,7% против 52,0%).

Несмотря на то, что нефти нижнего карбона более смолистые и имеют более высокую плотность, верхние пределы содержания ароматических углеводородов в групповом составе нефтей несколько ниже, чем в нефтях девона, бензиновые фракции их в ряде случаев содержат до 76% метановых углеводородов, что не обнаружено ни в одной нефти девонских отложений.

Нефти карбонатных отложений нижнего карбона по всем рассматриваемым фракциям более ароматизированы по сравнению с нефтями терригенной толщи нижнего карбона. Так, во фракции НК=300°С содержится 16,3% ароматических углеводородов, во фракции НК=200°С — 12,3%, НК=200—300°С ~ 23%. Эти нефти имеют также меньше метановых: соответственно по фракциям 59,4; 66,6 и 46,3%. В бензиновых фракциях нефтей

## Групповой углеводородный состав нефтей различных стратиграфических комплексов в разрезе палеозоя (по средним данным)

Стратиграфическое подразделение	НК = 300° С, %					НК = 200° С, %					НК = 200÷300° С, %				
	А	Н	М	$\frac{М}{Н}$	$\frac{М}{Н+А}$	А	Н	М	$\frac{М}{Н}$	$\frac{М}{Н+А}$	А	Н	М	$\frac{М}{Н}$	$\frac{М}{Н+А}$
Девон в целом . . . . .	15,60	21,53	62,34	2,89	1,67	12,37	19,89	67,61	3,39	2,09	21,65	24,53	52,06	2,12	1,12
Живетский ярус . . . . .	17,66	20,56	61,58	3,05	1,61	15,43	20,02	64,51	3,22	1,81	20,97	22,22	56,29	2,53	1,30
Пашийский горизонт . . . . .	15,88	21,13	62,19	2,94	1,68	12,26	19,68	67,80	3,44	2,12	22,01	23,46	51,95	2,21	1,14
Кыновский горизонт . . . . .	14,34	24,39	60,96	2,49	1,57	10,27	21,65	68,06	3,14	2,13	23,00	28,66	46,56	1,62	0,90
Терригенный девон . . . . .	15,96	22,03	61,58	2,79	1,62	13,49	20,45	66,81	3,16	1,96	21,47	24,75	50,92	2,05	1,10
Карбонатный девон (верхне- франский подъярус) . . . . .	13,46	18,58	66,90	3,60	2,09	10,67	16,52	72,45	4,38	2,66	19,52	23,07	54,85	2,37	1,28
Нижний карбон в целом . . . . .	14,79	23,36	60,80	2,60	1,59	10,58	21,33	67,71	3,17	2,12	21,31	26,48	49,74	1,87	1,04
Карбонатные отложения нижне- го карбона (турнейский ярус)	16,26	23,22	59,37	2,55	1,50	12,30	20,84	66,65	3,19	2,01	22,96	27,95	46,25	1,65	0,90
Малиновский надгоризонт . . . . .	14,29	21,23	63,72	3,00	1,79	10,90	18,66	69,48	3,72	2,35	20,87	26,54	51,05	1,92	1,07
Бобриковский горизонт . . . . .	13,87	24,92	60,35	2,42	1,55	8,34	23,52	67,93	2,88	2,13	21,14	24,61	52,20	2,12	1,14
Тульский горизонт . . . . .	14,84	25,38	59,02	2,32	1,46	9,11	23,02	67,70	2,94	2,10	21,69	26,89	48,90	1,81	1,00
Окский надгоризонт . . . . .	14,60	23,54	59,49	2,52	1,55	12,69	21,44	64,93	3,02	1,90	17,80	27,15	50,24	1,85	1,11
Терригенный нижний карбон . . . . .	14,18	23,40	61,60	2,63	1,63	9,55	21,36	68,56	3,20	2,21	21,10	25,76	51,23	1,98	1,09
Средний карбон в целом . . . . .	13,77	25,32	61,06	2,41	1,58	10,61	21,46	67,15	3,13	2,09	18,94	28,46	49,55	1,74	1,04
Башкирский ярус . . . . .	15,65	21,12	61,68	2,92	1,67	13,94	16,19	69,20	4,27	2,29	20,30	20,40	55,68	2,72	1,36
Верейский горизонт . . . . .	14,02	24,31	60,62	2,49	1,58	9,98	23,77	65,54	2,75	1,94	18,06	24,16	46,52	1,36	0,89
Каширский горизонт . . . . .	14,66	23,56	60,38	2,56	1,58	11,87	21,71	66,17	3,04	1,97	19,71	27,81	49,36	1,77	1,04
Подольский горизонт . . . . .	11,49	23,32	61,98	2,66	1,78	7,27	21,85	69,31	3,17	2,38	18,57	25,79	49,70	1,93	1,12
Верхний карбон в целом (гжель- ский ярус) . . . . .	15,97	21,89	59,82	2,73	1,58	13,97	19,71	65,18	3,30	1,93	19,40	24,35	52,22	2,14	1,19
Пермь в целом (кунгурский ярус) . . . . .	20,12	21,43	55,18	2,57	1,32	18,66	18,75	60,74	3,42	1,62	22,12	23,99	47,05	1,96	1,02

Примечание. М — метановые, Н — нафтенные, А — ароматические углеводороды.

терригенной толщи нижнего карбона количество ароматических углеводородов уменьшается до 9,6%, будучи самым низким в бензинах нефтей всех стратиграфических подразделений девона и нижнего карбона. Нефти малиновского надгоризонта во фракциях НК=300 и НК=200°С имеют несколько больше ароматических и метановых углеводородов, чем нефти бобриковского горизонта.

Групповой состав дистиллятов среднекарбонных нефтей имеет большое сходство с составом дистиллятов нижнекарбонных нефтей. При практически одинаковом содержании метановых углеводородов (фракции НК=300°С 61,0% и фракции 200—300°С 50%) в нефтях среднего карбона ароматических углеводородов меньше всего на 1—2%. Групповой состав бензинов нефтей среднего и нижнего карбона в целом одинаков. Содержание ароматических углеводородов в дистиллятной части нефтей среднего карбона изменяется от 8,5% (Орлянокое, пласт А<sub>3</sub>) до 19,9% (Кулешовское, пласт А<sub>3</sub>). В бензиновой фракции оно составляет 6,0—7,0% (Якушкинское, пласт А<sub>3</sub>, Дерюжевское, подольский горизонт) и 18,0% (Кулешовское, пласт А<sub>3</sub>). В отложениях среднего карбона вверх по разрезу в дистиллятной части нефтей отмечается уменьшение ароматических при одинаковом содержании метановых углеводородов.

Пермские нефти по групповому углеводородному составу занимают несколько обособленное положение. В дистиллятной части (НК=300°С) и бензиновой фракции (НК=200°С) пермских нефтей по сравнению с нефтями девона и карбона отмечается повышенное содержание ароматических углеводородов (20,1% против 15,6% в девоне и 13,7% в среднем карбоне) и снижение содержания метановых углеводородов (до 55,1% против 62% в девоне). Групповой состав фракций 200—300°С по содержанию отдельных углеводородов и по величинам отношений М/Н и М/Н+А лучше всего сопоставляется с аналогичными показателями нефтей терригенной толщи нижнего карбона.

В целом вверх по разрезу в пределах крупных стратиграфических подразделений девон — нижний, средний карбон наблюдается уменьшение ароматических, возрастание нафтеновых углеводородов и снижение величины отношения М/Н. Наиболее четко эта тенденция прослеживается во фракции НК=300°С и НК=200°С. Во фракции 200—300°С такая закономерность не прослеживается.

Коэффициент превращения нефти  $K$ , рассчитанный по А. Ф. Добрянскому, указывает на большую превращенность нефтей девона по сравнению с нефтями нижнего карбона. Так, в среднем в нефтях девона  $K=18,6$ ; в нефтях нижнего карбона  $K=13,3$ . В девоне коэффициент превращения нефти колеблется от 27,9 до 13,2, в нижнем карбоне — от 13,3 до 9,8.

Это положение подтверждает треугольная диаграмма группового углеводородного состава бензиновых фракций нефтей (НК=200°С) отдельных месторождений девона и нижнего карбона, на которой отчетливо выделяются два поля: девонских и нижнека-



менноугольных нефтей (рис. 48). В первом содержание ароматических углеводородов 10—18, во втором — 4—11%.

В табл. 26 приводятся данные структурно-группового анализа фракций 200—250°С и 250—300°С. По усредненным данным для нефтей девона во фракции 200—250°С доля углерода, приходящегося на ароматические структуры, составляет 8,27%, на нефтяные — 27,44 и на парафиновые — 64,28%. Общее число колец в молекуле 0,79, из них колец ароматических — 0,17.

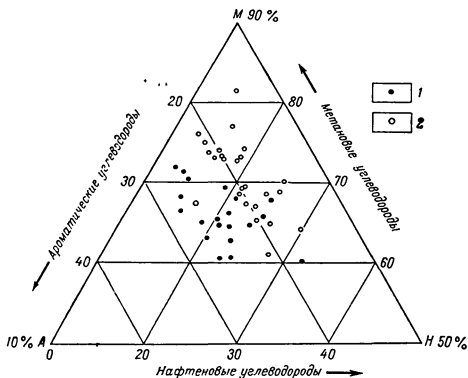


Рис 18 Групповой состав углеводородов бензинов (ИК=200°С) нефтей терригенных отложений девона и нижнего карбона Куйбышевской области  
1 — нефти девона, 2 — нефти нижнего карбона

Фракции нефтей терригенных отложений девона более ароматизированы (фракция 200—250°С,  $S_A=9,11$ ; фракция 250—300°С,  $S_A=12,07\%$ ), имеют в молекуле большее число колец, чем фракции нефтей карбонатных отложений девона.

Последовательного изменения в структурно-групповом составе нефтей девона от горизонта к горизонту не наблюдается. Нефти пашинского горизонта по сравнению с нефтями живетского яруса и кыновского горизонта содержат больше углерода в ароматических, нефтяных структурах и меньше в парафиновых. Они имеют также и более высокую циклизацию молекул.

Структурно-групповой состав фракций нефтей нижнего карбона отличается от такового девонских нефтей более высоким содержанием углерода в нафтяновых и более низким в парафиновых структурах. Во фракции 200—250°С  $S_H=31,79$  и  $S_P=59,84\%$ ; во фракции 250—300°С  $S_H=29,97$  и  $S_P=58,96\%$ . Доля углерода

Структурно-групповой состав фракций нефтей (по средним данным)

Стратиграфическое подразделение	НК = 200÷250° С							НК = 250÷300° С						
	Распределение доли углерода в структурах различных классов углеводородов, %				Общее содержание колец в молекуле			Распределение доли углерода в структурах различных классов углеводородов, %				Общее содержание колец в молекуле		
	С <sub>А</sub>	С <sub>Н</sub>	С <sub>П</sub>	С <sub>кол</sub>	К <sub>А</sub>	К <sub>Н</sub>	К <sub>общ</sub>	С <sub>А</sub>	С <sub>Н</sub>	С <sub>П</sub>	С <sub>кол</sub>	К <sub>А</sub>	К <sub>Н</sub>	К <sub>общ</sub>
Девон в целом . . . . .	8,27	27,44	64,28	35,72	0,17	0,62	0,79	11,47	24,70	63,82	36,18	0,27	0,60	0,87
Живетский ярус . . . . .	8,88	24,50	66,62	33,38	0,18	0,60	0,78	12,24	21,88	65,88	34,12	0,27	0,59	0,87
Пашийский горизонт . . . . .	10,08	29,25	60,67	39,33	0,20	0,62	0,82	12,00	28,90	59,09	40,90	0,27	0,66	0,93
Кыновский горизонт . . . . .	7,63	27,99	64,37	35,62	0,17	0,62	0,79	11,85	21,44	66,70	33,29	0,31	0,51	0,82
Терригенный девон . . . . .	9,11	27,10	63,79	36,21	0,18	0,62	0,80	12,07	24,60	68,32	36,67	0,28	0,60	0,88
Карбонатный девон (верхнефранс- кий подъярус) . . . . .	4,12	29,16	66,72	33,28	0,10	0,66	0,76	8,53	25,18	66,29	33,71	0,21	0,61	0,82
Нижний карбон в целом . . . . .	8,37	31,79	59,84	40,16	0,17	0,63	0,80	11,06	29,97	58,96	41,04	0,26	0,67	0,93
Карбонатные отложения нижнего карбона (турнейский ярус) . . . . .	7,55	33,79	58,16	41,84	0,14	0,73	0,87	12,05	30,46	57,48	42,51	0,28	0,66	0,94
Малиновский надгоризонт . . . . .	8,18	32,03	59,78	40,21	0,16	0,62	0,78	9,82	29,29	60,88	39,11	0,24	0,64	0,88
Бобриковский горизонт . . . . .	8,32	30,11	61,59	38,41	0,16	0,59	0,76	11,60	28,42	59,96	40,03	0,27	0,68	0,95
Тульский горизонт . . . . .	10,74	29,00	60,26	39,74	0,23	0,58	0,81	12,94	31,90	55,15	44,84	0,32	0,65	0,97
Окский надгоризонт . . . . .	8,29	32,26	59,45	40,55	0,17	0,63	0,80	9,80	32,27	57,92	42,07	0,23	0,70	0,93
Терригенный нижний карбон . . . . .	8,65	30,88	60,47	39,53	0,17	0,60	0,77	10,93	29,43	59,62	40,37	0,26	0,66	0,92
Средний карбон в целом . . . . .	8,32	29,63	62,05	37,95	0,16	0,59	0,75	10,44	29,37	60,20	39,80	0,24	0,63	0,87
Башкирский ярус . . . . .	7,66	28,69	63,64	36,36	0,16	0,58	0,74	9,93	28,30	61,76	38,23	0,23	0,64	0,87
Верейский горизонт . . . . .	7,60	29,28	63,12	36,88	0,12	0,63	0,75	8,76	29,43	61,81	38,19	0,21	0,63	0,84
Каширский горизонт . . . . .	10,24	31,92	57,83	42,17	0,19	0,60	0,80	11,04	30,27	58,69	41,31	0,24	0,66	0,90
Подольский горизонт . . . . .	7,77	28,61	63,62	36,38	0,16	0,56	0,78	12,05	29,45	58,51	41,49	0,27	0,58	0,85
Верхний карбон (гжельский ярус)	8,91	29,87	61,22	38,78	0,18	0,59	0,77	11,58	28,77	59,65	40,35	0,26	0,61	0,87
Пермь (кунгурский ярус) . . . . .	10,12	30,48	59,40	40,60	0,20	0,53	0,73	13,65	27,49	58,85	41,14	0,31	0,50	0,81

ароматических структур в нефтях терригенных отложений нижнего карбона во фракции 200—250°С колеблется примерно в тех же пределах, что и в нефтях девона (8,18—10,74%). Во фракции 250—300°С  $C_A$  изменяется от 9,82% (малиновский надгоризонт) до 12,94% (тульский горизонт). Содержание углерода в кольцевых структурах нефтей нижнего карбона значительно выше, чем нефтей девона. Так, во фракции 250—300°С —  $C_{кол}$  изменяется от 39,11 (малиновский надгоризонт) до 44,84% (тульский горизонт). Цикличность молекул небольшая, но выше, чем в девонских нефтях, и в более высоко кипящей фракции стремится к единице ( $K_{общ} = 0,97$  в тульском горизонте).

Структурно-групповой состав нефтей среднего карбона в целом довольно близок к составу нефтей нижнего карбона, но по сравнению с нефтями нижнего карбона здесь во фракции 200—250°С заметна тенденция уменьшения углерода ароматических (8,32%) и нафтеновых (29,63%), а также некоторого увеличения углерода парафиновых структур (62%). Уменьшается, как общее число колец ( $K_{общ} = 0,75$ ), так и число ароматических колец ( $K_A = 0,16$ ).

Эта тенденция еще более отчетливо проявляется во фракции 250—300°С, где  $C_A = 10,44$ ;  $C_H = 29,37$ ;  $C_{п} = 60,20$ ;  $K_{общ} = 0,87$  и  $K_A = 0,24$ . Характер этих отличий и заметное проявление только в высококипящей фракции могут косвенно служить подтверждением о фильтрованном типе этих нефтей.

### ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ НА ТЕРРИТОРИИ КУЙБЫШЕВСКОЙ ОБЛАСТИ В ПРЕДЕЛАХ КРУПНЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ

Залежь нефти в афонинских слоях живетского яруса (пласт  $D_{V'}$ ) установлена только на территории северо-западного борта Бузулукской впадины в разрезе одного месторождения — Подгорненского. Нефть легкая, плотностью 0,80 г/см<sup>3</sup>, с содержанием серы 0,32%, смол — 1,5% и асфальтенов — 0,12%, парафина — 4,57%. Глубина залегания пласта 3440 м.

Нефти пласта  $D_{IV}$  имеют низкую плотность (0,80 г/см<sup>3</sup>), низкое содержание серы (0,29%) и смолисто-асфальтеновых компонентов (1,9%), характеризуются высоким газовым фактором (за исключением залежи пласта  $D_{IV}$  Кулешовского месторождения).

Нефти пласта  $D_{III}$  (ардатовские слои) относятся к категории легких, малосернистых и малосмолистых, за исключением Сидоровско-Сарбайской зоны (Сидоровское месторождение), где нефть имеет высокую плотность (0,904 г/см<sup>3</sup>), содержит значительное количество серы (2,26%) и смолисто-асфальтеновых компонентов (21,3%).

В пределах Муханово-Дмитриевской и Кулешовской зон поднятий нефти пласта  $D_{III}$ , по сравнению с нефтями пласта  $D_{IV}$ ,

имеют несколько большую плотность, более высокое содержание серы и асфальтеново-смолистых компонентов.

Нефти  $D_{III}'$  (стратиграфически принадлежащего также к арда-товским слоям) охарактеризованы только в залежи Хилковского месторождения. По сравнению с нефтями пластов  $D_{IV}$  и  $D_{III}$  (исключая Сидоровское месторождение) нефть пласта  $D_{III}'$  имеет более высокую плотность ( $0,871 \text{ г/см}^3$ ) и соответственно более высокое содержание серы, смол и асфальтенов. Групповой и структурно-групповой состав нефтей живетского яруса однотипен.

В целом в разрезе живетских отложений выделяются три участка с качественно различным составом нефтей: Кулешовская зона поднятий характеризуется наиболее легкими нефтями, Муханово-Дмитриевская зона поднятий, в пределах которой нефти, продолжая оставаться легкими, малосернистыми, малосмолистыми, имеют несколько большую плотность и содержат больше серы и смолисто-асфальтеновых компонентов, и Сидоровско-Сарбайская зона в Ставропольско-Кинельском прогибе, нефти которой имеют наиболее высокие для данных отложений плотность ( $0,870—0,900 \text{ г/см}^3$ ), содержание серы ( $1,2—2,3\%$ ) и смолисто-асфальтеновых компонентов

В пределах отдельных зон поднятий, где встречаются залежи в одноименных пластах, по ряду месторождений отмечается тенденция увеличения плотности нефтей, содержания серы и смол вверх по восстанию пласта. Так, например, в пределах Кулешовской зоны поднятий с востока на запад плотность нефти увеличивается от  $0,794$  в Кулешовском до  $0,810 \text{ г/см}^3$  в Бариновском, на Мухановско-Дмитриевской зоне поднятий от  $0,788$  в Неклюдовском до  $0,825 \text{ г/см}^3$  в Михайловском поднятиях.

В тех же направлениях прослеживается постепенное снижение величины отношения  $M/N+A$  углеводородам и увеличение цикличности (среднее содержание колец в молекуле), что согласуется с представлениями о перемещении однотипной нефти по принципу дифференциального улавливания

В отложениях пашийского горизонта выделяются два пласта:  $D_{II}$  и  $D_I$ , имеющие значительно более широкое распространение, чем живетские.

Нефти пласта  $D_{II}$  в пределах зон поднятий, где нефтеносны пласты живетского яруса, имеют по сравнению с нефтями пласта  $D_{IV}$  более высокую плотность ( $0,845$  против  $0,800—0,820 \text{ г/см}^3$ ), содержат больше серы, смолисто-асфальтеновых компонентов и характеризуются более низким выходом светлых фракций до  $300^\circ \text{C}$  ( $45—50\%$  против  $65\%$ ). Более легкие нефти в пласте  $D_{II}$  приурочены к месторождениям северо-западного борта Бузулукской впадины, в пределах которого наблюдается утяжеление нефтей с юга на север. В этом же направлении наблюдается и уменьшение величины отношения  $M/N+A$  углеводородов во фракции  $NK=200^\circ \text{C}$  и увеличение цикличности во фракциях  $200—250$  и  $250—300^\circ \text{C}$ . Относительно легкие нефти плотностью  $0,834 \text{ г/см}^3$  имеются и на

месторождениях Жигулевского свода (Зольный Овраг, Жигулевское).

В месторождениях Ставропольско-Кинельского прогиба нефти более тяжелые, плотностью  $0,860 \text{ г/см}^3$ . Особенно отличается нефть пласта Д<sub>II</sub> Екатериновского месторождения высоким содержанием смол (14%). Такое резкое увеличение содержания смолистых веществ по сравнению с содержанием их в других месторождениях в пределах одного и того же структурного элемента может быть связано с проявлением окислительных процессов в конкретных условиях данного месторождения, на что указывает также более низкое содержание парафина в нефтях близлежащих месторождений.

Групповой углеводородный состав фракций НК=200°С и 200—300°С нефтей залежей Ставропольско-Кинельского прогиба также отличается от такового аналогичных фракций нефтей северо-западного борта Бузулукской впадины (Неклюдовско-Долматовская зона). В последней зоне бензиновая фракция нефтей характеризуется большой степенью метаморфизма, на что указывает увеличенное содержание ароматических углеводородов (10,4% против 7,7%), более низкое содержание нафтеновых (16,1% против 25,0%) и более высокое отношение М/Н+А, составляющее 2,8 против 2,1. Возможно, формирование залежей пласта Д<sub>II</sub> в месторождениях Ставропольско-Кинельского прогиба (Сидоровско-Сарбайская, Екатериновская зона поднятий) и северо-западного борта Бузулукской впадины связано с различными источниками питания, а возможно, и с более поздним временем заполнения ловушек Екатериновской зоны поднятий.

В отдельных зонах поднятий, вверх по восстанию пласта, наблюдается увеличение плотности нефтей, содержания серы, асфальтеново-смолистых компонентов, а в углеводородном составе прослеживается увеличение содержания нафтеновых углеводородов и снижение метановых.

Пласт Д<sub>I</sub> нефтеносен почти на всей территории Куйбышевской области. Состав нефтей его изменяется в широких пределах: от легких, малосернистых и малосмолистых (плотность  $0,810 \text{ г/см}^3$ , содержание серы 0,9%, смол 3,59%), до тяжелых высокосмолистых и сернистых (плотность  $0,934 \text{ г/см}^3$ , серы 3,06% и смол 18,7%), с выходом фракций до 300°С от 58 до 26% (рис. 49).

В соответствии с принятыми градациями изменения плотности, в пласте Д<sub>I</sub> на территории Куйбышевской области выделяются четыре зоны, различающиеся по свойствам и составу нефтей.

Первая зона соответствует легким нефтям плотностью до  $0,824 \text{ г/см}^3$ . Сернистость нефтей в этой зоне не превышает 0,74%. Эта зона представлена двумя участками: один располагается в пределах северо-западного борта Бузулукской впадины (Мухановское месторождение) и северо-восточной части Жигулевского свода (Криволукское, Волго-Сокское, Зольненское); второй занимает северо-восточную часть Ставропольско-Кинельского прогиба и юж-

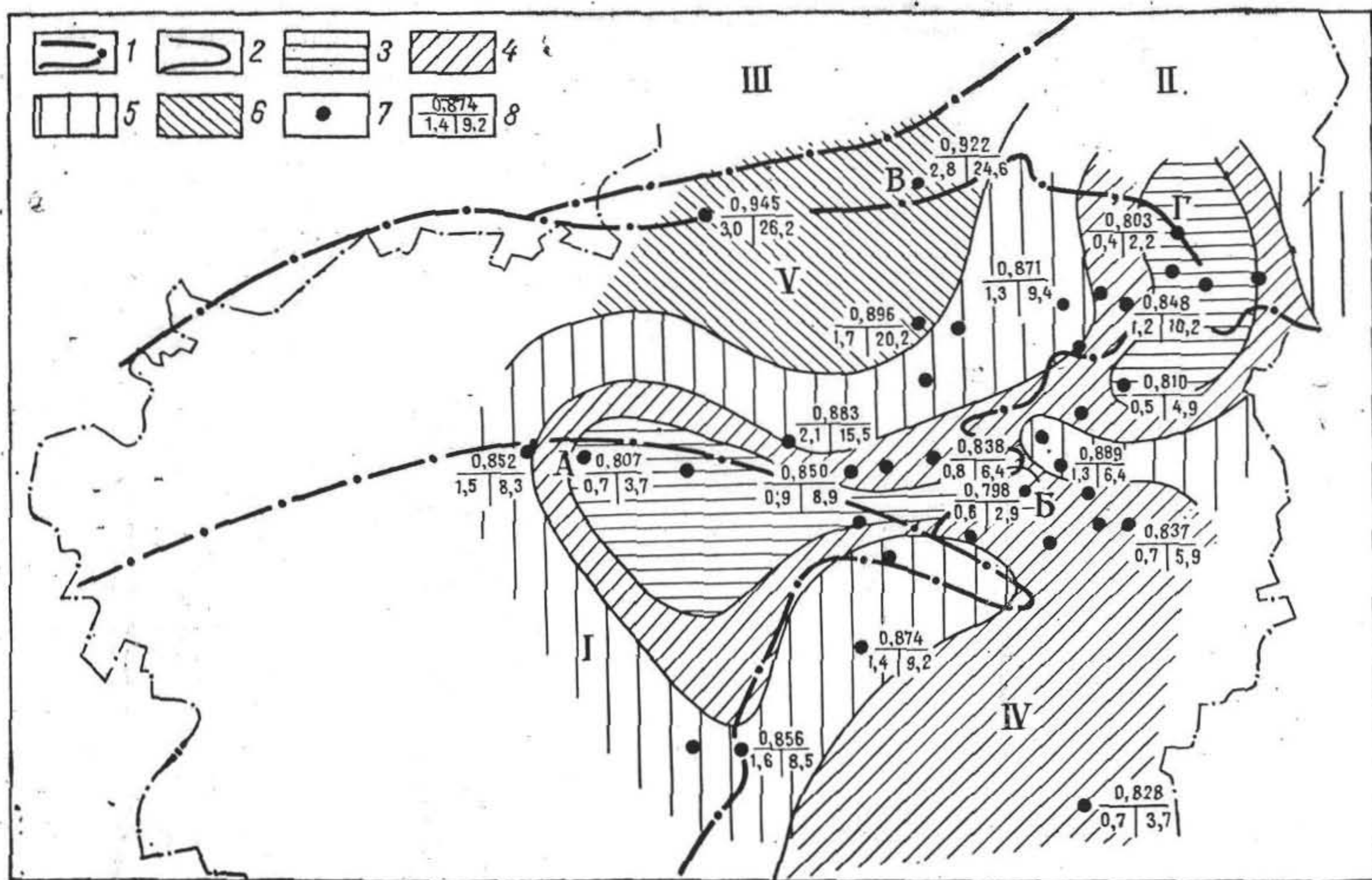


Рис. 49. Схематическая карта изменения физико-химических свойств нефтей пласта Д<sub>1</sub> пашийского горизонта на территории Куйбышевской области.

1 — границы тектонических элементов; I — Жигулевский свод, III — Южный склон Татарского свода, III — Мелекесская впадина, IV — Бузулукская впадина, V — Ставропольско-Кинельский прогиб; 2 — границы зон выделенных по физико-химическим свойствам нефтей; 3 — зона легких нефтей; 4 — зона средних облегченных нефтей; 5 — зона средних нефтей; 6 — зона тяжелых нефтей; 7 — залежи нефти: А — Зольненская, Б — Мухановская, В — Радаевская, Г — Сосновская, Д — Сызранская, Е — Кулешовская, Ж — Покровская; 8 — дробь: в числителе — плотность нефти, в знаменателе — слева содержание серы; справа сумма смол и асфальтенов (% на нефть).

ную окраину Альметьевской вершины Татарского свода (Сосновское, Дерюжевское, Новоаманакское месторождения), открываясь в сторону южного склона Татарского свода.

Участки распространения легких нефтей соответствуют четко выраженным зонам поднятий: Мухановско-Дмитриевской, Большекинельской и Жигулевской и со всех сторон обрамляются второй зоной — средних облегченных нефтей плотностью 0,825—0,850 г/см<sup>3</sup>. Содержание серы в нефтях второй зоны изменяется от 0,75 до 1,3%. Зона охватывает почти всю территорию северо-западного борта Бузулукской впадины, южную и северо-восточную части Ставропольско-Кинельского прогиба.

К северу от зоны средних облегченных нефтей в виде узкой полосы по территории Ставропольско-Кинельского прогиба протягивается зона средних нефтей плотностью 0,851—0,890 г/см<sup>3</sup> и с содержанием серы 1,31—2,0%. В восточной и юго-восточной частях эта зона проходит по территории Жигулевского свода и северо-западному борту Бузулукской впадины (Яблонувый Овраг, Рассветское, Горбатовское месторождения).

Еще далее к северу располагается зона тяжелых нефтей плотностью от 0,891 г/см<sup>3</sup> и выше, с содержанием серы более 2%. Она охватывает северную часть Ставропольско-Кинельского прогиба и юго-западную часть южного склона Татарского свода, открываясь в сторону Мелекесской впадины.

Для нефтей пласта  $D_1$  достаточно четко фиксируется также прямая зависимость между плотностью и содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов (рис 49). Так, для зоны легких нефтей оно ниже 5,0%, для зоны средних облегченных и средних нефтей содержание смолисто-асфальтеновых компонентов изменяется от 5 до 10%. Область, в которой преобладают тяжелые нефти, характеризуется самым высоким содержанием смол и асфальтенов, достигающим 20—26%.

Содержание парафина в нефтях пласта  $D_1$  колеблется от 2 до 7%. Четкой связи между содержанием парафина и плотностью нефтей не проявляется. С одной стороны, встречаются нефти с низким значением плотности и низким содержанием парафина (Криволукское, Зольненское месторождения), с другой, нефти средней плотности (Рассветское месторождение) и тяжелые (Радаевское месторождение), также содержащие мало парафина.

По содержанию парафина в пласте  $D_1$  условно можно выделить две зоны: зону парафиновых нефтей (содержание парафина от 1,5 до 5%) и зону высокопарафиновых нефтей (парафина более 5,1%). Зона парафиновых нефтей территориально совпадает с зонами легких и облегченных нефтей, за исключением Радаевского месторождения, которое по плотности нефтей относится к зоне тяжелых нефтей. Высокопарафиновые нефти встречены на двух участках. Один располагается на территории северо-западного борта Бузулукской впадины (Алтуховское, Михайловское, Новоключевское, Спиридоновское) и северо-восточной части Жигулевского

свода (Волго-Сокское, Жигулевское), второй — приурочен к месторождениям Ставропольско-Кинельского прогиба (Екатериновское, Шумаркинское).

П. Ф. Андреев, А. И. Богомолов считают, что для систем, содержащих большие количества твердых парафинов, характерны более глубокие этапы превращений. Нефти начальных этапов превращений, по их мнению, характеризуются наличием значительных количеств карбоциклических структур при обязательном отсутствии твердых парафинов. По мнению В. А. Успенского, О. А. Радченко, беспарафинистые и слабopарафинистые нефти могут представлять собой вторичный продукт окислительного метаморфизма парафинистых нефтей, при более высоком содержании асфальтеново-смолистых веществ по сравнению с парафинистыми нефтями. Рассматривая, с указанных точек зрения, картину распределения парафина в нефтях пласта Д<sub>1</sub>, можно видеть, что нефти с низким содержанием парафина (Хилковское — 2,7, Зольненское — 2,2, Криволукское — 3,1%) по содержанию асфальтеново-смолистых компонентов не отличаются от высокопарафинистых нефтей (Алакаевское — 6,2, Волго-Сокское — 5,1, Михайловское — 6,3%)

Исходя из этого, наличие нефтей с различным содержанием парафина следует связывать с различной степенью метаморфизма исходного органического вещества и одновременным формированием залежей, при этом не исключается наличие локальных процессов окисления

подавляющее большинство исследователей считает, что при решении вопроса о генезисе различных типов нефтей основное внимание должно уделяться изучению группового углеводородного их состава, выявлению закономерностей в составе классов углеводородов и отдельных компонентов этих классов.

Как следует из построенной нами карты группового углеводородного состава нефтей пашийского горизонта, во фракции НК = 200°С, являющейся, в силу ограниченного количества данных, весьма схематичной (рис 50), колебания в содержании отдельных классов углеводородов для нефтей пласта Д<sub>1</sub> в различных месторождениях незначительны. Для метановых углеводородов пределы колебания составляют 60—74%, нафтеновых — 12—13% и ароматических — 8—15%. Величина отношения метановых к сумме нафтеновых и ароматических углеводородов ( $M/N+A$ ) изменяется от 1,5 до 2,8. В соответствии с изменениями указанной величины на карте условно выделяются две зоны.

Первая зона с величинами отношения  $M/N+A=2,25-2,89$  включает месторождения Жигулевского свода (Волго-Сокское, Криволукское), северо-западного борта Бузулукской впадины (Малышевское, Мухановское, Михайловское) и северо-восточной части Ставропольско-Кинельского прогиба и южной окраины Альметьевской вершины (Сосновское, Дерюжевское, Новоаманакское). В общем виде эта зона соответствует зонам легких и облегченных нефтей по плотности и зонам низкого (до 5%) и пониженного со-



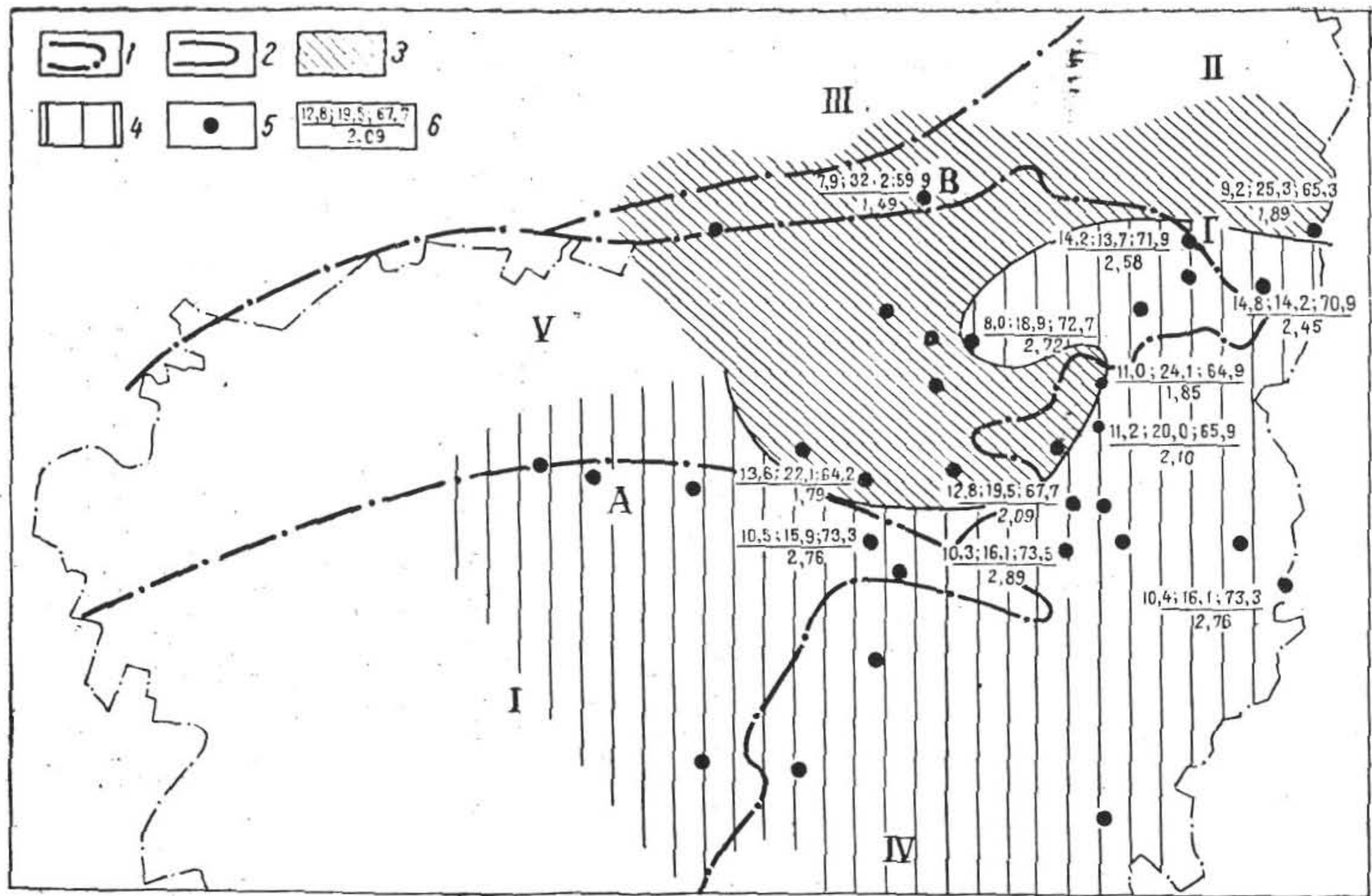


Рис. 50. Схематическая карта изменения группового углеводородного состава фракций до 200°С в нефти пашийского горизонта на территории Куйбышевской области.

1 — границы тектонических элементов I—V (см. рис. 49); 2 — границы зон нефтей с различным групповым составом; 3 — зона нефтей с величиной отношения  $M/(N+A) < 2$ ; 4 — зона нефтей с величиной отношения  $M/(N+A) < 2$ ; 5 — площади с залежами нефти в пашийском горизонте: А — Зольненская, В — Дмитриевская, Г — Сосновская; 6 — дробь: в числителе (слева направо) — содержание ароматических, нафтеновых и метановых углеводородов в % на фракцию; в знаменателе — отношение метановых к сумме нафтеновых и ароматических.

держания асфальтеново-смолистых веществ, что может свидетельствовать о значительной степени термокаталитической превращенности этих нефтей.

В месторождениях южной части зоны (Волго-Сокское, Криволукское, Долматовское, Малышевское) содержание ароматических углеводородов составляет 10—11%, нафтеновых — 16—19%, а в месторождениях северо-восточной части (Сосновское, Дерюжевское, Новоаманакское) соотношение этих классов углеводородов обратное (нафтеновых 12—14%, ароматических 14—15%).

Исходя из термокаталитической гипотезы (Добрянский, 1948, Добрянский, Андреев, Богомол, 1958; Карцев, 1969), согласно которой нефти испытывают в природных условиях изменения, направленные в сторону разукрупнения молекул и образования метановых углеводородов, а также в сторону увеличения содержания ароматических углеводородов в бензинах за счет разукрупнения сложных ароматических и гибридных молекул с ростом пластовых температур, можно предполагать, что нефти месторождений южной и северо-восточной частей зоны, характеризующиеся различным соотношением ароматических и нафтеновых углеводородов, генетически неоднотипны и связаны с различными источниками питания.

Вторую зону образуют нефти, в бензинах которых величина отношения  $M/H+A$  составляет 1,49—1,9

Содержание отдельных классов углеводородов в этой зоне меняется в пределах: 60—65% для метановых, 21—32% для нафтеновых, 8—15% для ароматических углеводородов.

В эту зону входят месторождения Ставропольско-Кинельского прогиба (Хилковское, Новозапрудненское) и южного склона Альметьевской вершины Татарского свода (Радаевское, Алешкинское).

Более низкие величины отношения  $M/H+A$  углеводородов, пониженное содержание метановых, более высокое — нафтеновых, по сравнению с аналогичными параметрами нефтей первой зоны, указывают на меньшую степень превращенности нефтей второй зоны. Возникновение нефтей такого облика могло быть связано либо с самостоятельными источниками питания, либо с изменением их состава в процессе миграции.

По направлению миграции нефти становятся более плотными, в них увеличивается содержание нафтенов, а в бензинах уменьшается содержание метановых и ароматических углеводородов (Максимов, 1964; Карцев, 1969).

Для нефтей южного склона Альметьевской вершины (Радаевское, Алешкинское) отмечается именно такая направленность в изменении их состава по сравнению с нефтями Сосновского, Дерюжевского и Новоаманакского месторождений. Возможно, что вся эта группа месторождений сформировалась за счет одного источника поступления нефти.

Что касается месторождений южной части Ставропольско-Кинельского прогиба (Новозапрудненское, Алакаевское, Хилковское,

Респевское), то здесь отмечается иная направленность в изменении углеводородного состава бензинов. По сравнению с месторождениями южного склона Альметьевской вершины здесь отмечается увеличение содержания ароматических углеводородов при снижении нафтеновых и метановых углеводородов, а по сравнению с нефтями первой зоны (Волго-Сокское, Криволукское, Малышевское, Новоключевское) — снижение метановых при увеличении ароматических и нафтеновых углеводородов. Повышенное содержание ароматических углеводородов при низкой величине отношения  $M/H+A$ , отсутствие закономерностей, характерных для миграции геохимически более превращенных нефтей, позволяют высказать предположение, что источники питания при формировании девонских залежей в месторождениях южной части Ставропольско-Кинельского прогиба, северо-западного борта Бузулукской впадины и южного склона Альметьевской вершины были различными.

Нефти кыновского горизонта (пласты  $D_k, D_k', D_0, D_0'$ ) в пределах одноименных структурных зон обнаруживают сходство с нефтями пашийского горизонта.

Легкие нефти приурочены к месторождениям Жигулевского свода (Волго-Сокское, Криволукское), тяжелые — к месторождениям Сокско-Шешминской зоны поднятий на южном склоне Альметьевской вершины (Елховское). Средние нефти связаны с Красноярсско-Хилковской зоной поднятий южной части Ставропольско-Кинельского прогиба (Чубовское, Новозапруденское, Алакаевское).

Нефти пласта  $D_k'$ , залегающего выше пласта  $D_k$ , судя по Криволукскому месторождению, имеют более низкую плотность, более низкое содержание смол и характеризуются почти полным отсутствием асфальтенов, что свидетельствует о фильтрованном характере этих нефтей.

Нефти карбонатной толщи девона (бурегский горизонт пласта  $D_m$ , верхнефранский подъярус пласта  $D_f$ ) по всем параметрам обнаруживают сходство с нефтями терригенных отложений девона. Отсутствие асфальтенов указывает на их фильтрованный характер, а сходство группового углеводородного состава во фракции НК =  $200^\circ C$  (ароматических — 10,67%, нафтеновых — 16,52% и метановых — 72,45%) — на их однотипность с нефтями пашийского горизонта в залежах месторождений северо-западного борта Бузулукской впадины (Мухановско-Дмитриевская зона поднятий).

В разрезе нижнего карбона нефтеносность связана с карбонатными коллекторами турнейского яруса, окского надгоризонта и терригенными отложениями малиновского надгоризонта, бобринского и тульского горизонтов визейского яруса.

Самым нижним продуктивным пластом в разрезе нижнего карбона является пласт Д-Л заволжского горизонта. По плотности нефти этого горизонта относятся к легким и средним. Легкая нефть установлена только в залежи пласта Д-Л на месторождении Зольный Овраг, она имеет низкую плотность —  $0,805 \text{ г/см}^3$ , харак-

теризуется низким содержанием смол и асфальтенов, высокими величинами отношения смол к асфальтенам (9,0) и высоким выходом легких фракций (61%). По всем признакам нефти пласта Д-Л в Зольном Овраге обнаруживают свойства нефтей фильтрованного типа.

Средние нефти приурочены к залежам Покровского и Фатеевского месторождений. Плотность нефтей в залежах этих месторождений изменяется от 0,855 до 0,860 г/см<sup>3</sup>, содержание серы достигает 1,3%, сумма смол и асфальтенов — 10,5—11,5% (против 3,1% для легких нефтей). Выход фракций до 300°С снижается до 47%. В разрезе этих месторождений залежи нефти в нижележащих пластах девона отсутствуют.

Различия легких и средних нефтей проявляются и в групповом углеводородном составе бензинов (фракция НК=200°С). В бензинах легкой нефти по сравнению со средними содержится меньше ароматических углеводородов (9,4% против 13,2%) и больше метановых (69% против 64%). В соответствии с этим величина отношения М/Н+А в легкой нефти составляет 2,2 против 1,8 для средних нефтей.

Во фракции НК=200÷300°С легких нефтей нафтеновые углеводороды почти в 2,5 раза превышают ароматические, а отношение М/Н+А не превышает 0,65. Для средних нефтей отмечаются обратные соотношения. Содержание ароматических и нафтеновых углеводородов почти одинаково и суммарное не превышает количество метановых. Весьма вероятно, что источники формирования залежей в пласте Д-Л с легкими и средними нефтями были различными.

Нефтеносность турнейского яруса имеет более широкое площадное распространение (пласт В<sub>1</sub>). Территориально залежи нефти установлены в пределах всех структурных элементов 1-го порядка. По плотности в пласте В<sub>1</sub> выделяются облегченные средние, средние и тяжелые нефти.

Облегченные средние нефти плотностью 0,826—0,850 г/см<sup>3</sup> с содержанием серы 1,2—1,5%, смолисто-асфальтеновых компонентов 6,3—9,0% и выходом светлых 48,0—55,0% приурочены к южной части северо-западного борта Бузулукской впадины (Мало-Малышевское, Ветляное, Грековское) и к Жигулевскому своду (Стрельненское, Покровское).

Средние нефти плотностью 0,851—0,890 г/см<sup>3</sup> с содержанием серы 1,1—2,36, смолисто-асфальтеновых веществ 10—14% и выходом светлых фракций 43—52% встречаются главным образом в месторождениях Ставропольско-Кинельского прогиба (Красноярское, Новозапруденское, Козловское, Сидоровское) и в Большекинельской зоне поднятий южного склона Альметьевской вершины (Сосновское, Дерюжевское, Новоаманакское). В меньшей степени они характерны для месторождений северо-западного борта Бузулукской впадины.

Групповой углеводородный состав нефтей месторождений Ставропольско-Кинельского прогиба и Большекинельской зоны поднят, несмотря на значительные колебания плотности ( $0,863 \text{ г/см}^3$  — Красноярское,  $0,882 \text{ г/см}^3$  — Сидоровское), имеет большое сходство, которое выражается в значительной метанизации фракций  $\text{НК}=200^\circ\text{C}$  (содержание метановых углеводородов составляет 71—76%, величина отношения  $\text{M/N+A}=2,6 \div 3,3$ ), в одинаковой степени циклизации фракций  $250\text{—}300^\circ\text{C}$  по данным распределения доли углерода в структурах различных классов углеводородов и содержания колец в молекуле.

Тяжелые нефти плотностью  $0,898\text{—}0,906 \text{ г/см}^3$  с содержанием серы 2,5—3,5%, смол и асфальтенов 13—24%, выходом светлых  $33\text{—}34\%$  приурочены к южному склону Альметьевской вершины (Радаевское, Якушкинское, Восточно-Боголюбовское месторождения). Отсутствие данных по групповому углеводородному составу бензинов и структурно-групповому составу более высококипящих фракций этих нефтей не позволило сопоставить их с аналогичными фракциями легких и средних нефтей и определить степень их катагенного изменения.

Нефтеносность терригенных отложений нижнего карбона связана с пластами  $\text{C}_V$ ,  $\text{C}_{IV}$ ,  $\text{C}_{III}$ ,  $\text{C}_{II}$  — малиновского надгоризонта, получивших развитие в зоне Камско-Кинельских прогибов, с пластами  $\text{B}_3$  ( $\text{C}_{IA}$ ),  $\text{B}_2$  ( $\text{C}_I$ ) бобриковского горизонта (последний имеет региональное распространение на всей территории области) и пластом  $\text{B}_0$  тульского горизонта.

Нефти в пластах  $\text{C}_V$ ,  $\text{C}_{IV}$  и  $\text{C}_{III}$  по плотности, содержанию серы и парафина относятся к средним облегченным, сернистым и высокопарафинистым нефтям с выходом светлых фракций до  $300^\circ\text{C}$  — 40—48%.

Групповой углеводородный и структурно-групповой состав фракций в различных пластах одноименных тектонических зон также обнаруживает большое сходство (пласты  $\text{C}_{IV}$  и  $\text{C}_{III}$  Мухановско-Дмитриевской зоны)

По разрезу ряда месторождений, где имеется несколько продуктивных пластов в отложениях малиновского надгоризонта, прослеживается тенденция облегчения нефтей от нижних пластов к верхним, что указывает на их взаимосвязь.

Нефти пласта  $\text{C}_{II}$  более разнообразны и территориально имеют более широкое распространение.

В пределах ряда структурных зон плотность нефтей изменяется от 0,844 до  $0,911 \text{ г/см}^3$ , содержание серы от 0,89 до 2,9% и выход светлых фракций от 45 до 36%.

Средние облегченные, сернистые, парафинистые нефти приурочены к месторождениям Мухановско-Дмитриевской зоны. Далее к северу в месторождениях Северо-Мухановской структурной зоны наблюдается увеличение плотности, содержания серы и особенно асфальтенов. Нефти примерно такого же состава заполняют за-

лежи и в Екатериновской структурной зоне. По своей характеристике нефти в этих зонах относятся к категории средних.

Тяжелые высокосернистые, высокосмолистые нефти приурочены к месторождениям Сокско-Шешминской структурной зоны. Образование средних и тяжелых нефтей в месторождениях Северо-Мухановской, Екатериновской и Сокско-Шешминской зон поднятий вряд ли можно связывать с окислительными процессами, поскольку при относительно высокой смолистости содержание парафина в них не только не ниже, но даже несколько выше, чем в облегченных средних нефтях Мухановско-Дмитриевской зоны. По групповому углеводородному составу фракций НК=200°С, 200—300°С средние облегченные нефти Мухановско-Дмитриевской и Неклюдовско-Долматовской зон характеризуются довольно высокой стадией геохимической превращенности. Судя по физико-химической характеристике, облегченные средние нефти генетически не однотипны со средними и тяжелыми нефтями.

Нефти нижнего пласта (С<sub>Ia</sub>) бобриковского горизонта в залежах Мухановско-Дмитриевской и Неклюдовско-Долматовской зон северо-западного борта Бузулукской впадины относятся к категории облегченных средних, парафинистых, относительно малосмолистых и малосернистых. По групповому углеводородному и структурно-групповому составу фракций нефти этих зон обнаруживают большое сходство как между собой, так и сравнительно с нефтями пласта С<sub>III</sub> малиновского надгоризонта в одноименных структурных зонах.

Высокие величины отношения смол к асфальтенам (12 — в Мухановско-Дмитриевской и 16 — в Неклюдовско-Долматовской зонах) указывают на фильтрованный характер нефтей в залежах указанных зон.

Нефти пласта Б<sub>3</sub> в месторождениях Сидоровско-Сарбайской зоны Ставропольско-Кинельского прогиба по плотности относятся к средним, содержание парафина в них примерно такое же, как и в нефтях рассмотренных выше зон, а содержание смол и асфальтенов увеличивается почти в 2 раза, при этом величина отношения смол к асфальтенам снижается до четырех.

Повышенное содержание смолисто-асфальтеновых компонентов при высоком содержании парафина не позволяет связывать образование такого типа нефтей с окислительными процессами. Более вероятно предполагать, что возникновение нефтей подобного типа связано с наличием самостоятельных источников питания.

Нефти пласта Б<sub>2</sub>(С<sub>I</sub>) представлены по плотности облегченными средними, средними и тяжелыми типами, по содержанию серы сернистыми и высокосернистыми и по содержанию смол и асфальтенов смолистыми и высокосмолистыми.

Для месторождений северо-западного борта Бузулукской впадины (Мухановско-Дмитриевская, Кулешовская зоны поднятий) характерны нефти среднего облегченного типа (плотность 0,840—0,850 г/см<sup>3</sup>). В обеих зонах групповой углеводородный состав фрак-

ций нефтей ( $\text{НК}=200$  и  $200-300^\circ\text{C}$ ) и структурно-групповой состав фракций  $200-250^\circ\text{C}$ ,  $250-300^\circ\text{C}$  обнаруживают большое сходство.

Некоторое снижение содержания парафина и увеличение содержания смолисто-асфальтеновых компонентов в нефтях Кулешовской зоны может быть связано с несколько большим путем миграции по сравнению с нефтями Мухановско-Дмитриевской зоны, на что указывает и более высокое содержание колец в молекуле (1,39 в Кулешовской зоне против 0,97 в Мухановско-Дмитриевской зоне).

На Жигулевском своде в основном развиты нефти среднего типа. В залежах Жигулевской зоны поднятий нефти имеют более низкую плотность, содержат меньше серы, смол и асфальтенов и несколько больше парафина по сравнению с нефтями Южно-Жигулевской и Покровской зон поднятий Групповой углеводородный состав бензинов и фракций  $200-300^\circ\text{C}$  по данным анализа нефтей Покровского и Стрельненского месторождений указывает на их качественное различие. Это различие проявляется в содержании нафтеновых углеводородов (21,8% в Стрельненском против 28,4 в Покровском) при одинаковом содержании ароматических и величинах отношения  $\text{M/N+A}$  (1,57% в Покровском против 2,05% в Стрельном Овраге). Различия, наблюдаемые в содержании парафина, смолисто-асфальтеновых компонентов, нафтеновых углеводородов и в величинах отношения  $\text{M/N+A}$  для нефтей Жигулевской и Покровской зон поднятий, трудно объяснить, исходя из предположения о генетическом единстве этих нефтей. Более вероятно считать, что нефти в ловушках Покровской, Южно-Жигулевской зон поднятий и в структуры Жигулевской зоны поступали из разных источников.

В залежах пласта  $\text{B}_2$  Ставропольско-Кинельского прогиба встречаются все типы нефтей Средние облегченные — в залежах Красноярско-Хилковской зоны, средние — в Сидоровско-Сарбайской и тяжелые — в Орлянской. На южном склоне Альметьевской вершины во всех структурных зонах нефти только тяжелые.

Характерной особенностью нефтей Ставропольско-Кинельского прогиба и южного склона Татарского свода является высокое содержание парафина, как и в нефтях северо-западного борта Бузулукской впадины и Жигулевского свода, но при значительно более высоком содержании асфальтеново-смолистых компонентов, что является одним из доказательств того, что нефти такого облика не испытывали окислительных воздействий. На отсутствие процессов окисления указывают также высокие величины отношения  $\text{M/N+A}$  в бензинах нефтей этих структурных элементов (2,5—2,7 против 1,6—2,0 для Мухановско-Дмитриевской и Жигулевской зон поднятий).

В распределении нефтей различной плотности, содержащихся в залежах пласта  $\text{B}_2(\text{C}_1)$ , так же как и пласта  $\text{D}_1$  пашийского горизонта, отмечается отчетливо выраженная зональность (рис. 51).

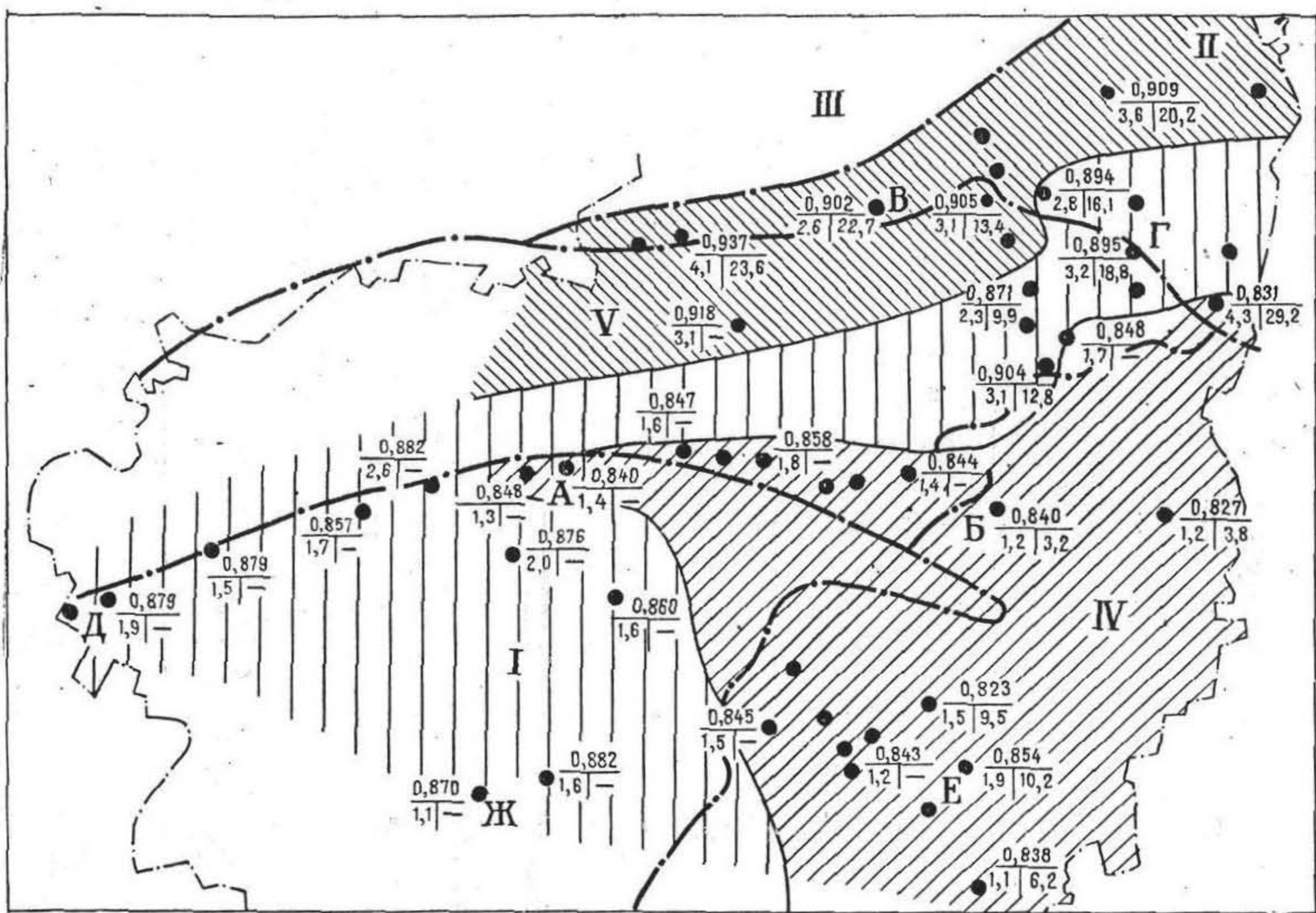


Рис. 51. Схематическая карта изменения физико-химических свойств нефтей пласта Б<sub>2</sub> (С<sub>1</sub>) бобриковского горизонта на территории Куйбышевской области.  
Условные обозначения см. рис. 49.



По плотности выделяются три зоны нефтей: средних облегченных, средних и тяжелых. Граница зоны развития средних облегченных нефтей плотностью  $0,825-0,850 \text{ г/см}^3$ , с содержанием серы  $1,0-1,7\%$  проходит с юга и юго-востока на северо-восток, охватывая почти всю территорию северо-западного борта Бузулукской впадины, северо-восточную часть Жигулевского свода, южную и юго-восточную части Ставропольско-Кинельского прогиба, оставаясь открытой в восточном и юго-восточном направлениях. От этой зоны в северном и западном направлениях прослеживается последовательное увеличение плотности нефтей и содержания серы.

Зона средних нефтей плотностью  $0,851-0,890 \text{ г/см}^3$  и с содержанием серы  $1,4-2,0\%$  обрамляет зону облегченных средних нефтей, располагаясь на территории Жигулевского свода, Ставропольско-Кинельского прогиба и самой юго-восточной части южного склона Альметьевской вершины.

Зона тяжелых нефтей плотностью  $0,891-0,940 \text{ г/см}^3$  с содержанием серы  $2,3-4,0\%$  с севера и северо-востока обрамляет зону средних нефтей и проходит узкой полосой по северной части Ставропольско-Кинельского прогиба и южной части южного склона Альметьевской вершины.

Содержание асфальтеново-смолистых компонентов полностью согласуется с изменением плотности нефтей.

Облегченные средние нефти характеризуются содержанием асфальтеново-смолистых компонентов от 5 до  $10\%$ . Исключение составляют месторождения Мухановское и Уваровское, нефти которых в пласте  $C_1$  содержат незначительное количество асфальтеново-смолистых компонентов, не превышающие  $4\%$ , и Парфеновское — нефти его с высокой смолистостью, достигающей  $16,5\%$ .

В зоне средних нефтей содержание асфальтеново-смолистых компонентов составляет  $10-15\%$ , но наиболее часто встречаются значения  $12-13\%$ . В зоне тяжелых нефтей содержание асфальтеново-смолистых компонентов колеблется от 20 до  $26\%$ .

Содержание парафина в нефтях бобриковского горизонта изменяется от  $3,7$  до  $7,5\%$ .

Четкой связи между распределением плотности нефтей и содержанием парафина не прослеживается. Нефти с высоким содержанием парафина встречаются в зоне как облегченных, так и средних и даже тяжелых нефтей, аналогичная картина отмечается и для нефтей с более низким содержанием парафина (до  $6\%$ ).

Высокопарафиновые нефти связаны с месторождениями северо-западного борта Бузулукской впадины (Грековское, Маломалышевское, Уваровское), южного склона Альметьевской вершины (Новоаманакское, Кротковское, Сосновское, Восточно-Боголюбовское, Якушкинское, Радаевское и Авралинское), Ставропольско-Кинельского прогиба (Красноярское, Чубовское, Хилковское, Сидоровское, Козловское и Северо-Каменское).

Групповой углеводородный состав нефтей во фракциях НК =  $200^\circ \text{C}$  в отдельных залежах бобриковского горизонта (пласты

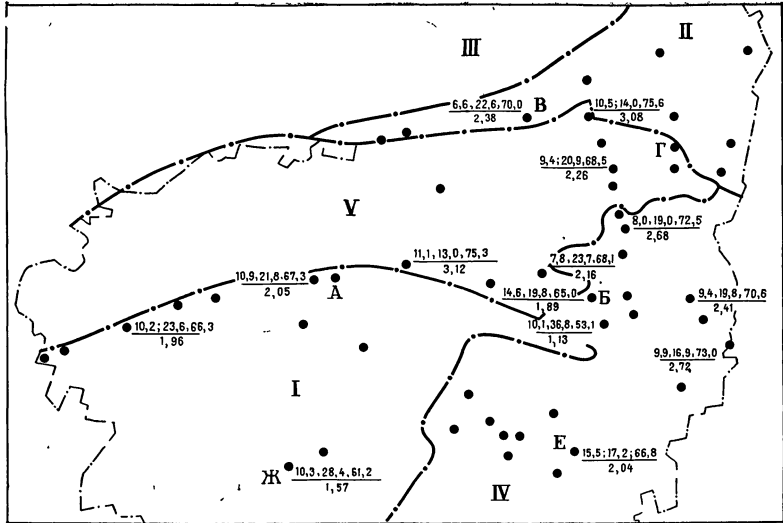


Рис. 52. Схематическая карта изменения группового углеводородного состава фракций до НК=200°С в нефтях пласта Б<sub>2</sub> (С<sub>1</sub>) бобриковского горизонта на территории Куйбышевской области  
Условные обозначения см рис 49

$B_2(C_I)$  и  $B_3(C_{Ia})$  представлен на схематической карте (рис. 52).

Приведенные на карте аналитические данные показывают, что нефти пласта  $C_{Ia}$  в месторождениях северо-западного борта Бузулукской впадины по составу бензинов обладают большим сходством и по соотношению углеводородов  $M/H+A$  характеризуются одинаковой степенью геохимической превращенности.

Нефти пласта  $B_2$  по составу фракций  $НК=200^\circ C$  и более подразделяются на три группы.

Первую группу составляют нефти, в бензинах которых отмечается высокое содержание метановых углеводородов (70—75%), пониженное содержание нафтеновых (13—14%) и относительно высокие величины отношения  $M/H+A$  (3,1—3,2). В эту группу входят Красноярское, Серноводское месторождения.

Вторая группа нефтей по тем же самым параметрам (по сравнению с первой группой) характеризуется пониженным содержанием метановых (65—67%), увеличением нафтеновых (18—19%) и ароматических (14—16%) при общем снижении отношения  $M/H+A \leq 2$ . Сюда относятся нефти Кулешовского, Мухановского месторождений.

Третью группу составляют нефти, отличающиеся от второй группы некоторым увеличением нафтеновых углеводородов (22—28%) за счет снижения ароматических до 10—8% при одинаковых величинах отношения  $M/H+A$ .

В эту группу входят месторождения: Стрельненское, Хилковское и Губинское.

Наблюдаемые различия нефтей во фракции  $НК=200^\circ C$ , подтверждаются структурно-групповым составом во фракциях  $200—250^\circ C$ ,  $250—300^\circ C$ , по содержанию углерода в ароматических и нафтеновых структурах и по среднему содержанию колец в молекуле.

Таким образом, своеобразный состав бензинов нефтей бобринского горизонта является еще одним доказательством того, что образование залежей в месторождениях южного склона Альметьевской вершины и северной части Ставропольско-Кинельского прогиба, с одной стороны, Жигулевского вала и северо-западного борта Бузулукской впадины, с другой, связано с поступлением углеводородов из различных источников.

Нефти среднего карбона изменяются в широких пределах: от легких плотностью  $0,790 \text{ г/см}^3$  до тяжелых плотностью  $0,900 \text{ г/см}^3$ . Наиболее характерными для отложений среднего карбона являются нефти средние облегченные и средние.

Наиболее широкое площадное распространение в среднем карбоне имеют залежи нефти в карбонатных коллекторах башкирского яруса (пласт  $A_4$ ), для которых составлены схематические карты изменения основных параметров нефтей.

На схематической карте изменения плотности нефтей башкирского яруса (рис. 53) выделяются три зоны: первая зона соответствует легким нефтям плотностью  $0,790—0,824 \text{ г/см}^3$ , с содержа-

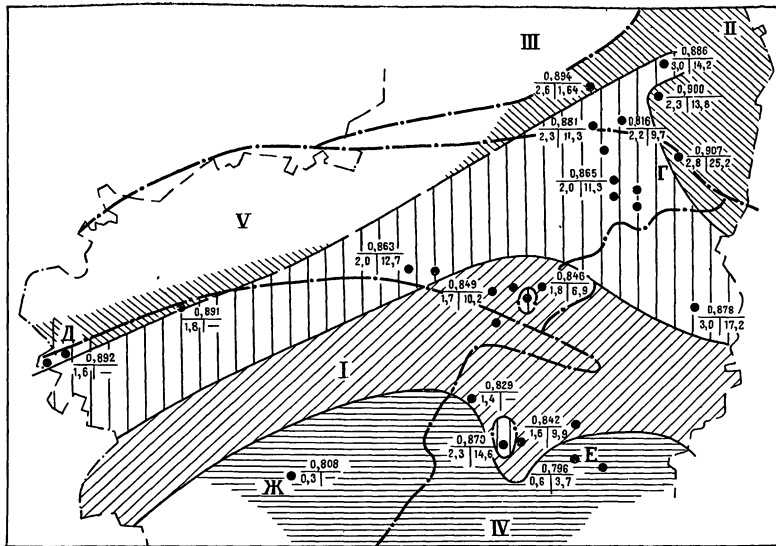


Рис. 53. Схематическая карта изменения физико-химических свойств нефти пласта А<sub>4</sub> башкирского яруса на территории Куйбышевской области.

Условные обозначения см рис. 49.

нием серы 0,33—0,57%. Она проходит по южной части Жигулевского свода (Покровское месторождение) и северо-западного борта Бузулукской впадины (Кулешовское, Благодаровское, Иргизское), открываясь в Саратовскую и Оренбургскую области.

Зона средних облегченных нефтей плотностью 0,825—0,850 г/см<sup>3</sup> и содержанием серы 1,2—1,7% непосредственно примыкает к северной границе распространения легких нефтей и узкой полосой проходит по территории Жигулевского свода, по самой южной части Ставропольско-Кинельского прогиба и центральной части северо-западного борта Бузулукской впадины. В эту зону входят два месторождения Бариновское и Криволюкское, в которых нефти пласта А<sub>4</sub> отличаются от окружающих месторождений резко увеличенной плотностью (0,870 и 0,901 г/см<sup>3</sup>) и высоким содержанием серы (2,3—3,2%). Эти нефти следует рассматривать как аномальное отклонение, связанное, видимо, с проявлением окислительных процессов на локальных участках.

Еще далее к северу располагается зона средних нефтей плотностью 0,851—0,890 г/см<sup>3</sup> и содержанием серы 1,7—2,4%. В эту зону входят месторождения Ставропольско-Кинельского прогиба и северной части северо-западного борта Бузулукской впадины.

На территории южного склона Альметьевской вершины располагается зона тяжелых нефтей плотностью 0,891—0,910 г/см<sup>3</sup> и содержанием серы выше 2,5%.

Распределение асфальтеново-смолистых компонентов в рассмотренных нефтях в общем виде увязывается с изменением плотности. Тяжелые нефти содержат большее количество асфальтеново-смолистых веществ, но прямой пропорциональности, как в девонских нефтях, здесь не отмечается. Так, например, нефть Путиловского месторождения имеет плотность 0,901 г/см<sup>3</sup>, содержание суммы смол и асфальтенов — 15,6%; в Сосновском месторождении при такой же плотности (0,907 г/см<sup>3</sup>) содержание аналогичных компонентов достигает 25,0%.

В целом отмечается увеличение смолистости нефтей в северном и восточном направлениях.

Содержание парафина в нефтях пласта А<sub>4</sub> варьирует примерно в таких же пределах, как и в нефтях нижнего карбона — от 3 до 7,5%. Высокопарафиновые нефти (более 6%) связаны с месторождениями Жигулевского свода (Покровское), Ставропольско-Кинельского прогиба (Красноярское, Белозерское, Алакаевское, Хилковское, Сидоровское, Козловское) и южного склона Альметьевской вершины (Якушкинское, Валентиновское). На территории северо-западного борта Бузулукской впадины, восточной части южного склона Татарского свода располагаются парафинистые нефти с содержанием парафина от 3,2 до 5,5%. Пониженное содержание парафина отмечается в нефтях Благодаровского, Кулешовского, Максимовского, Путиловского, Уваровского, Сургутского, Сосновского и Шунгутского месторождений северо-западного борта Бузулукской впадины.

Сравнительное сопоставление содержания асфальтеново-смолистых веществ и парафина показывает, что в большинстве случаев нефти с повышенным содержанием асфальтеново-смолистых веществ относятся к категории высокопарафиновых, что не согласуется с представлением об образовании такого типа нефтей в процессе окисления легкой, малосмолистой и низкопарафиновой нефти, поскольку при окислительных процессах происходит резкое снижение содержания твердых углеводородов.

Можно предположить, что высокопарафиновые нефти с высоким содержанием асфальтеново-смолистых веществ и парафинистые малосмолистые нефти генетически неоднотипны.

Залежи нефти в верейском горизонте приурочены к тем же структурным элементам, что и в башкирском ярусе.

В пределах одноименных тектонических элементов и структурных зон поднятий нефти верейского горизонта по сравнению с башкирским ярусом характеризуются несколько более повышенной плотностью, содержат больше серы и смолисто-асфальтеновых компонентов.

Так же, как и в башкирском ярусе, легкие нефти в пластах верейского горизонта приурочены к месторождениям Покровской, Мухановско-Дмитриевской и Кулешовской зон поднятий.

Относительно тяжелые нефти (плотностью  $0,870—0,890$  г/см<sup>3</sup>) связаны с Большекинельской, Сидоровско-Сарбайской и Сокско-Шешминской зонами поднятий.

Нефти пласта  $A_0$  — каширского горизонта — по своим физико-химическим параметрам занимают среднее положение между нефтями башкирского яруса и верейского горизонта. По своим свойствам они относятся к категории легких малосернистых и мало-смолистых.

Нефти подольского и мячковского горизонтов по плотности относятся к типу средних нефтей, но характеризуются пониженным содержанием смол, что может указывать на фильтрованный характер этих нефтей, а следовательно, и на доминирующую роль вертикальной миграции в процессе формирования залежей этих горизонтов.

Залежи нефти в пермских отложениях в основном приурочены к месторождениям северо-западного борта Бузулукской впадины, относящимся к Северо-Мухановской, Мухановско-Дмитриевской, Неклюдовско-Долматовской, Борской и Кулешовской зонам поднятий.

Нефти пластов IV, III артинского и пластов II, Ia, I кунгурского ярусов по своим физико-химическим свойствам относятся к двум типам: облегченному среднему плотностью  $0,825—0,850$  г/см<sup>3</sup> и среднему плотностью  $0,851—0,872$  г/см<sup>3</sup>. При сравнительно небольшой плотности содержание серы в них колеблется от 1,5 до 3,0%. По этому показателю нефти относятся к классу сернистых и высокосернистых. Содержание смол изменяется от 4,0 до 14,0%. По смолистости среди пермских нефтей выделяются: малосмоли-

стые, смолистые и высокосмолистые. Содержание асфальтенов колеблется от десятых долей процентов до 3% и более.

Повышенная сернистость пермских нефтей, по-видимому, связана с влиянием на их состав галогенных толщ разреза и сульфатных вод, а повышенная смолистость может указывать на влияние гипергенной зоны.

Наиболее широкое развитие в пермских отложениях имеют нефти облегченные средние. Они связаны с залежами Кулешовской, Мухановско-Дмитриевской и Неклюдовско-Долматовской структурных зон. В месторождениях Северо-Мухановской структурной зоны нефти средние.

Рассмотренный выше материал по физическим свойствам и химическому составу нефтей показывает, что в пределах одних и тех же тектонических элементов (впадин, склонов и сводов) в каждом стратиграфическом комплексе группируются нефти определенных типов (легкие, средние, тяжелые). При этом каждый тип сохраняет свои специфические черты по содержанию и распределению серы, смол и асфальтенов, характерные для того или иного комплекса.

Легкие и облегченные нефти во всех продуктивных комплексах территориально связаны с наиболее приподнятыми структурными зонами поднятий, располагающихся в пределах северо-западного борта Бузулукской впадины и восточной части Ставропольско-Кинельского прогиба.

Тяжелые нефти сосредоточены в основном в северной части области, в пределах южного склона Татарского свода.

В изменении свойств нефтей прослеживается четко выраженная зональность по всем стратиграфическим продуктивным комплексам, выражающаяся в уменьшении плотности нефтей, содержания серы, смол и асфальтенов с севера и северо-запада на юг и юго-восток, в соответствии с региональным наклоном пластов с запада на восток и с севера и северо-востока на юг и юго-запад.

В общем плане отмечается несовпадение границ распространения различного типа нефтей терригенной толщи нижнего карбона с аналогичными зонами нефтей девона, что может быть поставлено в связь с их генетическим различием.

В терригенном комплексе нижнего карбона в отличие от девона выделенные зоны нефтей характеризуются более высокими нижними пределами изменения плотности, более высокой сернистостью и смолистостью, что подтверждает представление о самостоятельных циклах нефтеобразования в девоне и нижнем карбоне.

По характеру изменения нефтей, соотношению отдельных компонентов (серы, смол, парафинов), групповому и структурно-групповому составу фракций в пределах регионально выдержанных пластов  $D_1$ ,  $B_2(C_1)$  для каждого из них устанавливается однотипность нефтей в месторождениях северо-западного борта Бузулукской впадины и Жигулевского свода, с одной стороны, и южного склона Татарского свода и Ставропольско-Кинельского прогиба,

с другой, что связывается с поступлением нефти из различных источников питания

На общем региональном фоне в отдельных структурных зонах поднятий (Жигулевской, Мухановско-Дмитриевской и др) отчетливо прослеживается закономерное изменение физико-химических свойств нефтей в регионально выдержанных терригенных пластах девона (пласт  $D_1$ ) и нижнего карбона [пласт  $B_2(C_1)$ ], выражающееся в увеличении плотности нефти, содержания серы, смол и асфальтенов, в уменьшении выхода светлых фракций вверх по восстановлению пластов, что подтверждает ведущую роль латеральной миграции при формировании залежей в терригенных коллекторах девона и нижнего карбона.

В карбонатных коллекторах верхнего девона, нижнего карбона (турнейский ярус), среднего карбона (башкирский ярус, каширский, подольский и мячковский горизонты), нижней и верхней перми формирование залежей в основном обязано вертикальной миграции из терригенных отложений.

## **О ГАЗОВОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ НЕФТЕЙ КУЙБЫШЕВСКОГО ПОВОЛЖЬЯ**

Нефти Куйбышевского Поволжья имеют широкий диапазон газонасыщенности — от нескольких десятков кубических метров газа на тонну до 280—300 м<sup>3</sup>/т. Наиболее газонасыщены нефти терригенного девона; для них характерны значения газового фактора от 60 до 280 м<sup>3</sup>/т и давления насыщения нефти газом от 70 до 200 кгс/см<sup>2</sup>. Значительно менее газонасыщены нефти в продуктивных горизонтах карбона и перми (газовый фактор 40—70 м<sup>3</sup>/т, давление насыщения 30—60 кгс/см<sup>2</sup>). В разрезе карбона нередко более газонасыщены нефти верейско-башкирского продуктивного комплекса по сравнению с нефтями нижнего карбона, это особенно отчетливо проявляется по месторождениям на юге и юго-востоке Куйбышевской области (Кулешовское, Лебяжинское и др).

Территориально газонасыщенность нефтей возрастает в юго-восточном направлении. Особенно это заметно в нефтях терригенного девона, в нефтях карбона отмеченная закономерность становится нечеткой.

На схематических картах вырисовываются две зоны повышенной газонасыщенности — в нижнем и среднем карбоне, которые совпадают (рис. 54).

Следует также отметить, что все нефти карбона и девона недо-насыщены газом. Дефицит давления насыщения составляет, как правило, не меньше 100 кгс/см<sup>2</sup>. Только в перми, где развиты залежи газа и нефтяные залежи с газовыми шапками, на глубинах ~300—500 м давление насыщения приближается к пластовым давлениям.

Особенности состава попутных газов нефтей продуктивных горизонтов отражены на кумулятивных кривых содержания метана, тяжелых углеводородов и азота (рис. 55). По содержанию метана



в попутном газе отмечается явное сходство нефтей нижнего и среднего карбона, в то время как к нефтям терригенного девона ближе нефти перми. Нефти карбона значительно меньше насыщены метаном, чем нефти девона и перми. Для первых характерны концентрации 15—25%, для вторых — концентрации 35—50%. Также резко выступает разница между нефтями терригенного девона и перми, с одной стороны, и нефтями среднего и нижнего карбона, с другой, по содержанию азота в попутном газе. Нефти девона и перми содержат 2—8% азота, а нефти карбона — 10—25%.

Территориально закономерных изменений в составе попутных газов в пределах Куйбышевского Поволжья практически не наблюдается, только в терригенном девоне, в юго-восточном направлении, закономерно возрастает отношение суммы углеводородов к азоту.

Гелий и аргон присутствуют в микроколичествах в попутных нефтяных газах. В процентном выражении концентрации гелия, как правило, не превышают сотых долей процента.

Однако с учетом общей газонасыщенности нефтей по разрезу наблюдается существенное увеличение абсолютного содержания гелия в попутных газах от перми к девону. В пермских нефтях содержание гелия редко превышает 1 л/т, в нефтях среднего и нижнего карбона характерны концентрации 5—20 л/т, в то время как в девоне концентрации гелия нередко достигают 100—200 л/т, а в некоторых случаях 300 л/т и больше.

Рост гелиеносности попутных газов с увеличением стратиграфического возраста продуктивных горизонтов естественно связывать с увеличением возраста самих нефтей. Имеется ряд формул, при помощи которых предлагается определять возраст флюида по содержанию гелия и аргона (Савченко, 1935; Черепенников, 1955; Козлов, 1950). Такие расчеты приводят нередко к весьма исчетким результатам в особенности для нефтей. Одной из причин этого является отсутствие надежных данных по растворимости гелия в нефтях с очень высоким газосодержанием, поэтому для некоторых девонских нефтей Куйбышевского Поволжья получены значения абсолютного возраста, существенно превышающие возраст вмещающих пород. Если для расчета возраста таких нефтей применять более надежный, хотя весьма трудоемкий метод по константам фазового равновесия, то получаются более приемлемые значения возраста.

Хотя большой разброс получаемых значений заставляет отказаться от прямого использования возрастных показателей по гелиевому методу, все же близкие значения возраста по разрезу карбона и перми и резко от них отличающийся возраст нефтей терригенного девона (рис. 56) могут служить доказательством существования самостоятельных источников нефтеобразования в девоне и карбоне и являются веским аргументом против гипотезы позднего, послепаалеозойского времени формирования залежей из

одного источника, ибо с таких позиций невозможно объяснить значительную разницу в содержании гелия.

Аргон в составе попутного газа присутствует в концентрациях, не превышающих сотые доли процента. Так же как и для гелия, от карбона к девону отмечается некоторый рост его абсолютного содержания (до 90—100 л/т). Такое увеличение содержания аргона в наиболее изолированных резервуарах зоны катагенеза, где воды носят седиментационный характер, а нефти — признаки глубокой метаморфизации, вызывает сомнение, тем более если учесть, что аккумуляция аргона в зоне катагенеза связана с захватом этого газа из древней атмосферы или гидросферы.

Этот вопрос изучался для нефтей Куйбышевского Поволжья И. Д. Зверевым, который пришел к выводу, что в составе аргона, присутствующего в нефтях и пластовых водах терригенного девона, содержится значительная доля радиогенного аргона (изотоп  $Ar^{40}$ ), возникающего при радиоактивном распаде калия ( $K^{40}$ ). Присутствие в больших количествах радиогенного аргона заставляет

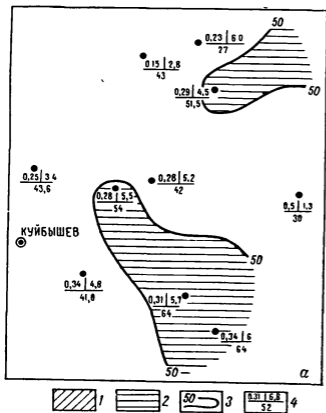


Рис 54 Схематические карты изменения величины давления насыщения нефтей газом и состава попутных газов в отложениях палеозоя Куйбышевского Поволжья.

*a* — в отложениях башкирского яруса среднего карбона (пласт  $A_4$ ); *б* — в отложениях бобриковского горизонта нижнего карбона, *в* — в отложениях терригенного девона  
*1* — зоны повышенных значений коэффициента  $\frac{\Sigma CH}{N_2} > 20$ , *2* — зоны повышенных значений величин давления насыщения нефтей газом; *3* — источник давления насыщения нефтей газом, *4* — дробь в числителе слева — отношение метана к сумме тяжелых углеводородов, справа — отношение суммы углеводородов к азоту, в знаменателе — давление насыщения нефти газом (кгс/см<sup>2</sup>)

критически отнестись к возможности использования валового содержания аргона для расчетов возраста нефтей и пластовых вод.

На основании изложенного нами могут быть сделаны следующие выводы.

1. Закономерности изменения физико-химических свойств нефтей по разрезу палеозойского продуктивного комплекса Куйбышевского Поволжья свидетельствуют о генетическом различии нефтей

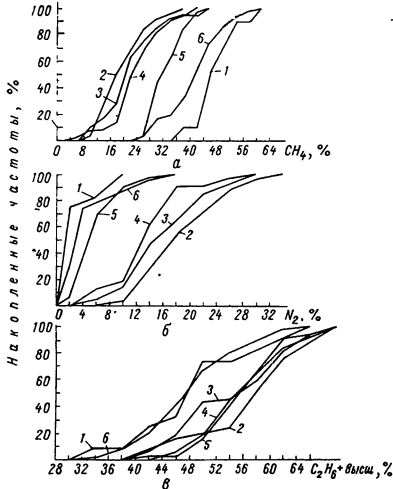


Рис. 55. Кумулятивные кривые рядов распределения концентраций (%) метана, азота и тяжелых углеводородов в составе газа, выделяющегося из нефти при контактном разгазировании.

Концентрации а — CH<sub>4</sub>, б — N<sub>2</sub>, в — C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>+высшие  
 1 — P<sub>1</sub>, 2 — C<sub>2</sub>, 3 — C<sub>1</sub><sup>2</sup>, 4 — C<sub>1</sub><sup>1</sup>, Д<sub>3</sub><sup>2</sup>, 5 — C<sub>1</sub><sup>2</sup>, 6 — Д<sub>3</sub><sup>1</sup>, Д<sub>2</sub><sup>2</sup>.

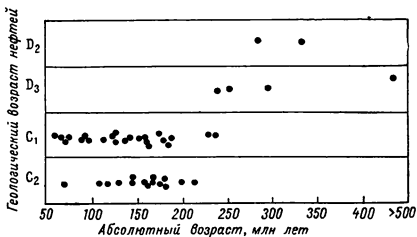
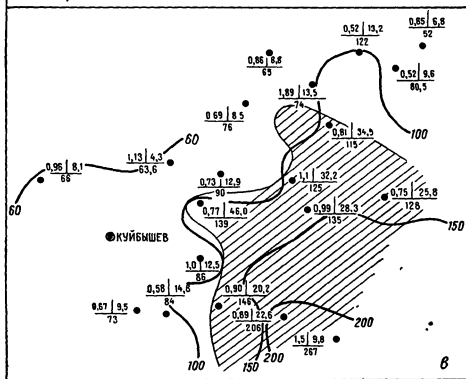
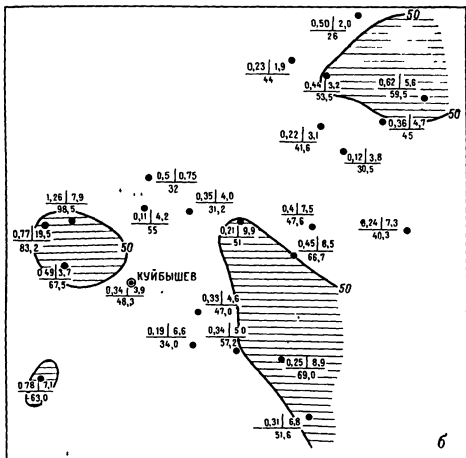


Рис. 56 Возраст нефтей Куйбышевского Поволжья по содержанию геля.

Черные кружочки — данные расчета возраста с применением коэффициента растворимости геля в нефти (по А. А. Черепенникову).



девона и карбона. Первые характеризуются меньшей плотностью, сернистостью, смолистостью, более низкими значениями отношения метановых углеводородов к нафтеновым, повышенными значениями коэффициента превращенности по А. Ф. Добрянскому. Различия наблюдаются и в структурно-групповом составе отдельных фракций.

2. В пределах основных региональных продуктивных комплексов палеозоя [пласт Д<sub>1</sub> пашийского горизонта и пласт Б<sub>2</sub> (С<sub>1</sub>) бобриковского горизонта] по соотношению отдельных компонентов, по групповому и структурно-групповому составу фракций выделяются в пределах изученной территории две самостоятельные зоны нефтенакопления: первая охватывает залежи нефти северо-западного борта Бузулукской впадины и Жигулевского свода, вторая — южный склон Альметьевской вершины и Ставропольско-Кинельский прогиб, что может быть поставлено в связь с существованием нескольких очагов нефтеобразования.

В этих же регионально выдержанных пластах отмечается увеличение плотности нефти, содержания серы, смол и асфальтенов по восстанию слоев, что указывает на важную роль струйной латеральной миграции в процессах формирования залежей.

3. Все нефти Куйбышевского Поволжья, за редким исключением, резко недонасыщены газом, особенно нефти каменноугольных отложений. В регионально выдержанных водонефтеносных пластах терригенного девона уменьшение газосодержания отчетливо происходит с юго-востока на северо-запад по направлению миграции углеводородов из предполагаемых очагов нефтеобразования. В продуктивных пластах нижнего и среднего карбона эта закономерность затушевывается.

4. По возрастным показателям, вычисленным по двум вариантам гелиевого метода, нефти терригенного девона резко отличаются от нефтей нижнего и среднего карбона. Для первых предел колебания возрастных показателей изменяется от 250 млн. до 450 млн. лет, для вторых — от 60 млн. до 200 млн. лет. Несмотря на условность вычислений абсолютного возраста, такая разница свидетельствует об отсутствии генетической связи между нефтями девона и карбона для месторождений Куйбышевского Поволжья.

## УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ТЕРРИТОРИИ КУЙБЫШЕВСКОГО ПОВОЛЖЬЯ

### О НЕКОТОРЫХ АСПЕКТАХ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

При изучении условий формирования месторождений нефти и газа большое значение имеет анализ генетической связи залежей в отдельных продуктивных горизонтах. Сходство или различие нефтей может быть установлено по ряду параметров, из которых ниже рассмотрены: спектральная характеристика по пиролловым соединениям, состав микроэлементов в золе нефтей, соотношения серы, смол и асфальтенов отдельно для нефтей девона, нижнего и среднего карбона с применением корреляционного анализа.

Детальные и тщательные исследования пиролловых соединений, выполнявшиеся на протяжении многих лет Н. П. Кузнецовой под руководством В. Э. Левенсона, показали роль этих соединений в качестве «генетически характерных веществ», причем «основным источником широкой гаммы веществ пироллового строения в природных битумах нужно считать высокосложные порфириновые производные животного и растительного мира» (Левенсон, Кузнецова, Максимова, 1958).

Н. П. Кузнецова на достаточно большом материале обнаружила появление полосы поглощения света в красной части спектра, с максимумом при  $\lambda=630$  мм, принадлежащей некомплексной щелочной соли мезопорфирина. Примечательно, что этот максимум совершенно отсутствует в нефтях девона и отчетливо появляется в спектральной характеристике нефтей карбона и перми.

Исследования нефтей Радаевского, Боровского, Мухановского, Кулешовского, Лебяжинского и других месторождений Куйбышевского Поволжья показали, как правило, отсутствие щелочной некомплексной соли мезопорфирина в нефтях из пластов девона и появление ее в нефтях вышележащих горизонтов карбона и перми. Следовательно, приведенные данные позволяют рассматривать нефтеобразующие породы девона и карбона как принадлежащие к двум разнородным толщам с различной средой нефтеобразования. Исключение составляют месторождения Самарской Луки: Стрельный Овраг, Зольный Овраг, где максимум  $\lambda=630$  мм отсутствует в нефтях как девона, так и нижнего и среднего карбона, подтверждая именно для районов Самарской Луки общность

нефтей по всему разрезу палеозоя, что увязывается и с другими имеющимися данными по этому району.

В таком же смысле можно истолковать результаты определения микроэлементов в золах нефтей из девона, нижнего и среднего карбона.

В своей работе по микроэлементам В. А. Завьялов пишет: «Металлы нефтяной золы могут существовать в нефтях либо в виде металлоорганических соединений, либо в виде коллоидных минеральных взвесей, не связанных с органическими молекулами. В обоих этих случаях любая нефть имеет свой состав микро- и макроэлементов. Очевидно, что нефти, имеющие близкий состав металлов золы, должны быть генетически близкими».

В связи с этим необходимо проверить, существует ли связь между содержанием микроэлементов в нефтях девона и карбона Куйбышевского Поволжья или отсутствует. Если такая связь будет обнаружена, то она может свидетельствовать, как уже сказано, о генетической близости нефтей; если же будет доказано отсутствие связи, то это послужит основанием для отрицания генетического единства нефтей девонских и вышележащих отложений. При этом необходимо иметь в виду, что по экспериментальным данным многих исследователей нефть не обогащается микроэлементами по пути миграции за счет извлечения их из пород (Гуляева, 1956; Левенсон, Кузнецова, Максимова, 1958).

Сопоставление содержаний микроэлементов в нефтях девона и карбона и установление тесноты связи между ними с помощью метода «ранговой корреляции» было сделано С. Я. Вайнбаумом по ряду месторождений Куйбышевского Поволжья.

В качестве коррелятивов была использована группа характерных микроэлементов в золе нефтей (Сп, Ti, Mn, Fe, Ni, V, Sr, Ba, Cr). Ход расчетов подробно изложен в опубликованной статье С. Я. Вайнбаума (1970), поэтому ниже мы ограничимся приведением в табл. 27 основных результатов, из которых можно сделать вывод об отсутствии генетической связи между нефтями девона и карбона и, наоборот, о генетической связи нефтей отдельных пластов в разрезе девона и карбона.

Анализ степени тесноты связи между содержанием серы и смол, серы и асфальтенов проводили сперва отдельно для нефтей девона и карбона, а затем были установлены коэффициенты ассоциации и сопряженности перечисленных параметров между нефтями девона и карбона.

Для установления общих статистических связей были использованы фактические материалы по большому количеству месторождений, сгруппированных по крупным тектоническим элементам. По пласту Д<sub>1</sub> пашийского горизонта были взяты нефти Жигулевского свода (Жигулевская зона поднятий), Южного склона Татарского свода (Сокско-Шешминская, Большекипельская зоны поднятий), Бузулукской впадины (Северо-Мухановская и Кулешовская юны), Ставропольско-Кипельского прогиба (Красноярско-Хилков-

Коэффициенты ранговой корреляции нефтей различных горизонтов по характерным микроэлементам

Месторождение	Сопоставляемые горизонты или пласты	Величина коэффициента ранговой корреляции $R$	Наличие (+) или отсутствие (-) генетической связи
Месторождения . . .			
Кинельско-Черкасского района (усредненные данные) . . .	$D - C_1$	0,412	(-)
Зольный Овраг . . .	$B_2 - A_3$	0,76	(+)
Хилковское . . . . .	$D_I - A_4$	0,43	(-)
Мухановское . . . . .	$D_{II} - D_{III}$	0,85	(+)
» . . . . .	$D_{II} - C_I$	0,60	(-)

ская, Сидорово-Сарбайская и Екатерининская зоны поднятий). Аналогичная группировка была проведена и для нефтей пласта  $B_2(C_1)$  бобриковского горизонта.

Для каждой группы месторождений, входящей в определенную зону поднятий, вычислялись значения исследуемых параметров.

Результаты расчетов с использованием в качестве коррелируемых параметров отношения серы к смолам показали тесную корреляционную связь (коэффициент корреляции 0,85—0,92 при степени надежности 9,4—10,2) между нефтями каждого продуктивного комплекса в отдельности. Аналогичные результаты получены и для соотношения серы с асфальтенами.

Таким образом, по данным корреляционного анализа содержание серы, смол и асфальтенов в нефтях девона и карбона указывает на отсутствие генетической связи при сопоставлении нефтей обоих комплексов. Такое утверждение не исключает на отдельных месторождениях существования перетоков нефтей между пластами различных горизонтов по разрезу палеозоя

Напомним, что отсутствие генетической связи между нефтями девона, с одной стороны, и нефтями карбона, с другой, подтверждается резко отличным содержанием гелия в нефтях девона и карбона, существенным различием насыщенности нефтей растворенным газом (см. главу IV) и несовпадением площадного распространения нефтяных залежей в девоне и карбоне на многих участках при наличии структурных ловушек и коллекторов и покрышек в обоих продуктивных комплексах (см. главу V).

Положение об отсутствии генетической связи между нефтями девона и карбона на территории Куйбышевского Поволжья, естественно, приводит к выводу о нескольких самостоятельных циклах



нефтеобразования и нефтенакпления в пределах рассматриваемой территории. В связи с этим возникает необходимость, хотя бы в общих чертах, изложить позицию, занимаемую авторами этой монографии в вопросе о механизме нефтегазообразования на востоке Русской платформы.

Наиболее обобщенной нам представляется концепция образования нефти из органического вещества, заключенного в нефтематеринских осадках и претерпевшего определенную эволюцию под влиянием как внешних факторов (температуры, давления, каталитического воздействия минеральной среды и др.), так и внутренних энергетических ресурсов (Брод и Еременко, 1958). Процесс нефтеобразования протекает непрерывно, ослабевая и усиливаясь (Еременко, 1968). При сочетании наиболее благоприятных геологических и термодинамических условий происходит интенсивное выделение углеводородных соединений из нефтематеринской породы в пласты-коллекторы. Как показывает сопоставление фактически данных по различным нефтегазоносным бассейнам мира, сделанное И. Б. Вассоевичем (табл. 28), оптимальные условия для наступления главного этапа (или главной фазы) нефтеобразования на востоке Русской платформы, в том числе и в Куйбышевском Поволжье, соответствуют глубинам погружения нефтематеринского осадка 1500—2500 м.

Исходя из такой предпосылки, можно утверждать, что нефтегазообразование в терригенном девоне на большей части территории Куйбышевского Поволжья начало развиваться не позднее верхнекаменноугольного времени, а в погруженных частях Бузулукской впадины даже раньше.

Нефтепроизводившие отложения в нижнем карбоне, главным образом глинисто-алевролитовый комплекс малиновского надгоризонта в Мучановско-Ероховском прогибе, оказались в благоприятных условиях для отдачи нефти и газа не раньше верхнекаменноугольного и нижнепермского времени.

В послепалеозойское время в рассматриваемом регионе не было предпосылок для возникновения нового этапа нефтегазообразования, но тектонические движения альпийского цикла создали условия для переформирования многих залежей.

Необходимо подчеркнуть, что и в конце палеозоя, в связи с тектоническими движениями на завершающем этапе герцинского орогенеза, могло происходить переформирование многих девонских залежей, в особенно в юго-восточных районах, где региональные накланы слоев увеличились от 2—3 м/км до 12—14 м/км (см главу I).

В общих чертах для Куйбышевского Поволжья может быть принята следующая стадийность формирования залежей нефти и газа.

В терригенных отложениях девона первый этап нефтегазообразования и нефтегазонакопления происходил в основном во время каменноугольного периода. Условия для переформирования девон-

Параметры нефтеобразования в различных нефтеносных бассейнах мира (по Н. Б. Вассоевичу и др., 1969)

Параметры ГФН	Бассейн Лос-Анджелес, США (Ож. Филиппин)	Западное Предзаквказье, СССР (О В Жаб-рев)	Парижский меловой бассейн, Франция (М Луи и Б Тиссо)	Западно-Сибирский бассейн, СССР (Г М Перовно, И И Нестеров)	Бассейн рус-ла Камерун, Африка (П. Леберехт и Г Уриссон)	Волго-Уральская область, СССР (Н Еременко и С Неручев)	Куйбышевское Поволжье, СССР
Геологический возраст НПШ — отложений . . . . .	Верхний миоцен	Мезокайнозой	Тоарский ярус (мел)	Неоком	Верхний мел	Палеозой	Палеозой
Абсолютный возраст НПШ — отложения, млн. лет . . . . .	15	—	170	70	< 70	> 200	> 300
Интервал глубин ГФН, м . . . . .	2640—3290	1200—1500	1700—2000	1900—2400	1300—2300	1500—2500	1500—2500
T, °C . . . . .	117—142	50—60	65—70	65—80	70—90	40—70	40—70
Геотермический градиент, °C/100 м	3,91	—	—	—	—	—	—
p, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	290—365	300	185—220	200—260	145—255	180—300	180—300
Время пребывания НПШ отложений в зоне кратковременных температур ГФН, млн. лет . . . . .	3	—	55	—	—	> 100	> 100

Примечание ГФН — главная фаза нефтеобразования, НПШ — нефтепроизводившие осадки.

ских залежей возникли: 1) в конце палеозоя, в связи с резким прогибанием осадков на юге, юго-востоке и увеличением региональных наклонов слоев (перераспределение нефти и газа связано преимущественно с участием внутривнезрезервуарной струйной латеральной миграции); 2) в позднегерцинское время, в связи с тектоническими нарушениями в результате движений альпийского орогенеза (перераспределение нефти и газа выражено преимущественно в виде внезрезервуарных перетоков по тектоническим нарушениям в вышележащие отложения).

В терригенно-карбонатном комплексе нижнего карбона основной этап нефтегазообразования и нефтегазонакопления развивается в конце палеозоя. Миграция осуществлялась как в виде струйного движения по проводящим пластам продуктивного комплекса, так и в виде вертикальных перетоков в вышележащие резервуары по нарушениям, возникшим в конце герцинского цикла. В позднегерцинское время образовались условия для интенсивной внезрезервуарной миграции углеводородов из нижнего карбона в вышележащие отложения палеозоя.

В среднекаменноугольных и более молодых отложениях, по мнению авторов, самостоятельных этапов нефтегазообразования в пределах рассматриваемого региона не было. Нефтегазонакопление происходило за счет поступления углеводородов из нижнего карбона (реже девона).

С точки зрения условий формирования залежей нефти и газа далеко не безразлично, в каком виде происходила миграция и под влиянием каких сил. Различают два основных вида миграции углеводородов в водонасыщенных породах: 1) миграцию однофазную — углеводороды растворены в воде и перемещаются вместе с ней, выделяясь в отдельную фазу при благоприятных термодинамических условиях; 2) миграцию двухфазную «струйную» — нефть или газ (или оба флюида) перемещаются по водонасыщенным породам самостоятельно. При этом могут рассматриваться два варианта: а) подъемная сила нефти больше гидравлического напора встречного потока воды; миграция может идти по подъему слоев, даже против потока воды; б) подъемная сила нефти (газа) меньше гидравлического напора встречного потока воды, или направления движущих сил воды и углеводородов совпадают. Оба флюида движутся в одном и том же направлении.

При анализе условий нефтегазонакопления на территории Куйбышевского Поволжья мы считаем возможным отказаться от рассмотрения варианта миграции углеводородов в растворенном состоянии, так как этот процесс подразумевает перемещение больших масс воды, т. е. допускает многократный водообмен в зоне катагенеза. Гидрогеологический и палеогидрогеологический анализ региона показывает однозначно, что в основных продуктивных комплексах девона и карбона подобной обстановки нет и не было (см. главу III).

Ведущим механизмом переноса углеводородов следует считать

струйную миграцию жидких и газообразных углеводородов, происходившую под влиянием только одной подъемной силы углеводородов или же с участием гидравлического напора пластовых вод. Законы струйной миграции рассмотрены в работах В. А. Соколова (1956), В. П. Савченко (1958), А. И. Леворсена (1958), К. Хюбберта (1958), В. Ашенбреннера, С. Ачауэра (1962) и других советских и зарубежных исследователей.

В процессе миграции нефть задерживается в ловушках различного типа: тектонических, литологических, гидродинамических и др. Ловушки могут быть временными или постоянными, в зависимости от соотношения движущей силы нефти и удерживающей способности ловушки (Хюбберт, 1958).

Нефтескопление в ловушках не остается безразличным к физико-химическому воздействию окружающей среды. Ниже приводятся результаты расчетов с целью оценки влияния на нефтескопления: а) подземного (анаэробного) окисления углеводородов сульфатами пластовых вод и пород; б) диффузионного рассеивания углеводородов из залежи в окружающие воды.

Для количественной оценки масштабов подземного окисления углеводородов сульфатами в залежах рассмотрен баланс углеводородов, сульфатов и серы в системе, предполагая наличие источников сульфатов во вмещающих нефть и газ породах, в погребенных водах, в омывающих залежь водах.

Выполненные А. И. Чистовским для конкретных условий Куйбышевского Поволжья балансовые расчеты показали, что общее количество сульфатов в системе, которое может быть израсходовано в реакциях подземного окисления углеводородов, составит (в расчете на 1 т нефти) для верхнепермских залежей  $17 + 0,3 + 35 \approx 52$  кг, для каменноугольных залежей  $17 + 0,3 + 10 \approx 27$  кг, а количество взаимодействующих с ними углеводородов ( $C_{15}H_{32}$ ) --- соответственно 10 и 5 кг. Причем изменение нефти, по-видимому, происходит не за счет уничтожения газообразных углеводородов (газовой фазы пластовых нефтей), а за счет изменения жидкой фазы. Как показывают термодинамические расчеты, возможность реакции подземного окисления углеводородов сульфатами возрастает с увеличением молекулярного веса углеводородов.

Приведенные выше цифры свидетельствуют о том, что масштабы подземного окисления углеводородов в нефтяных залежах в условиях Куйбышевского Поволжья сравнительно невелики.

Фактором рассеивания нефтяной или газовой залежи могут быть также растворение газов в окружающих залежи пластовых водах и миграция газа через покрышки. Для нефтяных залежей Куйбышевского Поволжья, в условиях значительной недонасыщенности нефтей и вод газом, основным процессом, определяющим растворение и миграцию газов, является диффузия. Процесс поддается количественной оценке с точностью, позволяющей определять порядок величины изменения газонасыщенности нефтей за

счет диффузии в окружающие залежь пластовые воды и через перекрывающие залежь плотные породы.

Расчеты диффузионных потерь углеводородов из залежей в пластах  $C_I$  и  $D_{II}$  Мухановского месторождения показали, что даже по истечении 100—200 млн. лет газонасыщенность нефтей из пласта  $D_{II}$  уменьшится не более чем на 1,7—2,4 м<sup>3</sup>/т, а из пласта  $C_I$  — на 3,2—4,6 м<sup>3</sup>/т.

Сопоставление этих значений с фактической газонасыщенностью нефтей (пласт  $C_I$  — 50 м<sup>3</sup>/т, пласт  $D_{II}$  — 120 м<sup>3</sup>/т) указывает на сравнительно незначительные потери газообразных углеводородов из залежей в окружающие воды. Необходимо иметь в виду, что при наличии движения вод даже с небольшими скоростями потери газообразных углеводородов будут несколько большими, так как коэффициент фильтрационной диффузии на 1—2 порядка больше, чем молекулярной диффузии. С этим фактором связана, по-видимому, низкая газонасыщенность нефтей нижнекаменноугольного продуктивного комплекса, водонапорная система которого обладает большей динамичностью, чем для продуктивного комплекса терригенного девона

#### **ОБ УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ПРОДУКТИВНОМ КОМПЛЕКСЕ ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА**

Главная фаза нефтеобразования в терригенном девоне началась и в основном завершилась в каменноугольный период, т. е. до интенсивных тектонических движений, которые привели к образованию высокогорного Урала.

В палеоструктурном плане девонского осадочного комплекса в каменноугольное время были уже отражены все основные современные геоструктуры первого порядка, а древние впадины — Серноводско-Абдулинская и Волго-Сокская замкнулись. Из структур второго порядка в значительной степени оформились такие вали, как Жигулевский (в пределах Самарской Луки), Кулешовский, Борлинско-Кирилловский, Серноводский, Сокский. Хотя их амплитуды были меньше современных, они, несомненно, могли играть роль барьеров на пути мигрировавших углеводородов.

Следует отметить, что до конца палеозоя региональные наклонные слоев терригенного девонского комплекса не превышали 2—3 м/км и соответствующая им подъемная сила углеводородов была крайне незначительной. Палеогидрогеологическая обстановка в девонском терригенном комплексе характеризовалась в течение всего каменноугольного периода весьма застойным режимом.

Охарактеризованные выше палеоструктурная и палеогидрогеологическая обстановки способствовали аккумуляции значительных нефтескоплений даже в очень слабо замкнутых ловушках и почти полностью исключали на первом этапе нефтегазонакопления латеральную миграцию на большие расстояния. Кроме того, являясь почти замкнутой, хорошо изолированной от влияния гипергенных

факторов водонапорной системой, терригенный комплекс девона сохранял на протяжении всего геологического времени весьма слабо агрессивную по отношению к углеводородам геохимическую обстановку. Большое значение имеет выделение на территории Куйбышевской области двух территориально обособленных зон нефтегазообразования в девоне: северо-западной в Волго-Сокской палеовпадине, где материнскими породами служили преимущественно осадки кыновского горизонта, и юго-восточной зоны в Бузулукской впадине (частично в Ставропольско-Кинельском прогибе), где основная масса нефти эмигрировала из живетско-пашийской толщи (см. главу IV).

Подобное гипсометрическое и стратиграфическое положение нефтематеринских осадков при наличии застойного режима пластовых вод и слабых наклонов пластов оказало существенное влияние на размещение нефти и газа в пластах-коллекторах терригенной толщи девона. В северо-западной зоне нефтегазообразования, где нефть в коллекторы проникала только сверху, прежде всего заполнялись наиболее высоко расположенные резервуары пашийского горизонта (пласты  $D_I$  и  $D_{II}$ ). Проникновение нефти в пласты живетского комплекса через мощную глинистую перемычку менее вероятно. Следует также учесть, что при отжимании нефти из материнских слоев кыновского горизонта значительная часть ее переместилась вверх, заполняя резервуары самого кыновского горизонта (пласты  $D_0$  и  $D_K$ ), а также резервуары в вышележащих отложениях карбонатного девона и реже нижнего карбона. По расчетам Ю. В. Мухина, в подобных случаях отжимание нефти вверх и вниз происходит приблизительно в равных объемах (Мухин, 1965).

В Бузулукской впадине, где нефтематеринскими являлись осадки живетско-пашийской толщи, вся генерированная нефть перераспределилась в коллекторы этой толщи (рис. 57).

Процессы нефтегазообразования в Бузулукской и в Волго-Сокской впадинах дифференцировались не только в пространстве, но и во времени. Более погруженные нефтематеринские осадки в Бузулукской впадине прошли главную фазу нефтеобразования на много миллионов лет раньше, чем осадки в Волго-Сокской палеовпадине. Это не могло не отразиться на степени превращенности нефтей и на условиях их размещения в залежах.

Однако в обеих зонах ввиду крайне слабых движущих сил эмигрировавшая из материнских осадков нефть сформировала вначале практически залежи «*in situ*», задерживаясь в любых ловушках структурного и неструктурного типов. Этот вывод подтверждается следующими соображениями: в условно гидростатической обстановке движение нефти и газа происходит под влиянием силы всплывания нефти в пластовой воде, величина которой определяется разностью плотности нефти (или газа) и пластовой воды, размерами пор, мощностью и протяженностью непрерывного нефтескопления. При региональных углах наклона 2—3 м/км в

песчаниках даже хорошей проницаемости (100—200 мД) для начала миграции по пласту требуется аккумуляция гомогенного нефтяного тела мощностью не менее 2,3 м и протяженностью 250—300 м (это вытекает из расчетов В. Ашенбреннера и С. Ачауэра, приведенных В. Ф. Линецким (1965). Аккумуляция столь значительных скоплений нефти в слабозамкнутых ловушках или в открытом пласте — процесс весьма продолжительный, ибо он контролируется диффузионными и капиллярными силами. По расчетам А. Руфа и Д. Резерфорда, для аккумуляции слоя бутана мощностью 7 см (при 70%-ной насыщенности коллектора) за счет диффузии требуется около 1 млн. лет (Линецкий, 1965). Поэтому на основном этапе нефтегазонакопления в терригенном девоне,

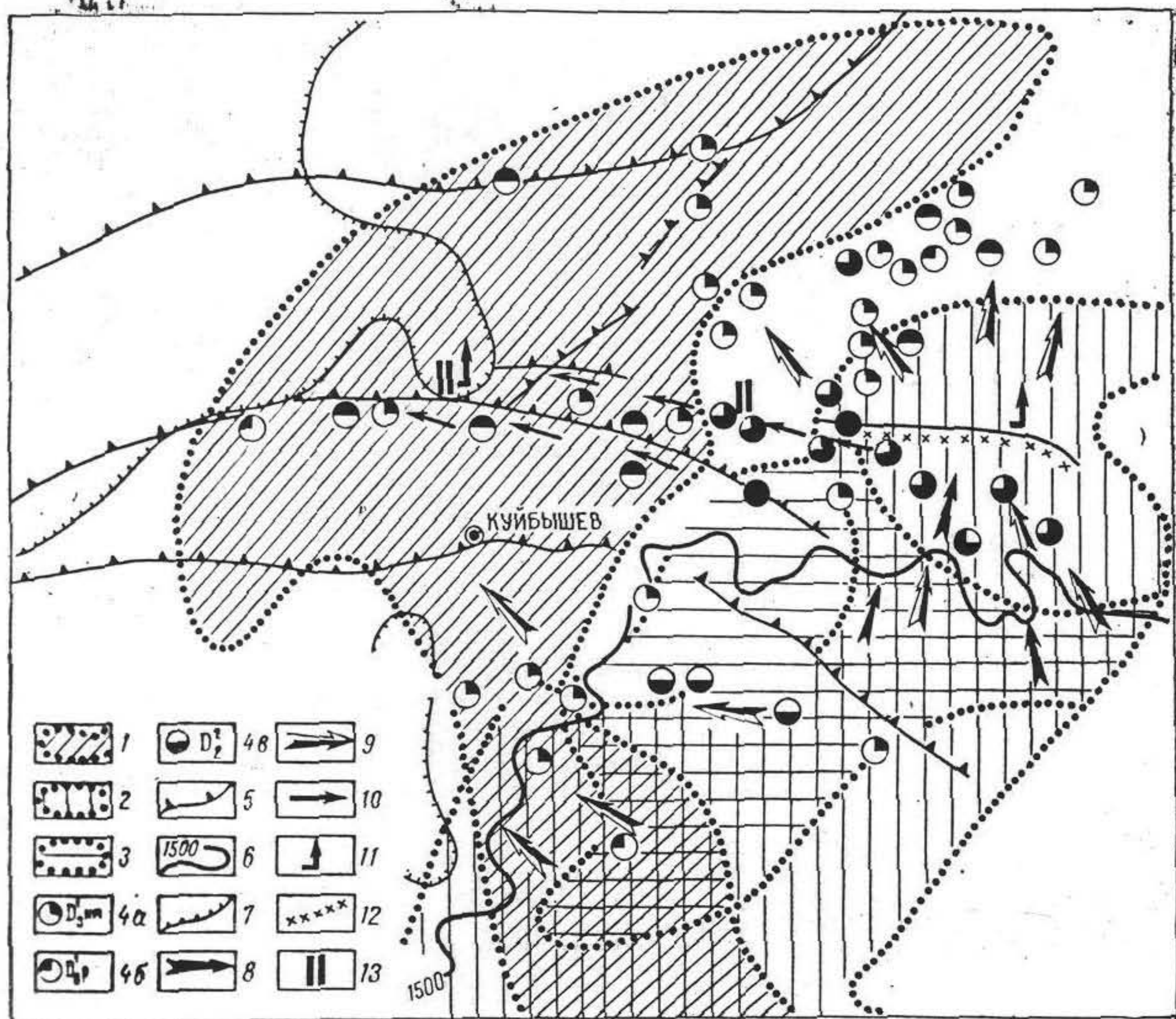


Рис. 57. Схема региональных условий нефтеобразования и нефтенакпления в терригенном девоне на территории Куйбышевского Поволжья.

Зоны нефтегазообразования: 1 — в кыновском горизонте, 2 — в пашийском горизонте, 3 — в живетском ярусе; 4а, 4б, 4в — залежи нефти (по стратиграфическому возрасту резервуара); 5 — ниппачита — 1500 м от кровли пашийского горизонта до кровли верей; 6 — разломы первого и второго порядков; 7 — зона отсутствия пласта  $D_1$  пашийского горизонта; главные направления миграции углеводородов: 8 — на первом этапе нефтенакпления, 9 — на втором этапе нефтенакпления, 10 — на третьем этапе нефтенакпления; 11 — участки с облегченными условиями перетоков флюидов из девона в вышележащие отложения; 12 — барьеры палеогидродинамические; 13 — барьеры тектонические вдоль оси Жигулевской дислокации.

т. е. до конца палеозоя, формирование залежей происходило по существу, в пределах самих зон нефтегазообразования, причем в северо-западной зоне главными резервуарами служили пласты кыновского и верхней части пашийского горизонтов, а в пределах юго-восточной зоны — пласты-коллекторы живетского яруса и нижней части пашийского горизонта.

Такое состояние было нарушено в конце палеозойской эры, когда в связи с прогибанием юго-восточного склона Русской платформы и формированием Предуральяского прогиба и Прикаспийской синеклизы резко возросли углы регионального наклона слоев и соответственно увеличилась движущая сила нефти. Расчеты показывают, что при региональном наклоне порядка 10 м/км в песчаниках с проницаемостью 100—200 мД может всплывать нефтяное тело мощностью 2 м и протяженностью около 40 м (Линецкий, 1965).

Как следует из построений С. В. Санарова, к концу палеозоя региональный наклон слоев в терригенном девоне составлял в среднем 12—14 м/км. Не может быть сомнения в том, что за отрезок геологического времени, разделяющий первый и второй этапы нефтегазонакопления, эмигрировавшая из материнских осадков нефть могла собраться в достаточно крупные скопления, чтобы обеспечить латеральную миграцию на большие расстояния. Это относится, в первую очередь, к нефтям более древней генерации в Бузулукской впадине.

На западе региональным барьером для мигрировавших углеводородов служила зона выклинивания продуктивных пластов девона у восточного борта Покровского палеовыступа. Здесь следует ожидать литологически экранированную зону нефтегазонакопления, в пределах которой отдельные залежи могут быть встречены как в стратиграфических, так и в структурных ловушках.

На севере и северо-западе естественным региональным барьером служило крутое крыло Жигулевского вала, амплитуда которого превышала в то время 200 м. Для нефти, генерированной в Волго-Сокской палеовпадине, севернее Жигулевского вала, местными барьерами служили тектонические валы: Борлинско-Кирилловский, Серноводский; Сокский и др. (см. рис. 57).

Значительно сложнее пути миграции девонской нефти в северо-восточных районах Заволжья, где размещаются крупнейшие девонские залежи в центральной части Кинель-Черкасского района. Уже на первом этапе нефтегазонакопления этот район служил местом аккумуляции нефти у палеогидродинамического барьера в осевой части Мухановско-Ероховского прогиба (см. главу III). В связи с отсутствием здесь четко выраженного структурного барьера, какая-то часть нефти переместилась на север и северо-запад в сторону Екатериновско-Сидоровского выступа и южной вершины Татарского свода. В это же время в центральную часть Кинель-Черкасского района из Бузулукской впадины поступили новые порции нефти. В результате поэтапного перемещения нефти



сформировались многочисленные залежи в северо-восточной части Ставропольско-Кинельского прогиба, а центральная часть Кинель-Черкасского района (Мухановско-Дмитриевская тектоническая зона) сохранила характер крупной зоны нефтегазонакопления. В то же время массивное перемещение нефти с юга на север существенно уменьшило резервы в девонских отложениях Южно-Куйбышевского района.

Движения герцинского цикла (время второго этапа нефтенакпления), завершившегося воздыманием Уральской горной страны и образованием глубокого Предуральского прогиба, не оказали существенного влияния на водонапорную систему терригенного девона в пределах рассматриваемой территории, где и в это время сохранялась застойная обстановка, слабо агрессивная по отношению к углеводородам.

Третий, последний, этап нефтегазонакопления в терригенном девоне произошел в позднепермское время, в связи с тектоническими движениями альпийского цикла, которые привели к резкому усилению ряда структур второго и третьего порядка, причем на некоторых участках возникла интенсивная тектоническая трещиноватость, нарушившая целостность региональной покрышки девонского терригенного комплекса. Особенно крупные нарушения возникли вдоль северного крутого крыла Жигулевского вала на Самарской Луке, на Покровском и Кулешовском валах.

Кроме того, следствием быстрого роста высокоамплитудных структур в позднепермское время явилось перераспределение нефти из соседних ловушек в гипсометрически наиболее высокие структуры. Это привело к окончательному формированию крупнейших скоплений девонской нефти на Мухановском, Дмитриевском, Михайловско-Коханском, Зольненском и других поднятиях и расформированию залежей в соседних слабозамкнутых ловушках.

Представляет интерес проверить, насколько принятая схема согласуется с фактическим размещением нефтескоплений в терригенном девоне и с закономерностями изменения физико-химических свойств нефтей по разрезу и простиранию девонского терригенного комплекса.

Рассматривая распределение залежей нефти в девоне по стратиграфическим комплексам и горизонтам терригенного девона, бросается в глаза их приуроченность на севере и северо-западе к кыновскому и верхам пашийского горизонта, а на юге и юго-востоке к живетским и пашийским отложениям (рис. 57). При этом отсутствие нефти в нижних или верхних горизонтах в ряде случаев локальными структурными или литологическими особенностями объяснить нельзя. Поскольку территориально зоны распространения кыновско-пашийских и пашийско-живетских залежей в общих чертах совпадают с зонами нефтегазообразования в Волго-Сокской палеовпадине и в Бузулукской впадине, вполне вероятно, что такое совпадение обусловлено отмеченными выше особенностями нефтеобразования и нефтенакпления.

Обращает на себя внимание компактная группа залежей, расположенных на севере за пределами зон нефтегазообразования. По-видимому, приток в этот район девонской нефти произошел в конце палеозоя, когда сложились благоприятные условия для латеральной миграции с юга на север. Анализ изменения физико-химических свойств нефтей подтверждает высказанное предположение. Так, например, с юга на север, от Кулешовской зоны к Мухановско-Дмитриевской и дальше на север к Сидоровско-Сарбайской зонам, наблюдается по продуктивным пластам живетского яруса постепенное утяжеление нефтей, увеличение их сернистости, содержания смол и асфальтенов, а также снижение величины отношения  $M/N+A$ , которое характеризует степень метаморфизации нефтей. Такое изменение физико-химических свойств нефтей свидетельствует о латеральной миграции с юга на север из единого очага, что вполне соответствует представлениям о движении нефти из Бузулукской впадины на север на более поздних этапах нефтегазоаккумуляции.

Характерно, что для нефтей пашийского горизонта картина изменений физико-химических свойств заметно усложняется. В пласте  $D_{II}$  отмечается приуроченность более легких и превращенных нефтей к Бузулукской впадине и Ставропольско-Кинельскому прогибу. Так, в Неклюдово-Могутовской зоне величина отношения  $M/N+A=2,8$ , а в Сидоровско-Сарбайской — 2,1. Из этой и других закономерностей, подробно изложенных в главе VI, следует вывод о существовании двух самостоятельных источников нефтегазообразования, питавших пашийский горизонт, что хорошо согласуется с изложенной выше схемой нефтеобразования.

Наиболее пестрая картина наблюдается в пласте  $D_I$ , где по физико-химическим свойствам нефтей выделены четыре зоны. Такая пестрота понятна, если учесть, что пласт  $D_I$  находился в сфере влияния обеих зон нефтегазообразования, в особенности на их стыке (рис. 57).

С целью конкретизации условий формирования девоиских залежей на территории Куйбышевского Поволжья представляет интерес проследить за развитием этого процесса в пределах единой тектонической зоны. Для этой цели нами выбрана цепочка валов, относящихся к Жигулевской тектонической зоне: Мухановский, Красноярский и собственно Жигулевский валы, к которым приурочена крупнейшая девонская зона нефтегазоаккумуляции.

В главе V, где подробно рассматривались условия залегания нефти в структурных ловушках этих валов, подчеркивалось, что только на коротких отрезках и главным образом по пласту  $D_I$  удается проследить латеральную миграцию по подъему оси вала с признаками дифференциального улавливания. Наиболее четко это наблюдается по оси Красноярско-Хилковского вала — от Хилково до Чубовки.

Девонские ловушки в пластах  $D_I$  и  $D_{II}$  на Хилковской, Ново-запрудненской и Алакаевской площадях заполнены нефтью до

шарнира, в то время как последняя в цепочке структурная ловушка на Чубовском поднятии, расположенном перед глубоким поперечным к оси вала прогибом в районе скв. 15 Белозерской площади, лишь частично заполнена нефтью (см. рис. 45).

Изменение физико-химических свойств нефтей в пластах  $D_I$  и  $D_{II}$  вдоль оси вала от Репьевской до Чубовской площади не противоречит представлению о формировании залежей с участием латеральной миграции с востока на запад, ибо в этом направлении наблюдается последовательное утяжеление, осернение и осмоление нефтей. К аналогичному выводу пришли С. П. Максимов (1964), Е. Л. Пештич и Г. С. Преображенская, К. П. Иванова (1963).

Обращает на себя внимание почти полное отсутствие нефти в живетских коллекторах на всем протяжении вала. Только на Хилковском поднятии обнаружена небольшая залежь в пласте  $D_{III}$ .

Рассмотрим современное размещение девонских залежей в ловушках Красноярско-Хилковского вала на фоне геологического развития этого структурного элемента, с учетом экранирующей способности перемычек между отдельными пластами-коллекторами терригенного комплекса.

Палеоструктурный анализ показывает, что современный наклон оси вала с запада на восток возник лишь в послепалеозойское время. На протяжении палеозойской эры (во время первого и второго этапов нефтегазонакопления в девоне) данный вал имел региональный наклон в обратном направлении, т. е. с востока на запад.

В момент перестройки наклона оси вала в послепалеозойское время уже существовавшие в то время залежи должны были приспособиться к новым тектоническим условиям. С учетом слабых амплитуд западных периклиналей Репьевского и Хилковского поднятий, залежи расформировались с перетоком в сторону Ново-запрудненского поднятия, обладавшего наибольшей амплитудой и занимавшего наиболее высокое гипсометрическое положение в средней части вала (на Репьевском и Хилковском поднятиях сохранились в пласте  $D_{II}$  лишь небольшие скопления нефти). Что же касается нефти, которая, безусловно, попала в живетские резервуары Хилковского и Репьевского поднятий в первый этап нефтенакопления, то она к концу палеозоя частично переместилась по подъему оси на восток в сторону Мухановской зоны нефтенакопления, дренировавшей слабозамкнутые и гипсометрически более погруженные резервуары на западе и на востоке, а частично поднялись в пределах самих ловушек в пашийские резервуары через слабую перемычку над пластом  $D_{III}$ , сложенную преимущественно алевритами. Таким образом, ловушки в пластах  $D_I$  и  $D_{II}$  на Ново-запрудненском поднятии оказались заполненными до шарнира с одинаковыми отметками ВНК.

Возникает вопрос об условиях формирования залежей в пласте  $D_I$  Чубовского поднятия и  $D_K$  кыновского горизонта на Ново-запрудненском и Чубовском поднятиях.

Необходимо иметь в виду, что Красноярско-Хилковский вал находится на стыке обеих выделенных зон нефтегазообразования в терригенном девоне: северо-западной в Волго-Сокской палеовпадине и юго-восточной в Бузулукской впадине и Ставропольско-Кинельском прогибе (см. рис. 57). В этой связи обращает на себя внимание то, что закономерный характер изменения физико-химических свойств нефтей пласта  $D_1$  по линии вала от Репьевки до Чубовки нарушается на участке между Новозапрудненским и Чубовским поднятиями.

Так плотность нефтей плавно изменяется от Репьевского ( $0,838 \text{ г/см}^3$ ) до Новозапрудненского ( $0,850 \text{ г/см}^3$ ), а на Чубовском поднятии скачкообразно увеличивается до  $0,862-0,892 \text{ г/см}^3$ . Аналогично варьирует содержание серы, смол и асфальтенов в нефтях.

Нефть на Чубовском поднятии значительно тяжелее, сернистее и обнаруживает признаки меньшей превращенности. Такое различие, которое нельзя объяснить разными термодинамическими и гидрогеологическими условиями, связывается нами с внедрением на Чубовском поднятии в пласт  $D_1$  нефти сверху из кыновского горизонта, залежь в котором, кстати, содержит нефть идентичного состава с нефтью в пласте  $D_1$ . На Новозапрудненском поднятии нефть в пласте  $D_k$  имеет состав, близкий к нефтям пласта  $D_1$  на Хилковском и Репьевском поднятиях, что указывает на их генетическую общность, т. е. в данном случае можно предположить внедрение нефти из пласта  $D_1$  в пласт  $D_k$  кыновского горизонта. Такое предположение подтверждается анализом величины избыточного давления в кровле залежей и экранирующей способности покрышки над пластом  $D_1$ . На Новозапрудненском поднятии с большим этажом нефтеносности избыточное давление в кровле залежи пласта  $D_1$  достигает  $2,5 \text{ кгс/см}^2$ , а покрышка, сложенная чередующимися глинами, известняками и алевролитами, не обладает высокой экранирующей способностью; на Чубовском же поднятии избыточное давление порядка  $0,6 \text{ кгс/см}^2$  в кровле залежи пласта  $D_1$  не способно, очевидно, прорвать покрышку над пластом  $D_1$ , представленную гомогенной пачкой аргиллитов мощностью до  $15 \text{ м}$ , поэтому более вероятно, что нефть в пласты  $D_k$  и  $D_1$  Чубовского поднятия попала в ловушку с запада, поднимаясь по крутому подъему слоев со стороны Белозерского прогиба (см. рис. 45). Есть все основания полагать, что генерирующая в кыновских нефтематеринских осадках нефть могла быть отжата в пашийские коллекторы через относительно слабую перемычку над пластом  $D_1$  в районе с. Белозерки (мощность алевролитов  $9 \text{ м}$ ). Высказанные соображения заставляют ограничить дальность латеральной миграции в терригенном девоне Красноярско-Хилковского вала его отрезком от с. Репьевки до с. Новозапрудного.

Перейдем к рассмотрению условий формирования залежей в терригенном девоне Мухановской тектонической зоны.

В течение палеозоя Мухановский вал (от с. Репьевки до с. Языково) являлся малоамплитудной, но весьма обширной по

площади ловушкой структурно-литологического типа. Удерживающая ее способность в отдельных пластах была существенно различной. Литологически неоднородные и маломощные резервуары в пластах Д<sub>I</sub> и Д<sub>IV</sub> гораздо лучше удерживали нефть на первом этапе нефтегазонакопления, чем ловушки пластов Д<sub>II</sub> и Д<sub>III</sub>, литологически более однородные и имеющие лучшую связь с региональной водонапорной системой. В этих пластах нефтяные залежи подверглись переформированию, причем часть нефти переместилась на север по региональному подъему слоев, а на ее место подтянулись новые порции из Бузулукской впадины. В поздне-третичное время, когда Мухановское поднятие резко выросло и заняло гипсометрически более высокое положение в срединной части вала, к нему также подтянулась нефть из соседних слабо-замкнутых поднятий с запада и востока (с Репьевской, Уваровской, Новоключевской, Языковской площадей), создав крупнейшее нефтескопление в Мухановской структуре и обедняя, иногда до полного расформирования залежей, ловушки на упомянутых выше соседних поднятиях.

Уже ранее указывалось на характерную особенность девонских залежей Мухановского месторождения — резко отличную газонасыщенность нефтей отдельных пластов при весьма близких остальных физико-химических свойствах: так, нефти пластов Д<sub>I</sub> и Д<sub>IV</sub> при плотности 0,798 — 0,802 г/см<sup>3</sup> и выходе светлых фракций до 300°С — 57,5—60% характеризуются газовыми факторами 288—398 м<sup>3</sup>/т, в то время как для нефтей пластов Д<sub>II</sub>, Д<sub>III</sub> при плотности  $\rho_4^{20} = 0,819 \div 0,822$  г/см<sup>3</sup> и выходе светлых фракций до 300°С — 54,5—56,0%, величина газового фактора не превышает 120—173 м<sup>3</sup>/т.

Залежи в пластах Д<sub>I</sub> и Д<sub>II</sub> имеют одинаковую отметку ВНК (—2800 м), в пласте Д<sub>III</sub> ВНК отбивается на абсолютной отметке —2836, —2843 м, а в пласте Д<sub>IV</sub> — на абсолютной отметке —2868.

Ловушки в пластах Д<sub>I</sub> и Д<sub>II</sub> заполнены до шарнира, в пласте Д<sub>III</sub> — почти до шарнира, а в пласте Д<sub>IV</sub> — значительно меньше полного объема.

Низкую газонасыщенность девонской нефти в пластах Д<sub>II</sub> и Д<sub>III</sub> К. Б. Аширов (1965) объясняет потерями газа за счет более активной гидродинамической обстановки. Следует заметить, что по своим параметрам воды всех четырех пластов имеют очень близкий состав и носят характер высокометаморфизованных, бессульфатных, бессероводородных рассолов, находящихся в практически неподвижной обстановке. Это седиментационные воды девонского морского бассейна, претерпевшие глубокую метаморфизацию в зоне катагенеза, поэтому потери газа из залежи в контурные воды можно рассматривать как процессы диффузионного перераспределения. Приведенные в начале этой главы расчеты убедительно показывают невозможность столь значительного обеднения газом залежей в пластах Д<sub>II</sub> и Д<sub>III</sub> только за счет диффузионных потерь.

М. И. Зайдельсон высказал предположение о существовании в пластах Д<sub>I</sub> и Д<sub>IV</sub> первоначальных газовых шапок с последующим растворением свободного газа в нефти при погружении пласта. Такая гипотеза предполагает формирование залежей в пластах Д<sub>I</sub> и Д<sub>IV</sub> уже в палеозое, когда продуктивные пласты девона залежали на многие сотни метров выше, чем в настоящее время. Высокая газонасыщенность нефти в пластах Д<sub>I</sub> и Д<sub>IV</sub> Мухановского поднятия может служить косвенным доказательством более древнего времени формирования залежей в данных пластах.

В пластах Д<sub>II</sub> и Д<sub>III</sub> залежи окончательно сформировались позднее, по-видимому, в позднепермское время, за счет расформирования залежей на соседних недостаточно замкнутых структурах.

В результате многоэтапных процессов с участием местной латеральной и внутрирезервуарной вертикальной миграции сформировалась крупнейшая многопластовая девонская залежь Мухановского месторождения. Можно предположить, что аналогичным путем сформировались девонские залежи на Дмитриевском и Михайлово-Коханском поднятиях.

На западном (Самаролукском) отрезке Жигулевского вала промышленная нефть открыта на Яблоновоовражном месторождении (только в кыновском горизонте), на Жигулевском и Зольненском поднятиях, где нефтеносны кыновские и пашийские (Жигулевское) и только пашийские (Зольный Овраг) отложения. Особенности геологического строения рассматриваемого отрезка вала являются: а) конвергенция у восточного края Самарской Луки двух Заволжских ветвей Жигулевского вала — северной Красноярско-Белозерской и южной Волго-Сокско-Криволукской; б) близость крупнейшей на востоке Русской платформы тектонической дислокации — Жигулевской флексуры, имеющей в районе Зольного Оврага амплитуду более 800 м по северному опущенному крылу и осложненной в осадочной толще разрывными нарушениями (Аширов, 1967). Важно, отметить, что восток Самарской Луки осложнен рядом более мелких разломов, поперечных к осевой линии Жигулевского вала. Эти разломы молодого заложения трансформируются глубокими донеогеновыми оврагами и сильной трещиноватостью верхнекаменноугольных и пермских карбонатных пород.

Как показывают палеотектонические построения, структуры Самаролукского отрезка имеют древнее девонское заложение и развивались унаследованно на протяжении всего палеозоя. Уже к концу верейского века, например, амплитуда северного крыла Жигулевского вала в районе Зольного превышала 200 м, амплитуда южного крыла составляла 46 м. Весьма четко была также оформлена западная периклиналь, отделяющая Зольненское поднятие от Жигулевского, и только восточная периклиналь, обращенная к погруженной части вала, в Заволжье имела небольшую амплитуду. Следует отметить, что Жигулевское и Яблоновоовраж-

ное поднятия были также достаточно четко выражены в структурной поверхности пашийского горизонта к концу вероя (см. главу I).

С точки зрения анализа условий формирования важно, что описываемый отрезок Жигулевского вала приурочен к Волго-Сокской палеовпадине, причем к востоку от Зольного Оврага располагается ее наиболее погруженная часть, где нефтепроизводившие осадки кыновского горизонта имеют максимальную мощность.

Условия залегания нефти в структурных ловушках характеризуются следующими особенностями: 1) все девонские ловушки на додке Самарской Луки не заполнены нефтью, причем свободный объем полезного порового пространства в ловушках весьма значителен; 2) несмотря на наличие структурных ловушек и коллекторов, все живетские резервуары нефти не содержат.

На Зольненском поднятии ВНК в пластах  $D_I$  и  $D_{II}$  имеет разницу 3 м (?), на Жигулевском оба пласта имеют одинаковый ВНК (—1630 м). По изменению физико-химических свойств нефтей наблюдается картина, аналогичная той, которая была отмечена на Красноярско-Хилковском валу. Структурные ловушки содержат нефть с последовательно изменяющимися физико-химическими свойствами, свидетельствующими об ее утяжелении и осернении по подъему оси вала. Последние в цепочке ловушки (Жигулевская и Яблонево-Овраг) содержат нефть с резко отличными физико-химическими свойствами. Очень легкими и газированными нефтями характеризуются залежи пласта  $D_I$  на Криволукском, Волго-Сокском и Зольненском поднятиях, причем нефти по подъему вала становятся несколько более тяжелыми и окисленными. Залежи Жигулевского и Яблонево-Овражного месторождений, наоборот, выделяются значительно более тяжелыми и сернистыми нефтями (табл 29).

В данном случае, так же как и на Чубовском поднятии, нет никаких оснований связывать утяжеление и осернение нефтей на Жигулевском и Яблонево-Овражном поднятиях с термодинамической или гидрогеологической обстановкой. Незначительная разность гипсометрического положения между Зольненским и Жигулевским поднятиями исключает термодинамический фактор, а однотипный состав пластовых вод, представляющих метаморфизованные, совершенно бессульфатные и бессероводородные рассолы, не позволяет привлечь фактор гидрогеологический. Отмеченные выше особенности, по-видимому, объясняются условиями формирования девонских залежей. Механизм этого процесса представляется нам следующим образом.

Заполнение ловушек вала произошло на втором этапе нефтегазоаккумуляции за счет отжимания нефти сверху из материнских отложений в кыновском горизонте Волго-Сокской палеовпадины, где процесс развивался наиболее интенсивно в центральной части, впадины, в районе Волго-Сока, Кривой Луки Региональный подь-

**Изменение физико-химических свойств нефтей вдоль оси  
Самаролукского отрезка Жигулевского вала**

Площадь	Пласт	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Содержа- ние серы, %	Выход светлых фракций до 300° С, %	$\rho_{\text{вяз}}$ кгс/см <sup>2</sup>
Кривая Лука . . . . .	D <sub>к</sub>	0,891	0,68	58	152
	D <sub>I</sub>	0,785	0,36	70,0	140
Волго-Сокская . . . . .	D <sub>к</sub>	0,794	0,56	61,5	106
	D <sub>I</sub>	0,794	0,84	66,0	116
Зольный Овраг . . . . .	D <sub>I</sub>	0,807	0,72	61,5	80
	D <sub>II</sub>	0,805	0,49	61,5	80
Жигулевская . . . . .	D <sub>I</sub>	0,852	1,40	50	66
	D <sub>II</sub>	0,853	1,63	46	66
Яблоновый Овраг . . . . .	D <sub>о</sub>	0,856	1,35	49	42

ем слоев с востока на запад составлял в то время 10 м/км, и, по-видимому, нефтью были заполнены все ловушки, даже слабо-амплитудные, до района Кривой Луки по южной ветви Заволжского продолжения вала и до Белозерского грабена (в районе скв. 15) по северной ветви. По мере роста вала в конце палеозойского времени произошло некоторое перемещение нефти с востока на запад, в то же время достигшие критической глубины захоронения нефтематеринские осадки в западной части палеовпадины стали нефтепроизводящими и сформировали залежи на Жигулевском и Яблоновоовражном поднятиях путем отжима углеводородов сверху вниз (более поздняя генерация объясняет их меньшую превращенность).

Главный этап переформирования девонских залежей Жигулевского вала произошел, очевидно, в донсогеновое время, когда Самаролукский блок быстро приподнялся на несколько сот метров, а величина регионального наклона оси вала с запада на восток достигла более 20 м/км по Криволукской ветви и более 35 м/км по Красноярской. В это время расформировались все залежи в слабооформленных ловушках восточнее Зольного Оврага до Белозерки (по северной ветви), а также по южной, где на некоторых куполах Криволукского и Волго-Сокского поднятий сохранились небольшие нефтескопления. Часть нефти достигла Зольного Оврага, но основная ее масса была перехвачена тектоническими нарушениями, по которым нефть проникла к дневной поверхности, приняв участие в образовании огромных количеств твердых битумов в песчаниках юрского возраста (гудронные песчаники Бахиловой Поляны). Одновременно какая-то часть нефти в Зольном Овраге перетекала в вышележащие резервуары кар-



бона. О том, что девонские ловушки в пластах Д<sub>I</sub>, Д<sub>II</sub> Зольненского поднятия содержали раньше большее количество нефти и, возможно, были заполнены до шарнира, свидетельствуют обнаруженные К. Б. Ашировым древние ВНК на абсолютных отметках —1630÷—1635 м, т. е. на 20—25 м ниже современных. Имеется и ряд других доказательств того, что нефтяные залежи в отложениях карбона на месторождении Зольный Овраг сформировались за счет вертикальной миграции из девона.

## ОБ УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ТЕРРИГЕННОЙ ТОЛЩЕ НИЖНЕГО КАРБОНА

С принятых нами позиций время главной фазы «нефтеобразования» (по Н. Б. Вассоевичу) в нижнем карбоне следует отнести к самому концу палеозойской эры, т. е. ко времени пароксизма тектонических движений на Урале.

Важным следствием такого допущения является необходимость принять во внимание участие в миграции углеводородов гидродинамического фактора, за счет напора с западного склона высокогорного Урала. Эти силы, суммируясь с подъемной силой углеводородов, проталкивали нефть на запад и северо-запад в глубь платформы. Западная граница влияния Уральского стока проходила, по-видимому, недалеко от современной долины Волги, где оно уравновешивалось напором встречного потока вод с вершины Токмовского свода. Такая палеогидродинамическая обстановка предопределила во многом размещение нефтяных залежей в отложениях нижнего карбона на территории Куйбышевского Поволжья.

Напомним в этой связи некоторые особенности миграции углеводородов в гидродинамической обстановке.

1. В движение вовлекаются нефтескопления даже очень небольших размеров (В Ашсбрэннер и С. Ачауэр допускают возможность увлечения водой, движущейся со скоростью  $\geq 1,5$  м в год, нефтяного тела протяженностью порядка 10 м). Любопытно, что проницаемость, сама по себе, в данном случае не имеет решающего значения, а важно отношение пористости к проницаемости (Линецкий, 1965)

2. При передаче по пласту гидравлического напора в нем появляется избыточное давление за счет роста гидродинамической составляющей (Леворсен, 1958), что способствует отжиму флюидов не только в вышележащие, но и в нижележащие пласты-коллекторы, гидродинамически связанные с основным проводящим пластом.

3. Ловушкой для нефти могут служить только структуры, удерживающая способность которых уравнивает гидравлический напор (Хюбберт, 1958).

4. В гидродинамической обстановке существенно интенсифицируются процессы осернения и окисления нефтей за счет привноса «свежих» сульфатов вместе с инфильтрационными водами, а также процессы рассеивания углеводородов вследствие фильтрационной диффузии.

Рассмотрим с учетом этих положений нефтеобразование и накопление в терригенном комплексе нижнего карбона на территории Куйбышевского Поволжья.

Как было сказано выше, палеогеологическая обстановка в конце палеозоя на юго-востоке Русской платформы характеризовалась возникновением высокогорных сооружений на южном Урале и резким погружением осадков в краевых прогибах. В пределах самой платформы активизировались движения по швам отдельных блоков фундамента. Урал стал важной областью питания подземных вод палеозоя, причем кунгурская галогенная толща разделила уральский сток. Выше этого регионального водоупора перемещались главным образом инфильтрационные воды с западного склона Южного Урала, а в нижних водоносных комплексах в движение вовлекались седиментационные воды, отжимавшиеся из Предуральского прогиба.

Необходимо также коротко остановиться на особенностях палеогидрохимической обстановки. Отличительной чертой современных пластовых рассолов нижнего карбона является их невысокая метаморфизация и повсеместное присутствие сероводорода в концентрациях до 100—300 мг/л. По содержанию гелия, аргона и другим признакам возраст этих вод моложе возраста вмещающих пород. Следовательно, в терригенном комплексе нижнего карбона инфильтрационные процессы развивались активнее, чем в терригенном девоне. С инфильтрационными водами были, несомненно, принесены большие количества сульфат-ионов и других окислителей. Первичная обстановка в яснополянском седиментационном бассейне характеризовалась резко восстановительной средой и интенсивным сероводородным заражением. Все это создавало условия для изменения физико-химических свойств нефтей в сторону их утяжеления и осернения.

На картах геохимических фаций выделены зоны с благоприятными условиями нефтегазообразования в малиновских и бобриковских отложениях общей площадью около 25 000 км<sup>2</sup>. Основной очаг был приурочен к Мухановско-Ероховскому прогибу, ибо за его бортами объем потенциально нефтематеринских глинистых пород яснополянского надгоризонта незначителен. По-видимому, нефтенакопление в нижнем карбоне, за исключением юго-западных районов (Чапаевский район), должно быть связано с Мухановско-Ероховским прогибом.

Современное размещение залежей нефти в терригенном комплексе нижнего карбона обнаруживает четкую закономерность: подавляющее их большинство как бы обрамляет юго-западный и северо-восточный борта Мухановско-Ероховского прогиба (рис. 58). Внутри прогиба крупная зона нефтенакопления приурочена к линейной тектонической зоне Мухановского и сопряженных с ним валов. На значительном удалении от прогиба расположена только уходящая далеко на запад цепочка залежей вдоль оси Жигулевского вала и в юго-западной части Куйбышевского Заволжья —

месторождения Покровской тектонической зоны (Покровское и Гражданское).

Отмеченные особенности размещения залежей мы объясняем палеогидродинамическими условиями на первом этапе нефтенакпления, т. е. в конце палеозоя: в пределах Мухановско-Ероховского прогиба проводящая толща терригенных отложений нижнего карбона обладала низкими фильтрационными сопротивлениями,

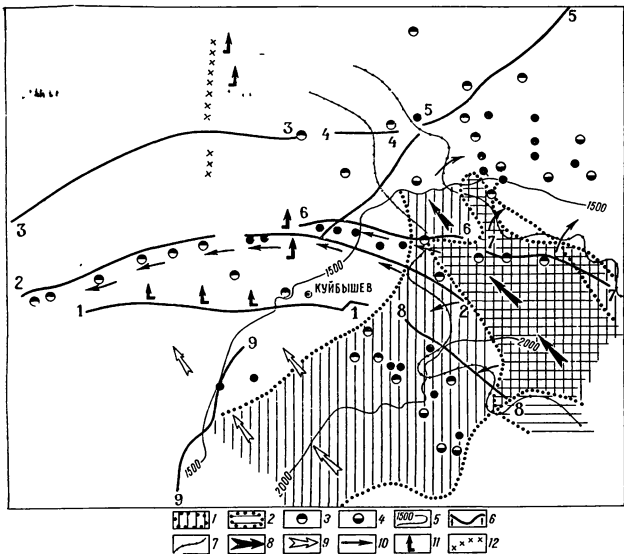


Рис. 58 Схема региональных условий нефтеобразования и нефтенакпления в терригенных отложениях нижнего карбона на территории Куйбышевского Поволжья

Зоны нефтеобразования 1 — в яснополянском надгоризонте, 2 — в малиновском надгоризонте, 3 — нефтяные залежи в яснополянском и малиновском надгоризонтах, 4 — нефтяные залежи в турнейском ярусе, 5 — изопахиты от кровли бобриковского горизонта до кровли клиновской свиты, 6 — разломы первого порядка в кристаллическом фундаменте, 7 — контуры Мухановско-Ероховского прогиба, 8 — главные направления миграции нефти по Мухановско-Ероховскому прогибу, 9 — главные направления нефти, генерированной в яснополянских отложениях северо-западной части Бузулукской впадины, 10 — вторичное направление миграции нефти, 11 — участки вертикальных перетоков нефти, 12 — палеогидродинамический барьер

Разломы 1-1 — Южно-Волжский, 2-2 — Жигулевский, 3-3 — Борлинско Кирилловский, 4-4 — Серноводский, 5-5 — Боровский, 6-6 — Красноярско-Хилковский, 7-7 — Мухановский, 8-8 — Кулешовский, 9-9 — Покровский

вследствие чего избыточный гидравлический напор распространялся значительно быстрее и дальше, чем за ее бортами. При этом создались вторичные градиенты, напоры, направленные от осевой части прогиба к его бортам. Такое гидравлическое состояние системы способствовало отжиманию флюидов в прибортовые ловушки (Зайдельсон, 1969).

Зона нефтенакопления, приуроченная к структурным ловушкам Жигулевского вала, возникла в результате дальней латеральной миграции нефти из Мухановского-Ероховского прогиба.

Покровская зона нефтенакопления и вообще все потенциальные ресурсы нефти Чапаевского района связаны, по-видимому, с нефтью, генерированной в яснополянских отложениях на восточном погружении Жигулевского свода и в северо-западной части Бузулукской впадины. Есть основание полагать, что границей миграционного потока этой нефти служил южный борт Самарской Луки, где по нарушениям Южно-Волжского разлома большие количества нефти поднялись в вышележащие горизонты, образовав впоследствии крупные скопления твердых битумов (Батракское, Первомайское, Печорское месторождения). Рассмотрим, насколько такая схема формирования увязывается с закономерностями изменения физико-химических свойств нефтей и битумов.

Нефти в Мухановско-Ероховском прогибе и в его юго-западной прибортовой зоне обнаруживают большое сходство: это нефти облегченного типа с близким углеводородным составом фракции НК-200° С; НК-200÷300° С. Некоторое снижение содержания парафина и увеличение смолисто-асфальтеновых компонентов в нефтях Кулешовской зоны по сравнению с нефтями Мухановской подтверждают вывод о миграции углеводородов из осевой части прогиба к его бортам.

Достаточно отчетливо проявляются следы миграции из прогиба также в северном направлении в сторону Байтуганского вала. Об этом свидетельствует постепенное утяжеление, осернение и окисление нефтей в пласте Б<sub>2</sub>(С<sub>1</sub>).

На Мухановском поднятии плотность нефти составляет 0,842 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 1,41%, выход светлых фракций до 300° С 48,5%. Севернее на Сосновском поднятии эти физико-химические параметры соответственно составляют: 0,87 г/см<sup>3</sup>; 2,19% и 38,5%, а еще севернее, на Кротковском месторождении: 0,893 г/см<sup>3</sup>; 3,12%; 40%.

Закономерность эта осложняется в данном районе появлением очень тяжелых, высокосернистых нефтей (Елховское, Авралийское, Боровское, Валентиновское месторождения). Трудно связать генезис этих нефтей только с первичной геохимической обстановкой на данном участке яснополянского седиментационного бассейна. Анализ гидрогеологических и палеогидрогеологических условий не позволяет предположить прямое внедрение сульфатсодержащих вод в большей степени, чем это происходило на других участках бассейна. Вопрос генезиса высокосернистых нефтей ждет своего

решения на более обширном материале, поскольку такие нефти распространены также на обширной территории Татарии и Башкирии. Нам кажется, что при решении этого вопроса должны быть приняты во внимание процессы молекулярной и фильтрационной диффузии сульфатов в зонах, где происходило интенсивное выщелачивание гипсов и ангидритов по периферии пермского солеродного бассейна.

Несколько обособленное положение по физико-химическим свойствам нефтей занимает Покровский участок в Чапаевском нефтегеологическом районе

Сравнение физико-химических параметров нефтей пласта Б<sub>2</sub> (С<sub>1</sub>) на месторождениях Жигулевской, Южно-Жигулевской и Покровской тектонических зон (см главу VI) показывает, что нефти Покровского участка отличаются от нефтей Жигулевской тектонической зоны.

В залежах Покровской (Покровская, Гражданская) и Южно-Жигулевской (Аскульская) зон поднятий нефти имеют более высокую плотность (0,884—0,885 против 0,858 г/см<sup>3</sup> в Жигулевской зоне), несколько большее содержание смол и асфальтенов и меньше парафина. От Покровской зоны в направлении Южно-Жигулевской идет постепенное увеличение плотности, содержания серы и снижение содержания парафина, что может быть поставлено в связь с направлением движения нефтей от Покровской зоны в сторону более приподнятой Южно-Жигулевской зоны.

Еще более рельефно отличие нефтей Покровского участка проявляется по групповому составу углеводородов во фракциях НК-200 и НК-200÷300°С. Содержание нафтеновых углеводородов в бензиновой фракции нефти Покровского месторождения составляет 28,4% против 21,8% в Стрельном Овраге. Коэффициент отношения  $\frac{M}{N+A}$  в Покровке не превышает 1,57, а в Стрельном Овраге он составляет 2 и более. Судя по этим данным, нефти Покровского участка менее превращенные по сравнению с нефтями Жигулевской дислокации.

По-видимому, эти различия связаны с формированием Покровской залежи из местного очага в северо-западной части Бузулукской впадины, где нефтепроизводившими служили глинистые осадки яснополянского надгоризонта.

Обращает на себя внимание низкая газонасыщенность нефтей нижнего карбона газовой фактор колеблется от 6,0 до 60,0 м<sup>3</sup>/т. Это можно объяснить только большими потерями газа, ибо первоначально нефть, генерированная на глубинах не меньше 1500 м, должна была быть полностью насыщена газом, т. е. иметь давление насыщения порядка 150 кгс/см<sup>2</sup>. Палеогеологическая обстановка не позволяет объяснить столь большие потери ни молекулярной диффузией, ни контактным разгазированием. Остается предположить, что главную роль сыграла конвективная (фильтрационная) диффузия. Как показал Л. С. Балашов, даже при скоростях движе-

ния потока в несколько десятков сантиметров в год, фильтрационная диффузия достигает большой интенсивности. Поскольку потери газа из замкнутых ловушек весьма ограничены, необходимо допустить, что нефть нижнего карбона потеряла основную массу растворенного газа в процессе миграции в открытом пласте во время формирования и переформирования залежей. Территориально распределение газонасыщенности и нефтей пласта Б<sub>2</sub> хорошо увязывается с принятой схемой нефтенакпления: от главного очага в Мухановско-Ероховском прогибе газонасыщенность убывает как в северном, так и в западном направлениях. Аномально высокая газонасыщенность нефтей на Зольненско-Стрельненском участке связана с формированием этих залежей за счет сквозной миграции из девона в позднепермическое время.

Рассмотрим более подробно условия формирования залежей в терригенной толще нижнего карбона вдоль оси Жигулевского вала.

На первом этапе нефтенакпления, в конце палеозоя, морфология вала была различной в его восточной и западной частях: на западе, в пределах Самаролукского отрезка, структурные поднятия были в значительной степени оформлены, а крутое северное крыло вала имело амплитуду более 200 м. В центральной части вала, на Красноярско-Хилковском отрезке, локальные поднятия имели небольшие амплитуды и были разделены неглубокими прогибами, но северное крыло уже наметилось и представляло барьер, способный удержать нефть от перетоков в северном направлении по региональному подъему слоев. В наименее выгодном положении как потенциальная зона нефтенакпления оказался в то время Мухановский вал, раскрытый как в западном, так и в северном направлениях.

Такая палеоструктурная обстановка предопределила характер миграции углеводородов вдоль оси вала на данном этапе нефтегазонакпления: под влиянием гидравлического напора и собственной подъемной силы нефть быстро продвинулась на запад по слабо деформированной оси Мухановского и Красноярско-Хилковского валов. Такое же движение происходило по южной ветви дислокации, в пределах Дмитриевского и Криволукского валов. У восточного края Самарской Луки продвижение нефти замедлилось в связи с ослаблением напора и выполаживанием наклона слоев. Тем не менее нефть прошла далеко на запад, заполнив все ловушки до Сызрани, а возможно, и до Верхозима. Однако, несмотря на большую протяженность, суммарная емкость ловушек в западной части Жигулевского вала была сравнительно невелика, в связи с низкой эффективной мощностью пласта Б<sub>2</sub> и малыми размерами структурных поднятий, поэтому значительная часть нефти задержалась на том отрезке Заволжского продолжения вала, где оттоку на север препятствовало наметившееся его северное крыло (валы Криволукский и Красноярский). Вполне вероятно, что на данном этапе были заполнены не только малоемкие ловушки двух

этих валов, по межструктурные перегибы так, что в конце первого этапа Криволукский и Красноярско-Хилковский валы представляли собой малоамплитудные, но весьма обширные зоны нефтенакопления.

Что касается заполнения нефтью мощной толщи песчаников бобриковского горизонта Мухановского, Дмитриевского и Михайлово-Коханского валов, то на данном этапе этого не происходило в связи со слабой амплитудой локальных поднятий и раскрытостью валов в северном направлении. По тем же причинам на данном этапе не могла задержаться в пласте  $C_1$  нефть, генерированная в малиповских отложениях Муханово-Ероховского прогиба, даже если бы она смогла прорваться через перемычку, разделяющую, радаевские резервуары от бобриковских. Поэтому к концу палеозойской эры Мухановский и сопряженные с ним валы представляли собой зону нефтенакопления главным образом в пластах-коллекторах радаевского горизонта.

На втором этапе нефтенакопления в плиоцене западная часть Жигулевского вала вследствие резкого подъема Самаролукского блока оказалась как бы отрезанной от своего Заволжского продолжения крутым уступом в районе Солнечной Поляны — Курумоча, осложненным тектоническими нарушениями и трещинами

На Самарской Луке структурные поднятия древнего заложения в это время окончательно оформились. Одновременно по трещинам и нарушениями крутого северного крыла дислокации в районе Зольного Оврага активно развивалась сквозная вертикальная миграция из девона и нижнего карбона вплоть до земной поверхности с образованием в юрских песчаниках скоплений твердых битумов, на формирование которых, по мнению К. Б. Аширова, было израсходовано более 1 млрд т жидкой нефти. Однако нельзя объяснить поступление огромных количеств углеводородов только перетоками из ранее сформировавшихся залежей Самарской Луки. Главный источник нефти, сформировавшей битумы Бахиловой Поляны, следует искать в пределах Красноярского и Криволукского валов, где после заполнения до шарнира всех структурных ловушек осталось большое количество «избыточной» нефти в пласте, которая по крутому подъему поднялась к уступу в районе Солнечной Поляны и устремилась вверх по тектоническим нарушениям (главную роль сыграла, по-видимому, нефть Криволукского вала).

В это же время произошла главная фаза заполнения ловушек в пласте  $C_1$  Мухановского вала за счет перетока нефти из радаевского горизонта, где в кровле высокоамплитудных ловушек нефть приобрела значительное давление прорыва.

Анализируя условия залегания нефти в пласте  $B_2$  на Самаролукском отрезке вала, следует отметить, во-первых, малые этажи нефтеносности по сравнению с высотой ловушек, в особенности на поднятиях Яблонный Овраг и Губинское, а во-вторых, крайне незакономерные изменения физико-химических свойств нефтей:

на соседних участках резко отличные плотность, содержание серы, газонасыщенность. Это свидетельствует об относительно древнем (палеозойском) времени формирования залежей, претерпевших влияние вторичных процессов во время тектонической перестройки в позднегеретичное время.

Нельзя также забывать о близости осложненного нарушениями крутого крыла Жигулевской дислокации, по которому происходили как нисходящие, так и восходящие токи флюидов. Все это в значительной степени замаскировало первоначальный механизм формирования залежей в конце палеозоя.

Картина еще больше усложнилась процессами вертикальной миграции нефти из девона на Зольненско-Стрельненском участке, чем объясняется аномальная газонасыщенность и малосернистость нефтей в этих залежах.

На Красноярско-Хилковском отрезке Жигулевского вала обращает на себя внимание заполненность до шарнира всех структурных ловушек в пласте  $B_2$  и наличие на всех поднятиях залежей нефти в пласте  $B_1$  турнейского яруса (отметим в этой связи, что и в пласте  $A_4$  башкирского яруса все поднятия вала содержат более или менее крупные нефтескопления). Другой интересной особенностью являются близкие физико-химические свойства и степень газонасыщенности нефтей по всему валу, т. е. на расстоянии  $\sim 70$  км.

Все эти особенности хорошо увязываются с изложенными выше представлениями о формировании залежей Красноярско-Хилковского вала. Находясь в практически открытом пласте в течение весьма продолжительного отрезка времени, между первым и вторым этапами нефтегазонакопления, нефть претерпела вторичные изменения (утяжеление, осернение и потери газа) приблизительно в равной степени по всей длине вала. Сформировавшиеся только в позднегеретичное время сводовые ловушки вала почти одновременно заполнились близкой по составу нефтью. Если бы залежи сформировались путем латеральной миграции и дифференциального улавливания, наблюдались бы закономерные изменения в составе нефтей по подъему оси вала.

Характерно, что все залежи в пласте  $B_1$  имеют самостоятельный ВНК, располагающийся иногда значительно ниже подошвы залежей в пласте  $B_2$ .

Можно предположить, что отжим нефти из пласта  $B_2$  происходил не по всей длине вала, а только на участках с минимальной экранирующей способностью перемычки между пластами  $B_1$  и  $B_2$ . Такими участками могут быть Хилковский и Репьевский, где установлена интенсивная тектоническая нарушенность разреза, а перемычка в подошве пласта  $C_1$  имеет мощность 3—4 м.

В терригенном комплексе нижнего карбона в пределах Мухановского вала наблюдается следующая картина: высокоамплитудная и наиболее приподнятая ловушка пласта  $C_1$  на Мухановской площади заполнена нефтью до шарнира, также до шарнира запол-



нены малоамплитудные ловушки в пласте  $C_1$  на структурах восточного погружения вала: Новоключевской и Уваровской.

В радаевском горизонте (включая пласт  $C_{1a}$  в нижней части бобриковского горизонта) заполнение ловушек крайне неравномерное: на Мухановском поднятии нефть содержат пласты  $C_{II}$ ,  $C_{III}$ ,  $C_{IV}$  и  $C_{IVa}$ . Этаж нефтеносности маломощного пласта  $C_{II}$  достигает почти 100 м, а высота ловушки почти 150 м, пласта  $C_{IVa}$  ~ 70 м. Абсолютные отметки ВНК пластов  $C_{II}$ ,  $C_{III}$ ,  $C_{IV}$  одинаковые (в пределах точности определения). На Новоключевском поднятии нефтеносен только пласт  $C_{1a}$ , а на Уваровском — четыре пласта радаевского горизонта, а также пласт  $C_{1a}$ . Важно отметить, что все ловушки радаевского горизонта заполнены далеко не до шарниров (см. рис. 41).

Относительно формирования залежей радаевского горизонта, залегающих в литологически неоднородных пластах, развитых только в пределах Мухановско-Ероховского прогиба, не может быть сомнений: они возникли уже в конце палеозоя и окончательно оформились в поздне-третичное время. Механизм формирования Мухановской залежи в пласте  $C_1$  представляется следующим образом: на первом этапе нефтегазонакопления нефть, генерированная в малиновских глинах, отжималась в пласты-коллекторы радаевского горизонта и задержалась там. Только в поздне-третичное время, на втором этапе нефтегазонакопления, когда возникли высокоамплитудные ловушки в пласте  $C_1$ , произошло их заполнение нефтью, прорвавшейся из радаевского горизонта через перемычку в подошве бобриковского горизонта.

В этой связи возникает вопрос: почему остались почти пустыми ловушки пласта  $C_1$  на Дмитриевском и Михайловско-Коханском поднятиях? Ведь и на этих площадях открыты крупные залежи в пласте  $C_{1a}$  и в пластах радаевского горизонта.

К. Б. Аширов (1965) пытается объяснить это утечкой нефти в вышележащие горизонты по тектоническим трещинам и нарушениям. М. И. Зайдельсон связывал это с палеогидродинамической обстановкой в конце палеозоя. Дмитриевское и Михайлово-Коханское поднятие не обладали необходимой «критической» амплитудой (35—40 м/км), способной уравнивать гидравлический напор с Урала с градиентом напора 10 м/км.

Оба варианта следует признать ошибочными. Анализ геологического строения не дает основания заключить о большей нарушенности покрышки над пластом  $C_1$  на Дмитриевском и Михайлово-Коханском участках по сравнению с Мухановским. Новые палеотектонические построения показывают, что Мухановская структура не обладала в конце палеозоя большими амплитудами северного крыла и западной периклинали, чем Дмитриевская и Михайлово-Коханская. Кроме того, обстоятельный анализ палеогидродинамической обстановки в конце палеозоя заставил резко уменьшить вероятную величину палеоградиентов до 2—3 м/км (Зайдельсон, 1969).

В свете вышеизложенного наиболее правдоподобен следующий вариант формирования залежей в пласте  $C_1$  в пределах Мухановско-Ероховского прогиба: источником являлась нефть, прорвавшаяся через глинистую перемычку в кровле радаевского горизонта в период окончательного оформления структурных поднятий, т. е. в поздне третичное время. На Мухановском участке этот процесс протекал с большой интенсивностью ввиду высоких избыточных давлений в кровле радаевского горизонта. Высота ловушки пласта  $C_{II}$  превышает 140 м, а соответствующее избыточное давление в кровле ловушки достигло  $\sim 5,5$  кгс/см<sup>2</sup>. При этом в переток вовлекалась вся масса нефти из четырех пластов радаевского горизонта, гидродинамически связанных между собой.

Существенно менее благоприятными условиями для перетоков нефти из радаевского горизонта в пласт  $C_1$  характеризуются Дмитриевское и Михайлово-Коханское поднятия: ловушки в пластах радаевского горизонта на этих поднятиях имеют высоту, не превышающую 40—50 м, породы-коллекторы литологически неоднородны, разобщены и гидродинамически между собой не связаны. В подобных условиях процессы перетока не могли развиваться достаточно интенсивно, чтобы заполнить ловушки в пласте  $C_1$ .

О том, что такие перетоки все же отмечались и на этих поднятиях, свидетельствуют небольшие нефтескопления, обнаруженные в сводовой части ловушек пласта  $C_1$  на Дмитриевской и Михайлово-Коханской структурах.

В заключение остановимся на условиях нефтенакпления в юго-западной части Куйбышевского Заволжья (Чапаевский нефтеносный район), где, как было сказано выше, можно допустить формирование залежей за счет нефтематеринских пород яснополянского комплекса в северо-западной части Бузулукской впадины (рис. 58). В данном районе открыты только два месторождения нефти: Покровское и Гражданское. Разведка к западу от Покровского вала не дала положительных результатов, и вопрос о перспективах западной части Чапаевского района остается открытым.

Покровская нефтеносная структура, расположенная на одноименном выступе фундамента, представляет собой асимметричную брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания с более крутым западным крылом.

В яснополянско-турнейской терригенно-карбонатной толще установлено шесть нефтеносных пластов, образующих два самостоятельных комплекса: нижний комплекс, включающий карбонатные пласты Д-Л и В<sub>3</sub> турнейского яруса с близкими отметками ВНК; верхний комплекс, состоящий из пластов: В<sub>1</sub>, Б<sub>3</sub>, Б<sub>2</sub> и Б<sub>0</sub> также имеет общий ВНК на абсолютной отметке —1530 м. Несмотря на гидродинамическую разобщенность, близкие физико-химические характеристики нефтей обоих комплексов, указывают на их генетическую связь и поступление из единого источника.

Повышенная газонасыщенность и низкая сернистость нефтей всех пластов подтверждает, что источник нефти Покровской пло-

щади был расположен на сравнительно небольшом расстоянии.

Приведем физико-химические свойства нефтей по данным К. Б. Аширова и Г. В. Черченко (табл. 30).

Заполнением ловушек на Покровском и Гражданском месторождениях, очевидно, не был исчерпан весь объем нефти, генерированной в северо-западной части Бузулукской впадины.

Таблица 30

Физико-химические свойства нефтей в продуктивных пластах нижнего карбона Покровского месторождения

Параметр	Залежи в пластах				
	Д—Л	В <sub>3</sub>	В <sub>1</sub>	Б <sub>2</sub>	Б <sub>0</sub>
Плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	0,857	0,841	0,835	0,857	0,851
Давление насыщения, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	70,2	59,2	58,4	64,5	67,4
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т . . . . .	42,6	49,4	43,4	30,5	39,4
Вязкость, спз . . . . .	2,79	2,67	1,77	3,30	2,80
Сера, % вес. . . . .	0,86	0,81	0,47	0,89	1,63
Смолы силикагелевые, % вес. . . . .	6,47	6,2	4,2	6,80	6,23
Парафин (по Гольде) . . . . .	7,45	8,05	9,14	5,44	6,38

Судя по глубинам залегания нефтепроизводившего комплекса, главная фаза нефтеобразования развивалась здесь в конце палеозоя. В то время поверхность бобриковского горизонта плавно воздымалась в северо-западном направлении к Самаролукской вершине Жигулевского свода со средним градиентом наклона ~5 м/км. В этом же направлении действовал гидравлический напор с градиентом порядка 1—2 м/км. Для уравновешивания движущей силы в подобных условиях требовались критические амплитуды ловушек не менее 10 м/км. Хотя точная реконструкция структурного плана бобриковского горизонта на конец палеозоя невозможна из-за интенсивного размыва пермских и, частично, верхнекаменноугольных осадков, можно допустить, что подобные структурные формы существовали к западу и северо-западу от Покровского вала. Они должны оказаться нефтеносными. В то же время слабо расчлененный структурный план в западной части Чапаевского района указывает на то, что большая часть нефти подступила к Южно-Волжскому разлому, ограничивающему с севера Покровский блок и простирающемуся на 120 км, от с. Обшаровки до устья р. Самары (см. главу I).

Самаролукский блок, расположенный к северу от разлома, в настоящее время опущен по сравнению с Покровским по фундаменту на 150—170 м. Как полагает С. В. Санаров, в геологическом прошлом Покровский блок занимал еще более высокое положение и поэтому безусловно служил барьером для мигрировавшей из Бузулукской впадины нефти.

В приразломной зоне могли сохраниться залежи в ловушках нижнего и среднего карбона, однако большая часть этой нефти прорвалась, по-видимому, вверх в отложения верхнего карбона и нижней перми. В настоящее время по южному краю Самарской Луки развиты крупные скопления твердых битумов в пермских и верхнекаменноугольных отложениях. Как указывает В. А. Успенский, характер залегания битума в трещинах и кавернах карбонатных пород отчетливо свидетельствует о «первоначальной подвижной консистенции вещества». Сопоставляя степень осернения пермских битумов на юге Самарской Луки и юрских гудронных песчаников Бахиловой Поляны, этот исследователь пришел к интересному выводу: в юрские песчаники нефть попала примерно с той степенью осернения, которая свойственна ей в настоящее время, в то время как нефть, попавшая в каменноугольные и нижнепермские породы на юге Самарской Луки, только на протяжении продолжительного времени подвергалась осернению и окислению по мере приближения к дневной поверхности, вследствие подъема Самаролукского блока и размыва перекрывающих пород мощностью 500—600 м (Успенский, Инденбом, 1957).

Эти особенности залегания твердых битумов на северо-востоке и на юге Самарской Луки увязываются с принятой схемой формирования: юрские гудронные песчаники образовались за счет перетока нефти из нижнего карбона (и девона) по молодым разломам Жигулевского вала (в позднепермское время); пермские асфальтиты обязаны своим происхождением перетокам в конце палеозоя нефти, подступавшей к Южно-Волжскому разлому из северо-западной части Бузулукской впадины.

### **ОБ УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПРОДУКТИВНЫХ КОМПЛЕКСАХ СРЕДНЕГО, ВЕРХНЕГО КАРБОНА И ПЕРМИ**

Формирование нефтяных и газовых залежей в отложениях среднего, верхнего карбона и перми за счет вертикальной миграции главным образом из отложений нижнего карбона достаточно обосновано анализом генетической связи нефтей по разрезу и исследованием геохимических фаций, показавшими отсутствие нефтепроизводивших пород в этих отложениях. Неясным остается сам механизм формирования нефтяных и газовых залежей в верхней части палеозойского разреза и, в частности, возникает вопрос, имеет ли каждая залежь в молодых отложениях свои корни в нижележащих горизонтах или же вертикальная миграция осуществлялась на некоторых участках с повышенной нарушенностью разреза, с последующим перераспределением нефти в пласте-коллекторе в результате латеральной струйной миграции? Очевидно, что оба механизма сосуществуют в природе и, например, для Зольненского, Покровского и некоторых других месторождений сквозная вертикальная миграция сомнений не вызывает.

На территории Куйбышевской области доминирующее значение имеет комбинированная вертикальная и латеральная миграция, в особенности при формировании залежей в регионально выдержанном пласте  $A_4$  башкирского яруса

Рассмотрим условия формирования некоторых конкретных месторождений с залежами нефти в отложениях среднего, верхнего карбона и перми в пределах Красноярско-Хилковского и Кулешовского тектонических валов. Разрез продуктивных отложений среднего карбона Красноярского вала хорошо изучен.

В цепочке структур, простирающихся с запада на восток на расстоянии свыше 50 км, отмечается погружение отложений среднего карбона от абсолютной отметки  $-1000$  до  $-1300$  м. Залежи нефти встречены в пласте  $A_4$  на всех структурах, причем структурные ловушки заполнены до шарнира. В вышележащих пластах верейского горизонта нефтяные залежи открыты только на Белозерской и Чубовской площадях. В нижнекаменноугольных отложениях (пласт  $B_2$  бобринского горизонта) залежи открыты также на всех структурах. Возникает вопрос: как сформировались здесь залежи нефти в отложениях среднего карбона: за счет сквозной или комбинированной вертикальной миграции? В пользу второго варианта свидетельствует заполнение структурных ловушек до шарнира. Характерны также изменения физико-химических свойств нефтей карбона на рассматриваемом участке. Как следует из приведенных в табл. 31 данных плотность, содержание серы и смол нефтей нижнего карбона на Красноярском валу ниже, чем в нефтях среднего карбона на тех же площадях, а газонасыщен-

Таблица 31

Физико-химические свойства нефтей из отложений нижнего и среднего карбона на месторождениях Красноярско-Хилковского вала

Физико-химические свойства нефти	Пласт	Месторождение					
		Красноярское	Белозерское	Чубовское	Новозапрудинское	Алакаевское	Хилковское
Плотность разгазированной нефти, г/см <sup>3</sup> . . . . .	$A_4$	0,864	—	0,857*	0,851	0,848	0,841
	$B_2$	0,847	0,850	0,855	0,842	0,839	0,840
Содержание серы, % вес. . . . .	$A_4$	1,8	1,78	1,52*	1,69	1,32	1,19
	$B_2$	1,58	1,53	1,55	1,73	1,37	1,33
Содержание смол, % вес. . . . .	$A_4$	9,65	10,43	6,14*	8,49	7,6	6,2
	$B_2$	7,24	6,61	8,25	8,8	6,7	8,8
Газонасыщенность, м <sup>3</sup> /т . . . . .	$A_4$	25,6	—	—	—	38,8	32,3
	$B_2$	41,0	28,2	18,1	33,1	65,3	37,9
Давление насыщения газом, кгс/см <sup>2</sup>	$A_4$	49,0	—	—	—	50,8	43,2
	$B_2$	54,0	45,7	31,0	54,4	54,5	46,5

\* Данные несколько занижены (взяты по пласту  $A_4$  верейского горизонта).

ность выше. Это противоречит представлениям о сквозной вертикальной миграции, и наоборот, соответствует характеру изменений в процессе латеральной миграции по пласту  $A_4$ , ибо в этом направлении закономерно увеличивается плотность нефти, содержание смол и серы, отмечается тенденция к уменьшению газонасыщенности нефтей (к сожалению, этот параметр нефтей изучен недостаточно). Только на Хилковском месторождении сопоставление физико-химических характеристик нефтей нижнего и среднего карбона допускает возможность вертикальной миграции (примерно равные значения плотности и газонасыщенности нефтей, уменьшение содержания серы и смол)

Весьма показательным является то, что экранирующие свойства покрышки над пластом  $B_2$  заметно улучшаются в направлении от с. Хилково до с. Красный Яр На восточном участке вала (села Хилково, Алакаевка, Новозапрудное) покрышка пласта  $B_2$  представлена карбонатно-терригенной фацией с развитием в нижней части карбонатов (10—12 м) при общей мощности 15—17 м, на западном участке (с. Красный Яр) покрышка представлена глинами с небольшим прослоем карбонатов в средней части (5—6 при общей мощности 20 м).

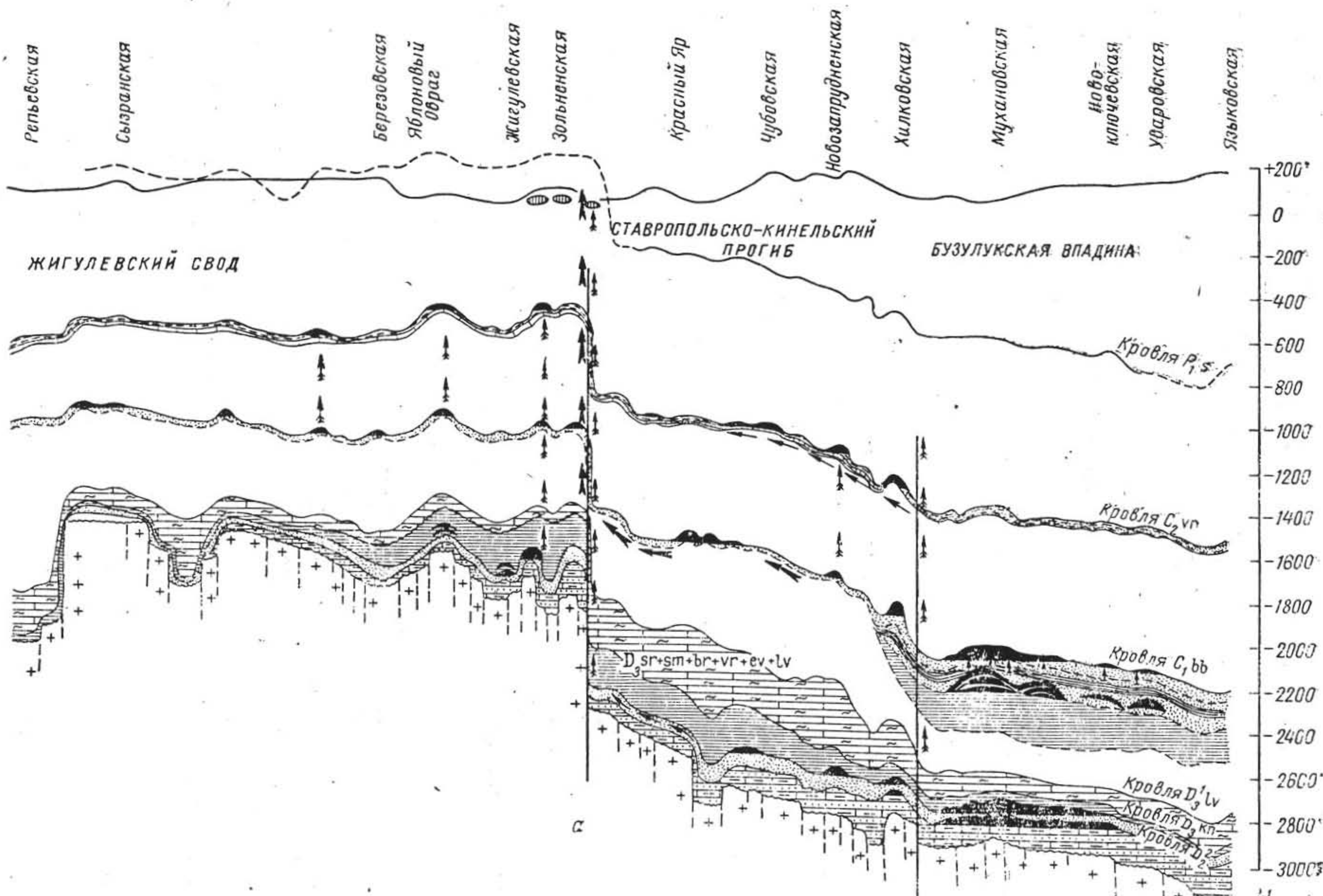
Таким образом, механизм формирования нефтяных залежей в отложениях среднего карбона Красноярско-Хилковского вала представляется в следующем виде: на первом этапе нефтенакпления в пермо-триасовое время сформировались залежи нефти в отложениях нижнего карбона. В позднепермское время нефть в районе сел. Хилково — Алакаевка по тектонически нарушенному разрезу (здесь в фундаменте развит разлом второго порядка) поднялась до первой региональной выдержанной покрышки над пластом  $A_4$  башкирского яруса, затем по этому пласту продвинулась на запад, заполняя структурные ловушки Красноярского вала. Такая схема хорошо объясняет отсутствие нефти в пласте  $A_4$  Мухановского месторождения. Распределение нефти выше по разрезу в отложениях верейского горизонта контролировалось, отчасти, экранирующими свойствами покрышки пласта  $A_4$  и величиной избыточного давления в кровле пласта  $A_4$ , но, по-видимому, в большей степени коллекторскими свойствами верейских отложений.

Несколько иначе представляются условия формирования залежей среднего карбона в Южно-Куйбышевском районе. Процессы вертикальной миграции здесь играли несомненно ведущую роль в размещении залежей по разрезу. На Лебяжинском месторождении, например, за счет вертикальной миграции нефтей из отложений нижнего карбона были сформированы залежи нефти в широком диапазоне разреза (пласты  $B_0$ ,  $B_2$ ,  $V_1$ ,  $O_2$ ). В пользу этого свидетельствует лишь частичное заполнение структурных ловушек нефтью даже над покрышками с хорошими экранирующими свойствами (пласт  $B_2$ ) при относительно небольших этажах нефтеносности. Обращает на себя внимание большое сходство нефтей в разрезе карбона (плотность, газонасыщенность, содержание

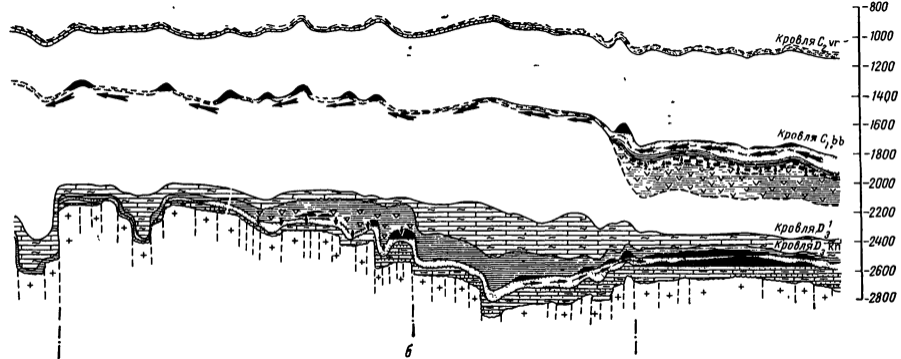
серы, смол). Отличие связано с небольшим изменением свойств в процессе вертикальной миграции и интенсивным развитием процессов подземного окисления в верхней части разреза (верхний карбон).

На фоне чисто нефтяных залежей выделяется залежь пласта  $A_4$ , которая заполнена газом с нефтяной оторочкой. Формирование этой газовой залежи, как будет показано ниже, связано, по-видимому, с притоком углеводородов по пласту  $A_4$  со стороны Кулешовского месторождения. Анализ условий залегания нефти и газа, а также физико-химических свойств нефтей позволяет предложить следующую схему формирования залежей в среднем карбоне Кулешовского месторождения на участке между современными Благодаровской и Кулешовской структурами снизу поступала нефть с  $\rho_{нас} \approx 100$  кгс/см<sup>2</sup>. Время поступления нефти по величине  $\rho_{нас}$  датируется как нижнепермское. Следует отметить, что структурный план в тот период времени мало отличался от современного. Нефть заполнила структурные ловушки в пласте  $A_4$  на Благодаровской и Кулешовской площадях. На пути миграции по пласту  $A_4$  нефть утяжелялась и осернялась. Давление насыщения, по-видимому, было несколько меньше пластового давления. Заполнив ловушку, нефть устремилась через шарнир в соседнюю Лебяжинскую структуру, расположенную гипсометрически выше на 110 м. Здесь были достигнуты условия  $\rho_{пл} \leq \rho_{нас}$  и газ выделялся из нефти, заполнив Лебяжинскую ловушку в пласте  $A_4$ . Ввиду значительной мощности покрышки над пластом  $A_4$  и хороших ее экранирующих свойств (общая мощность 33 м, из них глин 28 м), нефть и газ на Лебяжинской структуре не прорывались в вышележащие отложения. Иначе обстояло дело на Кулешовской структуре. Заполнив ловушку в пласте  $A_4$ , нефть через кровельную часть прорвалась в пласт  $A_3$ , так как экранирующие свойства покрышки пласта  $A_4$  на Кулешовской площади хуже (16 м глин — скв. 101), а этаж нефтеносности и, следовательно, избыточное давление в кровле пласта выше, чем на Лебяжинской структуре. После заполнения ловушки в пласте  $A_3$  нефть прорвалась в выше расположенные пласты  $A_2$ ,  $A_1$ ,  $A_0$ . Следует отметить, что шарниры Кулешовской структуры в западной части расположены ниже, чем в ее восточной части. На Кулешовском месторождении нефть в пластах  $A_3$ ,  $A_2$ ,  $A_1$ ,  $A_0$  характеризуется повышенной газонасыщенностью. Это связано с тем, что при вертикальной миграции в пластах  $A_3$ ,  $A_2$ ,  $A_1$ ,  $A_0$  было достигнуто условия  $\rho_{пл} \leq \rho_{нас}$  (как и в пласте  $A_4$  на Лебяжинской структуре), т. е. происходило выделение газа из нефти. Однако в большом количестве газ в пластах не накапливался, так как он уходил в основном вверх вместе с нефтью, формируя залежи в верхнем карбоне и в перми под гипсово-ангидритовыми нефтегазоупорами.

Резюмируя, можно составить следующую схему формирования месторождений Жигулевской дислокации — одной из крупнейших зон нефтенакпления на востоке Русской платформы (рис. 59).







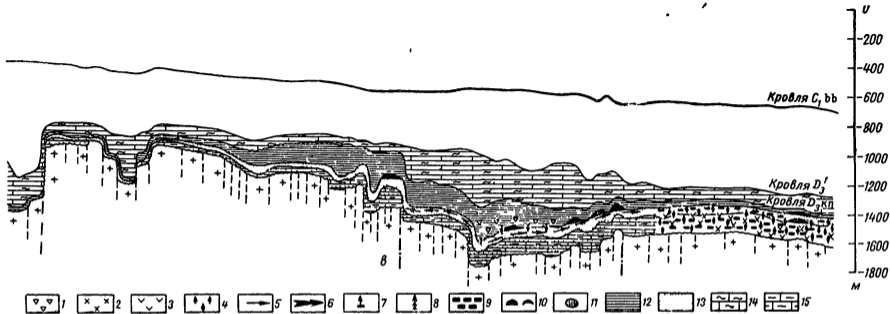


Рис. 59. Схема формирования месторождений нефти по простиранию Жигулевской дислокации.

*a* — в настоящее время (III этап нефтенакпления), *б* — к концу калиновского времени (II этап нефтенакпления), *в* — к концу верейского времени (I этап нефтенакпления). Зоны нефтеобразования 1 — в кыновских отложениях в пределах Волго-Сокской палеовпадины, 2 — в живетско-пашийских отложениях в пределах Ставропольско-Кинельского прогиба в Бузулукской впадине, 3 — в малиновском надгоризонте Мухановско-Ероховского прогиба; 4 — направление эмиграции углеводородов из нефтепроизводивших осадков, 5 — направления внутрирезервуарной латеральной миграции в терригенном девоне; 6 — направления вперезервуарной латеральной миграции по пласту Б<sub>2</sub> бобриковского горизонта; 7 — направления внутрирезервуарной вертикальной миграции из радаевского в бобриковский горизонт; 8 — направления внерезервуарной вертикальной миграции, 9 — зоны нефтенакплений до распределения по локальным ловушкам; 10 — залежи нефти в локальных структурных ловушках; 11 — гудронные песчаники Бахиловской поляны; 12 — аргиллиты, глины, 13 — песчаники, 14 — известняки, 15 — известняки глинистые.

На первом этапе (в нижне- и среднекаменноугольное время) образовалась обширная зона нефтенакопления в терригенном девоне, распространяющаяся на весь Мухановский вал. С севера эту зону экранировал не столько перегиб слоев, сколько литологический барьер мало проницаемых осадков, слагающих продуктивные пласты живецско-пашийской толщи. Эта зона питалась нефтью как с юга из Бузулукской впадины, так и с запада со стороны Волго-Сокской палеовпадины за счет внутрирезервуарной латеральной миграции. Все это способствовало аккумуляции в пределах Мухановского вала крупных нефтескоплений во всех пластах-коллекторах терригенного девона.

На втором этапе нефтенакопления (в пермское время) девонские ловушки Мухановского вала достаточно оформились, чтобы вместить весь объем современной нефти, но их удерживающая способность была невелика, и вследствие значительного роста регионального наклона слоев большие количества нефти переместились из района Мухановского вала в сторону Екатериновско-Сидоровского выступа.

Однако на ее место пришли новые порции нефти из Бузулукской впадины. В это же время развивались процессы нефтеобразования в западной части Волго-Сокской палеовпадины, сформировавшие залежи в кыновско-пашийских коллекторах Восточно-Самаролукского отрезка Жигулевского вала, а также в малиновском надгоризонте в пределах Мухановско-Ероховского прогиба с заполнением резервуаров радаевского горизонта.

Эта нефть не проникла в больших количествах в бобриковский горизонт, так как в кровле невысоких структурных ловушек радаевского горизонта избыточное давление нефти было недостаточным для того, чтобы прорвать перемычку между резервуарами радаевского и бобриковского горизонтов.

По бобриковским песчаникам Мухановско-Ероховского прогиба проходили в это время с юго-востока под влиянием гидравлического напора большие массы нефти, которые по оси Жигулевского вала проникли далеко на запад (до района Сызрани, а может быть, и дальше). Все ловушки бобриковского горизонта на Самарской Луке были в это время заполнены до шарнира, а в пределах Красноярского вала, где структурные ловушки в конце палеозоя были оформлены очень слабо, существовала, по-видимому зона нефтенакопления, не приуроченная к локальным структурным поднятиям (рис. 59).

На описываемом этапе нефтенакопления как в терригенном девоне, так и в терригенной толще нижнего карбона наблюдалась только внутрирезервуарная вертикальная миграция, с участием которой происходило перераспределение нефти по пластам  $B_1$ ,  $B_2$ ,  $B_1$ ,  $B_3$  в нижнем карбоне и по отдельным пластам в разрезе терригенного девона. Внерезервуарная вертикальная миграция в больших масштабах на данном этапе не проявилась. Этот вид миграции приобрел существенный размах только на третьем этапе

нефтенакопления, развиваясь по двум главным каналам: по разлому на востоке Самарской Луки, по которому большие массы нефти (в особенности из нижнего карбона) прорвались до дневной поверхности с образованием юрских гудронных песчаников, а также восточнее Жилковского поднятия, где перетоки нефти происходили из коллекторов нижнего карбона в пласт А<sub>4</sub> башкирского яруса, откуда они мигрировали дальше по подъему оси Красноярского вала до района с. Чубовки (рис. 59).

В ограниченных масштабах внерезервуарная вертикальная миграция из нижнего карбона в средний, возможно, происходила на ряде участков, где экранирующая способность покрышки над пластом Б<sub>2</sub> недостаточна для того, чтобы уравнивать избыточное давление нефти в ловушках этого пласта.

На этом последнем этапе нефтенакопления окончательно оформилась высокоамплитудная Мухановская ловушка в радаевском горизонте и большое количество нефти прорвалось вследствие роста избыточного давления в ловушку бобриковского горизонта (пласт С<sub>1</sub>). В меньшем объеме такие прорывы наблюдались на Новоключевском и Уваровском поднятиях.

Окончательный рост ловушек более древнего формирования на Самарской Луке в кайнозое привел к подтягиванию нефти к своду и незаполнению резервуара до шарнира.

Ловушки позднего формирования в пределах Красноярского вала приняли нефть, сохранившуюся в пласте после второго этапа нефтенакопления в конце палеозоя, характеризовавшегося поступлением больших количеств углеводородов с юго-востока под гидравлическим напором. Этой нефти оказалось достаточно, чтобы заполнить до шарнира все ловушки вала.

Выполненный анализ условий формирования залежей нефти на территории Куйбышевского Поволжья показывает, что специфические особенности размещения нефтяных залежей увязываются в общих чертах с региональными закономерностями нефтеобразования и нефтенакопления, на которые указывалось в первой части главы. В то же время условия формирования отдельных залежей, а также групп залежей обнаруживают ряд особенностей, для объяснения которых приходится существенно усложнить принятую схему формирования, и все же именно такая усложненная схема, на наш взгляд, ближе к действительности, чем однонаправленные схемы, которые пытаются решить все вопросы с позиций только дальней латеральной или «абсолютной» вертикальной миграции или же предполагают единый источник нефтегазообразования.

### **Выводы и рекомендации**

Ниже резюмируются основные закономерности формирования и размещения нефтегазовых скоплений на территории Куйбышевского Поволжья, которые могут быть использованы при оценке ресурсов нефти и газа и при выборе направлений геологопоисковых работ:

1. Установлены два нефтепроизводивших комплекса. В терригенном девоне — живетско-пашийские отложения в юго-восточной части Бузулукской впадины и в восточной части Ставропольско-Кинельского прогиба, кыновские отложения в пределах Волго-Сокской палеовпадины. В терригенной толще нижнего карбона — отложения малиновского и яснополянского надгоризонтов в Мухановско-Ероховском прогибе, яснополянские отложения в северо-западной части Бузулукской впадины и на восточном склоне Жигулевского свода. В вышележащих отложениях палеозоя нефтепроизводившие осадки не обнаружены.

2. Залежи терригенного девона сформировались в основном в допермское время в застойной гидрогеологической обстановке, в пределах очень обширного, но практически замкнутого бассейна. Такая обстановка предопределила характерные черты аккумуляции девонской нефти, а именно: размещение основной массы залежей в пределах зон нефтеобразования, сохранение большей части генерированной нефти в девонском продуктивном комплексе, весьма ограниченные масштабы латеральной и вертикальной миграции.

3. В терригенном комплексе нижнего карбона главный этап нефтенакопления совпал с активизацией гидродинамической обстановки в конце палеозоя при участии гидравлического напора со стороны высокогорного Урала, под влиянием которого углеводороды перемещались на запад и северо-запад к региональной границе Уральского стока близ современной долины Волги. В движение вовлекалась как нефть, поступавшая с востока и юга со стороны краевых участков платформы, так и нефть, генерированная в местных очагах. Находясь под избыточным напором, нефть стремилась к перемещению из пласта  $B_2(C_1)$  в ниже- и вышележащие продуктивные пласты, гидродинамически с ним связанные (карбонатные резервуары турнейского яруса и визе — намура).

4. Формирование залежей в среднекаменноугольных и более молодых отложениях палеозоя связано с внерезервуарной вертикальной миграцией из нижележащих продуктивных комплексов: преимущественно из терригенной толщи нижнего карбона, гораздо реже из девона. Отмечаются два основных механизма формирования залежей в верхних горизонтах: а) сквозная вертикальная миграция с заполнением ловушек во всех вышележащих пластах-коллекторах в пределах локального участка; б) комбинированная миграция: массивные перетоки углеводородов из нижних горизонтов на участках с интенсивной тектонической нарушенностью с последующим их распределением в ловушках верхнего пласта-коллектора путем ограниченной латеральной миграции. Комбинированная миграция имела большое значение при формировании залежей в одном из наиболее перспективных пластов среднего карбона — пласта  $A_4$  башкирского яруса.

5. На современное размещение залежей нефти и газа в палеозойском продуктивном комплексе Куйбышевского Поволжья су-

щественное влияние оказали тектонические движения альпийской фазы орогенеза в поздне-третичное время. В это время произошли интенсивное переформирование залежей вдоль оси валов к наиболее высокоамплитудным ловушкам, а также массивная внерезервуарная миграция углеводородов по тектоническим нарушениям в верхние продуктивные комплексы карбона и перми.

6. Специфические особенности формирования залежей в девоне и карбоне отразились на физико-химических свойствах нефтей. В малоагрессивной по отношению к углеводородам палеогидрохимической обстановке, господствовавшей в терригенном комплексе девона, нефти сохранились более легкие, менее сернистые и осмоленные, с повышенным газосодержанием. В нижнем карбоне нефти более тяжелые, сернистые, менее газонасыщенные за счет процессов подземного окисления и рассеивания углеводородов. В отложениях среднего карбона и более молодых степень сохранности нефтей определяется гидрогеологической закрытостью участка, а также механизмом и временем формирования залежей. Нефти наиболее высокого качества приурочены, как правило, к участкам сквозной вертикальной миграции.

Установленные закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа на территории Куйбышевского Поволжья позволяют высказать ряд соображений для оценки перспектив нефтегазоносности и сделать рекомендации по направлению поисково-разведочных работ.

1. Нефтенасыщенность отдельных продуктивных пластов терригенного девона тесно связана со стратиграфическим возрастом основного нефтепроизводившего комплекса. В западной части Ставропольско-Кинельского прогиба, в Мелекесской впадине, на восточном склоне Жигулевского свода и в примыкающей к нему северо-западной части Бузулукской впадины, где основные нефтепроизводившие осадки принадлежат к кыновскому горизонту, нефтескопления в девоне должны быть приурочены преимущественно к пластам-коллекторам кыновского и верхней части пашийского горизонтов (пласты  $D_k$ ,  $D_0$ ,  $D_I$ ), несколько ниже в этих районах оценивается перспективность пласта  $D_{II}$  и существенно ниже пластов-коллекторов живетского яруса. В пределах живетско-пашийской зоны нефтеобразования наблюдается следующее распределение по пластам основных запасов девонской нефти. В восточной части Ставропольско-Кинельского прогиба, на южном склоне Альметьевской вершины нефтеносны преимущественно отложения пашийского горизонта; для северной части Бузулукской впадины характерен наиболее широкий диапазон нефтеносности, охватывающий практически все пласты-коллекторы терригенной толщи, в южной ее части (к югу от Кулешовской тектонической зоны) основные нефтескопления приурочены к отложениям живетского, возможно, эфельского ярусов.

Установленная закономерность распределения нефти по разрезу терригенного комплекса девона должна быть учтена при оценке

прогнозных ресурсов отдельных площадей и районов исследуемой территории.

2. Формирование нефтяных залежей в практически замкнутой системе девонского терригенного комплекса с крайне ограниченными масштабами латеральной и вертикальной миграции способствовало сохранению в данном комплексе почти всего объема генерированной в местных очагах нефти, поэтому вычисленное по формулам объемно-генетического метода количество перешедших в ловушки углеводородов характеризует предельно возможные резервы нефти в девонском продуктивном комплексе на территории Куйбышевского Поволжья.

3. Детальный анализ условий формирования залежей в пределах выделенных зон нефтенакпления позволяет наметить следующие критерии при выборе объектов и направлений для постановки поисково-разведочных работ:

а) главными барьерами на пути перемещавшейся по подъему слоев нефти служили тектонические валы, имеющие простирание, нормальное к направлению регионального подъема, а также зоны выклинивания пластов-коллекторов в сторону подъема слоев;

б) в процессе внутрирезервуарной миграции девонской нефти большое значение как барьеры имели участки с резким ухудшением коллекторских свойств. Нефть, аккумулировавшаяся на таких участках, распределилась на более поздних этапах формирования в ловушках, сингенетичных данному этапу или более позднего заложения. Выделенные на литолого-фациальных картах пластов-коллекторов зоны перехода от высокопроницаемых к менее проницаемым участкам девонских пластов могут служить поисковым признаком;

в) характерной особенностью девонского нефтенакпления является возможность формирования залежей даже в слабо замкнутых ловушках. При этом удерживающая способность ловушки контролировалась амплитудой крыла, противоположного направлению движения миграционного потока. Это должно быть учтено, в особенности при оценке перспектив локальных поднятий в южных районах с относительно большим региональным наклоном пластов девона. Здесь предпочтение следует отдавать структурам широтного простирания асимметричным, с большей амплитудой северного крыла.

4. В бобриковском горизонте наибольшие резервы нефти связаны с прибортовыми участками Камско-Кинельских прогибов. Внутри прогибов перспективы этого горизонта обусловлены временем формирования ловушек. Наибольший интерес представляют ловушки палеозойского возраста (богатую нефтеносность пласта  $C_1$  на Мухановском поднятии мы рассматриваем как исключение, обусловленное прорывом нефти из радаевского горизонта). В осевой зоне Мухановско-Ероховского прогиба основные перспективы должны быть связаны с пластами радаевского горизонта и пластом  $C_{1a}$ .

Дальность распространения нефти за пределы Мухановско-Ероховского прогиба зависит от простирающихся тектонических валов: дальше всего на запад нефть проводили валы широтного простираения, в то время как валы, параллельные бортам прогиба, перхватывали основную массу отжимаемой к бортам нефти.

5. Нефтеносность отложений нижнего карбона в северо-западной части Бузулукской впадины и на Жигулевском своде должна быть (за исключением Жигулевской дислокации) связана с местным очагом нефтеобразования в яснополянском надгоризонте. Основная масса генерированной здесь нефти прошла в северо-западном направлении к Покровскому валу и дальше — к южному краю Самарской Луки, где большие количества углеводородов переместились вверх по нарушениям Южно-Волжского разлома и образовали крупные скопления твердых битумов на юге Самарской Луки. На всей территории, по которой шла нефть, можно ожидать залежи в нижнем карбоне; причем предпочтение следует отдавать ловушкам, имевшим достаточную амплитуду ( $>10-15$  м/км) западного или северо-западного крыла в конце палеозоя.

6. При оценке перспектив карбонатного девона следует иметь в виду, что заполнение ловушек нефтью происходило главным образом в пределах зоны с нефтепроизводившими осадками кыновского горизонта. Поэтому перспективы карбонатного девона должны быть оценены наиболее высоко в пределах Волго-Сокской палеовпадины, в особенности на склонах древних выступов (Покровского, Узюковского). Положительные результаты будут, очевидно, зависеть от наличия структурных ловушек, коллекторов и покрышек в карбонатном девоне.

На остальной территории Куйбышевского Поволжья перспективы карбонатного девона невысокие. Это относится и к внутренней зоне Мухановско-Ероховского прогиба, где не было условий для формирования пород-коллекторов, ввиду развития глинисто-карбонатных отложений доманиковой фации и отсутствия процессов карстования и выщелачивания.

7. Перспективы газоносности Куйбышевского Поволжья, особенно девонских и нижнекаменноугольных отложений, не могут быть высоко оценены, поскольку, с одной стороны, процессы генерации углеводородов в местных зонах нефтегазообразования протекали в мягких термодинамических условиях с ограниченным выделением свободной газовой фазы, а с другой, рассматриваемая территория не имела широкой связи с крупными очагами газообразования в краевых прогибах на юге и юго-востоке Русской платформы.

Основная масса свободного газа выделилась в процессе разгазирования нефти во время вертикальной миграции, главным образом на последнем этапе переформирования залежей. Промышленные залежи газа следует поэтому искать в пермских верхне- и среднекаменноугольных отложениях под газопроницаемыми покрышками, среди которых главное место занимают сульфатно-галогенные осадки нижней и верхней перми.



- Аммосов И И Литификация и нефтеносность — В сб Петрология углей и парагенезис горючих ископаемых М, «Наука», 1967, с 5—79.
- Андреев П Ф, Иванцова В В Роль серы в процессах преобразования нефти в природе — Геохим сб, № 4 Л, «Недра», 1967, с 66—78. («Труды Всесоюз науч-исслед геол развед нефт ин-та, вып. 105).
- Аликнев К А Аномально высокие давления в нефтяных и газовых месторождениях Л, «Недра», 1964, 168 с
- Аширов К Б Геологическая обстановка формирования нефтяных месторождений Среднего Поволжья — В сб Генезис нефти и газа. М, «Недра», 1965, 171 с («Труды Гос ин-та по проектиров и исслед. работам в нефт. пром-сти», Вып VIII)
- Аширов К Б О времени формирования нефтяных месторождений Среднего Поволжья — В сб Генезис нефти и газа М, «Недра», 1967, с 576—582
- Бакиров А А Главнейшие закономерности нефтегазонакопления в земной коре, подтверждающие теорию органического происхождения нефти — «Труды Всесоюз совещ по происхожд нефти и газа» М, Гостоптехиздат, 1960, с 120—134
- Батурин Ю Н Количественная палеоструктурная интерпретация зависимости между структурой обложения — В сб. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений М, «Наука», 1969, с 166—171
- Белюсов В В Основные вопросы геотектоники М, Гостоптехиздат, 1954, 605 с
- Бобров Ю П Структуры уплотнения Саратов, Изд-во Саратовск ун-та, 1968, 81 с
- Брод И О Залежи нефти и газа, формирование и классификация М, Гостоптехиздат, 1951, 351 с
- Брод И О, Еременко Н А Основы геологии нефти и газа М, Изд-во Моск гос ун-та, 1958, 237 с
- Бронгулеев В. В Проблемы складкообразования в земной коре М, «Недра», 1967, 291 с
- Важнейшие генетические типы локальных поднятий Волго-Уральской нефтегазонасыщенной области — В сб Тектоника и размещение нефтегазовых месторождений востока Русской платформы М, «Наука», 1968, с 61—80 Авт.: Р О Хачатрян, В И Громека, Ю Б Митрейкин, Г В Нартов, Ю Н Батурин.
- Вайнбаум С Я О геохимических фациях в связи с вопросами нефтеобразования — В сб Проблема происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей М, Гостоптехиздат, 1960, с 529—531
- Вайнбаум С. Я Геохимические условия терригенного осадконакопления нижнего карбона Камско-Кинельской впадины в связи с вопросами нефтеобразования — В сб Геология, геохимия, геофизика Куйбышев, 1962, с 115—120. («Труды Куйбышевск науч исслед ин-та нефт. пром-сти», вып. 1)

Условия существования залежей нефти и газа по данным об инертных газах. Л., «Недра», 1968, 77 с. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. ин-та», вып. 257). Авт.: В. П. Якуцени, А. Х. Махмудов, В. В. Тихомиров, А. Н. Воронов.

Успенский В. А., Инденбом Ф. Б. Волго-Уральская нефтеносная область. — Геохимическая характеристика нефтей и других битумов. Л., Гостоптехиздат, 1957, 303 с. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та», вып. 107).

Фадеев М. И. Корреляция осадочного покрова юго-восточного склона Русской платформы по малым элементам. — В сб.: Геология, геохимия, геофизика. Куйбышев, 1964, с. 74—79. («Труды Куйбышевск. науч.-исслед. ин-та нефт. пром-сти», вып. 27).

Федоров С. Ф. Принципы формирования залежей нефти и газа. — Докл. АН СССР, т. 141, 1961, с. 185—189.

Фролова Е. К. Литологическая характеристика карбонатных коллекторов Кинель-Черкасского газонефтеносного района. — В сб.: Геология, геохимия, геофизика. Куйбышев, 1964, с. 3—43. («Труды Куйбышевск. науч.-исслед. ин-та нефт. пром-сти», вып. 27).

Ханин А. А. Оценка экраняющей способности глинистых пород-покрышек газовых залежей. — «Геол. нефти и газа», 1968, № 9, с. 17—21.

Хачатрян Р. О. Тектоника и нефтегазоносность Куйбышевского Поволжья. М., Изд-во Гос. науч.-исслед. ин-та научн. и технич. информ., 1957, 104 с.

Хачатрян Р. О., Батурин Ю. Н. Методика количественного изучения тектонического и седиментационного факторов в строении и формировании локальных поднятий. — В сб.: Тектоника и размещение нефтегазовых месторождений востока Русской платформы. М., «Наука», 1968, с. 49—60.

Хюбберт К., Кинг М. Гидродинамические условия формирования нефтяных месторождений. Бюл. амер. ассоц. геол. нефт., 1953, т. 37, № 8, с. 1954—2026. (Перевод Гос. науч.-исслед. ин-та научн. и технич. информ., 1958).

Чепиков К. Р., Лапинская Т. А., Борисов А. А. Геология СССР, т. XI. Поволжье, Прикамье, ч. II. Геологическое описание. М., «Недра», 1967, с. 673—692.

Чистовский А. И. О растворимости сульфатов в пластовых водах палеозойских отложений Куйбышевского Поволжья. — «Геол. нефти и газа», 1969, № 7, с. 25—27.

Швецов М. С. Геологическая история средней части Русской платформы в течение нижнекаменноугольной и первой половины среднекаменноугольной эпохи. М., Гостоптехиздат, 1954, 78 с.

Arps I. I. Engineering concepts useful in oil finding. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1964, No. 2.

Aschenbrenner B. C., Achauer C. W. Minimum conditions for migration of oil in water wet carbonate rocks. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1962, No. 2.

Вайнбаум С. Я. О генетической связи между нефтями девона и карбона Куйбышевского Поволжья. — В сб.: Геология и геофизика, 1970, с. 28—44. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та разраб. и эксплуат. нефтепром. труб», вып. 1).

Вайнбаум С. Я., Зайдельсон М. И., Копрова Н. А. К вопросу о формировании залежей нефти и газа на юго-востоке Русской платформы. — В сб.: Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 589—594.

Вассоевич Н. Б., Амосов Г. А. Изменение нефтей в земной коре. — В геол. сб., № 11 (V). Л., Гостоптехиздат, 1953, с. 11—43.

Волго-Уральская нефтеносная область. Тектоника. Л., Гостоптехиздат, 1956, 312 с. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та», вып. 100). Авт.: В. Д. Наливкин, Л. Н. Розанов, Э. Э. Фотиади и др.

Геохимические условия осадконакопления палеозоя Куйбышевской области в связи с нефтеобразованием (средний карбон). Куйбышев, 1965, 155 с. («Труды Куйбышевск. науч.-исслед. ин-та нефт. пром-сти», вып. 30).

Гидрогеология Волго-Уральской нефтегазоносной области. М., «Недра», 1967, 422 с. Авт.: Г. В. Богомоллов, В. Г. Герасимов, М. И. Зайдельсон и др.

Горелов А. А. Структурные зоны северо-востока Куйбышевской области. — В сб.: Геология, геохимия, геофизика. Куйбышев, 1965, с. 18—29. («Труды Куйбышевск. науч.-исслед. ин-та нефт. пром-сти», вып. 29).

Грачевский М. М. Особенности строения и формирования Камско-Кинельской впадины в Куйбышевском Заволжье и Татарии. — Докл. АН СССР, 1959, т. 125, № 6, с. 1311—1314.

Грачевский М. М., Хачатрян Р. О., Камардинкина Г. И. О рифовой природе Хилковского карбонатного массива. — Докл. АН СССР, 1963, т. 153, № 2, с. 429—432.

Губкин И. М. Учение о нефти. Изд. 2-е. М., ОНТИ, 1937, 458 с.

Губкин И. М. Урало-Волжская нефтеносная область. Второе Баку. М., Изд-во АН СССР, 1940, 117 с.

Гуляева Л. А. Геохимия отложений девона и карбона Куйбышевского Поволжья. М., Изд-во АН СССР, 1956, 142 с.

Гуревич М. С. Типы и палеохимические условия образования подземных вод хлоридно-кальциевого типа. — В сб.: Химия земной коры, т. II. М., «Наука», 1964, с. 479—489.

Гуревич А. Е. Процессы миграции подземных вод, нефтей и газов. Л., «Недра», 1969, 111 с.

Гусева А. Н., Сейфуль-Мулюков Р. Б., Файнгерш Л. А. Свойства нефтей и формирование залежей. М., «Недра», 1966, 76 с.

Гутерман В. Г. Механизм образования соляных структур платформенного типа. — Геофиз. сб. АН УССР, вып. 25. Киев, «Наукова Думка», 1968, с. 61—82.

Двали М. Ф. Нефтематеринские свиты и их диагностика. Л., Гостоптехиздат, 1963, 379 с.

Джилмен Хилл А., Колберн В. А., Найт Джек В. Снижение расходов на поиски нефти при помощи гидродинамических оценок. — В сб.: Экономика разведки и разработки нефтеносных месторождений в США. М., «Недра», 1967, с. 38—68.

Добрянский А. Ф. Геохимия нефти. Л., Гостоптехиздат, 1948, 476 с.

Добрянский А. Ф., Андреев П. Ф., Богомоллов А. И. Некоторые закономерности в составе нефтей. — Геохим. сб., № 5. Л., Гостоптехиздат, 1958, с. 12—30. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та», вып. 123).

Егорова Л. З. Строение и состав кристаллического фундамента и бавлинских отложений Куйбышевской и Оренбургской областей. — В сб.: Геология. Куйбышев, 1964, с. 3—203. («Труды Куйбышевск. науч.-исслед. ин-та нефт. пром-сти», вып. 24).

Еланский Л. Н. Строение поверхности докембрийского фундамента юго-восточной окраины Русской платформы. — В сб.: Геология, геохимия, геофизика. Куйбышев, 1960, с. 330—336 («Труды Куйбышевск. науч.-исслед. ин-та нефт. пром-сти», вып. 1).

Еланский Л. Н., Колесниченко О. В. К методике трассирования платформенных дизъюнктивных нарушений по геофизическим данным. — В сб.: Геофизика. Куйбышев, 1968, с. 177—183. («Труды Куйбышевск. науч.-исслед. ин-та нефт. пром-сти», вып. 37).

Еременко Н. А. Геология нефти и газа. М., «Недра», 1968.

Еременко Н. А., Неручев С. Г. Первичная миграция в процессе погружения и литогенеза осадков. — «Геол. нефти и газа», 1968, № 9, с. 5—8.

Еременко Н. А., Милешина А. Г. Фильтрация нефтей через глинистые породы. — «Новости нефт. и газ. техн.», Сер. геол., 1961, № 9, с. 38—42.

Зайдельсон М. И. Гидрогеологические условия карбонатной толщи верхнего девона на юго-восточном склоне Жигулевско-Пугачевского свода в связи с перспективами нефтеносности. — В сб.: Геология, геохимия, геофизика. Куйбышев, 1966, с. 143—151. («Труды Куйбышевск. науч.-исслед. ин-та нефт. пром-сти», вып. 36).

Зайдельсон М. И. О природных водонапорных системах нефтегазоносных бассейнов платформенного типа. — В сб.: Геология. Куйбышев, 1969, с. 57—75. («Труды Куйбышевск. науч.-исслед. ин-та нефт. пром-сти», вып. 43).

Зайдельсон М. И., Яковлев Ю. И. Оценка перспектив газоносности пермских отложений по гидрохимическим показателям. — В сб.: Гидрогеология газоносных районов Советского Союза. М., Гостоптехиздат, 1962, с. 176—193. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та природн. газов», вып. 15 (23)).

Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. — В сб.: Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 511—529. Авт.: С. П. Максимов, В. А. Каров, В. А. Клубов, С. К. Нечитайло.

Иткина Е. С. Йод и бром в палеозойских отложениях некоторых нефтеносных районов Второго Баку. М., Изд-во АН СССР, 1958, с. 206—236. («Труды Ин-та нефти АН СССР», т. IX).

Казмина Т. И. Девонские воды востока Русской платформы. — В геохимическом сборнике, № 2, 3. Л., Гостоптехиздат, 1951, с. 249—269. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та», вып. 102).

Казмина Т. И., Петрова Л. П., Рогачевская Ц. А. Химические показатели условий осадкообразования каменноугольных и пермских отложений Волго-Уральской области. — В сб.: О происхождении нефти в каменноугольных и пермских отложениях Волго-Уральской области. Л., Гостоптехиздат, 1958, с. 64—115. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та», вып. 117).

Каримов А. К. Некоторые новые данные о нефтегазообразовании в осадочных отложениях. — В сб.: Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 146—152.

Карцев А. А. Основы геохимии нефти и газа. М., «Недра», 1969, 269 с.

Карцев А. А., Вагин С. Б. Палеогидрогеологические исследования при изучении формирования и разрушения нефтегазовых скоплений. — «Сов. геол.», 1962, № 8, с. 104—122.

Киссин И. Г. Восточно-Предкавказский артезианский бассейн. М., «Наука», 1964, 239 с.

Клубов В. А. Некоторые принципы и методика тектонического районирования нефтеносных территорий. — В сб. «Закономерности размещения месторождений нефти и газа Волго-Уральской области». М., Изд-во АН СССР, 1963, с. 175—181.

Кованько Н. Д., Савченко В. П. О формировании нефтяных и газовых месторождений Урало-Волжской области. — В сб.: Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 555—562.

Козин А. Н. Вертикальная гидрохимическая зональность Куйбышевского Поволжья и оценка перспектив нефтеносности по гидрохимическим данным. М., Гостоптехиздат, 1959, с. 90—102. («Труды Гос. ин-та по проектир. и исслед. работам в нефтяной пром-сти», вып. 2).

Козленко С. П. Тектоника Саратовского Поволжья. — В сб.: Геология и нефтегазоносность Саратовского Поволжья. Куйбышев, 1967, с. 36—52. («Труды Нижне-Волжск. науч.-исслед. ин-та геол. и геофиз.», вып. 10).

Козлов А. Л. О закономерностях формирования и размещения нефтяных и газовых залежей. М., Гостоптехиздат, 1959, 163 с.

Козлов В. П., Токарев Л. В. Геохимическая характеристика органического вещества и битумов, рассеянных в отложениях угленосного горизонта нижнего карбона Куйбышевского Поволжья. — Докл. АН СССР, 1957, т. 113, № 2, с. 391—395.

Котина А. К., Чихачева Е. М. Некоторые особенности нефтей Волго-Уральской области. — В сб.: О происхождении нефти в каменноугольных и пермских отложениях Волго-Уральской области. М., Гостоптехиздат, 1958, с. 151—186. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та», вып. 117).

Кротова В. А. Роль гидрогеологических факторов в образовании, сохранении и разрушении нефтяных залежей. Л., Гостоптехиздат, 1957, 128 с.

Кудрявцев Н. А. О происхождении нефти. — В сб.: Происхождение нефти и газа. Л., Гостоптехиздат, 1960, с. 50—67.

Левенсон В. Э., Кузнецова А. П., Максимова С. Н. Некоторые проблемы геохимической истории битуминозных ископаемых Куйбышевского Поволжья. М., Изд-во АН СССР, 1958, 62 с.

Леворсен А. И. Геология нефти. М., Гостоптехиздат, 1958, 488 с.

Линецкий В. Ф. Миграция нефти и формирование ее залежей. Киев, «Наукова думка», 1965, 206 с.

Лобов В. А., Еланский Л. Н. Тектоническое районирование Куйбышевской области и прилегающих районов. — В сб.: Новые данные по геологии и нефтеносности Волго-Уральской области. М., изд-во Ин-та техн.-эконом. информ. нефтегаз. пром-сти, 1962, с. 54—58.

Максимов С. П. Закономерности размещения и условия формирования нефти и газа в палеозойских отложениях. М. «Недра», 1964, 486 с.

Марковский Н. И. Палеогеографические условия размещения крупных залежей нефти. М., «Недра», 1965, 399 с.

Мирчинк М. Ф., Мкртчян О. М., Хачатрян Р. О. Взаимосвязь седиментационного фактора с тектоническими движениями и ее роль в распределении залежей нефти центральной части Волго-Уральской области. — В сб.: Закономерности размещения месторождений нефти и газа Волго-Уральской области. М., Изд-во АН СССР, 1963, с. 67—76.

Мухин Ю. В. Процессы уплотнения глинистых осадков. М., «Недра», 1965, 200 с.

Наливкин Д. В. Учение о фациях. М., Изд-во АН СССР, 1956, 393 с.

Неручев С. Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л., Гостоптехиздат, 1962, 224 с.

Нестеров И. Н. Уплотнение глинистых пород. — «Сов. геол.», 1965, № 12, с. 69—81.

Новожилова С. И. Перерывы и размывы в разрезе девона и их значение в изучении истории формирования древних структур Куйбышевской области. — В сб.: Геология, геохимия, геофизика. Куйбышев, 1964, с. 208—240. («Труды Куйбышевск. науч.-исслед. ин-та нефт. пром-сти», вып. 29).

Обедиентова Г. В. Происхождение Жигулевской возвышенности и развитие ее рельефа. — Сб. материалов по геоморфологии и палеогеографии СССР. М., Изд-во АН СССР, 1953, 248 с.

Об условиях образования нефти по материалам Волго-Уральской области. — Сб. статей. Л., Гостоптехиздат, 1955, с. 267. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та», вып. 82).

Ованесов Г. П. Формирование залежей нефти и газа в Башкирии, их классификация и методы поисков. М., Гостоптехиздат, 1962, 295 с.

Основные черты тектоники Волго-Уральской нефтегазоносной области. М., «Недра», 1967, 302 с. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та», вып. 58). Авт.: Н. К. Грязнов, А. И. Клещев, В. А. Клубов и др.

Основы генетической классификации битумов. Л., «Недра», 1964, с. 266. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. ин-та», вып. 230). Авт.: В. А. Успенский, О. Я. Радченко, Е. А. Глебовская и др.

Пештич Е. А., Преображенская Г. С., Иванова К. П. Исследования условий формирования залежей нефти юго-востока Волго-Уральской

области. Л., Гостоптехиздат, 1963, с. 15—126. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та», вып. 216).

Поэнер В. М. Нижнетурнейские отложения северо-западного склона Камско-Кинельской впадины (северо-западная часть Татарии). — В сб.: Геология и геохимия. Л., Гостоптехиздат, 1957, с. 52—76. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та», вып. 107).

Поляк Б. Г. О геотермическом градиенте Русской платформы. — Труды лаборатории гидрогеол. проблем АН СССР, 1962, т. XLII, с. 26—36.

Преобразование нефти в природе. Л., Гостоптехиздат, 1958, 414 с. Авт.: П. Ф. Андреев, А. И. Богомоллов, А. Ф. Добрянский, А. А. Карцев.

Розанов Л. Н. Физико-механические условия образования тектонических структур платформенного типа. Л., «Недра», 1965, с. 84.

Ромм Е. С. Фильтрация жидкостей и газов в трещиноватых горных породах. — Труды совещания по трещиноватым коллекторам нефти и газа. Л., Гостоптехиздат, 1961, с. 42—54.

Рухин Л. В. Основы общей палеогеографии. М., Гостоптехиздат, 1962, 557 с.

Савченко В. П. Условия формирования залежей газа и нефти при их струйной миграции в водонасыщенных породах. — В сб.: Вопросы геологии нефтяных месторождений, вып. 14. М., Гостоптехиздат, 1958, с. 86—118.

Санаров С. В. Генетические типы и формирование структур в осадочном чехле на территории Куйбышевского Поволжья. — В сб.: Геология, геохимия, геофизика. Куйбышев, 1969, с. 17—29. («Труды Куйбышевск. науч.-исслед. ин-та нефт. пром-сти», вып. 43).

Сенюков В. М., Талдыкина Н. Н. Значение факторов давления в образовании углеводородов. — В сб.: Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 234—240.

Соколов В. А. Миграция нефти и газа. М., Изд-во АН СССР, 1956, 352 с.

Страхов Н. М. Основы теории литогенеза, т. III. М., Изд-во АН СССР, 1960, 574 с.

Страхов Н. М., Залмазон Э. С. Распределение аутигенно-минералогических форм железа в осадочных породах и его значение для литологии. — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1955, № 1, с. 34—51.

Страхов Н. М., Родионова К. Ф., Залмазон Э. С. К геохимии и литологии палеозойских осадочных пород. М., Изд-во АН СССР, 1957, с. 3—115. («Труды Ин-та геол. наук АН СССР», вып. 155).

Тагеева Н. В. Экспериментальные исследования по изучению происхождения пластовых хлоридных щелочноземельных натриевых рассолов. — В сб.: Вопросы изучения подземных вод и инженерно-геологических процессов. М., Изд-во АН СССР, 1955, с. 93—122.

Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов. М., «Наука», 1965, 213 с. Авт.: М. Ф. Мирчинк, Р. О. Хачатрян, В. И. Громека и др.

Тектоника и нефтегазоносность востока Русской платформы. М., «Недра», 1965, 260 с. Авт.: Л. Н. Розанов, Р. Б. Сейфуль-Мулюков, Л. Э. Ивин, Г. Б. Сальман.

Теодорович Г. И. Сидеритовая геохимическая фация морей и вообще соленых вод как нефтепроизводящая. — Докл. АН СССР, 1949, т. 69, № 2, с. 227—231.

Теодорович Г. И. К вопросу об изучении нефтепроизводящих (нефтематеринских) пород. Бюлл. Моск. о-ва испыт. природы, 1954, отд. геол., т. XXIX, вып. III, с. 59—66.

Типы нефтеносных локальных поднятий Татарии. — «Геол. нефти и газа», 1968, № 3, с. 46—50.

Троепольский В. И., Эллерн С. С. Геологическое строение и нефтегазоносность Аксубаево-Мелекесской депрессии. Казань, Изд-во Казанск. ун-та, 1964, 658 с.

Трушкин П. Г. Тектоническое строение южной части Куйбышевского Поволжья. — «Сов. геол.», 1959, № 4, с. 93—108.