ОЧЕРКИ ПО ГЕОЛОГИИ СССР

3

ГОСГЕОЛТЕХИЗДАТ
1957

ТРУДЫ
ВСЕСОЮЗНОГО НЕФТЯНОГО НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО
ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНОГО ИНСТИТУТА (ВНИГРИ)

Выпуск 111

ОЧЕРКИ ПО ГЕОЛОГИИ СССР

(ПО МАТЕРИАЛАМ ОПОРНОГО БУРЕНИЯ)

Том 3

5663

ГОСТОПТЕХИЗДАТ

ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ
ЛЕНИНГРАДСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
Ленинград · 1957

Геологических Наук АН Арм.ССР
Библиотека

Третий том очерков по геологии СССР по материалам опорного бурения содержит статьи о перспективах нефтеносности большинства регионов Русской платформы, геология которых охарактеризована, главным образом, во втором томе.

Помимо этого, в книге помещено описание геологического строения и перспектив нефтеносности Терско-Кумской равнины, Азербайджанской, Армянской и Грузинской ССР.

По Русской платформе помещена одна статья, раскрывающая перспективы нефтеносности ее по гидрогеологическим показателям.

Книга рассчитана на широкий круг геологов. Она может служить пособием для преподавателей геологических вузов и втузов и студентов последних курсов.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Третий том геологических очерков по материалам опорного бурения освещает перспективы нефтеносности Русской платформы, строение которой охарактеризовано в первом и втором томах. Помимо этого, здесь дается характеристика геологического строения и перспектив нефтеносности юго-западного и Южного Причерноморья, Терско-Кумской равнины, Азербайджанской, Армянской и Грузинской ССР.

По Терско-Кумской равнине и Азербайджанской ССР на разрезах скважин, помимо литологической характеристики, приводится также электрокароттаж пройденных пород, что при однообразном составе некоторых толщ хорошо дифференцирует пройденные породы. При сравнении данных электрокароттажа с литологической характеристикой пород по Терско-Кумской равнине обращает на себя внимание схематичность составления разреза пройденных пород. Во многих случаях непроницаемые породы по кароттажу показаны песками и, наоборот, проницаемые — глинами. Мезозойские отложения высокой сопротивляемости не всегда отнесены к карбонатным породам.

В этом томе в статье А. Г. Алексина и А. И. Цатурова «Терско-Кумская равнина» повторены разрезы опорных скважин Джачай, Черный рынок и Артезиан, приведенных в статье Я. С. Эвентова «Западная часть Прикаспийской впадины» в первом томе очерков по геологии СССР, но без кароттажной характеристики. Сравнение разрезов в обеих статьях свидетельствует о допущенном различном описании литологической характеристики некоторых горизонтов и свит. Также отмечаются небольшие расхождения в проведении стратиграфических границ у авторов этих статей.

По ряду причин, не зависящих от редакции, геологическое строение Ставрополья и Дагестана, где также проводилось опорное бурение, осталось неосвещенным.

По Волго-Уральской области в 1953—1957 гг. коллективом авторов опубликована монография по геологии и нефтеносности, в которую включены материалы опорного бурения, что делает нецелесообразным печатание сокращенного очерка по этой области.

Опорное бурение по Кубани детально охарактеризовано Е. А. Щерик в трудах Академии нефтяной промышленности, вып. II, 1955 г.

В третьем томе основное внимание уделено оценке перспектив нефтеносности областей, в которых проводилось опорное бурение.

В областях и районах, не имеющих промышленных залежей нефти, авторы статей значительное внимание уделяли анализу геохимической обстановки, осадкообразованию и содержанию, главным образом, в терригенных осадках органического углерода и битума. Несмотря на исследо-

вания большого объема каменного материала, вопрос о нефтематеринских породах еще не получил окончательного разрешения; так, например, разница между остаточным органическим веществом и остаточным битумом в породах Волго-Уральской области и центральных областей Русской платформы небольшая, что не дает достоверности выдвигаемым авторами гипотезам. Изучение геохимической обстановки указывает, что предполагаемые нефтематеринские породы девона в пределах Волго-Уральской области имеют более восстановленный характер, чем в центральных и западных областях Русской платформы. Наряду с этим, отдельные горизонты в пределах центральных областей содержат во многих случаях значительно больше остаточного битума, чем в восточных районах, но промышленной нефти при разведке многих благоприятных структур не было встречено. Анализ геохимической обстановки некоторых ненефтеносных районов позволил авторам делать выводы о наличии в недрах благоприятных условий для накопления органического вещества и последующего превращения его в нефтяные углеводороды. Одновременно высказывались соображения по направлению вероятной миграции нефти и формированию нефтяных залежей.

В областях с доказанной промышленной нефтеносностью авторы основное внимание уделяли нефте-газопроявлениям и нефтеносным горизонтам, но не нефтематеринским породам.

По большинству областей Европейской части СССР авторами произведено районирование территорий по категориям перспективности и дается направление дальнейших поисково-разведочных работ.

В целом, оценка перспектив газо-нефтеносности по областям дается благоприятная, но частью недостаточно обоснованная, в связи с чем для выяснения нефтеносности иногда намечается очень большой объем разведочного бурения, например, в статье П. Г. Суворова.

По перспективам Русской платформы в целом в сборнике помещены две статьи: статья П. Г. Суворова, обобщающая геологические и геохимические данные, и статья М. А. Гатальского, дающая оценку нефтеносности по гидрохимическим показателям. Оценка перспектив нефтеносности между авторами на большей части Русской платформы совпадает.

Основным результатом опорного бурения в пределах Европейской части СССР является раскрытие глубинного строения и выяснение направления геолого-поисковых и разведочных работ по отдельным областям.

Е. М. Люткевич и М. И. Пейсик

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕ-ГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРА И СЕВЕРО-ЗАПАДА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

ВВЕДЕНИЕ

Площадь, перспективы нефте-газоносности которой рассматриваются ниже, простирается от берегов Балтийского моря до западного склона Тиманского кряжа. В состав ее входят: Калининградская область, Литовская, Латвийская, Эстонская ССР, Псковская, Калининская, Вологодская, Архангельская, Костромская, Ярославская, Котласская, Кировская области и западная часть Коми АССР.

Эта территория представляет собой северную часть Русской платформы до 55° с. ш. на юге. Глубинное геологическое строение этой части Русской платформы стало известным, главным образом, в течение последнего десятилетия в результате бурения здесь глубоких опорных и разведочных скважин, а также проведения сравнительно обширных геофизических работ. Основные черты геологического строения севера и северо-запада Русской платформы изложены во II томе настоящих очерков. [1]

В настоящее время на склонах положительных крупных структур первого порядка, а также крупных депрессий Русской платформы выявлено значительное количество более мелких структур третьего порядка, которые и являются объектами нефтепоисковых работ.

Мощность осадочных отложений в наиболее погруженных частях депрессий платформы достигает 3000 *м*. Состав отложений в них позволяет предполагать, что значительно погруженные отрицательные структуры платформы, как Польско-Литовская синеклиза, Московская синеклиза, Главный прогиб платформы и более мелкие в Западном Притиманье являлись обширными зонами нефте-газообразования, а их склоны, осложненные структурами третьего порядка, — зонами нефте-газонакопления.

Следует указать, что в данном обзоре мы не касаемся оценки перспектив нефтеносности, основанных на гидрогеологических показателях, которым посвящена обширная работа М. А. Гатальского, выводы последней полностью соответствуют данным, полученным авторами.

---

[1] Е. М. Люткевич и М. И. Пейсик. «Север Русской платформы» и «Северо-запад Русской платформы». Очерки по геологии СССР (по материалам бурения), т. 2. Труды ВНИГРИ, вып. 101. Гостоптехиздат, Л., 1957.

ДОКЕМБРИЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Наиболее древними осадочными породами на рассматриваемой площади являются отложения докембрия (синия или эокембрия), которые залегают на гранитогнейсах и гранитах архея и кристаллических сланцах и основных породах протерозоя, несущих в большинстве случаев кору выветривания, той или иной мощности, часто представленную каолинизированными кристаллическими породами.

Кристаллический фундамент также несет следы послепротерозойских вулканических проявлений и тектонических движений блоков по разломам, обусловивших образование в нем уступов и ступеней. Колебательные же движения блоков кристаллических пород привели к формированию в осадочной толще локальных структур, являющихся объектами разведочных работ.

В составе эокембрия выделяют нижний — сердобский комплекс наиболее метаморфизованных пород, прорываемых жилами гранита на Карельском перешейке и у г. Орши, а в районе г. Крестцы — основными породами. Этот комплекс, слагающийся песчаниками, карбонатами, глауконитовыми и туфитовыми породами, еще слабо изучен и развит неповсеместно. Вышележащий валдайский, или вендский, комплекс разделяется на нижние — гдовские — слои, преимущественно песчаные, и ляминаритовые — преимущественно сложенные глинами. Валдайский комплекс распространен наиболее широко на площади севера и северо-запада Русской платформы. Нет его только в восточной части территории на Котельническом выступе фундамента, где на гранитогнейсах архея непосредственно залегают отложения верхнего девона. Аналогичные условия залегания девона на архее, по-видимому, имеют место в своде Локновского поднятия, осложняющего южный склон Балтийской антеклизы, на стыке ее с Латвийским прогибом. В Прибалтике, в пределах юго-западной части Польско-Литовской синеклизы, породы эокембрия также не встречены в Стонишкайской (Советской) скважине, в разрезе которой на кристаллическом фундаменте залегают ижорские слои среднего — верхнего кембрия.

В гдовском горизонте имеются хорошие коллектора, пористость которых достигает 30%, и проницаемость не выше 1 *дарси*. Несмотря на то, что гдовские отложения содержат хорошие коллектора и отдельные прослои их слабо битуминозны, т. е. имеют концентрацию $2 \cdot 10^{-1} — 10^{-3}$% рассеянного, главным образом, легкого и смолистого битума «А» по люминесцентно-битуминологическим определениям, каких-либо обращающих на себя внимание нефте-газопроявлений в этой толще отмечено не было. Можно упомянуть только один случай нахождения битума в гдовских слоях, природа которого осталась не установленной.

Твердый битум в грубозернистом песчанике в районе д. Мишина Гора Гдовского района был найден Б. П. Асаткиным. Битум залегал в виде короткой жилки, в контакте с которой окружающие песчаники были слабо пропитаны битуминозным веществом и имели темную окраску. Битум твердый, хрупкий, с раковистым изломом, растворяется в хлороформе и горит коптящим пламенем. Как уже указывалось, происхождение и возраст этого битума не являются точно установленными в связи с ледниковым характером дислокаций в районе д. Мишина Гора, где непосредственно в контакте с отложениями эокембрия залегают породы ордовика

и девона, также раздробленные и в залегании, нарушенном ледником. Значительно более определенный характер имеют битумы в выше залегающих ляминаритовых слоях.

В глинах ляминаритового горизонта неоднократно наблюдался «коричневый битум», являющийся пленками сопропелиевого вещества. Пленки органического вещества иногда легко отделяются от поверхностей прослоев глин в виде полупрозрачных желтых и бурых листочков. Они по составу близки асфальтитам и имеют элементарный состав: C = 77,03%, H — 7,75%, N — 2,23%, S — 1,04%, O — 11,95%; битум содержит: серы пиритной — 0,76%, золы — 5,33%, влаги — 3,42%.

На следы присутствия рассеянного органического вещества в этих породах указывает также наличие в пестроцветных разностях породы светлоокрашенных, обычно серо-зеленых пятен и прослоев, обусловленных обесцвечиванием при разложении органического вещества, захороненного в первичном осадке.

В ряде скважин при опробовании вод из валдайского комплекса были получены небольшие количества растворенного в воде газа, состоящего из биогенного азота с небольшой примесью редких газов и метана. Максимальное содержание горючих газов при этом не превышает 5% к общему объему десорбированного газа (Пестово, Плявиняс).

Анализ данных по битуминозности, газоносности, водоносности и коллекторским свойствам валдайского комплекса позволяет сделать достаточно уверенные выводы об отсутствии в нем промышленных залежей нефти и газа. В то же время наличие, хотя и редких, но явных признаков битуминозности нефтяного характера указывает на то, что в период эокембрия, благодаря скоплению органического вещества, уже могло происходить нефтеобразование в пределах Русской платформы, но в недостаточном количестве для формирования нефтяных залежей.

КЕМБРИЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Отложения кембрийской системы также широко распространены на рассматриваемой площади Русской платформы. Они начинаются горизонтом надляминаритовых песчаников, залегающих в основании разреза нижнего кембрия на ляминаритовых глинах эокембрия.

Выше надляминаритовых песчаников лежат «синие глины», состоящие из перемежающихся пластов глины и алевролитов зеленой окраски, содержащих редкую фауну трилобитов и более часто встречающиеся остатки червей. Увеличение числа видов в комплексе спор из синих глин свидетельствует о большем разнообразии растительного мира в нижнем кембрии по сравнению с предшествовавшим периодом эокембрия или синия.

На эродированной поверхности синих глин или на расположенных выше по разрезу эофитоновых песчаниках нижнего кембрия, в пределах ЭССР и прилегающей части Ленинградской области, залегают уплотненные кварцевые пески и песчаники с прослоями зеленоватой глины. Относятся эти отложения к ижорским слоям среднего или верхнего кембрия, тесно связанным по фауне оболид с вышележащими «оболовыми слоями».

Перерыв между этими горизонтами служит обоснованием к отнесению оболовых слоев к ордовику, хотя оба горизонта распространены на одинаковой площади, но значительно меньшей, чем подстилающие их отложения, и охватывающей только Прибалтику и Московскую синеклизу. На-

помним, что отложения нижнего кембрия распространяются так же, как и эокембрий, на весь север Русской платформы.

Ижорские слои обладают наилучшими коллекторскими свойствами в разрезе нижнего палеозоя, (пористостью до 40% и проницаемостью до 2 *дарси*).

Битумопроявления в нижнем кембрии немного более часты, чем в подстилающих их отложениях эокембрия. Находки твердого битума в кембрийских отложениях были отмечены только в районах Прибалтики. В районе Кунда, к северо-востоку от Раквере в ЭССР, при рытье котлована в синей глине был обнаружен твердый битум округлой, плоской, в виде лепешки формы, величиной около 15 *см* в поперечнике и до 2 *см* толщины. Битум блестящий, хрупкий, с раковистым изломом, при нагревании плавится и горит коптящим пламенем; выход беззольного кокса — 29,5%, золы — 5,2%; элементарный его состав: C — 81,47%, H — 9,44%, N — 1,16%, O + S — 7,93% (В. А. Успенский).

Из этого же пункта А. Эпиком описывается небольшая «жила» битума, «выполняющего трещину в синей глине». По-видимому, этот битум был принесенным с берега нижнекембрийского моря. Аналогичная находка была сделана также в Таллине при бурении артезианской скважины, когда в синей глине был обнаружен «асфальтообразный уголь», анализ которого не известен.

Люминесцентные исследования, произведенные при изучении многочисленных образцов из ряда скважин, дают довольно обширные сведения о концентрациях рассеянного органического вещества в надляминаритовых песчаниках, синей глине и ижорских песчаниках.

Средние концентрации масляного битума в этих отложениях в районах Прибалтики колеблятся в пределах от 10^{-3}% (Плявиняс, Вильнюс) до 10^{-1}% (Городок). Далее на восток концентрации битумов несколько возрастают, но и здесь не превышают 0,2% — в толще синих глин.

Наблюдается также значительное повышение битуминозности ижорских песчаников, которые, например, в районе Пестово содержат до 0,5% рассеянного битума.

Следует также указать на наличие значительных количеств горючих газов, в толще ижорских слоев, главным образом, в пределах Польско-Литовской синеклизы. Наиболее эффектные газопроявления были отмечены при опробовании Советской опорной скважины, где была встречена сильно насыщенная газом высокоминерализованная вода из верхов ижорского горизонта. При дебите переливающейся из устья скважины воды до 40 *м³/сутки* было получено до 10 *м³/сутки* свободно выделявшегося газа, на 80—85% состоящего из метана, с примесью тяжелых углеводородов (до 8% к объему всего газа).

На Баусской структуре, расположенной на северном склоне Польско-Литовской синеклизы, из этих же отложений была получена минерализованная вода, сильно насыщенная газом. Дебит воды, переливавшейся из устья скважины, достигал 38 *м³/сутки* одновременно со свободно выделявшимся газом, объем которого превышал 3 *м³/сутки*. В составе газа преобладал азот и редкие газы, достигавшие — 94,7%, а метан с небольшим количеством тяжелых углеводородов составлял только 4% всего объема газа.

В настоящее время однозначно невозможно интерпретировать столь резкое обеднение газа горючими компонентами в Бауске по сравнению с газами Советска.

Отметим только, что газоносный ижорский горизонт в Бауске залегает на 1000 *м* выше, чем в Советске. Уже одно это указывает на то, что в Бауске газопроявления имеют другую природу, чем в Советске, последнее подтверждается также преимущественно азотным составом Бауского газа. Вероятным является в районе Советской опорной скважины проникновение газа в ижорский горизонт, как в коллектор из вышележащих слоев силура, содержащих такого же состава метановый газ с тяжелыми углеводородами, какой был получен в ижорском горизонте. Район Советска в Польско-Литовской синеклизе является приподнятым по отношению к ее более погруженной южной части, возможно опущенной по разлому или нескольким нарушениям, благодаря чему ижорские слои могут соприкасаться с сильно битуминозными слоями силура. По-видимому, этим объясняется одинаковый состав газов низов силура и верхов ижорского горизонта в Советской скважине, что позволяет допустить соприкосновение разновозрастных горизонтов палеозоя по разломам, по которым перемещались блоки фундамента Польско-Литовской синеклизы и окружающих ее подземных выступов кристаллических пород.

Ижорские слои, как и залегающие над ними песчаники оболовых слоев, являются перспективными для поисков в них нефтяных и газовых залежей, но только в благоприятных литологических (коллекторы) и тектонических условиях некоторых регионов северо-запада Русской платформы. Формирование залежей в этих песчаных горизонтах могло произойти как за счет миграции нефти и газа из нижележащих эокембрийских и нижнекембрийских отложений, так и за счет их миграции из вышележащих отложений ордовика и силура при соответствующем тектоническом залегании. Такие условия возможны только там, где имели место перемещения по тектоническим разломам, т. е. в Польско-Литовской синеклизе и на севере Московской синеклизы вдоль юго-западного склона погруженной полосы Карелид, простирающейся на юго-восток, и бывшей береговой зоной морей среднего и верхнего кембрия и почти всего ордовика. Не исключена возможность образования нефти и газа за счет скоплений органического вещества в слоях этих же горизонтов на их выклинивании у береговой линии ижорского и оболового морского бассейна среднего и верхнего кембрия и начала тремадока. Их береговая линия проходит между Коношей и Вологдой на севере и Вологдой и Солигаличем на востоке, т. е. опять-таки вдоль погружающейся на юго-восток полосы Карелид, зажатой в архейском кристаллическом фундаменте Русской платформы и бывшей подвижной не только в палеозое, но и в дальнейшей геологической истории, судя по молодым опусканиям в альпийский тектогенез Онежского озера, долин рр. Ковжи и Шексны и оз. Кубенского. Вдоль юго-западного склона погрузившейся полосы Карелид и должны существовать благоприятные фациальные и тектонические условия для формирования нефтяных и газовых залежей.

ОРДОВИКСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Отложения ордовика имеют еще меньшее распространение, чем средний и верхний кембрий. Их южная граница проходит на широте Великих Лук и Калинина откуда, возможно, она простирается до восточного склона Московской синеклизы и до Костромского прогиба, откуда сворачивает на северо-запад, проходя между Солигаличем и Вологдой, а также между последней и Коношей, т. е. протягивается вдоль линии

простирания на юго-восток полосы Карелид. На западе от Великих Лук южная граница ордовика проходит вблизи Вильнюса и Каунаса.

В Польско-Литовской синеклизе ордовик распространен до самого ее южного борта, судя по очень большой мощности силура, в Советской и Южно-Калининградской скважинах, хотя здесь мощность ордовика значительно сокращается. На северо-западе Прибалтики ордовик выходит на дневную поверхность там, где его карбонатные отложения образуют закарстованную площадь, силурийского плато. На западе ордовикские отложения перекрываются силуром и уходят под уровень Балтийского моря; на всей остальной площади — они перекрыты отложениями среднего девона.

Отложения ордовика, известные нам по их выходам на поверхность и по разрезам в буровых скважинах, представлены в основном известняками, переслаивающимися с глинами. Только в нижней части разреза ордовика залегают диктионемовые сланцы, приуроченные к северной границе его распространения.

Пески и песчаники оболовых слоев, как уже указывалось выше, тесно связаны с подстилающими их ижорскими слоями. Они распространены на всей площади развития карбонатных пород ордовика. Из отложений ордовика известно несколько находок битумов, сделанных различными исследователями еще до Великой Отечественной войны.

Самая древняя из находок относится к 1856 г. О ней упоминает Гельмерсен, сообщая что в районе порта Палдиски (ЭССР) в горизонте глауконитового песка была встречена крупная, плоская, формы лепешки, галька асфальтита до 25 *см* в поперечнике и до 7 *см* толщиной.

Аналогичная находка в виде плоских галек была произведена в 1935 г. в глауконитовых известняках из карьера у д. Путилово, вблизи Ладожского озера.

Наиболее крупное включение асфальтита имело неправильную округлую форму и достигало 3 *см* в диаметре. Битум из этой гальки твердый, хрупкий и блестящий, плавится при нагревании и растворяется в петролейном эфире на 13,2%. Элементарный его состав: C = 85,48%, H = = 8,95%, S = 1,37%, N + O = 4,18%. Содержание золы = 2,91%.

Повторная находка асфальтита в этом же районе была сделана в 1940 г., когда на границе двух слоев известняка была обнаружена крупная плоская «асфальтитовая лепешка» и несколько мелких, которые имеют следующий элементарный и компонентный состав, %:

Углерод	85,79	Масла	3,23
Водород	9,15	Смолы бензольные	4,30
Азот	1,56	Смолы спиртобензольные	4,62
Сера	0,98	Асфальтены	17,05
Кислород	2,52	Нерастворимые компоненты	70,64
Зола	5,40		

В. А. Успенский указывает, что этот битум отличается от других аналогичных большей метаморфизацией, связанной с большой окисленностью нефти, из которой образовался асфальтит.

«Лепешки», подобные описанным выше, были встречены также в известняковых ломках глауконитовых слоев у д. Бабино на р. Волхов, в ортоцератитовом известняке около г. Нарче (ЭССР), у г. Ненавыва (ЭССР), около д. Арро у порта Кунда (ЭССР), на сланцевом руднике Кукурус (ЭССР) и в ряде других мест.

Все находки асфальтитов в ордовике носят характер галек или затвердевших сгустков нефти, принесенных водой и опустившихся на дно морского бассейна, в котором они первоначально плавали, как это имеет место, например, в настоящее время на оз. Байкал. Предположение о их генезисе подтверждается и большей окисленностью вещества асфальтитов, судя по их химическому составу. Это сближает их по происхождению с асфальтитом из синей глины нижнего кембрия; что, однако, ни в коем случае не указывает на один и тот же источник нефти, послужившей для образования асфальтита из сгустка нефти, плававшей на поверхности вод морского бассейна, сперва нижнекембрийского, а затем ордовикского. В нижнем кембрии источником нефти могут быть шунгитовые породы, в начале палеозоя не представлявшие собой метаморфизованные породы, как теперь. Они обнажались на побережье кембрийского моря у воздымавшейся гряды Карелид, благодаря чему высачивавшаяся нефть и попадала в кембрийский бассейн. Существующие и господствующие представления о неизменном метаморфизме шунгитовых сланцев и всех пород карельской формации с начала палеозоя доныне наивны и основаны на полном игнорировании процессов вулканизма и тектоники, происшедших в каледонский, герцинский и альпийский тектогенезы на Русской платформе.

Источником нефти для находимых в ордовикских известняках галек асфальтита являлись возможно также, сами породы тремадока, которые являются наиболее битуминозными, судя по данным Пестовской скважины.

В Московской синеклизе на востоке, площади развития ордовика, отложения тремадока были вскрыты только тремя скважинами: в Пестово, Вологде и Любиме, расположенными примерно в центральной части синеклизы. Поэтому о наиболее интересной для поисков нефти и газа краевой северо-восточной и, может быть, восточной частях синеклизы, где проходила береговая и наиболее подвижная часть морского бассейна ордовика, у нас нет данных.

Особо следует отметить высокую концентрацию битумов в диктионемовых слоях Пестовской скважины, где она достигает 2%, а в отдельных разностях (например, на гл. 1210—1228 *м*), содержание рассеянного битуминозного вещества достигает 17%. Состав этого битума очень близок к составу асфальтитовых лепешек из ордовика Западной Прибалтики, что указывает на близкие, а может быть, и единые генетические условия их образования в начале существования ордовикского морского бассейна в тремадокском веке.

При опробовании скважин в Любиме и Пестово в водах из отложений диктионемового горизонта были получены растворенные в воде газы со значительным содержанием горючих компонентов. Максимальные их концентрации до 8,5% имели место в Любиме. В Пестово концентрации горючих газов из диктионемовых слоев тремадока не превышали 3%. Газ, растворенный в воде, здесь составлял до 3 *см*^{3} на литр жидкости.

В глауконитовых и ортоцератитовых слоях содержание рассеянных битумов по данным люминесцентного анализа колеблется в пределах 0,001—0,01%, в выпезалегающих осадках оно возрастает в десятки раз и местами достигает 0,37%.

Подобное распространение по разрезу рассеянных битумов, хотя и при меньшей концентрации, наблюдается и в одновозрастных отложениях в Вологодской скважине, где в нижней части карбонатного разреза ордо-

вика битуминозность пород не превышает 0,005%, тогда как в верхней части разреза она достигает 0,06%. В Любиме в нижней части разреза ордовика количество рассеянного битума не превышает 0,02%, в верхней части толщи оно колеблется в пределах 0,01—0,04%. Во всех случаях в составе битума преобладают масляные компоненты.

В этом отношении характерен детально изученный образец битуминозной породы тремадока (глубина 1193—1201,4 *м*) из Пестовской скважины, где концентрация битумов была наивысшей (0,37%). При обработке растворителями в хлороформ перешло 1,6%, а в раствор спирто-бензола 4,2% от всего количества рассеянного в породе битума.

Рассеянные битумы в концентрациях выше органического фона были также зафиксированы люминесцентно-битуминологическими исследованиями и в ряде других скважин, пробуренных на площади Прибалтики. В Плявинясе в карбонатных отложениях ордовика они не превышают 0,15%. В Черской (Псковская обл.) оболовые песчаники содержали до 0,01% битума и давали окрашенную вытяжку в бензине. В Порхове и Валдае концентрации битума были еще меньше — до 0,005% в оболовых слоях.

Как видно из приведенного выше обзора, карбонатные отложения ордовика содержат рассеянный битум, а битум нефтяного типа встречается только в тремадоке — в диктионемовых слоях, представленных глинистыми отложениями в северной части Московской синеклизы. Здесь же и из этих же отложений получены, хотя и в небольших концентрациях, углеводородные газы в Любиме и Пестово. Приведенные данные заставляют обратить особое внимание на поиски нефти и газа в отложениях тремадока на севере Московской синеклизы, особенно там, где проходила береговая зона бассейна у простирающейся на юго-восток гряды Карелид.

Пористость до 15% и проницаемость до 200 *миллидарси* карбонатной толщи ордовика позволяют рассчитывать на скопление нефти и газа преимущественно в трещиноватых коллекторах, но только в зоне развития под ними возможных нефтесодержащих слоев, т. е. опять-таки на севере Московской синеклизы.

СИЛУРИЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Силурийские отложения, залегающие выше по разрезу, сложены известняками, мергелями и глинами, распространенными только западнее меридиана Чудского озера в Прибалтике. Мощность их постепенно возрастает в юго-западном направлении и достигает более 800 *м* в районе Калининграда на юге Польско-Литовской синеклизы. В силурийских отложениях единичные битуминозные включения и концентрация рассеянного битума имеют значительно большие размеры, чем в ордовике.

Еще в середине прошлого столетия изучались находки твердого битума в иерденских известняках из карьера Палуколя на о-ве Хиума (ЭССР). Черный твердый хрупкий асфальтит заполняет небольшие, в несколько миллиметров трещины в известняке, незначительные пустоты в нем, а иногда встречается в виде налета на плоскостях напластования. Такие же находки были сделаны в бореалисовых известняках из каменоломни Пуско, в 10 *км* к юго-западу от Хапсалу, в слоях райккула на о-ве Кассар, в районе Путкасте на о-ве Хиума и в слоях яагараху на о-ве Сарема. Отсюда Эстонской Академией наук был Е. М. Лютквичу

передан образец твердого битума типа керита, который частично растворился в хлороформе и еще слабее в спиртобензоле. Анализ его произведен В. А. Успенским в битумной лаборатории ВНИГРИ. Битум имел зольность 47% (на сухое вещество) и следующий элементарный состав: C — 80,38%, H — 8,20%, S — 2,56%, N + O — 8,86%. При спектральном анализе, проведенном С. М. Катченковым, было установлено заметное количество V и Ni; при меньшем количестве Cu. Эти асфальтиты сильно окислены и метаморфизованы, а потому не аналогичны описанным выше твердым битумам из ордовика и кембрия, имеющим ясно выраженную природу галек, принесенных извне сгустков нефти, не связанной с отложениями, в которых найдены асфальтиты.

После Великой Отечественной войны 1941—1945 гг., когда начались разведочные на нефть работы в пределах Прибалтики, были сделаны находки жидкой и полужидкой нефти в силурийских отложениях.

Так, небольшое включение полужидкого битума было обнаружено в полости раковины головоногого моллюска, находившейся в валуне известняка из нижней морены. Кусок известняка с раковиной был поднят в керне при бурении структурной скважины ВНИГРИ в районе хутора Стеняны в 15 *км* к северу от Паневежиса. Принос ледником такого валуна ясно указывает, что на северном склоне Латвийского выступа под четвертичными отложениями выходят на поверхность известняки силура, содержащие не твердый, а полужидкий битум, что до этой находки не предполагалось. Элементарный состав этого битума несколько отличается от состава твердых асфальтитов, C—84,72%, H—12,04%, N—0,53%, O + S — —2,66%, что связано, по-видимому, со значительно меньшей его метаморфизацией, так как его загустение связано с полимеризацией нефти. Еще более эффективные нефтепроявления были обнаружены скважинами в Вильнюсе и в д. Ковенская Вака.

В Вильнюсе битумопроявления были приурочены к зоне, находящейся в контакте с подстилающими отложениями ордовика. Густая малоподвижная нефть здесь содержалась в полости раковины моллюска (жилая камера *Gomphoceras*), а также в трещинах и в кавернах известняка, местами пропитанного нефтью. Эти нефтепроявления, рассеянные по керну, наблюдались в образцах породы на протяжении нескольких метров. Состав битума, приведенный ниже, указывает на его безусловно нефтяной характер при несколько повышенной полимеризации, что основано на пониженном содержании масел и повышенном содержании асфальтенов.

Состав нефти из силура в Вильнюсской скважине, %:

Элементарный		Компонентный	
Углерод	86,86	Масла	49,6
Водород	11,50	Смолы бензольные	23,0
Азот	0,62	Смолы спиртобензольные	17,4
Сера	0,34	Асфальтены	9,9
Кислород	0,68		

В том же горизонте базальных слоев силура была встречена полимеризованная нефть в скважине около д. Ковенская Вака, расположенной в 30 *км* к западу от Вильнюса, в не менее эффективных образцах пропитанного нефтью керна.

Люминесцентно-битуминологические определения, произведенные в породах основания разреза силура, не имеющих видимых признаков нефти, установили концентрации битума в Вильнюсе и Ковенской Ваке на отдельных участках до 1,2%.

Асфальтиты, находимые в ЭССР в отложениях силура, и полимеризованная полужидкая нефть в тех же отложениях, обнаруженная южнее в Латвийском прогибе и на склоне к Польско-Литовской синеклизе Белорусско-Литовского подземного выступа фундамента, имеют одно и то же происхождение и связаны с региональной битуминозностью силура Прибалтики.

Большой метаморфизм битумов силура в ЭССР объясняется тем, что в этой части Прибалтики в ордовике и силуре имеется много жил полиметаллического оруденения пиритом, галенитом и сфалеритом. Наибольшее оруденение — в районе г. Выру объясняется существованием гранитной интрузии на глубине под осадочными отложениями или даже достигающей их подошвы. Косвенным признаком, подтверждающим существование на глубине такой интрузии, является сильный метаморфизм битумов силура ЭССР, отсутствующий южнее, где нет таких асфальтитов, а находится только полимеризованная нефть.

При бурении скважин на территории Прибалтики и более детальном битуминологическом исследовании были получены существенные сведения о битуминозности отложений силура. Так, в опорной скважине Выхма были обнаружены прослои с концентрациями нефтяного битума до 0,1%, с преобладанием смол. В Плявинясской скважине, где разрез силура полнее, по сравнению с Выхмой, также были установлены многочисленные прослои битуминозных пород, дававших окрашенную вытяжку в бензине. Известняки среднего лландовери содержат смолистый асфальтовый битум, причем битуминозность повышается к кровле горизонта и в верхней части достигает 1,56%.

В верхнем лландовери выделяются по битуминозности два горизонта: нижний, сложенный известняками и глинами, содержит масляный битум в количестве 0,01—0,002%, и верхний, состоящий из мергелей и известняков, более интенсивно насыщенный рассеянным смолистым битумом в количестве 0,4—0,08%. Породы венлока в разрезе Плявинясской скважины битуминозны неравномерно. В нижней части разреза яруса в мергелях и граптолитовых сланцах концентрация смолисто-асфальтового рассеянного битума достигает 2%, а в известняках она ниже — 0,08—0,01%. В верхней части венлока содержание рассеянного битума до 0,08%, он оказался легким и при разломе керна даже наблюдались выпоты нефти, быстро улетучивавшейся на воздухе.

В скв. 64, расположенной на северо-восток от Плявиняса, на южном склоне Локновского поднятия, отложения силура оказались в близких к разрезу силура в Плявинясе фациях, и также битуминозны. Концентрации рассеянного битума в разрезе силура этой скважины достигали 2% в граптолитовых глинах и перемежающихся с ними мергелях. Битум в них преимущественно асфальто-смолистый, благодаря чему дает окрашенную вытяжку в бензине.

Следует указать, что в других районах Латвийского прогиба и по периферии Польско-Литовской синеклизы в Акнисте и в Бауске отложения силура характерны относительно повышенной битуминозностью (до 1%), причем во всех случаях повышенно-битуминозными были прослои глинистых пород, содержащие граптолиты. Самые эффективные по содержанию рассеянного битума породы основания силура были вскрыты в погруженной части Польско-Литовской синеклизы, в Советской опорной скважине.

По данным люминесцентного анализа наибольшая концентрация рассеянного битума имеет место в нижней — 300-метровой части толщи (ни-

тервал 1640—1922 *м*), где преобладают осмоленные битумы в концентрациях от 3 до 0,1%. В этой толще наблюдаются также прослои со значительно большей насыщенностью, которые дают окрашенную вытяжку в бензине. Максимальное содержание органического вещества 18,15% было встречено в нижней части венлока (1907—1914 *м*).

Образцы битума содержали влаги 0,95%, золы на сухое вещество 8,03% и серы пиритной 4,95% на сухое вещество. Битума в процентах на органическое вещество 1,27. Экстрагированный битум имел следующий состав: C — 84,64%, H — 7,09%, N — 3,03%, S — 0,89%, O — 4,35%. Летучие в процентах на органическое вещество составляли 38,4.

Анализ средней пробы битумов, извлеченных из семи образцов пород венлока и лландовери (интервал 1767—1940 *м*) дал следующие результаты: C = 83,79%, H = 10,18%, S = 0,78% и O + N = 5,25%.

В. А. Успенский по химическим анализам устанавливает два типа органического вещества, выявленного в породах венлока и лландовери, так как в интервале 1883—1940 *м* органическое вещество имеет более пониженное содержание битуминозных компонентов, чем в интервале 1767—1883 *м*. В связи с исследованиями битумов из Советской скважины В. А. Успенский пишет, что «значительная обогащенность пород органическим веществом, его сапропелиевый характер и достаточно (но не слишком) высокая степень метаморфизации органического вещества, (по-видимому, несколько превышающая обычную для нефтематеринских отложений) позволяет рассматривать эти породы как достаточно благоприятный источник значительных масс углеводородов».

На основании этого он далее делает заключение, что «большая мощность этих пород и отсутствие в них карбонатного скелета делает нижнюю толщу силура благоприятной также и в смысле отдачи углеводородного материала в коллектирующие породы».

В глинистых породах лудловского яруса содержание битуминозного вещества, представленного осмоленными и средними разностями, резко снижается, не превышая 0,01%, и становится еще меньше в кровле силурийских отложений (0,001%).

Содержание рассеянных битумов находится в соответствии с газонасыщенностью силурийских пород. В Советской опорной скважине, по данным газового кароттажа, в интервале 1845—1905 *м* наблюдается повышенная газонасыщенность пород, характерная для промышленных нефтегазоносных пластов. В этом интервале, в основании разреза силура, десорбированный газ содержал до 58 $см^3/м$ углеводородных компонентов. Следует отметить, что последующее опробование силурийских известняков не дало положительных результатов. Несмотря на торпедирование, притока жидкости здесь получено не было. Пласты оказались сухими, а выделение горючих газов было ничтожным, что устанавливает их слабую проницаемость.

Точно так же при опробовании битуминозных сланцев силура в Бауске и Акнисте не было получено притока жидкости, а выделение газа из них было незначительным, что также указывает на ничтожную проницаемость пород.

Отрицательные результаты испытания известняков в Советской скважине обусловлены плохими коллекторскими свойствами пород и не позволяют ориентировать работы на поиски залежей нефти и газа в силуре центральной части Польско-Литовской синеклизы, где их мощность близка к максимальной.

Только в условиях прибрежной части силурийского бассейна, где возможно появление песков на локальных структурах, существовавших в силуре, или в породах с интенсивно развитой трещиноватостью, вызванной послесилурийскими движениями, можно ожидать формирование нефтяных и газовых залежей в отложениях силура, особенно в краевых южных частях Польско-Литовской синеклизы вдоль отрога кристаллических пород фундамента, идущего от Друскининкая к Пишу.

Рассматривая обогащенные органическим веществом отложения силура, как нефте-газоматеринские, можно ожидать нахождения нефтегазовых залежей, образовавшихся путем миграции нефти и газа из силура в находящиеся с его отложениями в соприкосновении по тектоническим контактам породы среднего и верхнего кембрия, а также и в покрывающие их отложения девона. Разведка подобных залежей особенно в краевых южных частях Польско-Литовской синеклизы является очередной задачей.

ДЕВОНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Среднедевонские отложения живетского яруса несогласно залегают на эрродированной поверхности силурийских, ордовикских, кембрийских и эокембрийских отложений и на кристаллических породах фундамента Русской платформы. Они повсеместно развиты в центральной части севера Русской платформы и отсутствуют только на площади севернее Няндомы, в районе Архангельска и Зимнего берега Белого моря, а также на юго-восток от него, в районах, лежащих к северу от Котласа и Яренска.

В Польско-Литовской синеклизе обнаружена пестроцветная толща до 300 *м* эйфельских и нижнедевонских отложений под живетскими, которая не представляет интереса для нефтепоисковых целей, так как имеет узколокальное распространение. В Южно-Калининградской скважине ее уже не оказалось в такой мощности, поскольку пестроцветных пород девона там вскрыто всего несколько метров между силуром и пермью.

В нижней части толщи среднего девона, где развиты преимущественно песчано-глинистые отложения (пярнуские слои в Прибалтике и песчаные отложения, лежащие в основании живетского яруса на востоке), встречаются очень хорошие коллектора с относительно небольшим количеством рассеянного битума.

Во всех пунктах, где скважинами были вскрыты эти породы, пористость их колеблется в пределах 20—30%, а проницаемость достигает 1—2 *дарси*. Концентрации рассеянного битума устанавливаются только люминесцентно-битуминологическими методами и не превышают 0,01%.

Выше залегающие карбонатные отложения наровских слоев, хотя в целом и обладают худшими коллекторскими свойствами, имея пористость 10—20% и проницаемость до 0,5 *дарси*, более богаты рассеянными битумами, и при опробовании из них были получены минерализованные воды с небольшими концентрациями горючих газов.

На севере и северо-западе Русской платформы в настоящее время известно много пунктов, в которых изучены битумопроявления и растворимые в воде газы наровских слоев. Сведения о всех этих данных нет необходимости сообщать из-за их близких величин, поэтому ниже даются только те из них, которые служат освещению битуминозности наровских слоев на площади их развития.

В Польско-Литовской синеклизе пярнуские и наровские слои были вскрыты Советской опорной скважиной. В них имеет распространение

преимущественно маслянистая разность битума «А» в концентрациях от 10^{-4} до 10^{-1} %. По газовому караттажу наблюдалось повышенное содержание азота до 100 *см³/л* при наличии только следов горючих газов. В Плявинясской скважине битуминозность пород этих горизонтов более высокая. Здесь по битумонасыщенности наровские слои разделяются на четыре пачки.

Нижняя, сложенная мергелями и глинами, содержит 0,04—0,01% рассеянного битума. Выше залегающая толща пестроцветных мергелей очень слабо битуминозна и имеет до $2 \cdot 10^{-3}$ % рассеянного битума. Третья пачка, сложенная гипсоносными карбонатными породами, имеет максимальную битуминозность в пределах от 0,4 до 1,6%, в связи с чем породы этой толщи дают окрашенную вытяжку в бензине. Четвертая верхняя пачка, сложенная алевритами и глинами, совершенно не битуминозна.

В скважинах, расположенных на восток от Плявиняса на Локновской площади, в Акнисте и на юг в Бауске, породы наровских слоев менее битуминозны, чем в Плявинясе, так как содержание рассеянного битума достигает в среднем 0,02%, но и здесь наблюдались прослои с повышенной концентрацией до 1%, дававшие окрашенную вытяжку в бензине.

В расположенных еще восточнее скважинах в Порхове, Старой Руссе, Валдае наблюдается постепенное нарастание битуминозности наровских слоев в восточном направлении. Практически в разрезах этих скважин можно выделить два комплекса: нижний — сложенный мергелями и известняками с гипсом и ангидритом, который характеризуется повышенной битуминозностью с содержанием масляного и среднего рассеянного битума до 1%, и верхний — представленный мергелями и доломитами, очень слабо битуминозный с содержанием его $0{,}2 \cdot 10^{-3}$%.

5763

В расположенной еще далее на восток Пестовской опорной скважине наровские слои сложены доломитами и мергелями, рассеянное органическое вещество в которых достигает 0,01%, а в песчаных прослоях доходит до 0,1%.

Групповой состав битума, экстрагированного из песчаного прослоя наровских слоев Пестовской скважины включает: масел — 25,3%, смол бензольных 37,9%, смол спирто-бензольных 37,9%, асфальтенов 8,8%.

Несколько меньше битуминозность пород наровских слоев в Вологодской опорной скважине, где маслянистый и легкий масляный рассеянный битум достигает концентраций 0,08%.

В Любиме, Солигаличе и Шарье в наровских слоях концентрации битума не превышают 0,02%.

В то же время в восточной части территории, несмотря на уменьшающуюся битуминозность, наблюдаются несколько повышенные содержания растворенных в воде горючих газов. В Пестово, по данным газового караттажа, количество горючих газов достигало 1,5 *см³/л*. В Любиме при опробовании наровских слоев на глубине 1721—1730 *м* был собран свободно выделявшийся из воды газ, содержавший азота и инертных газов 73,2%, водорода 4,15% и углеводородных газов 22,58%. В Шарьинской опорной скважине по данным газового караттажа концентрация горючих газов достигала 4 *см³/л*.

Залегающие выше по разрезу песчано-глинистые отложения лужских слоев на всей территории севера и северо-запада Русской платформы содержат небольшое количество рассеянного битума, причем наблю-

Академия Наук СССР Ленинградское отделение Института геологии Библиотека

дается повышение битуминозности этих отложений в восточном направлении.

В Советске рассеянный маслянистый битум лужских слоев не превышает содержание в 10^{-4}%; в Плявинясе, Бауске на Локновской и Акнистской площадях, в Порхове и Валдае содержание рассеянного битума также не превышает 0,005%, в Пестово и Вологде — 0,001%, в Любиме, Солигаличе и Шарье не более 0,005%. Интересно отметить, что в Солигаличе и Любиме при опробовании лужских слоев с водой был получен газ, состоящий из азота и имевший всего до 4% горючих компонентов.

Подводя итог имеющимся фактическим данным по нефте-газоносности живетских отложений, следует отметить, что рассеянная битуминозность в них и несколько повышенная газоносность устанавливается только на северо-востоке Русской платформы. Это показывает, что при благоприятных тектонических условиях в коллекторах живетского яруса не исключена возможность существования нефтяных и газовых залежей на востоке рассматриваемой территории. Благоприятными признаками для нее является также химический состав вод среднего девона, характеризующих условия застойного режима и наличие в растворенных в воде газах горючих компонентов.

Изложенное выше, а также наличие промышленных залежей нефти в среднем девоне в районах, расположенных южнее, во Втором Баку и северо-восточнее на Тимане, позволяет считать значительные площади северо-востока Русской платформы перспективными для поисков нефти и газа в среднем девоне.

К таким в первую очередь относятся районы склонов Котельнического выступа на Горьковском погребенном кряже фундамента, Сысольский вал, поднятия на Вятском валу и юго-западное Притиманье. В меньшей степени перспективны районы структур, осложняющих восточный борт Московской синеклизы в пределах Вологодской, Костромской, Ярославской, Ивановской областей.

Верхнедевонские отложения занимают на рассматриваемой территории платформы меньшую площадь, чем живетские. На севере платформы они также отсутствуют (в пределах части Архангельской области) или имеют очень небольшую мощность и представлены в фациях красноцветов (Котлас, Яренск). Не встречены верхнедевонские отложения также на юге Польско-Литовской синеклизы в Южно-Калининградской опорной скважине, где они размыты, а в Советской скважине они значительно сокращены в мощности.

Породы верхнего девона выходят на дневную поверхность на площади Главного девонского поля и поэтому не представляют интереса для поисков в них нефти и газа. Несмотря на это, некоторый научный интерес имеют находки твердого битума в этих отложениях, сделанные в различное время.

К. Гревингк в 1861 г. описал мелкие обломки черного вещества неясной природы в доломитах верхней части верхнего девона из района ст. Капсале близ Лиепаи (Лат. ССР). Несколько позднее, в 1895 г., Э. Леман описал включение асфальтита в девонских породах из обнажения у оз. Эше в 40 *км* от Резекне (Лат. ССР).

Хотя подробных описаний и анализов приведенных находок битумов нет, факты новых находок битумов подтверждают существование подобного рода битумопроявлений в верхнем девоне Прибалтики. Так, в 1945 г. Л. С. Петровым в долине оз. Смолка Изборского района Псковской об-

ласти в обнажениях белых песчаников подснетогорских слоев было отмечено присутствие мелких зерен твердого битума.

В бурившейся поблизости крелиусной скважине также в подснетогорских песках с глубины 68,25 *м* были подняты комочки битума, которые исследовались в химической лаборатории ВНИГРИ. По заключению В. А. Успенского, «битум практически нацело растворялся в хлороформе, причем количество его в пробе тщательно отобранных включений закированного песка было равно 11,1%».

Л. С. Петров указывает также на находки им тонких битуминозных прослоев в шелонских слоях на р. Даугава, в районе Плявиняса, на р. Мемель у с. Кольниевши и у ст. Изборска в Дубниковском карьере.

Исследования этого битума в лаборатории ВНИГРИ показали, что он имеет элементарный состав, %:

Район Кольниевши		Район Плявиняса	
Углерод	76,85	Углерод	76,58
Водород	10,2	Водород	9,2
Сера	9,14	Сера	5,6
Кислород + азот	3,81	Кислород	7,97
		Азот	0,65

Групповой состав смешанной пробы из обоих пунктов показал: масел — 13,00%, смол петролейно-эфирных — 14,58%, смол спиртобензольных — 29,52%, асфальтенов — 35,14%. «Как элементарный, так и групповой состав этих битумов типичен для нормального асфальта весьма высокосернистого и в значительной мере выветрелого...» (из заключения В. А. Успенского). В большинстве пробуренных скважин люминесцентные исследования также подтвердили наличие в разрезе верхнего девона прослоев битуминозных пород. Так, в разрезе Плявинясской разведочной скважины концентрации битума составляют: в снетогорских слоях до 0,005%; в псковских — в пределах 0,005—0,10% (преобладает 0,10%); в чудовских — до 0,022%; в шелонских — до 0,08%; в свинордских — до 0,0006%.

Те же величины битуминозности сохраняют отложения верхнего девона в скважинах, расположенных восточнее на Локновской структуре. В снетогорских слоях они составляют 0,005%, в псковских — 0,01%, в чудовских — 0,0025%, в свинордских до 0,001% и в шелонских не превышают 0,01%.

В Порховской, Старо-Русской и Валдайской опорных скважинах содержание битума выражается очень близкими небольшими количествами в слоях, %:

Снетогорских	до 0,003
Псковских	0,001—0,002
Чудовских	0,01—0,005
Шелонских	0,07—0,01
Свинордских	до 0,005
Ильменских	до 0,001

Следует указать, что песчано-глинистые части разреза верхнего девона, т. е. подснетогорских слоев и верхней пестроцветной толщи верхнефранского и фаменского яруса во всех районах северо-западной части платформы совершенно не битуминозны и рассеянный битум в них почти не содержится. Наоборот, на северо-востоке Русской платформы существовали более благоприятные условия для сохранения рассеянного би-

тума в породах верхнего девона. Уже в пределах Московской синеклизы по материалам пробуренных скважин в Пестово и в Вологде отмечается относительно повышенное содержание рассеянного битума.

В этих скважинах в подснетогорских слоях содержание рассеянного битума достигает 0,005%, а в вышезалегающих карбонатных породах ильменских, свинордских и шелонских слоев в участках скопления органических остатков — битуминозность повышается до 0,01—0,1%. Выше по разрезу, в верхней пестроцветной толще содержание рассеянного битума падает до 0,0002—0,0003%. Юго-восточнее Вологды, в Любимской опорной скважине наблюдается более повышенная битуминозность разреза верхнего девона.

В нижне- и верхнещигровских слоях франского яруса на глубинах 1349—1350 *м* и 1334—1342 *м* содержится осмоленный битум в количествах до 0,04%, а в семилукских слоях на глубине 1252—1258 *м*, концентрация битума достигает 0,05%, с масляными компонентами до 0,01%. В евлановских и ливенских слоях в интервале 1057—1065 *м* содержание осмоленных битумов составляет 0,12%, причем максимальные концентрации находятся в доломитах.

В фаменских отложениях Любимской скважиной установлена также несколько повышенная битуминозность пород. В задонских и елецких слоях на глубинах 993—1000 *м* и 965—971 *м* осмоленный битум А составлял 0,02—0,08%, а в данково-лебедянских слоях на глубине 839—845 *м* концентрация битума достигала 0,23%, а на глубине 832—839 *м* — 1,08—0,80%. Чрезвычайно интересен анализ битума из последнего интервала, произведенный во ВНИГНИ. Порода, представленная битуминозными сланцами с тонкими прослоями песчаников, при расколе издавала бензиновый запах. В образце с концентрацией 1,08% битума смолы составляли 12,66%; масла — 87,34%; асфальтены не обнаружены; углеродное число 1.

В расположенных на восток от Любима — Солигаличской и Шарьинской опорных скважинах также наблюдались относительно повышенные содержания рассеянного битума в отложениях фаменского яруса (до 0,1%), причем во всех случаях встречен окисленный масляный нефтяной битум. Наивысшая концентрация битума в Шарье отвечала прослоям доломита на глубине 2007—2119 *м*, которые давали в бензине окрашенную вытяжку.

Также в расположенной восточнее ст. Шарья Котельнической скважине в известняках темно-серого цвета (на глубине 1725—1910 *м*), трещиноватых и кавернозных, наблюдались черные налеты битума, дававшие окрашенную вытяжку в бензине. В расположенной между Котласом и Кировым Опаринской опорной скважине, где разрез отложений девона представлен в основном известняково-глинистыми породами с прослоями черных глинистых битуминозных сланцев, в верхнефранском подъярусе в известняках с глубины 1718—1736 *м* были отмечены прослойки и примазки битума. На глубине 1814—1832 *м* в среднефранском подъярусе были вскрыты сильно битуминозные сланцы, а пленки и примазки битума были встречены в породах нижнефранского подъяруса на глубине 1844—1880 *м*.

Заслуживают внимания данные по газам из девонских отложений, которые были обнаружены в ряде пунктов северо-восточной части Русской платформы. Даже в северной части территории, где девонские отложения близко подходят к дневной поверхности или представлены не битуминозными породами, растворенные в воде газы включают более 2% горючих компонентов. Это наблюдается на обширной площади от района г. Архан-

гельска, Неноксы и Усть-Пинеги, где концентрация растворенных в воде горючих газов составляет 1,8, 0,6 и 1,3% и до Котласа и Яренска, где она — 0,5 и 1,5%.

В Коноше при опробовании интервалов 643—638 *м* и 590—577 *м* из минерализованной воды был десорбирован азотный газ, содержащий до 2% горючих компонентов. В Вологде (глубина 998 *м*) концентрация горючих газов достигала 0,5%, а в Пестово 2% (глубина 661—665 *м*) ко всему объему десорбированного из воды газа. В Любиме при испытании одновозрастных отложений на глубинах 840—830 *м* было десорбировано значительное количество газа, состоящего из азота и инертных газов — 63%, углекислоты — 17 %, водорода — 10% и горючих газов — 10%. В восточной части территории, в Шарье, при газовом кароттаже была отмечена концентрация горючих газов, достигавшая 22 *см*^{3}/*л*.

В Опаринской опорной скважине при прохождении всего разреза девонских отложений газовым кароттажем отмечалась относительно повышенная концентрация горючих газов. Наивысшие концентрации здесь отмечены на глубине 1855—1920 *м* в нижнефранском подъярусе, где они достигают 1,5 *см*^{3}/*л*. Следует также указать на повышенные концентрации горючих газов по газовому кароттажу (до 5 *см*^{3}/*л* и более), которые были отмечены при бурении разведочных скважин на Шихово-Чепецкой площади в северной части Вятского вала.

Коллекторские свойства пород верхнего девона очень разнообразны по разрезу и по площади. Наилучшими они являются в верхней части разреза девона, в фаменском ярусе, где часто встречаются разности с пористостью до 30% и проницаемостью до 2 *дарси*. Отложения франского яруса имеют меньшую, до 20% пористость и проницаемость не выше 1 *дарси*.

Все приведенные данные указывают, что при оценке перспектив нефтегазоносности рассматриваемой площади нельзя не учитывать мощную толщу верхнедевонских осадков. Наличие нефте-газопроявлений в верхнем девоне, обнаруженных при бурении Любимской и Шарьинской скважин, в комплексе с данными о промышленной нефте-газоносности этих отложений на Тимане, в Печорской депрессии и в северной части Второго Баку, в Пермской области, указывают на то, что склоны Главного прогиба Русской платформы, южнее Котласа и Яренска, могут оказаться перспективными для поисков нефти и газа, а особенно склоны Горьковского кряжа фундамента и Котельнического выступа. Это в равной мере относится и к районам Вятского и Сысольского валов и прилегающей части юго-западного Притиманья в районе Очь-Пармы.

КАМЕННОУГОЛЬНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Каменноугольные отложения развиты только в восточной части рассматриваемой нами площади и их распространение на запад ограничивается западным крылом Московской синеклизы. Они сложены в основном карбонатными породами, которые подстилаются терригенными угленосными отложениями нижневизейского подъяруса. Толща карбонатных пород всех трех отделов карбона почти на всей площади севера Русской платформы разделена песчано-глинистыми отложениями верейского горизонта, в связи с чем при рассмотрении нефте-газоносности этих отложений их естественно группировать в две толщи, каждая из которых имеет свои гидрогеологические условия.

Толща отложений нижнего карбона представлена в основании маломощными, до 40 *м*, песчаниками и глинами, над которыми залегают карбонатные породы 250-метровой мощности.

В северных районах — в Няндоме, Коноше, Каменном Прилуке, на Сухонском валу, в Опарино, Котласе и Яренске — очень слабая битуминозность отмечается только в тонких прослоях плотных темноокрашенных (от органических примесей) доломитов, а люминесцентные исследования фиксируют рассеянные битумы в количествах, не превышающих 0,006%.

Относительное повышение битуминозности наблюдается в скважинах южной части территории в Вологде, Любиме, Солигаличе и Шарье, но и здесь концентрации рассеянных битумов не превышают 0,01%. Значительно более повышенную битуминозность имеют нижнекаменноугольные отложения в Котельниче, Советске, Вожгалах, Елмач-Парме и Аныбе, где наблюдаются прослои известняков и доломитов, дающие интенсивно окрашенную вытяжку в бензине и содержащие примазки окисленной нефти.

Представляют очень большой интерес для суждения о генезисе нефти находки ее в небольших количествах в районах неглубокого залегания угленосных отложений нижнего карбона на западном крыле Московской синеклизы. Так, в районе буроугольного месторождения, расположенного в 20 *км* от ст. Нелидово Великолукской области, были вскрыты бурые пески с отчетливым запахом нефти, содержащие до 1,58% битума, представляющего собой нефть удельного веса 0,925, состоящую из масел — 85,46%, смол бензольных — 9,65%, смол спирто-бензольных — 4,21% и асфальтенов — 0,51%. Элементарный состав нефти: C — 85,88%, H — 12,27%, S — 0,11%, O + N — 0,44%.

Аналогичные находки имели место и в Валдайском районе Новгородской области, где при разведочном бурении на уголь была вскрыта угленосная терригенная толща, некоторые линзы песков которой были слабо пропитаны нефтью. Анализ нефти экстрагированной из керна скв. 7 и 22 с глубины 100—125 *м* дал следующий элементарный состав: C — 86,05%, H — 12,55%, S — 0,38%, O + N — 1,02%.

Образование нефти в линзах песков угленосной толщи нижнего карбона на северо-западном крыле Московской синеклизы связано с ее миграцией из черных углистых и битуминозных глин, находящихся в контакте с линзами песков. Незначительное количество нефти в этих линзах песков, хотя ясно пропитанных ею и дающих жирные пятна при соприкосновении с бумагой, объясняется небольшим погружением на глубину угленосных отложений нижнего карбона и их только локальным узким распространением на западном крыле Московской синеклизы. Нефтеносность угленосных отложений нижнего карбона этого района обращает на себя внимание еще потому, что накопление органического материала шло здесь, чередуясь, то до образования углей, то до нефтеобразования. Состав нефти из угленосных отложений нижнего карбона резко отличается от состава нефтей и битумов нежележащих отложений девона, ордовика, кембрия и эокембрия, так что не может быть речи о допущении миграции нефти с глубины на северо-западном крыле Московской синеклизы, как это предполагалось прежде.

Изучение газов растворенных в воде из нижнекаменноугольных отложений показало, что они содержат только следы горючих компонентов в преобладающем азотном составе газа. Только на юго-востоке территории — в Котельниче — при опробовании интервала 1424—1439 *м* на-

блюдалось свободное выделение газа, содержавшего 3,4% горючих компонентов (в основном метана), 1,7% $H_2S + CO_2$ и 96,9% азота и инертных газов.

Наилучшие коллектора имеются в угленосной терригенной части разреза нижнего карбона, где средняя пористость достигает 27% (максимальная 35%) и проницаемость 1,5—2,5 *дарси*. Пористость и проницаемость карбонатных отложений нижнего карбона варьирует в широких пределах и наряду с практически непроницаемыми разностями встречаются кавернозные и пористые горизонты, имеющие хорошие коллекторские свойства.

Подводя итоги данным о нефте-газоносности нижнекаменноугольных отложений, нужно отметить их бесперспективность для северной и западной частей Русской платформы. Только на юго-востоке ее северной части в районах Сысольского и Вятского валов возможно существуют залежи нефти и газа в отложениях нижнего карбона, преимущественно в терригенной угленосной части его разреза.

Отложения среднего и верхнего карбона имеют в основании терригенную пачку пород верейского горизонта, на котором залегает мощная толща карбонатов. Толща среднего и верхнего карбона имеет на рассматриваемой территории более высокие показатели нефте-газоносности, чем отложения нижнего карбона. В ней повышается среднее содержание рассеянного битума и появляются прослои пород, пропитанные нефтью или содержащие включения и примазки окисленного битума. Даже в западной части района, в Вологодской скважине, на глубине 393,7—401,0 *м* среди огипсованных и доломитизированных известняков верхнекаменноугольного возраста наблюдалось присутствие темно-бурых битуминозных корочек и примазок на стилолитовых швах.

В Котельнической опорной скважине в отложениях среднего карбона были встречены прослои сильно битуминозных пород, а при опробовании интервалов 1261—1284 *м* и 1230—1245 *м* в верейском горизонте и на глубине 1048—1055 *м* в мячковском горизонте была получена вода с пленками нефти и свободно выделявшимся газом. Газ состоял из смеси углеводородов с водородом до 70—85%, при содержании углекислоты и сероводорода 18—30% (анализ произведен Н. С. Соловьевой в МФ ВНИГРИ).

На Елмач-Парме в отложениях среднекаменноугольного возраста пористые разности фораминиферовых известняков содержали в скв. 20 три газоносных горизонта и один пласт, насыщенный окисленной нефтью. Нижний газоносный горизонт на глубине 556,1—566,6 *м* насыщен водой со значительным количеством свободно выделяющегося газа. Второй горизонт на глубине 534,3—537,9 *м* фонтанировал сухим газом с дебитом до 10 000 *м*^{3}/*сутки*, при давлении на устье до 4 *атм*. Верхний горизонт вскрыт на глубине 511—513,1 *м* и при бурении из него свободно выделялся газ, который выбрасывал воду на 0,5 *м* выше устья. Во всех трех случаях газ состоял из 94—98% азота с повышенным содержанием гелия и углеводородов от 1,5 до 5,5%, причем содержание горючих газов возрастало от верхнего к нижнему горизонту. Ниже третьего газоносного горизонта на глубине 574,8—578,8 *м* был вскрыт пористый известняк, насыщенный густой, сильно окисленной нефтью. Все перечисленные горизонты при относительно повышенной пористости (до 32%) отличаются низкой, до 2 *миллидарси* проницаемостью.

В том же районе юго-западного Притиманья, на северо-западе от Елмач-Пармы, в Аныбе зафиксирован слабопропитанный нефтью известняк,

залегающий в верхней части верхнего карбона, и, кроме того, получена окрашенная вытяжка в бензине из ряда битуминозных прослоев пород среднего и верхнего карбона. Следует также указать, что по данным люминесцентного анализа относительно повышенные концентрации рассеянного битума (до 2%) наблюдаются почти по всей толще описанных выше карбонатных отложений верхнего и среднего карбона в Аныбском районе.

Коллекторские свойства отложений среднего и верхнего карбона очень непостоянны и находятся в зависимости от доломитизации и огипсованности пород. В связи с этим пористость их варьирует от 0,5 до 30%, а проницаемость от 1 до 100 *миллидарси*.

Породам верейского горизонта на востоке площади севера Русской платформы свойственна большая выдержанность коллекторов. Здесь при средней их проницаемости в 0,2—0,6 *дарси* пористость достигает 20%.

Несмотря на приведенные выше данные о наличии нефти и газа в верхне- и среднекаменноугольных отложениях и сходство химизма их вод с водами тех же отложений соседних нефтяных районов Пермского Прикамья и Тимана, промышленных концентраций нефти и газа в наиболее благоприятных условиях юго-востока рассматриваемой территории пока не обнаружено. Возможно, что это находит объяснение в невыдержанности коллекторов по простиранию и в большом количестве плотных малопроницаемых огипсованных или доломитизированных пород, слагающих разрез среднего и верхнего карбона. Однако слабая изученность структур на юго-востоке северной части Русской платформы не позволяет считать нефте-газоносность этих отложений бесперспективной, особенно там, где терригенные отложения верейского горизонта не красноцветны, т. е. на востоке интересующей нас площади.

ПЕРМСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Явная нефтеносность пермских отложений наблюдается только в юго-западном Притиманьи, где на Муллукской структуре при крелиусном бурении (1950 г.) в толще гипсов кунгура на глубине 174—182 *м* были вскрыты два прослоя известняка, сильно насыщенных густой нефтью. При бурении разведочных скважин на Аныбской структуре в нижнепермских доломитах на глубине 500—700 *м* наблюдались прослои, слабо пропитанные нефтью, а газовый кароттаж отметил здесь же повышенное, до 4 *см*^{3}/*л*, содержание горючих газов.

На Елмач-Парме и на Красноярской структуре при бурении в нижнепермских породах наблюдалась густая окисленная нефть, заполнявшая поры и трещины в породе.

При бурении скважин в районах юго-западного Притиманья из нижнепермских отложений наблюдались значительные выделения азотных сероводородных газов, содержавших до 3% тяжелых углеводородов и метана.

Еще более эффективные газопроявления наблюдались при бурении структурных скважин в северной части Вятского вала. Здесь при бурении на Советской структуре из артинских доломитов неоднократно происходили газовые выбросы азотного газа с содержанием в нем не более 1% тяжелых углеводородов и метана.

В Вожгалах во время бурения нефтепоисковой скв. 2 при прохождении ею нижней перми промывочная жидкость неоднократно обогащалась азотным газом, в котором содержалась примесь до 1,5% углеводородных

газов. Аналогичное явление имело место и при разбуривании Кукарской и Белохолуницкой структур на Вятском вале.

Менее интенсивные выделения газа имели место при бурении структурных скважин в пределах юго-западного Притиманья, но и в этом районе в водах из нижней перми всегда присутствовал растворенный азот с примесью до 5% углеводородных газов.

Выделение азотных газов из нижнепермских отложений наблюдалось также в пределах западного склона Главного прогиба Русской платформы, в частности при бурении структурных скважин в Солигаличе и Любиме. В азотном газе из этих районов содержалось до 2% углеводородных компонентов.

Коллекторские свойства нижнепермских отложений разнообразны и неоднородны, что связано с наличием в них многочисленных практически непроницаемых пластов. Отдельные горизонты в них обладают пористостью, превышающей 30%, и проницаемостью до 1 *дарси*.

На основе приведенных данных может быть сделан вывод о возможности нахождения в нижнепермских отложениях небольших залежей нефти в пределах юго-западного Притиманья. На Сысольском вале, расположенном юго-западнее этого района, по аналогии с последним также не исключено нахождение залежей нефти в нижнепермских отложениях.

Учитывая плохое состояние путей сообщения в этих районах, даже при открытии небольших залежей нефти с малодебитными скважинами, последние будут иметь крупное значение для изменения экономики края и для постановки дальнейшего разведочного бурения на нефть в нижележащих отложениях карбона и девона.

Верхнепермские отложения в пределах Польско-Литовской синеклизы, представленные карбонатами, слабо битуминозны и содержат осмоленный битум «А» в концентрациях до 0,1%.

В водах из этих отложений встречаются растворенные азотные газы с небольшими до 1% примесями горючих газов. Только на востоке Русской платформы в юго-западном Притиманье казанский ярус содержит прослои битуминозных нефтеносных пород, что было установлено работами, проводившимися Н. Н. Ростовцевым. Наиболее интенсивно пропитанный нефтью пласт песчаника был вскрыт на Елмач-Парминской структуре скв. 17 у д. Канава на глубине 115—177 *м*. При опробовании его было собрано несколько литров нефти, имевшей следующие свойства.

Удельный вес при 20° С = 0,9837, содержание парафина 3,5%, серы 1,71%.

Данные разгонки: до 250° С — 1,97%, при 250—360° С — 32,6% (наибольшее количество перегонялось при 320° С), выше 360° С—41,43%.

Нефть содержит: гипса (?) — 6,71%, кокса — 15%.

Из других скважин, пробуренных в пределах Елмач-Пармы, нефтепроявления были отмечены в следующих пунктах: в скв. 8 на глубине 53,7—56,1 *м* вскрыт пропитанный нефтью пласт кавернозного известняка, при испытании которого получена вода с каплями и пленками нефти. Ее удельный вес — 0,963; начало кипения — 106° С и содержание в ней серы — 2,5%. Подобные нефтепроявления наблюдались в тех же отложениях при бурении скважин 1, 10, 21 на Елмач-Парме, но они не были зафиксированы в скважинах, расположенных западнее ее, так же как и при разведке Аныбской структуры.

Непосредственно южнее Елмач-Пармы на р. Каме, ниже впадения в нее р. Южной Кельтмы, Е. М. Люткевичем были обнаружены нефтепро-

явления в известняках того же горизонта, залегающего в нижней свите медистых песчаников, относимых им к татарскому ярусу, а не к казанскому. В подстилающих медистые песчаники соликамских плитняках казанского яруса района Чердыни Е. М. Люткевичем также были обнаружены в 1947 г. капельножидкие и загустевшие примазки нефти, которые указывают на обширную область благоприятных условий для накопления органического вещества в казанских отложениях районов г. Чердыни и Елмач-Пармы. Поэтому перспективным регионом по возможному накоплению преимущественно тяжелой нефти надо считать южную часть Печорской депрессии, прилегающую к Елмач-Парме между Очь-Пармой и Ксенофонтовской антиклиналью.

При испытании скважины на Елмач-Парме и на Муллукской структуре в растворенных в воде газах содержание углеводородов достигало соответственно 54 и 9%.

Оценивая перспективы верхнепермских отложений на площади севера Русской платформы, нужно подчеркнуть возможность получения окисленной нефти из казанских и нижнетатарских отложений только в пределах площади, непосредственно примыкающей к Елмач-Парме в юго-западном Притиманье и в прилегающей с востока южной части Печорской депрессии.

МЕЗОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Мезозойские отложения, как лежащие вблизи земной поверхности, промывавшиеся неоднократно подземными водами и имеющие небольшую мощность в несколько метров или их десятков, не останавливают на себе внимание геологов, занимающихся поисками нефти на территории севера и северо-запада Русской платформы.

Заключение

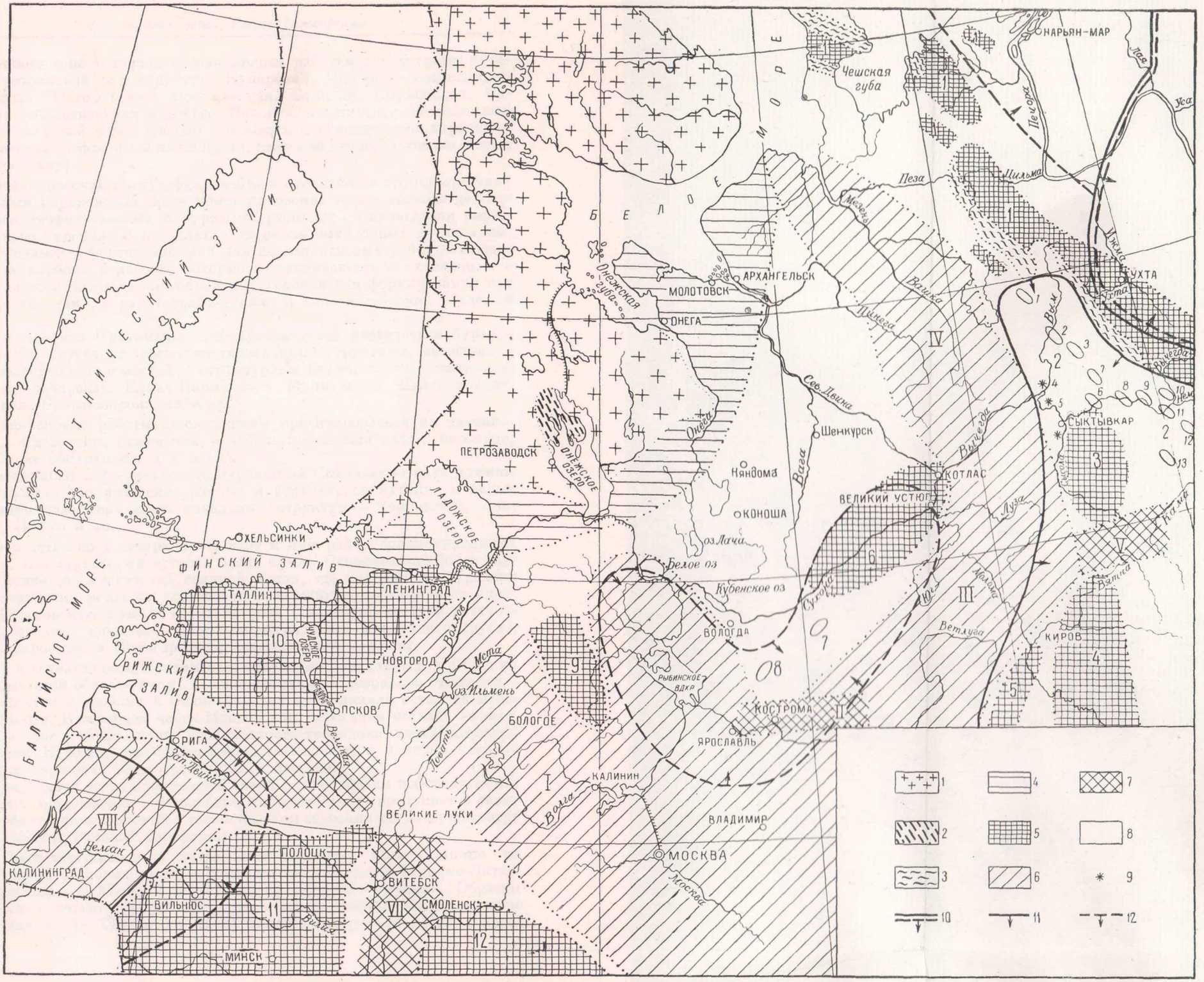
Подводя итоги обзору признаков нефти и газоносности отложений палеозоя, мы считаем возможным связывать перспективы поисков нефти и газа со следующими регионами севера и северо-запада Русской платформы (фиг. 1).

1. Польско-Литовская синеклиза и ее погруженные южный и восточный склоны являются основными объектами нефтепоисковых работ на западе Русской платформы. Нефтяные и газовые залежи могут быть здесь встречены в верхней части средне- и верхнекембрийских отложений, в песчаных прибрежных отложениях низов силура и, возможно, в песчаных коллекторах нижнего и среднего девона. Развертывание нефтепоисковых работ на этой территории выдвигалось как первоочередное в неоднократных решениях ответственных геологических совещаний (во ВНИГРИ, в Академии наук Литовской и Латвийской ССР и в других учреждениях). Проведение этих работ до сих пор задерживается из-за отсутствия подготовленных к разведке локальных структур.

Последние в связи с несоответствием мезозойского, верхнепалеозойского и нижнепалеозойского структурных планов этой территории могут быть обнаружены, главным образом, сейсмическими работами. Поэтому без значительного объема геофизических исследований проведение бурения с нефтепоисковыми целями здесь затруднено.

2. На севере Русской платформы заслуживают внимания следующие районы для постановки нефтепоисковых работ:

а) в северной оконечности Вятского вала производится нефтепоисковое бурение на Шихово-Чепецкой структуре. На территории Вятского



Фиг. 1. Схема тектоники и перспектив нефтеносности севера и северо-запада Русской платформы.

1 — балтийский щит; *2* — карелиды; *3* — древнекаледонские салаирские геосинклинальные образования; *4* — склон Балтийского щита; *5* — антеклизы и поднятия фундамента; *6* — синеклизы; *7* — прогибы; *8* — районы сочленения структур первого порядка невыясненной тектонической природы; *9* — соляные купола (Серегово, Часово, Вильгорт); *10* — нефтеносные площади; *11* — площади перспективные для поисков нефти; *12* — площади невыясненной перспективности.

1 — Герцинские платформенные структуры Тиманского кряжа; *2* — Структуры юго-западного Притиманья: (*1*— Обдырская, *2* — Большепорожская, *3* — Синдорская, *4* — Сереговский соляной купол, *5* — Часовский соляной купол, *6* — Корткеросская; *7* — Ропчинская, *8* — Аныбская и Эжольская, *9* — Усть-Куломская, *10* — Джежим-Парминская, *11* — Мулукская, *12* — Елмач-Парминская, *13* — Вочевская); *3* — Сысольский вал; *4* — Вятский вал; *5* — Котельничский выступ, лежащий на продолжении Горьковского кряжа; *6* — Сухонский вал; *7* — Солигаличская антиклиналь; *8* — Любимское поднятие; *9* — Пестово-Максатихское поднятие; *10* — Балтийская антеклиза; *11* — Белорусско—Литовский выступ фундамента; *12* — Воронежский массив.

I — Московская синеклиза; *II* — Костромской прогиб; *III* — Главный прогиб Русской платформы; *IV* — Мезенская синеклиза; *V* — Прогиб между Сысольским и Вятским валами; *VI* — Латвийский прогиб; *VII* — Оршанский прогиб; *VIII*—Польско-Литовская синеклиза.

Заказ 623.

вала выявлен и подготовлен к разведочным работам структурным бурением и геофизикой ряд структур: Кукарская, Ивкинско-Чемезинская, Чигеринская, Нагоринская, Вожгальская, Отяцкая, Сырьянская, Сабельская, Заболотненская и другие. Перспективы нахождения нефтяных и газовых залежей здесь следует связывать с отложениями карбона и девона, которые нефтеносны на площади, лежащей непосредственно южнее во Втором Баку;

б) Котельнический выступ фундамента и лежащий на его простирании погребенный Горьковский кряж кристаллических пород должны детализироваться геофизическими и буровыми работами до проведения нефтеразведочного бурения. В пределах этих вновь выявленных древних выступов фундамента перспективными для нефтепоисковых работ являются отложения карбона и девона, которые выклиниваются к их склонам и создают на этой площади благоприятные условия для формирования как структурных, так и стратиграфических и литологических залежей нефти;

в) юго-западное Притиманье, где производится разведочное бурение на Аныбской структуре, имеет многочисленные структуры, выявленные электроразведкой, геосъемкой и структурным бурением, как, например, Аныбская, Эжольская, Елмач-Парминская, Муллукская, Красноярская, Синдорская, Большепорожская и др.

Нефтепоисковые работы здесь должны ориентироваться на каменноугольные и девонские отложения, а небольшие залежи нефти, вероятно, можно будет обнаружить и в перми;

г) проведению нефтепоискового бурения на Сысольском вале должны предшествовать геофизические работы и структурное бурение с целью детализации известных здесь локальных структур — Кажимской, Локчимской, Лопью и др.

Непосредственно с севера примыкает к ним район солянокупольных структур. Его территория изучена очень слабо. Относительно более изученным является Сереговский соляной купол, где колонковым бурением и геофизическими методами исследован свод кунгурского соляного ядра. Южнее Сереговского купола гравиметрией и электроразведкой установлено Часовское, вероятно, тоже солянокупольное поднятие и другие, как Корткеросское и Вильгортское, невыясненной природы.

Как и в юго-западном Притиманье, объектами поисков нефти и газа на структурах этой области будут каменноугольные и девонские отложения;

д) поднятие у Любима и Солигаличская антиклиналь остались недоразведанными. В северной части Московской синеклизы остался невыясненным вопрос о перспективах нефтеносности тремадока, вдоль погребенной полосы Карелид, простирающейся на юго-восток и вдоль которой проходила береговая зона ордовикского бассейна.

Поэтому, хотя здесь в настоящее время и прекращены нефтепоисковые работы, их продолжение в ближайшие годы все равно возникнет в связи с расширением наших знаний о геологическом строении территории севера и северо-запада Русской платформы.

Во время печатания этой статьи были получены новые данные по нефтеносности оболовых слоев, вскрытых в южной части Польско-Литовской синеклизы в Южно-Калининградской опорной скважине. Образцы песчаников с пористостью до 15% пропитанные нефтью были подняты в интервале 2354—2399 *м* (до забоя). Среднее содержание нефти в поро-

де достигает 0,4%. Ниже приводим результаты исследования хлороформенного экстракта, %

Глубина залегания, *м*	Асфальтены	Смолы	Масла
2353—2354,6	6,6	26,3	67,1
2354,6—2357	3,67	12,63	83,7
2360—2399	4,8	19,0	76,0

Элементарный состав хлороформенного экстракта породы в интервале 2354,6—2357 *м* состоит из: С—83,03%; Н—13,62%, N+O+S—3,5%

Приведенные данные еще раз подтверждают перспективность поисков нефти и газа в Польско-Литовской синеклизе, которым явно не уделяется достаточного внимания.

ЛИТЕРАТУРА

Атлас северо-западной части Русской платформы (материалы по геологии и нефтеносности, 1945—1948 гг.). Изд. ВНИГРИ, 1951.

Брод И. О. и Кругликова Г. И. К проблеме поисков природного газа и нефти между Москвой и Ленинградом. Вестн. МГУ, М. № 2, 1947.

Гатальский М. А. Подземные воды и газы палеозоя северной половины Русской платформы. Тр. ВНИГРИ, спец. сер., вып. 9, 1954.

Кривцов А. И. Геология и полезные ископаемые Литовской ССР. Госгеолиздат, 1949.

Кудрявцев Н. А. О тектонике и возможной нефтеносности северо-западной части Русской платформы (Прибалтийской впадины). Сб. статей «Геология и нефтеносность Русской платформы и Эмбы», ВНИГРИ, Гостоптехиздат, 1946.

Люткевич Е. М. Сводный отчет по материалам бурения Валдайской опорной скважины. Сб. авторефератов ВНИГРИ, № 8, 1952.

Люткевич Е. М. Тектоника и перспективы нефтеносности севера и северо-запада Русской платформы. Сб. авторефератов ВНИГРИ, № 8, 1952.

Люткевич Е. М. Тектоника и перспективы нефтеносности между Балтикой и Тиманом. Сб. авторефератов ВНИГРИ, № 10, 1953.

Люткевич Е. М. Геология Канина полуострова, Тр. ВНИГРИ, спец. сер., вып. 4, 1953.

Люткевич Е. М. и Станкевич Л. И. Пестово-Максатихское поднятие на северо-западном крыле Московской синеклизы. Геол. сб. № 3(6) ВНИГРИ, 1955.

Маймин З. Л. О необходимости бурения в Ленинградской области в связи с возможной ее нефтеносностью. «Разведка недр», № 7, 1940.

Сенюков В. М., Кноблок В. Г., Масякин П. Ф. Нефтеносность палеозойских отложений северо-западной области СССР. М., 1947.

Толстихина М. М. Перспективы нефте-газоносности девонских отложений центральных областей Русской платформы. Гостоптехиздат, 1954.

Успенский В. А., Горская А. И., Чернышева А. С. О природе ляминаритов из кембрийских глин Прибалтики. Геохимический сборник № 2—3. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 57, Гостоптехиздат, 1951.

Успенский В. А., Чернышева А. С. Вещественный состав органического материала из нижнесилурийских известняков в районе г. Чудово. Геохимический сборник № 2—3. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 57, Гостоптехиздат, 1951.

Успенский В. А. Обзор битумопроявлений, приуроченных к северо-западной части Русской платформы. Авторефераты научных трудов ВНИГРИ, вып. 10, 1953.

Е. М. Люткевич

О НЕФТЕНОСНОСТИ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Нефть в пермских отложениях севера Русской платформы обнаружена была впервые на Елмач-Парме в глинах и доломитах кунгура, в центральной части этого поднятия. Затем проведенное здесь бурение и исследования Н. Н. Ростовцева (1948) позволили выяснить приуроченность нефтепроявлений к определенным горизонтам разреза пермских отложений не только на Елмач-Парминской структуре, но и в прилегающем к ней районе Усть-Кулома.

На всей остальной территории севера Русской платформы в пермских и триасовых отложениях признаков нефти не было обнаружено. Люминесцентные анализы, проведенные по материалам некоторых скважин районов рр. Сухоны и Тоймы, дают содержание битумов в третьем и четвертом знаке для всех пермских отложений и только для казанского яруса некоторые анализы показывают содержание битума в породах до 0,04%.

Гидрогеологическая характеристика нижнепермских отложений, полученная в результате сводной работы М. А. Гатальского по всему северу Русской платформы и также по юго-западному Притиманью показывает, что воды этих отложений отличаются повышенным содержанием сернокислого кальция и магния и относятся к хлоркальциевому типу. Так, на Сухонском вале концентрация рассола достигает 249 *г/л*, в Коряжме 228 *г/л* и в Сольвычегодске 189 *г/л*, что связано с засоленностью нижнепермских отложений, содержащих пласты каменной соли. Это подтверждается тем, что минерализация вод подстилающих каменноугольных отложений, резко падает в этих же скважинах. С наличием соли в разрезе нижней перми связана высокая (более 70 *г/л*) минерализация и хлоркальциевый тип вод, полученных в Серегове из уфимских отложений на глубине 222 *м*. К краевым зонам распространения гипсово-доломитовых и уфимских отложений нижней перми, т. е. на западе площади севера Русской платформы и в Западном Притиманье развиты сероводородные и соляные источники.

Наличие сероводорода в водах источников вызвано жизнедеятельностью сероводородных бактерий в зоне неглубокого залегания пермских отложений, в которую с грунтовыми водами из почвы проникает органическое вещество.

В нижнепермских водах Коряжмы и Сольвычегодска сероводород почти не встречается, что связано с отсутствием углеводородов в толще нижнепермских отложений и с глубокой закрытостью этих вод в Главном прогибе Русской платформы. Здесь в водах появляется йод и увеличи-

вается содержание брома, так же как и в с. Серегово, что увеличивает перспективность нижнепермских отложений при приближении к юго-западному Притиманью, где в районе Елмач-Пармы выклинивается уфимская свита и появляются прямые признаки нефтеносности в кунгурских и артинских отложениях. Растворенные в нижнепермских отложениях газы очень слабо обогащены гелием и биогенным азотом; содержание в них углеводородных газов меньше 0,1% по объему, при незначительной упругости. Эти данные о газах в водах нижнепермских отложений значительно меняются в с. Серегово, на Мулукском поднятии и на Елмач-Парме, где увеличивается содержание углеводородных газов до нескольких процентов.

Воды казанских отложений, по данным скважин в Сольвычегодске, на Сухонском вале, в Коряжме, Тотьме, Леденгске, Вологде и в Тойме, относятся к сульфатно-натриевому типу с наибольшей минерализацией до 53 *г/л* в Тотьме. Содержание йода отмечено только в Коряжме, Тотьме и Леденгске от 5 до 6 *мг/л*. Незначительное количество сероводорода в этих водах и метана менее 0,1% в Тотьме и 1,6% в Солигаличе указывает на малую перспективность нефтеносности казанских отложений всей большой площади их распространения на севере Русской платформы. Иные данные имеются по району юго-западного Притиманья. Здесь на Мулукском поднятии были встречены воды хлор-магниевого типа с минерализацией 22 *г/л* с высоким коэффициентом сульфатности и отсутствием сероводорода, что указывает на отсутствие восстановительных процессов в некоторых водоносных пластах, а следовательно, и на отсутствие в них углеводородов.

Недалеко от этой структуры в районе Елмач-Пармы подземные условия были другие. Здесь в результате десульфирующих процессов образовалось Дозмерское месторождение серы в казанских отложениях, в которых имеется 18 прослоев нефтеносных песчаников общей мощностью в 14,7 *м*. В образовании Дозмерского месторождения серы существенным оказалось залегание слоев казанского яруса с перерывом на отложениях кунгура, воды которого, обогащенные сульфатами, могли выходить в поверхностные слои только после окончательного формирования Елмач-Пармского поднятия в конце верхнепермской эпохи и образования в нем залежи нефти в коллекторах казанского яруса. Следовательно, надо полагать, что образование месторождения серы происходило в последующие периоды мезозоя и кайнозоя, когда в недрах установился водообмен. Эти данные о широком развитии процесса десульфирования, наличие в водах этого района йода и растворенных в воде углеводородных газов, концентрация которых достигает 8,7% на Мулукском поднятии и 53,9% на Елмач-Парме, указывают на большую перспективность нефтеносности казанских отложений района, прилегающего к Елмач-Парме. В связи с раскрытостью этой структуры, выраженной повышенным залеганием на поверхности слоев кунгура, большое значение приобретают структуры этого района, где слои казанского яруса перекрыты толщей вышележащих отложений татарского яруса и нижнего триаса, создающих надежную покрышку, предохраняющую нефтеносные слои от окисления и разрушения.

Воды татарских отложений выходят на поверхность в виде пресных и соленых ключей. Последние обычно локализованы и связаны, по-видимому, с тектоническими трещинами, по которым соленые воды подымаются на поверхность из более глубоколежащих слоев пермских отложений. В скважинах, вскрывающих нижние горизонты татарских отложений,

минерализация вод повышается и колеблется в широких пределах от 1 до 39 *г/л*, что связано с неравномерным распространением в толще татарских отложений слоев и штоков гипса, ангидрита и рассеянных кристаллов каменной соли, большей частью выщелоченных, судя по нахождению их следов в обнажающихся на поверхности слоях. В общем, несмотря на различные степени минерализации вод нижних горизонтов татарского яруса, они все относятся к сульфатно-натриевому типу, что указывает на их связь с поверхностными водами. Для этих вод также характерно отсутствие йода и сероводорода и небольшое содержание брома. Содержание метана в растворенных в водах татарских отложений газах обычно меньше 0,1% и только в Сольвычегодске достигает 0,7%. Также очень незначительно содержание биогенного азота в растворенных в воде газах. Все эти данные указывают на бесперспективность нефтеносности татарских отложений на всей площади их развития на севере Русской платформы. То же самое имеет место и для вод источников из ветлужских отложений нижнего триаса, соленые воды которых связаны с нижележащими отложениями перми, сами же ветлужские отложения содержат только пресные воды, так же как и верхние горизонты татарского яруса.

Для нижних слоев татарского яруса района Елмач-Пармы и для синхроничных и одинаковых по литологическому составу отложений нижней части медистых песчаников вблизи контакта их с соликамскими плитняками казанского яруса и казанскими отложениями Елмач-Пармы или для слоев, выделенных Н. Н. Ростовцевым под названием кирдовских, характерно нахождение слабо пропитанных нефтью песчаников и пропластков известняков с капельножидкой нефтью.

Для характеристики нефтепроявлений в нижней части татарского яруса следует привести данные, полученные на р. Каме ниже слияния ее с р. Вишерой в районе д. Тюлькино. Здесь обнаружены битуминозные слои в керне скважины, пробуренной на воду на опытном поле первого Калийного комбината, возле р. Ачес, в 3 *км* от правого берега р. Камы к западу. Скважина расположена в поселке опытного поля и пройдена до глубины 45,3 *м* по нижним слоям татарского яруса, вблизи их контакта с соликамскими плитняками казанского яруса.

С глубины 2 *м* под четвертичными отложениями скважина вошла в пласты бурых и красноватых мергелей и глин, белых и серых известняков и буровато-серых песчаников. Так как скважина в большей части пройдена ударным способом, то керн, шлам и поднятые змеевиком породы дают возможность составить неполное представление о чередовании этих пород в разрезе, среди которых почти все мергелистые пропластки содержат фауну пресноводных пелеципод и остракод.

При бурении подняты: 1) в интервале 26—28,3 *м* — красная песчанистая глина, слабо битуминозная, 2) в интервале 32—33 *м* — черный среднезернистый песчаник, слабо битуминозный, 3) в интервале 34,2—35,7 *м* — коричневатый глинистый песчаник, 4) в интервале 35,95—37,3 *м* — глинистый песчаник буроватый с черными битуминозными примазками.

В битумной лаборатории ВНИГРИ Н. Н. Поляковой сделано определение содержания битума, составляющего в этих четырех образцах: 1) — 0,75; 2) — 6,45; 3) — 0,025; 4) — 0,10 весовых процентов.

Собранные из скважины битуминозные породы анализировались в научно-технической лаборатории Калийного комбината г. Соликамска.

I. С глубины 30—31,5 *м* — черный глинистый песчаник; 1) SiO_2 — 67,64%; 2) R_2O_3 — 16,5%; горючие — 13,0%.

II. С той же глубины — буровато-черный глинистый песчаник; 1) SiO_2 — 78,14%; 2) R_2O_3 — 11,75%; 3) горючие — 9,2%.

III. С той же глубины — красный глинистый песчаник; 1) SiO_2 — 80,3%; 2) R_2O_3 — 12%; 3) горючие — 5,1%.

Такое содержание битума в песчанике является близким к промышленному, хотя в данном случае не учтена еще потеря при прокаливании. Пористость и проницаемость этих пород не определялась из-за того, что эти образцы изучены не в керне, а после ударного бурения и поэтому их мощность неизвестна. В пропластках известняков, до одного метра мощности и менее, в этих же нижних слоях «медистых песчаников» татарского яруса у д. Яранино на р. Каме, ниже с. Пянтег и в районе, находящемся к северу от слияния Камы и Вишеры, встречены пятна мягкого черного битума, что указывает на распространение нефтеносности не только в песчанистых слоях нижней части татарского яруса этого района.

Наиболее южным пунктом нахождения битуминозных песчаников в нижних слоях татарского яруса при бурении скважин следует считать с. Нытва, расположенное южнее г. Пермь. До сих пор наиболее северным пунктом нахождения битуминозных и нефтеносных слоев этого горизонта является район Елмач-Пармы. Здесь Н. Н. Ростовцевым выделены кирдовские слои мощностью от 88 до 105 *м*, разделяющиеся на три пачки слоев, имеющих в основании серые, черные битуминозные известняки с фауной пелеципод, т. е. таких же точно, какие развиты в районе севернее слияния рр. Камы и Вишеры. Пачки песчаников и гипса, перемежающихся с известняками и содержащих остатки окремненной древесины в песчаниках, к северо-западу от Елмач-Пармы имеют бурую и кирпично-красную окраску. Юго-восточнее Елмач-Пармы песчаники имеют серую окраску и красные цвета в этих слоях исчезают, что наблюдается также и на р. Каме в районе д. Бондюг и ниже по течению до слияния ее с р. Вишерой. Характерно, что только здесь на юго-востоке от Елмач-Пармы в Канавском участке работ Н. Н. Ростовцева появляются нефтеносные песчаники в этих как будто бы пресноводных отложениях. Небольшое содержание в них нефти позволяет ставить вопрос не о ее промышленном использовании, а о ее генезисе.

Обращает на себя внимание, то обстоятельство что этот горизонт нижних слоев «медистых песчаников» татарского яруса с отсутствием красноцветных пород развит только восточнее Елмач-Пармы и восточнее структур правобережья р. Камы — района ее слияния с р. Вишерой. Сходство литологических признаков пород этого горизонта устанавливается не только для этого района, а прослеживается далеко на восток к Ксенофонтовскому поднятию и еще далее, к району Илычского заповедника на Верхней Печоре, о чем можно судить на основании данных, опубликованных Н. М. Шомысовым (1951). Следовательно, мы имеем дело с районом своеобразных фациальных условий осадкопакопления во время, наступившее после образования соликамских плитняков и морских слоев казанского яруса Елмач-Пармы, т. е. в начале татарского века.

Породы этого горизонта по их региональному структурному положению тяготеют, с одной стороны, к Печорской депрессии на севере, но не к западному краю Русской платформы, а с другой, — к Предуральскому прогибу на юге. Таким образом, определенно намечается связь образования этих слоев с морскими отложениями верхней перми Печорского угленосного бассейна. При паралическом образовании углей в начале

верхнепермской эпохи в Печорском угленосном бассейне, а это очевидно так, потому что слои с пластами углей появляются в разрезе Печорского бассейна только выше пластов, содержащих фауну *Spiriferina suranae*, как известно характеризующую классические разрезы кунгура Притиманья, возникает вероятность перехода фаций, характеризующихся угленакоплением в фации, с которыми и связано нефтеобразование в краевых зонах сочленения Печорской депрессии, как предгорного прогиба с платформой. Это, по-видимому, и имело место для казанского века и начала татарского века, когда морские воды из Печорского бассейна проникали на юг, в район Урало-Тиманского стыка и отчасти в Предуральский прогиб. Весьма вероятно, что частое чередование континентальных и морских условий осадконакопления в этой области и способствовало накоплению органических остатков в пелитовых осадках. Опускание на глубины до 1000 *м* казанских и нижнетатарских слоев происходило в южной части Печорской депрессии в конце герцинского тектогенеза, что обусловило образование нефти из обогащенных органическим веществом отложений. В современном сохранившемся разрезе татарского яруса его мощность здесь превышает 500 *м*. При последующих пфальцских и, возможно, древнекиммерийских тектонических движениях, вызвавших образование структур, нефть мигрировала в песчаники этого горизонта, как в коллектора. Поэтому следует считать наиболее перспективным районом для поисков промышленных залежей нефти в верхнепермских отложениях площадь, расположенную к востоку от рр. Северной и Южной Кельтмы и к северу от д. Ксенофонтово, до р. Печоры. В этом направлении уже двигаются к югу разведочные работы Ухтинского нефтекомбината и перспектива открытия многоэтажных залежей нефти, в том числе и в верхнепермских отложениях, должна аргументировать продолжение и расширение этих работ.

Обращает на себя также внимание геолога то, что сочленение краевых зон платформы с предгорными впадинами является часто мобильным и здесь образуются структуры различной амплитуды. Это выражается в уменьшении мощностей или в полном выпадении некоторых горизонтов разреза на поднятиях и в частых изменениях фаций в горизонтальном направлении. Все это имеет место в районе Елмач-Пармы, Ксенофонтова, на Мулукском поднятии и на целом ряде других структур района слияния рр. Колвы, Вишеры и Камы. Не менее, а вероятно, более сильно это должно быть выражено в указанном выше районе южной части Печорской депрессии в настоящее время более нарушенном и менее, в связи с этим, подвергшемся денудационным процессам.

Еще более ярко нефтеносность выражена в казанских отложениях этого района. Просмотр под бинокулярной лупой образцов соликамских плитняков из обнажения у г. Чердыни дал возможность обнаружить в них мягкий черный битум, встречающийся в четырех типах различных условий сохранения.

Первый тип сохранения битумов наблюдался в прослойках мергелей с массой филлопод, остракод и пелеципод, концентрирующихся на поверхности слоя, что свидетельствует о массовом их вымирании в связи с резкой сменой условий их обитания. Здесь наблюдаются мелкие в булавочную головку и меньшей величины капельки и пятнышки мягкого чернобурого блестящего битума. Эти капельки расположены в мелких порах и пустотах, не связанных системой трещин или пор с соседними слоями.

Второй тип нахождения такого же битума в соликамских плитняках представляет собой его концентрацию по мельчайшим волосным трещинам в породе, пересекающим пятнышки битума в 1—2 *мм* величиной. Этот тип нахождения битума встречается реже и связан только с местами обильного захоронения фауны в породе.

Третий тип представляет собой линзочки черно-бурого битума размером *до 10—15 мм в виде пленок среди очень тонкоплитчатых мергелей* с толщиной плиток до 5 *мм*.

Наконец, четвертый тип сохранения битума — черного, более плотного и матового, а не блестящего, как предыдущие и более окисленного, наблюдается по трещинам вертикальным и горизонтальным, в виде тонких прерывистых пленок, что уже связано с миграцией битума в толще соликамских плитняков. Этот тип встречается наиболее часто, покрывая тонким черным узором створки мелких раковин и поверхности напластования.

Эти признаки нефтеносности указывают на образование битума в самих соликамских плитняках, а не на его проникновение в них по трещинам. Приуроченность блестящих капельных битумов только к пропласткам с остатками фауны указывает на их образование именно в этом слое благодаря скоплению в нем органического вещества. В соликамских плитняках скопления растительных и животных остатков встречаются только в тонких пропластках или в незначительных по мощности слоях и потому ожидать больших скоплений битумов в них мало оснований. Но приведенный материал все же интересен для выяснения вопроса о генезисе нефти. Так как соликамские плитняки являются образованием, явно указывающим на частую смену морских и пресноводных условий осадконакопления, что вызывало при всякой смене изменение солености вод бассейна и массовую гибель в нем организмов, то эти отложения можно принимать в миниатюре за нефтеобразующие. Массовое накопление органики и ее преобразование в нефть могло происходить в значительно больших масштабах в отложениях казанского яруса в южной части Печорской депрессии. Это подтверждает имеющийся материал Н. Н. Ростовцева по Елмач-Парме из казанских отложений, в которых была обнаружена нефть, пропитывающая оолитовые известняки и доломиты дозмерских слоев основания казанского яруса и окрашивающая в бурый цвет пропластки песчаника. Мощность дозмерских слоев достигает 15 *м*. В вышележащих кушманских слоях, общей мощностью до 35 *м*, пласты песчаников оказались нефтеносными. *Здесь наблюдается чередование пластов с морской и пресноводной* фауной. Эти кушманские слои являются основным нефтеносным горизонтом всего разреза пермских отложений. Полученная из него нефть на Елмач-Парминской структуре в количестве нескольких литров оказалась тяжелой (уд. вес 0,9737), сернистой (1,71%), парафинистой (3,5%) с небольшим содержанием легких фракций и высоким содержанием масляных фракций. Связано это с близостью содержащих нефть отложений к поверхности в раскрытой структуре. В скважинах, заданных на Мулукской закрытой структуре, расположенной северо-западнее Елмач-Пармы, из этих же кушманских слоев получена нефть значительно менее окисленная, более жидкая, бедная асфальтами и кислородом. На этом же поднятии установлено, что нефть из более верхних горизонтов разреза сильнее окислена.

Нефть из кунгурских отложений этого же района, встреченная в скважинах, отличается от нефтей вышележащих казанских отложений повы-

шенной полимеризацией, большей густотой и окисленностью. Последнее обстоятельство, в связи с наличием крупного перерыва в осадконакоплении между кунгуром и казанскими отложениями, к которому приурочено месторождение серы на Елмач-Парме в дозмерских слоях казанского яруса, указывает, что на Елмач-Парме имеется два этажа нефтеносности, связанные с нефтеобразованием в нижнепермскую и в верхнепермскую эпохи, но с нефтенакоплением, предшествовавшим в первом случае второму. Может и должен быть поставлен вопрос, совпадало ли нефтенакопление во времени с нефтеобразованием в пермских отложениях или последнее вообще не имело места и нефть мигрировала в эти отложения из стратиграфически нижележащих слоев карбона и девона, являющихся в этой области юго-восточного Притиманья регионально нефтеносными?

Приведенный выше материал дает основание считать, что нефтеобразование в пермских отложениях имело место и нефтесборной площадью для этих отложений является южная, наиболее погруженная часть Печорской депрессии как для нижнепермской, так и для верхнепермской эпох.

О том, что такой процесс мог происходить и происходил на площадях западного края Русской платформы, в областях сочленения ее с глубокими впадинами более или менее устойчивого погружения их в пермском периоде, т. е. с Печорской депрессией и с Предуральским прогибом, показывают материалы о газоносности отложений перми. Данные о газах, заключающихся в породах, собраны только по району Соликамска, в связи с наличием здесь подземных горных выработок Первого Калийного комбината. Их необходимо привести, в связи с обнаружением соли также в пермских отложениях в районе Серегово, вблизи западного склона Южного Тимана, что имеет основание, так как происходили аналогичные процессы накопления солей и осадков в этих районах в конце нижней перми.

По месторождению калийных солей Соликамска и Березников данные о газоносности соленосной толщи кунгура собраны А. А. Черепенниковым. Им приводится таблица 35 анализов шпуровых газов, в которых исключен примешанный воздух. Колебания процентного содержания по объему метана в 35 пробах даются от 6,8 до 50,3%. Среди высших углеводородов всегда преобладает этан, содержание которого колеблется от 0,2 до 11,4%. Исключением является одна проба, в которой пропана (5,1%), больше, чем этана (0,9%). Содержание пропана колеблется в пределах от следов до 1,2%, бутана от 0,1 до 1,7% и пентана от следов до 1,4%.

Содержание высших углеводородов и метана уменьшается в пробах, где присутствует водород, но они находятся во всех пробах без исключения. Закономерность распределения высших углеводородных газов в разрезе месторождения устанавливается в том, что их количество увеличивается с глубиной залегания содержащих их слоев. А. А. Черепенников отмечает: «В карналитах В и Б высших углеводородов, не считая метана, имеем только десятые доли процента и, во всяком случае, не более 1,2%. В сильвинитах А и Б их содержание выше и достигает 4%, а в одном случае имеем даже больше 9%. В красных сильвинитах величина суммарного содержания высших углеводородов еще более возрастает, здесь обычно имеем их более 4%, а в отдельных случаях даже до 14%». Присутствие метана и тяжелых углеводородов в газах месторождений Соликамска и Березников как в виде включений в кристаллах соли, так и макровыделений в горных выработках, можно связать с присутствующими среди соли обычно тонкими, до одного сантиметра, пропластками глин, содержащих органическое вещество. Анализы четырех проб этих пропластков,

выполненные В. А. Успенским, показали, что в воздушно-сухом нерастворимом их остатке содержится следующее количество органического углерода: 1,19; 1,31; 1,17 и 1,33%, а битума—0,030; 0,034; 0,037 и 0,031%.

Эти данные показывают, несомненно, на связь метана и тяжелых углеводородов с битуминозными пропластками в толще солей, но вряд ли такое количество углеводородов могло произойти из них. Пропластки очень мелки по мощности, обычно в один сантиметр, но выдержанные на большом протяжении между Соликамском и Березниками. Вероятно также, что в процессе отложения солей, растворенные в рапе газы адсорбировались во время садки соли. Все же эти растворенные газы не могли дать столь значительное содержание метана и тяжелых углеводородов, а потому не исключена возможность их поступления снизу в толщу солей по трещинам, зонам смятия и разломам, которые имеют место в районах разломов по западным крутым крыльям структур в районе месторождений соли Соликамска и Березников. Поступление части и, возможно, значительной части углеводородных газов из недр подтверждается увеличением их количества с глубиной. Поэтому присутствие углеводородных газов в солях калийного месторождения Соликамска и Березников надо рассматривать не как исключительно свойственное месторождению, а как региональный признак, приуроченный к антиклинальным структурам Предуральского прогиба, исследованный пока только на калийном месторождении.

Нахождение газов в гипсово-доломитовых отложениях кунгура в районе Елмач-Пармы, так же как и в районе г. Чердыни, указывает на то, что региональная газоносность и нефтеносность увеличивается от района Приуралья у Соликамска и Березников к северу. Опять-таки, эти данные указывают на то, что перспективы нефтеносности нижнепермских отложений должны быть наиболее благоприятны в южной части Печорской депрессии. Возможность образования нефтяных залежей не исключена в породах-коллекторах кунгура, развитие которых можно ожидать также только на юге Печорской депрессии, где галогенные отложения кунгура выклиниваются и должны быть развиты больше терригенные фации. Их развитие в нижней перми вероятно потому, что в этом районе сочленения структур Урала и Тимана усложняется тектоника, а следовательно, и изменяются фации и стратиграфический разрез отложений перми. Это могло способствовать как образованию слоев, обогащенных органическим веществом, так и формированию нефтяных залежей.

На основании всего рассмотренного материала о прямых и косвенных признаках нефтеносности пермских отложений выясняется, что перспективы для поисков нефти в этих отложениях отсутствуют на площади, простирающейся от района широтного течения р. Волги до побережья Белого и Баренцова моря на севере Русской платформы. Но в то же время эти данные показывают, что чем дальше к востоку расположены пермские отложения, тем больше оснований встретить в них нефть, в связи с увеличением в них в этом направлении косвенных признаков нефтеносности. И, наконец, совсем на востоке рассматриваемого нами района, в юго-западном Притиманье, в районе Елмач-Пармы в нижне- и верхнепермских отложениях появляются содержащие нефть слои.

В связи с этими данными необходимо дать направление поискам нефти. Для этого надо осветить тектонику юго-западного Притиманья, хотя бы в самых кратких чертах. Наиболее приподнятыми структурами юго-западного Притиманья из числа известных являются две — Елмач-Парма

(12) и Сереговская (5), показанные на фиг. 1 (стр. 26—27). На первой выходят на поверхность гипсово-доломитовые отложения кунгура, а на второй — соленосные отложения тоже кунгура, отсутствующие на Елмач-Парме, так же как отсутствуют на ней отложения уфимских слоев. Затем следуют структуры меньшей амплитуды поднятия, такие как Большепорожская, Ропчинская, Веслянская и Синдорская, с выходами на поверхность уфимских отложений.

Еще меньшую амплитуду имеют структуры, устанавливаемые по татарским отложениям, к которым относятся Мулукская, Аныбская, Локчимская и, по-видимому, Нившерская, а также целый ряд других, расположенных западнее Елмач-Пармы. Обдырская структура, расположенная в наиболее северной части юго-западного Притиманья, где выведены на поверхность слои карбона, несмотря на ее раскрытость, не дала никаких признаков остаточных окисленных битумов. Эта структура не может нас интересовать в виду того, что более северный район Притиманья является бесперспективным для поисков нефти в пермских отложениях. Это подтверждают также данные о пермских отложениях районов верхнего течения рр. Мезени, Мезенской Пижмы, Рочуги, Пеши и Волонги, вдоль всего западного склона Тимана. В связи со значительными отличиями в разрезах отложений перми Елмач-Пармы и Серегова есть основание утверждать, что тектонические движения, сопровождавшие осадконакопление в юго-западном Притиманье, были и разнообразны и многочисленны и оказали существенное влияние на изменение фаций и мощностей и вызывали выпадение из разреза целого ряда горизонтов на пермских поднятиях. Поэтому не исключена возможность нахождения нефти в пермских отложениях этого района, расположенного западнее Елмач-Пармы. Во всяком случае, этот вопрос будет освещен проводящимся глубоким разведочным бурением на Аныбской структуре.

Следует принять во внимание данные по Елмач-Парме, которые показывают увеличение красноцветности пород в основании татарского яруса к западу, в том же направлении исчезают песчаники в казанских отложениях, а кунгурские отложения становятся соленосными. Все эти признаки изменения разреза пермских отложений к западу позволяют считать юго-западное Притиманье только как возможно нефтеносные земли по пермским отложениям.

Иные геологические данные, хотя и более скудные, имеются по району, расположенному восточнее Елмач-Пармы. Здесь в районе Усть-Нема известны довольно интенсивные дислокации в татарских отложениях на Красноярской и Гардейёльской структурах. Эти дислокации еще очень мало изучены, но, несомненно, связаны с основной линией дислокаций Тиманского кряжа, будучи расположены на линии его простирания. За ними к востоку лежит область южной части Печорской депрессии, а на юге ее расположен район сочленения Урало-Тиманского стыка, ограниченная на западе Елмач-Пармой, а на юге Ксенофонтовским поднятием. В этот же район переходят по простиранию на север из верхнекамского Приуралья и по падению на восток от Елмач-Пармы слои пермских отложений, содержащие нефть и битумы. Поэтому эту область южной части Печорской депрессии следует рассматривать как, вероятно, нефтеносную по пермским отложениям. Освоение ее возможно только тем путем, который избран Ухтнефтекомбинатом, т. е. с севера на юг.

Таежность, бездорожье, необжитость этого района делают его мало доступным, хотя и не в особенно большей степени, чем районы юго-запад-

ного Притиманья. Но продвижение к югу Ухтинских разведок носит планомерный характер, сопровождается проложением дорог и связано с выяснением нефтеносности всего разреза палеозойских отложений, лежащих на метаморфических сланцах. Поэтому это направление движения разведочных работ к югу от Ухтинских промыслов более обосновано и планомерно. Есть основание надеяться, что и пермские отложения окажутся промышленно-нефтепродуктивными и расширят площадь нефтеносных земель Притиманья.

ЛИТЕРАТУРА

Г а т а л ь с к и й М. А. Подземные воды и газы палеозоя северной половины Русской платформы. Тр. ВНИГРИ, спец. сер., вып. 9, 1954.

Л ю т к е в и ч Е. М. Стратиграфия верхнепермских отложений Камского Приуралья. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 39, 1951.

Л ю т к е в и ч Е. М. Пермские и триасовые отложения севера и северо-запада Русской платформы. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 86, 1955.

Р о с т о в ц е в Н. Н. Разрез верхнего палеозоя Кельтменского вала «Советская геология», № 28, 1948.

Ш о м ы с о в Н. М. Стратиграфия и условия образования верхнепермских отложений территории Печорско-Ильичского государственного заповедника. БМОИП, т. I, отд. геол., 1951.

Е. М. Люткевич

НЕФТЕНОСНОСТЬ ПРИПЯТСКОГО ПОЛЕСЬЯ

ВВЕДЕНИЕ

В очерке, посвященном геологическому строению Белоруссии, значительное место отведено доказательству не сходства, а различия, существующего между Днепровско-Донецкой впадиной и Полесской депрессией [1].

В числе аргументов подчеркивающих существующую между ними разницу в истории геологического развития, также было указано, что нефть Днепровско-Донецкой впадины нижнекаменноугольного возраста, а в Полесской депрессии — средне- и верхнедевонского возраста, лежащая под верхнедевонской солью. Существенным также является то, что соляные купола Днепровско-Донецкой впадины рвут все вышележащие над девонской солью отложения, включительно до мела, тогда как в Полесской депрессии недоразвитые односторонние купола не прорывают, а только превращают в брекчию лежащие над ними отложения девона с археоптерисовой флорой. Во всяком случае до настоящего времени в Полесье не известно соляных куполов, которые соляным ядром прорывали или хотя бы брекчировали вышележащие отложения карбона или перми, а тем более мезозоя.

Уже два этих обстоятельства делают совершенно невозможным сопоставления между собой этих двух смежных областей, для выбора именно того же направления геологоразведочных работ на нефть в Белоруссии, какое существует в Днепровско-Донецкой впадине. Господство последнего направления, основанного на полной аналогии с Днепровско-Донецкой впадиной Полесской депрессии, вызывает в последней постановку геологоразведочных работ с целью поисков нефти в надсолевых отложениях, тогда как по имеющимся данным ее надо искать под солью. Об этом нами было заявлено еще при обнаружении керна соли с примазками нефти между ее кристаллами при бурении первой роторной скважины на Наровлянской структуре.

На самом деле, факт прохождения скважины по соли, имеющей вытянутые вверх кристаллы, между которыми захвачена нефть, залегающая в керне почти вертикальной полосой, указывает на то, что соль при выжимании ее вверх встретила на своем пути соприкасающиеся с ней нефтеносные отложения. Так как соль может выжиматься только из опущенного блока в приподнятый, то очевидно она при движении вверх соприкасалась

---

[1] См. Е. М. Люткевич «Белорусская ССР» Очерки по геологии СССР (по материалам опорного бурения), т. II. Труды ВНИГРИ, вып. 101. Гостоптехиздат, Л., 1957.

с подсолевыми нефтеносными отложениями приподнятого блока структуры. В дальнейшем это заключение подтвердилось вскрытием кристаллических пород фундамента в приподнятом блоке Наровлянской структуры и нахождением соли на той же и большей глубине в скважине на северном опущенном крыле этой структуры.

Так как эти данные не соответствовали представлению о полной аналогии Полесской депрессии с Днепровско-Донецкой впадиной, то на них не заострялось внимание или они просто не интерпретировались. Но когда вопреки этим представлениям, приведшим к сворачиванию работ, неожиданно для руководства из разведочной скважины Ельской структуры из подсолевых отложений ударил фонтан нефти с водой, тогда уже оказалось невозможным пройти мимо этого факта, ставшего достоянием не только узкого круга геологов. Все же, несмотря на это, в отчете Н. П. Фурсовой по Мозырской опорной скважине 1954 г. продолжает господствовать прежнее представление об аналогии и сходстве не только Днепровско-Донецкой впадины с Полесской депрессией, но даже о сходстве их нефтей, разновозрастность которых почему-то не упоминается. Таким образом, тенденция вести разведку на нефть в Белорусском Полесье осталась прежней, т. е. с ориентацией, главным образом, на надсолевые отложения, не давшие, как известно, никаких прямых признаков нефти.

Прежде чем перейти непосредственно к изучению имеющихся сведений по нефтеносности отложений, развитых в Полесской депрессии, следует этому предпослать краткий очерк ее тектоники и взаимоотношения с сопредельными площадями, чтобы у читателя получилось представление о том, что сделано для выяснения нефтеносности, что осталось еще разведать и какие направления работ в Полесье представляют интерес для промышленности.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ТЕКТОНИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ ПОЛЕСЬЯ

Северная часть Белоруссии расположена на Белорусско-Литовском подземном выступе фундамента. Он ограничен с запада Польско-Литовской синеклизой, с севера Латвийским прогибом, с востока погружением его склона, переходящего в западное крыло Московской синеклизы, а с юга Полесской депрессией. На юго-запад от Белорусско-Литовского выступа отходит отрог высокого залегания фундамента, идущий от Друскининкая на Пиш, который отделяет Польско-Литовскую синеклизу от прогиба, протягивающегося через Варшаву на Львов. Таким образом, Полесская депрессия, располагаясь в широтном направлении, отделяет Подольский кристаллический щит от Белорусско-Литовского подземного выступа фундамента. В центре Полесской депрессии в широтном направлении протягивается Лунинецкий выступ фундамента с выходами на поверхность кристаллических пород у ст. Микашевичи и Сенкевичи. На восток к г. Мозырю он резко понижается на глубину 2000—3000 *м*, а на запад к г. Пинску только на 400—500 *м*. Поэтому Лунинецкий выступ фундамента в Полесской депрессии является горстом и в то же время отрогом фундамента, идущим от Пинска на восток. О его горстовой природе также говорит то, что от него к югу расположена Житковичская и Ельская впадины, где фундамент по данным сейсмических работ и бурения имеет глубину залегания в 3000—4000 *м*. В Шацилковской впадине, расположенной севернее Лунинецкого выступа, глубина залегания фундамента того

же порядка, уменьшающаяся в западной ее части, в Старобинском районе.

Сбросовую, по-видимому, природу имеют северный край Щацилковской впадины и южный край Ельской впадины. Последний по данным сейсмических работ, отчасти подтвержденным крелиусным бурением в районе дд. Словечно и Рудня, на коротком расстоянии ограничен резким погружением кристаллических пород с глубин залегания в 100—150 *м* до 3000—6000 *м*. К востоку южная сбросовая граница Ельской впадины затухает, но, по-видимому, не настолько, чтобы не сохранилась зона опускания между Подольским щитом и частью Белорусско-Литовского выступа, лежащей с запада от Полесской депрессии у г. Пинска. Эта зона опускания еще не установлена, но она должна была существовать в девоне, так как через нее вероятно заходили, начиная с середины среднего девона, морские воды в опускавшуюся Полесскую депрессию из существовавшего с нижнего девона прогиба, занятого морем на западном склоне Подольского щита.

Наоборот, ограничивающая с юга Ельскую впадину сбросовая зона к востоку не затухает, а, по-видимому, усиливается, так как попадает в район Черниговского максимума, где отсутствуют соли девона, но развита более тысячи метров толща туффитов и основных эффузивов, излившихся, конечно, по разломам в живетском и начале франского веков, когда это происходило и на остальной территории Русской платформы. Северная сбросовая зона Щацилковской впадины затухает на восток к Воронежскому массиву, совершенно выполаживаясь, так же как и на запад. Таким образом, общие черты строения Полесской депрессии дают о ней представление как о двух грабенах, разделенных Лунинецким горстом. Но геофизические данные подтвержденные глубоким бурением, вскрывшим фундамент или не достигшим его, устанавливают широтного простирания зоны приподнятого положения кристаллических пород. В Щацилковской впадине эта зона является Германово-Слободским гравитационным максимумом, а в Ельской впадине зоной поднятия является Хойникский гравитационный максимум.

К этим максимумам, как установлено бурением на Наровлянской структуре, приурочено не только высокое положение кристаллического фундамента, но и нахождение широтного простирания поднятий в осадочной толще, которые осложнены соляным диапиризмом по сброшенным крыльям.

Таковы структуры Наровлянская, Ельская, Копаткевичская и другие, еще не разведанные и недостаточно оконтуренные геофизикой и бурением. Нет сомнения, что в Полесье могут быть и другого типа поднятия, носящие куполовидный характер или брахискладок, например: Кореневская структура, находящаяся у северного края Щацилковской впадины. Таким образом, широтные простирания структур в Полесье являются ведущими и направляющими дальнейшие поисковые и разведочные работы на нефть, залегающую под толщей верхнедевонской соли. Поэтому в Полесье, кроме куполовидных структур, осложненных или не осложненных соляной тектоникой, представляют также значительный интерес краевые зоны впадин.

Сочленение Щацилковской впадины с Белорусско-Литовским и Лунинецким выступами фундамента, а Ельской и Житковичской впадин с Подольским щитом и с южным краем Лунинецкого выступа нуждаются в наиболее детальных работах, так как эти зоны осложнены широтного простирания разломами, по которым и происходит ступенчатое погружение

кристаллического фундамента к впадинам Полесской депрессии. Так как опускания этих краевых зон происходили неоднократно в процессе накопления отложений в палеозое и мезозое, то, естественно, произошло тектоническое осложнение осадочной толщи, а не только изменение фаций и мощностей на бортах впадин. Полученные данные об изменении мощностей отложений и их литологии на Кореневской структуре, на северном краю Полесской депрессии и в районе дд. Словечно и Рудня, на сочленении с Подольским щитом, ясно указывают, что в этих зонах необходимо дальнейшее применение как геофизических исследований, так и бурения для выявления структур и выклинивающихся пластов, которые могут представлять интерес для поисков залежей нефти разных типов — литологических, экранированных сбросами и структурных.

НЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ

В Полесской депрессии, как лежащей между двумя областями приподнятого положения фундамента, несколько лет назад до первой скважины глубокого бурения в Старобинском районе, открывшей соляные залежи, не ожидали встретить нефть. Поэтому на карте перспектив нефтеносности изданной ВНИГРИ в 1950 г. площадь депрессии была включена в бесперспективные. Проведение геофизических работ, главным образом, гравиометрии и сейсмометрии, выяснило, что соль имеет очень широкое развитие во впадинах Полесья, а кроме того, ее толща осложнена поднятиями.

В связи с этими новыми данными было поставлено опорное бурение, одновременно с которым проводилось и разведочное бурение на поднятиях, выявленных сейсмикой. Большинство пробуренных скважин на структурах Полесья показало прямые или косвенные признаки нефти из отложений девона.

В Мозырской опорной скважине (Слободка) с глубины 2575—2581 *м* был поднят керн соли длиной до 0,5 *м*, пропитанный нефтью. Из этого образца соли было извлечено 0,08% окисленного битума, количество которого оказалось недостаточным для его анализа.

Во время бурения скважины по соли в интервале 2573—2697 *м* наблюдались пузырьки газа с радужной нефтяной пленкой на выходящем из скважины глинистом растворе. Только с глубины 2599—2600 *м* среди керна соли был поднят керн песчанистой темно-серой глины с интенсивным запахом нефти. Вытяжка из него в хлороформе имела соломенно-желтый цвет и содержала $2 \cdot 10^{-2}$% осмоленного битума.

Керн соли с этого же интервала при раскалывании издавал запах бензина, а при дегазации его в газе содержалось до 3% углеводородов. Эти нефте- и газопроявления из верхнедевонской соли показывают, что в ней имеются пропластки нефтеносных пород, которые в контактных зонах обогатили соль битумами, легкой нефтью и газами.

Такой вывод подтверждают данные бурения на Кореневской структуре, где севернее опорной скважины (Кореневской), заложенной в Домановичах, пробурена скважина в д. Казанка. В ней на глубине 2590—2615 *м* среди толщи соли встречен гипсово-доломитовый пропласток, пропитанный нефтью. Из соли скважина вышла на глубине 2910 *м* и шла по огипсованным аргиллитам, не имеющим признаков нефтеносности до 3000 *м*. Из образца пропластка огипсованного доломита, лежащего среди соли, при анализе во ВНИГРИ было извлечено 0,68% вязкого битума следую-

щего состава: C — 82,20%, H — 12,08%, N — 0,68%, S — 4,92%, O — 0,12%. Факт обнаружения нефти в пропластках пород среди толщи соли указывает на возможность ее нахождения в благоприятных структурных условиях, т. е. в зоне выклинивания пластов соли, обычно в местах увеличения в мощности пропластков между солью и изменения их литологии в сторону появления песчанистости, что обычно имеет место в краевых зонах лагун соленакопления. Поэтому края впадин Полесья у Лунинецкого выступа фундамента и у сочленения с Подольским щитом и Белорусско-Литовским выступом фундамента представляет интерес для поисков залежей нефти, связанных с образованием ее в самой толще соли или с породами-коллекторами девонских отложений на их выклинивании по восстанию слоев.

На структурах, осложненных соляной тектоникой, нефть находилась в иных условиях. В Копаткевичской скважине из верхнедевонских отложений, в кепроке над солью или в брекчированной породе над нею, на глубине 441 *м* был пройден мелкозернистый песчаник, содержащий 3,92% вязкого битума. Его элементарный состав: C — 77,99%, H — 10,68%, N — 0,93%, S — 10,21%, 0—19%, а групповой состав: масла — 41,12%, смолы бензольные — 14,00%, смолы спирто-бензольные — 7,43%, асфальтены — 37,45%. На глубине 462,8 *м* был поднят образец перемятой с солью глины, содержащей более жидкий битум, чем полученный с глубины 4,41 *м*. Содержание этого битума в образце равно — 0,49%, а его элементарный состав следующий: C — 81,28%, H — 12,48%, S — 3,74% O + N — 2,50%.

Пропитывание битумом соли до 0,3% наблюдалось в Копаткевичской скважине еще на глубинах 392 и 423 *м*, что связано с нарушенным залеганием соли в соляном штоке или с брекчированной над солью толщей верхнедевонских пород.

Наровлянская скв. 1, расположенная на своде и на приподнятом блоке, вытянутой в широтном направлении структуры, интересна в том отношении, что в ней впервые была поднята соль с вытянутыми по вертикали крупными кристаллами, между которыми в виде полос и примазок, также почти вертикально, находилась темная жидкая нефть. Такое явление захвата нефти солью при ее выжимании вверх наблюдалось в керне с глубин 884—890, 1213—1219, 1437—1443 и 1729—1735 *м*. В скв. 3, находящейся на 500 *м* южнее первой, т. е. в близких структурных условиях свода структуры с развитой над солью брекчией из верхнедевонских пород, также наблюдалась соль с захваченной ею при движении вверх нефтью, в керне с глубин 830,4 и 1388—1393 *м*. При экстрагировании образца с глубины 830,4 *м* была получена густая нефть в количестве 0,21%. Довольно эффектные нефтепроявления были получены из кепрока, сложенного брекчированными породами верхнего девона, в Наровлянской скв. 1. Здесь наблюдались в керне как образцы с почти затвердевшим битумом, так и с густым, вязким, полужидким, тягучим битумом, переходящим в жидкую, но тяжелую нефть.

По данным исследований В. А. Успенского, в образце с глубины 680 *м* содержание битума составляло 1,73% при элементарном его составе: C — 82,7%, H — 11,68%, N — 0,56%, S + O — 5,02% и групповом составе: масел — 57,97%, смол бензольных — 16,63%, смол спирто-бензольных — 17,17% и асфальтенов — 9,23%. Анализировавшийся также с глубины 698 *м* образец имел примерно такое же содержание и состав битума. При испытании Наровлянской скв. 1 из кепрока в интервале

745—733 *м* получен вместе с высокоминерализованной водой хлоркальциевого типа небольшой приток тяжелой нефти. Ее анализ выполнен в лаборатории Академии наук БССР. Удельный вес нефти — 0,925, вязкость — 14,6°E_{50}, температура вспышки 73° С, температура воспламенения 150° С, смол акцизных — 70% при содержании воды 3,5%. Содержание углерода — 82,40%, водорода — 12,13%, реакции на серу и азот положительные. Произведенная разгонка на фракции этой нефти производилась при температурах от 140 до 390°, в остатке получилось 21,2% кокса. Эти данные определения физико-химических свойств нефти указывают на отсутствие в ней бензиновых фракций и высокое содержание смол, что связано с ее окислением и нахождением во вторичном залегании в кепроке.

Такая же брекчия, пропитанная нефтью, была встречена на Ельской, аналогичной Наровлянской, структуре. В скв. 1 она была пройдена на глубине 791 *м*, а в скв. 2 на глубине 1327—1336 *м*, где содержание нефти достигало 7,2%.

Данные о содержании нефти и отнесение ее к тяжелым сернистым и окисленным нефтям в кепроке трех разбуривавшихся структур Полесской депрессии: Копаткевичской, Наровлянской и Ельской — указывает на то, что в девонских отложениях, лежащих над солью, нет промышленных залежей нефти, так же как нет основания предполагать ее нахождение в более молодых отложениях верхнего палеозоя и мезозоя, не прорываемых и не брекчируемых солью.

В Ельской скв. 2, расположенной на южном крыле структуры, примерно, в 3 *км* южнее скв. 1, находящейся на своде, с глубины 2437,25 *м* при бурении наблюдалось газопроявление, сопровождаемое появлением нефтяной пленки на глинистом растворе.

В подсолевых отложениях, в интервале глубин 2437,25—2450 *м* при прохождении песчаников, обильно пропитанных нефтью, начались ее выбросы, которые усилились после подъема инструмента. Весь глинистый раствор при этом был выброшен из ствола скважины и началось фонтанирование, которое было остановлено специальными мероприятиями.

Нефть, полученная с этой глубины в скв. 2 Ельской структуры, по исследованиям лаборатории Академии наук БССР, имеет: удельный вес — 0,913, вязкость — 2,5°E_{50}, температуру вспышки 45° С, температуру воспламенения 70° С, температуру застывания — 18° С, содержание серы — 4%, смол акцизных — 52,2%, парафина — 0,41%.

Приводим таблицу фракционной разгонки нефти, полученной на Ельской структуре (табл. 1).

Анализированная нефть по своему удельному весу и температурным показателям вспышки и застывания имеет низкое содержание легких фракций и большое — смол.

Как видно из таблицы, выход легкой фракции (н. к. — 100° С) равен — 2,28%, а всей фракции (н. к. — 200° С) равен — 16,12%. Наоборот, выход тяжелой фракции (200—320° С) очень высок, будучи равен — 59,71%, при 4% содержании серы и нефти.

По сравнению с нефтью из кепрока Наровлянского купола нефть Ельской структуры, полученная непосредственно из ее залежи, находящейся под солью, имеет лучшие качества. Хотя она по своему удельному весу — 0,913 — является тяжелой, но обладает низкой вязкостью — (°E_{50} — 2,5) и имеет меньшее содержание в 52,2% смолистых веществ. Выход из этой нефти бензиновой фракции сравнительно высок (16,12%), так же как и керосиновой фракции (200—300° С), равной 30%. Но про-

Таблица 1

Температурные пределы отбора фракций от нефти, °С	Выход фракций на нефть, %	Суммарный выход фракций на нефть, %	Удельный вес раздельных фракций	Молекулярный вес раздельных фракций	Показатель преломления раздельных фракций	Удельная рефракция
Н.к. —100	2,28	2,28				
100—120	1,20	3,48	0,7060	110,89	1,4150	0,5878
120—140	2,33	6,31	0,7400	123,16	1,4202	0,5678
140—160	2,94	9,25	0,7626	139,18	1,4282	0,5614
160—180	3,59	12,84	0,7784	152,43	1,4353	0,5585
180—200	3,28	16,12	0,7850	181,84	1,4415	0,5623
200—240	5,20	21,32	0,8000	182,61	1,4600	0,5624
240—260	6,64	27,96	0,8250	207,40	1,4615	0,5594
260—280	11,37	39,33	0,8608	232,54	1,4750	0,5518
280—300	6,44	45,77	0,8740	238,92	1,4872	0,5575
300—310	11,49	57,26	0,8910	247,02	1,4944	0,5549
310—320	18,57	75,83	0,9136	248,27	1,5115	0,5598
Остаток в перегонной колбе	17,95					

цент остатка после дистилляции в 17,95% и содержание серы в 4% указывают на принадлежность нефти к тяжелым, высокосернистым, высокосмолистым и беспарафиновым нефтям.

Таким образом, нефть, полученная из-под соли на Ельской структуре, не имеет признаков окисленной нефти, найденной в кепроке соляных куполов Полесья.

Подземные воды из соленосных отложений верхнего девона Мозырской опорной скважины и Наровлянской скв. 1 имеют хлоркальциевый тип, они содержат: сульфатов до 0,35 *мг-экв* %, йода до 0,45 *мг/л*, брома до 407,5 *мг/л*, нафтеновых кислот до 0,62 *мг-экв/л*. Залегая над подсолевыми нефтеносными отложениями, они, вероятно, должны иметь еще более высокие показатели, характеризующие воды нефтяных месторождений из горизонтов под солью. Но воды из содержащих нефть подсолевых отложений не получались и потому не анализировались.

В настоящее время на Ельской структуре ведется разведка. Скважины располагаются так, чтобы оконтурить залежь, вскрытую скв. 2. Интересно, что скв. 7, расположенная в 700 *м* южнее скв. 2 под солью, на глубине 2781 *м* вскрыла девонские отложения, из которых во время бурения был получен газоводяной фонтан, т. е. скважина оказалась за контуром нефтеносности.

Скв. 5, расположенная в 950 *м* к северу от скв. 2, в настоящее время вскрыла подсолевую продуктивную толщу девона более чем на 160 *м* и признаков нефти не обнаружила.

Надо отметить, что при просмотре керна скв. 1, расположенной на своде (до появления фонтана в скв. 2), были сделаны следующие записи.

Надсолевая брекчия из сероцветных карбонатно-глинистых пород была пройдена в интервале глубины 785—880 *м*. Ее мощность в 95 *м* в десять раз больше, чем в скв. 2. Соль пройдена в интервале 880—2071, имея мощность в 1191 *м*. В ее толще на глубине 1807—1815 *м* залегают пропластки, состоящие из алевролитов, глин и сухих и битуминозных песков, издающих при изломе керна сильный запах бензина. Ниже подошвы соли, находящейся на глубине 2071 *м*, скважина прошла до забоя еще 313-мет-

ровую толщу, представленную, как и вышележащие пропластки среди соли, глинами, алевритами и песками с ясным пропитыванием нефтью. В этой толще имеется много пластов песков, рыхлых или слабосцементированных песчаников, средне- и крупнозернистых, являющихся прекрасными коллекторами. Углы падения в керне достигают здесь 10°.

Уже этот материал по керну подсолевой толщи первой разведочной скважины показывает, что опробование всех пластов — коллекторов, устанавливаемых кароттажной диаграммой и по керну, должно вестись снизу вверх. Кроме того, углы падения слоев под солью застаьляют более детально отнестись к разбуриванию свода структуры, осложненному сбросами. Поэтому на Ельской структуре может быть не одна, а несколько залежей нефти, экранированных сбросами.

Несмотря на то, что вероятность нахождения нефти в экранированной сбросом залежи на Наровлянской структуре была известна еще при прохождении скв. 1 по соли, опробование ее под солью проводилось открытым забоем.

Все 282 *м*, пройденные этой скважиной под солью в интервале 2065—2347 *м* от подошвы соли до кристаллических пород фундамента, опробовались открытым забоем, при этом был получен значительный приток воды с высоким уровнем. Конечно, каких-либо признаков нефти при таком опробовании, носящем формальный характер, не могло быть получено, так как любой из водоносных горизонтов в этом интервале мог оказаться с более сильным давлением, чем нефтесодержащий пласт. Только при поинтервальном опробовании подсолевых отложений, основанном на точных данных электрокароттажных диаграмм, можно быть уверенным, что скважина, находящаяся в подсолевых нефтеносных отложениях и не давшая нефти, находится за контуром ее залежи. Без такого опробования нельзя давать заключения о нефтеносности, так как иначе это влечет за собой опасность опорочить не только исследуемое месторождение, но и целый нефтеносный район или область, как это имело место в результате неправильного опробования скв. 1 на Наровлянской структуре.

Разведка, перенесенная на Ельскую структуру, показывает, что необходим тщательный анализ кернового и кароттажного материала для выбора направления работ по оконтуриванию нефтяных залежей, которые первоначально были обычными сводовыми, но затем осложнились сбросовыми дислокациями и возникшим в связи с ними соляным диапиризмом, что и вызвало образование экранированных солью по разломам залежей нефти. Поскольку структуры с соляным диапиризмом имеют в Полесской депрессии широтное простирание, есть основание предполагать, что и осложняющие их разломы также широтного простирания, что подтверждается уже проведенным бурением. Поэтому залежи нефти под солью должны быть вытянуты в широтном направлении и должны иметь небольшую протяженность по падению.

Руководствуясь этими общими данными о строении структур, осложненных соляным диапиризмом в Полесье, можно значительно ускорить разведку недр.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Белорусское Полесье рассматривается большинством геологов как северо-западное продолжение Днепровско-Донецкой впадины. Поэтому предполагается, что нефть нужно искать в Полесье тоже над отложениями девона и, в частности, над девонской солью.

Имеющиеся данные о характеристике отложений, лежащих над девонскими, очень показательны для решения поставленного вопроса о том, что нефть в Полесье надо искать не над девонской солью, как в Днепровско-Донецкой впадине, а под солью.

В отложениях карбона, вскрытых Мозырской опорной и Наровлянскими скважинами, преобладают песчаники с пористостью от 10 до 36%. Несмотря на это никаких признаков газо-нефтеносности в них не наблюдалось, а люминесцентный анализ показал содержание в них рассеянного битума не выше органического фона.

В пермских и триасовых отложениях были получены нефте-газопроявления только при бурении колонковой скважины в д. Прудок, расположенной в 36 *км* на северо-запад от Мозырской опорной скважины. В этой скважине была сделана нефтяная ванна на глубине 371 *м*. Учитывая конструкцию скважины, при которой 97-миллиметровая колонна была спущена на глубину 418 *м*, а 84-миллиметровая колонна спущена на глубину 592 *м*, предполагается, что нефтяная ванна не связана с нефтепроявлениями, которые были получены в отложениях триаса и перми. В этой скважине из отложений триаса в интервале 676—680 *м* был поднят песок, вытяжка из которого в хлороформе была желто-бурого цвета. При разбуривании этого же интервала наблюдалось выделение газа и появлялась «черная, маслянистая и радужная пленка». То же было отмечено при бурении на глубине 594—620 *м*.

В пермских отложениях в Прудковской скважине до глубины 947 *м* нефте-газопроявления отмечались на следующих интервалах глубин: 729—739, 868—875 и 910—915 *м* (пузырьки газа на глинистом растворе с нефтяной пленкой). Поднятый с этих глубин керн содержал во всех случаях пески, дававшие в хлороформе вытяжку бурого или желтого цветов.

В Полесье в отложениях триаса и перми было еще пробурено более десяти других колонковых скважин, но нигде в них не отмечено нефте-газопроявлений.

ЛИТЕРАТУРА

Люткевич Е. М. Тектоника и перспективы нефтеносности между Балтикой и Тиманом. Автореферат научных трудов ВНИГРИ, вып. 10, 1953.

Осыко Т. И. Некоторые новые данные по геологии Белоруссии. Мат. по геол. Европ. части СССР, ВСЕГЕИ, 1952.

Толстихина М. М. Перспективы нефте-газоносности девонских отложений центральных областей Русской платформы. Тр. ВСЕГЕИ, 1952.

Успенский В. А. Обзор битумопроявлений, приуроченных к северо-западной части Русской платформы. Авторефераты научных трудов ВНИГРИ, вып. 10, 1953.

В. В. Глушко, Я. М. Сандлер

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ ЗАПАДНЫХ ОБЛАСТЕЙ УССР

ВВЕДЕНИЕ

В западных областях Украины промышленная нефтеносность приурочена к третичным отложениям, а газоносность к отложениям мезо-кайнозоя.

Ввиду сложного строения региона и выделения в нем нескольких тектонических зон, вполне естественно, что они имеют свои особенности и различную историю развития.

Исходя из этого, оценка перспектив нефтеносности, приводимая ниже, дается отдельно по каждой тектонической зоне, которые детально были характеризованы во II томе настоящих очерков, при характеристике основных черт строения Западных областей УССР [1].

ПРЕДКАРПАТСКИЙ ПРОГИБ

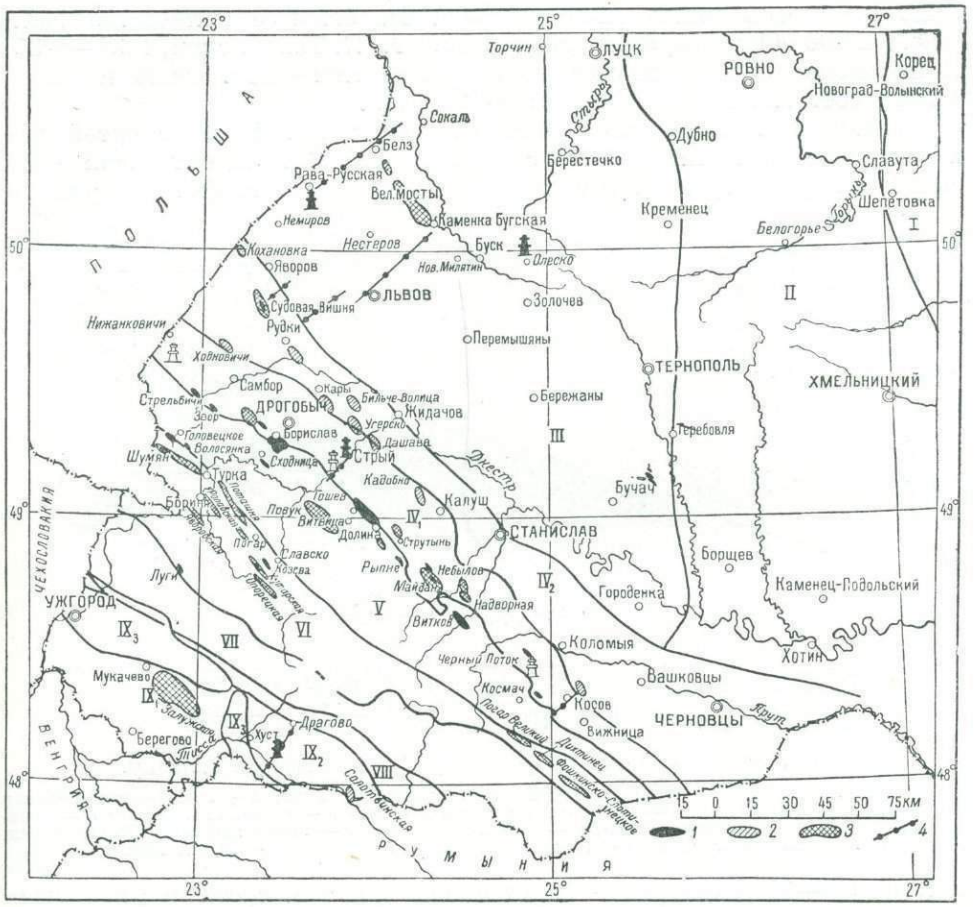
Предкарпатский краевой прогиб обладает наибольшими перспективами нефтегазоносности из всех тектонических зон Западных областей Украины. Как известно, он подразделяется на Внутреннюю и Внешнюю зоны. С первой связаны месторождения нефти, а со второй — газа.

Внутренняя зона сложена сильно дислоцированными породами миоцена и палеогена. Для нее характерны опрокинутые к северо-востоку, нередко осложненные надвигами, антиклинальные складки. Высоко приподнятая юго-западная часть Внутренней зоны выделяется в Бориславско-Покутскую подзону, а северо-восточная — глубоко погруженная — в Слободскую. Границей между этими подзонами является линия надвига. Значительная часть Бориславско-Покутской подзоны перекрыта надвигом Скибовой зоны Карпат.

Во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба известны следующие месторождения нефти (фиг. 1): Космач, Черный Поток (Слобода Рунгурская), Старуня, Битков, Майдан, Рыпне, Небылов, Долина, Лисовичи, Ивaниковцы, Борислав, Нагуевичи, Воля Блажевская, Звор, Стрельбичи. Все эти месторождения расположены вблизи линии надвига Складчатой области Карпат на Предкарпатский прогиб и большинство из них входит

---

[1] См. В. В. Глушко и Я. М. Сандлер. «Западные области УССР». Очерки по геологии СССР (по материалам опорного бурения), т. II. Труды ВНИГРИ, вып. 101. Гостоптехиздат, Л., 1957.



Фиг. 1. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений западных областей Украины.

Платформа *I* — Украинский кристаллический массив; *II* — Склон Украинского кристаллического массива; *III* — Львовский прогиб.
Предкарпатский краевой прогиб; IV_1 — Внутренняя зона; IV_2 — Внешняя зона.
Складчатая область Карпат: *V* — Скибовая зона; *VI* — Зона Кросно; *VII* — Зона Магуры; *VIII* — Раховско-Пенинская зона.
Закарпатский прогиб: IX_1 — Чоп-Мукачевская впадина; IX_2 — Солотвинская впадина; IX_3 — Выгорлат — Гутинская зона.
1 — Нефтяные месторождения; *2* — газовые месторождения; *3* — площади, рекомендуемые для глубокой разведки; *4* — местоположение проектируемых профилей глубоких скважин.

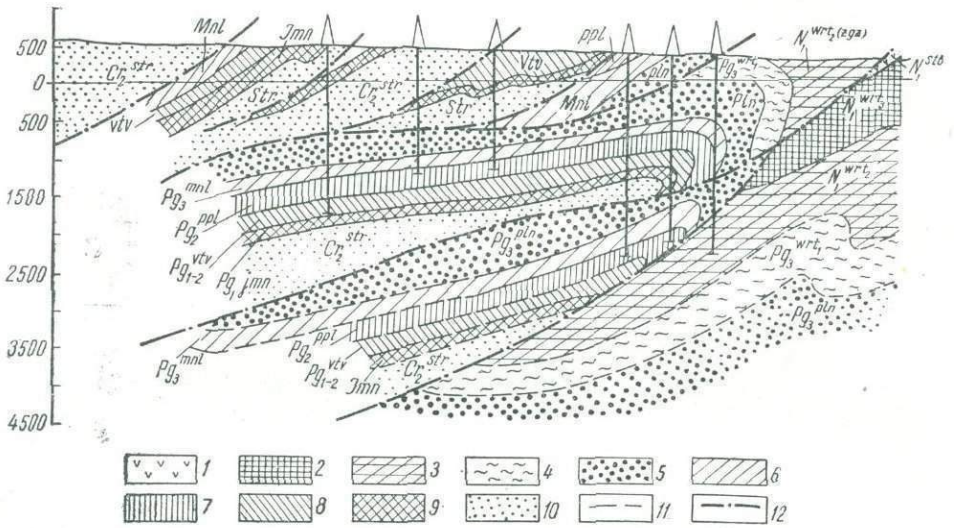
в состав Бориславско-Покутской подзоны. Самыми крупными являются месторождения Борислава, Долины и Биткова. Такие месторождения как Рыпне, Майдан, Небылов, Стрельбичи имеют незначительный удельный вес в нефтяной промышленности Западной Украины. Остальные упомянутые месторождения ввиду их нерентабельности в настоящее время не эксплуатируются.

Прежде, чем перейти к оценке перспектив нефтеносности, необходимо привести краткие сведения о нефтеносности месторождений Борислава, Долины и Биткова.

Борислав. До последнего времени месторождение Борислава являлось самым крупным в Западной Украине. Здесь за период с 1892 г. по 1950 г.

было пробурено свыше 1200 скважин. Наибольшее количество нефти (около 2 000 000 *т/год*) было добыто в 1909 г. [К. Толвинский, 1934—1937]. В последующие годы добыча нефти в Бориславе постепенно падала и сейчас составляет, примерно, 150 000 *т/год*.

Залежи нефти в Бориславе связаны с опрокинутой и надвинутой к северо-востоку антиклинальной складкой (фиг. 2). Значительная часть складки перекрыта надвигом Скибовой зоны Карпат. Южное крыло ее



Фиг. 2. Геологический профиль через Бориславскую складку.

Миоцен. *1* — стебникская серия; *2* — верхне-воротыщенская свита; *3* — средне-воротыщенская (заготская) свита. Палеоген. *4* — нижне-воротыщенская свита; *5* — поляницкая серия; *6* — менилитовая серия; *7*— попельская серия; *8* — витвицкая серия; *9* — ямненская серия. Верхний мел. *10* — стрыйская серия; *11* — стратиграфические границы; *12* — линия надвига.

пологое (15—25°), северное — крутое, подвернутое, срезанное надвигом. Бурением значительного числа скважин установлено большое количество разрывов, разобщающих антиклиналь на блоки (Помяркинский, Тустановичский, Тысменицкий, собственно Бориславский и др.).

Нефтяные залежи в Бориславской складке имеются, как в миоцене, так и в палеогене.

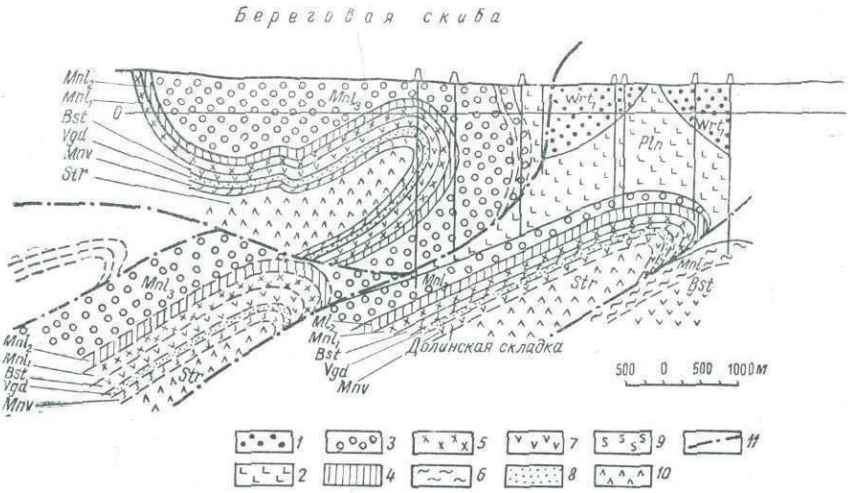
В отложениях воротыщенской серии (миоцен) в присводовой части складки, на глубинах порядка 60—100 *м*. имелись скопления нефти, служившее одно время даже объектом эксплуатации. В породах поляницкой серии (олигоцен) более или менее выдержанные по простиранию нефтяные горизонты отмечаются в нижней части. В менилитовой серии (олигоцен) нефть известна почти по всему разрезу. Дебиты нефти из скважин всех этих отложений обычно небольшие.

Основные нефтяные залежи в Бориславской складке приурочены к эоцену-палеоцену. Наибольшим постоянством и наибольшими дебитами обладает горизонт бориславского песчаника (верхний эоцен), имеющий мощность порядка 20—35 *м*. Первоначальные дебиты нефти из скважин этого горизонта изменялись от 10—20 *т/сутки* до 200—300 *т/сутки* и редко 1200 *т/сутки* (скв. «Ойль-Сити»).

Породы ямненского песчаника, относимые сейчас к полеоцену (а в прошлом — к верхнему мелу) также являются нефтеносными в Бориславе.

Глубина залегания бориславского песчаника изменяется от 1100 до 2100 *м*, а ямненского песчаника от 1600 до 2600 *м*.

Быстрое падение добычи нефти в Бориславе, послужило толчком к поискам поднадвиговых структур. Бурением нескольких скважин недавно установлено, что под Бориславской складкой имеется еще одно поднятие, получившее название «бориславского поднадвига». Последнее так же, как и бориславская складка, представляет опрокинутую и надвинутую к северо-востоку антиклиналь, разбитую на ряд блоков. От бориславской складки, «поднадвиг» отличается меньшими размерами. Судя по данным



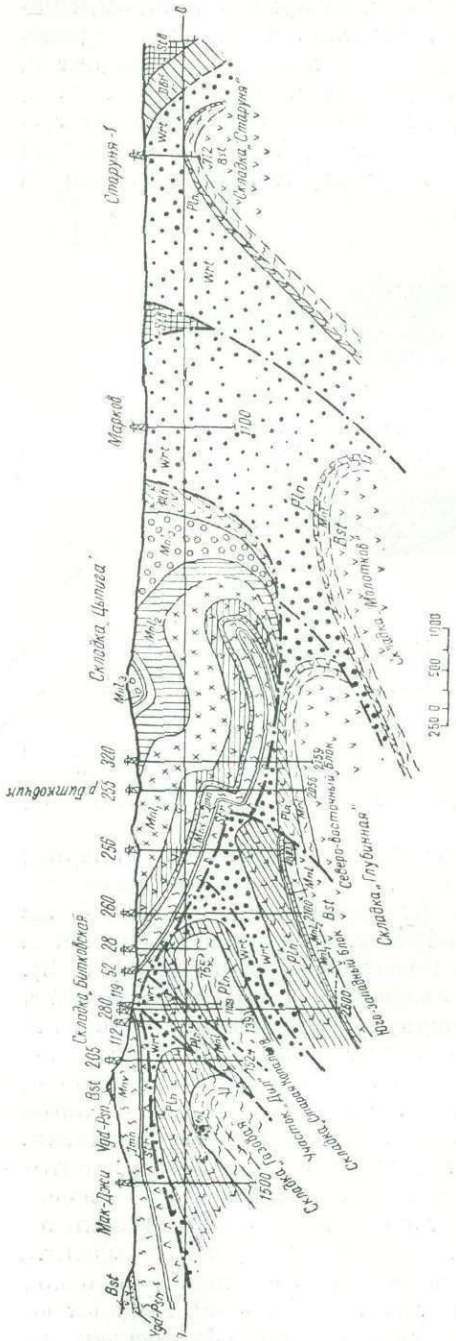
Фиг. 3. Геологический профиль через Долинскую складку.

Палеоген. *1* — нижне-воротыщенская свита; *2* — поляницкая серия; *3* — верхне-менилитовая свита; *4* — средне-менилитовая (лопянецкая) свита; *5* — нижне-менилитовая свита; *6* — менилитовая серия (нерасчлененная); *7* — быстрицкая свита; *8* — выгодская свита; *9* — манявская свита с пестроцветным горизонтом в основании. Верхний мел. *10* — стрыйская серия; *11*— линия надвига.

скважин, залежь нефти — узкая и приурочена к сводовой части складки; связана она с породами менилитовой серии.

Долина. Долинское месторождение нефти расположено в 50—55 *км* юго-восточнее Борислава. Оно открыто в 1949 г. и является крупнейшим на Украине. В районе Долины устанавливается три складки (фиг. 3). Самая южная — антиклиналь Лопянки входит в состав Скибовой зоны Карпат. Она надвинута на Долинскую складку, а эта последняя надвинута на Северо-Долинское поднятие. К юго-западу от Долинской складки под надвигом Береговой скибы, возможно, имеются еще складки. Долинская антиклиналь опрокинута к северо-востоку. Южное крыло ее пологое (10—15—20°), северное — крутое, подвернутое, срезанное надвигом. В строении этой складки принимают участие отложения миоцена (воротыщенская серия), олигоцена (поляницкая и менилитовая серии) и эоцена. Залежи нефти связаны с породами менилитовой серии и эоцена. Менилитовая серия в Долине имеет мощность 600 *м*. В ее составе не удается выделить отдельные нефтеносные горизонты. Имеющиеся многочисленные прослои песчаника обладают плохой проницаемостью и небольшой мощностью. В связи с этим многие геологи считают, что в Долине нефть связана не только с песчаными прослоями, но и с трещиноватыми коллекторами и приурочена ко всей 600-метровой толще пород менилитовой серии. Глу-

бина залегания нефтеносной менилитовой серии изменяется от 1600 до 2200 *м* и более, а нефтеносных горизонтов эоцена от 2000 до 3000 *м*. Начальные дебиты скважин колеблятся в пределах от нескольких десятков до нескольких сот тонн в сутки.


Старуня-1
Марков
Склодка Цыпова
Склодка Старуня
Склодка Битковская
Склодка „Глубинная"
Юго-западный блок
Северо-восточный блок
Мак-Джи
Bst
Vgd-Pop
Mn1
Mn2
Mn3
Pla
Pla
Pla

Размеры Битковской глубинной складки еще не установлены. Разведанная ее часть имеет длину 8 и ширину около 3 *км*. Нефтяные залежи приурочены к породам менилитовой серии, представленными здесь частым чередованием малопроницаемых песчаников и сланцев суммарной мощностью от 150 до 300 *м*. Глубина залегания отложений менилитовой серии изменяется от 1800 до 2600 *м*. Первоначальные дебиты скважин равны 20—142 *т/сутки*.

В *Слободской подзоне Внутренней зоны Предкарпатского прогиба*, в ее юго-восточной части, известны два небольшие промысла: Чорный Поток и Старуня. Нефть здесь находится в породах эоцена. Нефтяной промысел Чорного Потока (вблизи Слободы Рангурской) в настоящее время заброшен. Пробуренные в 1927 г. несколько скважин в Старуне дали обнадеживающие результаты. Так скважина «Старуня» № 1 с глубины 709 *м* дала выброс нефти (около 10 *т*).

К северо-западу от Старуни и Дзвиняча в погруженной части Слободской подзоны нефтепроявления известны на площади Струтин и Лисовичи (в отложениях гельвета — добротовская и верхне-воротыщенская свиты). В Слободской подзоне на территории, составляющей ее северо-западную половину (междуречье Стрый — Вырва) нефтепроявлений не известно. *Вместе с тем этот факт не является отрицательным, так как общие региональные предпосылки и материалы детальных геологических исследований позволяют рассматривать ее как весьма перспективную в смысле нефтегазоносности.*

С Внешней зоной Предкарпатского прогиба связаны все газовые месторождения Западных областей УССР. Они приурочены к верхнеюрским, верхнемеловым и верхнетретичным отложениям и известны на площадях Ходновичи, Рудки, Опары, Бильче-Волица, Угерско, Дашава, Кадобно, Калуш, Косов. Краткая характеристика газоносности зоны будет приведена для отдельных, наиболее крупных площадей по данным объединения «Укргаз» с привлечением некоторых новых материалов.

Дашавское месторождение газа, расположенное в 8 *км* к северо-востоку *от г. Стрыя, является самым старым в пределах рассматриваемого региона*; начало его разработки относится к 1924 г. В геологическом строении Дашавской площади принимают участие отложения верхней юры, верхнего мела, тортона и сармата. Меловые отложения выражены в фациях известняков и песчаников, а третичные образования представлены мощным комплексом песчано-глинистых пород. На этой площади фиксируется пологий надвиг пород гельвета на отложения сармата. Тортонские осадки образуют пологую брахиантиклинальную складку с углами падения крыльев — северного в несколько градусов, а южного до 15—20°. Складка размером 6 × 7 *км* имеет северо-западное простирание.

Залежи газа приурочены к нескольким пластам песчаных коллекторов верхнего тортона, имеющих линзообразный характер. Главная газоносная толща находится на глубине 665—736 *м*; свободные дебиты по скважинам составляют 29—69 тыс. $м^3$/*сутки*.

Газовое месторождение Угерско находится в 9 *км* к северу от г. Стрый и в 5 *км* от площади Дашава. Это месторождение, являющееся одним из крупных в Западных областях УССР, вступило в эксплуатацию в 1946 г. Глубокими скважинами на площади Угерско вскрыты отложения палеозоя (верхний силур), мезозоя (верхняя юра и верхний мел) и кайнозоя (тортон, сармат). На сарматские отложения Внешней зоны прогиба, как и на площади Дашава, с юго-запада надвинуты породы гельвета Внутрен-

ней зоны. Многочисленные газовые горизонты Угерского месторождения приурочены к отложениям верхнего тортона (11 горизонтов) и верхнего мела (1 горизонт). Однако основные залежи газа сосредоточены в песчаниках верхнего мела, мощность которых составляет порядка 600 *м*. (До последнего времени эти песчаники под названием «угерских» относились к нижнему тортону). Глубина залегания главного газоносного горизонта на площади равна 900—1050 *м*. Свободные дебиты этого горизонта составляют в среднем 1,5 млн $м^3$ газа в сутки со статическим давлением порядка 100 *атм*. При эксплуатации отдельных горизонтов (XV, XVI) вместе с газом получают жидкие углеводороды, до 0,2 *г* на 1 $м^3$ газа. Угерская структура по кровле меловых песчаников имеет вид брахиантиклинальной складки северо-западного простирания размером 5 × 10 *км*; углы падения крыльев 5—7°. Складка осложнена сбросами небольшой амплитуды.

Бильче-Волицкое газовое месторождение находится в 8 *км* к северу от Угерского месторождения. Промышленный газ здесь был получен в 1949 г. Структура Бильче-Волицкого поднятия представляется в виде осложненной разрывами брахиантиклинальной складки размером 10,5 × 6 *км*. Складка имеет северо-западное простирание с падением крыльев 2°.

Геологическое строение Бильче-Волицкой площади аналогично площади Угерско; в отличие от последнего здесь резко сокращена мощность песчаников верхнего мела, составляющая 200 *м*, а для пород верхнего тортона, наряду с сокращением их мощности, характерно уменьшение количества песчаных прослоев.

Основные гозовые залежи на площади Бильче-Волица приурочены к песчаникам верхнего мела. Вместе с газами также выделяются тяжелые углеводороды. Замеры свободного дебита газа по скважинам показывают до 1,5 млн. $м^3$ в сутки при статическом давлении 95 *атм*.

Месторождение Рудки с газовыми залежами, приуроченными к отложениям тортона и верхней юры, находится в северной части Дрогобычской области и в настоящее время еще не введено в промышленную разработку. По тортонским отложениям здесь вырисовывается брахиантиклинальная складка, вытянутая в северо-западном направлении; размеры структуры по длинной оси 14 и по короткой до 8 *км*.

При испытании газовых горизонтов тортона и верхней юры по данным В. И. Иванова был получен промышленный приток газа со статическим давлением 92—133 *атм* и свободными дебитами 165—800 тыс. $м^3$/*сутки*.

Выше мы отмечали, что в строении Внутренней зоны принимают участие отложения не только миоцена, но и палеогена и мела.

Породы менилитовой серии палеогена многими исследователями рассматриваются, как нефтепроизводящие для Карпатской нефтяной провинции. Северо-восточная граница распространения менилитовой серии, повидимому проходит вблизи сброса (стрыйского), отделяющего Внутреннюю зону от Внешней. Вблизи этого сброса на северо-восточном крыле Внутренней зоны прогиба, располагаются структуры, форма которых и литологический состав слагающих их отложений, должны быть благоприятными для формирования нефтяных залежей.

Наличие этого сброса и надвига Внутренней зоны на Внешнюю явились теми путями, по которым газ мигрировал в сторону платформы. Все это говорит о том, что огромная площадь Внутренней зоны Предкарпатского прогиба, расположенная между полосой нефтяных месторождений на юго-западе и газовых — на северо-востоке, обладает большими перспективами нефтеносности.

Месторождения газа во Внешней зоне прогиба, вероятно, были образованы не только за счет миграции из Внутренней зоны прогиба, но и за счет поступления его по сбросам из более глубоко залегающих осадочных образований мезозоя и палеозоя. Подтверждением сказанному могут служить наличие газоносных горизонтов в юрских отложениях в Рудках и выявленные бурением нефтепроявления в Судовой Вишне.

Район Судовой Вишни располагается на северо-западе Внешней зоны Предкарпатского прогиба вблизи месторождения газа в Рудках. Здесь в двух скважинах на глубинах 1775—1780 *м* из отложений, приуроченных к контакту тортона и юры был получен слабый приток густой вязкой нефти, характеризующейся высоким содержанием смол (до 50%) и полным отсутствием парафина. Последнее указывает на резкие отличия этой нефти от известной карпатской и, как нам кажется, в совокупности с особенностями геологического строения позволяет говорить о возможности открытия во Внешней зоне Предкарпатского прогиба не только газовых, но и нефтяных месторождений.

Внешняя зона прогиба по перспективам нефтеносности может быть подразделена на три части: северо-западную, центральную и юго-восточную. Центральная часть, расположенная между газовыми месторождениями Калуш и Косов, имеет наименьшие перспективы, так как мощность осадков сармата, тортона и мезозоя, перекрывающих дислоцированные породы палеозоя здесь сравнительно невелика. Самой перспективной является северо-западная, наиболее глубоко прогнутая часть Внешней зоны, в пределах которой находятся все крупные месторождения газа. Именно здесь и следует концентрировать разведочные работы, ориентировав их на поиски газа и нефти в отложениях сармата и юры в структурах, находящихся вблизи региональных сбросов.

СКЛАДЧАТАЯ ОБЛАСТЬ КАРПАТ

В складчатой области Карпат выделяются следующие зоны: Скибовая (Внешняя антиклинальная зона), Кросно (Центральная синклинальная зона), Магура и Раховско-Пенинская.

Скибовая зона Карпат состоит из ряда крупных чешуй (скиб), надвинутых друг на друга в северо-восточном направлении.

Наиболее ярко надвиги выражены в Бориславском пересечении Скибовой зоны Карпат; к северо-западу от этого пересечения размеры чешуй уменьшаются, надвиги становятся круче. Одновременно с этим наблюдается вздымание всей этой сложно построенной зоны, о чем свидетельствует появление на поверхности в отдельных участках отложений нижнего мела (Спас, Добромиль). К юго-востоку от Бориславского пересечения Скибовая зона расширяется и испытывает погружение. Надвиги в некоторых случаях теряются (возможно затухают). Юго-восточнее Рыпненского пересечения надвиги вновь четко улавливаются и прослеживаются вплоть до границы с Румынией. Вместе с этим уменьшается и ширина Скибовой зоны (до 12 *км*).

Нефтепроявления в Скибовой зоне приурочены к крайней северо-восточной чешуе, известной под названием Береговой (Борислав, Гошев, Витвица, Лопянка, Спас и др.). К югу от Береговой скибы в Оровской, у границы ее со следующей Сколевской скибой, известно одно месторождение нефти в Сходнице. Непромышленные притоки нефти были получены в Побуке. Поверхностных нефтепроявлений (в виде источников нефти) в Ски-

бовой зоне очень много. Все они связаны с породами палеогена и верхнего мела. Северо-западная и юго-восточная части Скибовой зоны Карпат являются мало перспективными в отношении нефтеносности, так как здесь все породы палеогенового и верхнемелового флиша, в которых могли бы быть нефтяные залежи, выведены на поверхность, а имеющиеся структуры (узкие сжатые чешуи) не благоприятны для скопления нефти.

Несколько лучшие перспективы имеет центральная наиболее глубоко погруженная часть Скибовой зоны, располагающаяся между Бориславом и Рыпне. Здесь широкое развитие получают породы палеогена, имеются и складки типа Сходницы и Побук. Во многих районах породы ямненской серии, с которыми в Сходнице связана нефть, перекрыты отложениями эоцена и олигоцена. Все это позволяет надеяться на открытие в центральной части Скибовой зоны новых нефтяных месторождений типа Сходницкого.

Зона Кросно, после Предкарпатского прогиба, является самой перспективной в пределах западных областей УССР. В общем структурном плане складчатой области Карпат она образует синклинорий, ограниченный на северо-востоке Скибовой зоной, а на юго-западе — зоной Магуры.

В зоне Кросно выделяются Ужок-Дуклянская и Турковско-Жабьевская подзоны. При этом первая подзона надвинута на вторую. Особенности геологического строения Турковско-Жабьевской подзоны позволяют подразделить ее на три части: Турковскую, Горганскую и Жабьевскую. Горганская часть наиболее высоко поднята, вследствие чего в ее пределах, в ядрах антиклинальных складок выходят на поверхность породы нижнего палеогена и верхнего мела. К северо-западу и юго-востоку Горганские складки погружаются, в связи с чем широкое развитие получают отложения олигоцена, слагающие Турковскую и Жабьевскую части зоны Кросно.

Перспективы нефтеносности зоны Кросно обусловлены: во-первых, развитием здесь мощного комплекса молодых пород кросненской серии (олигоцен), перекрывающих отложения менилитовой серии (олигоцен), эоцена и палеоцена, являющихся нефтеносными в Предкарпатском прогибе; и, во-вторых — обилием нефтепроявлений, как поверхностных, так и выявленных бурением. Особенно много нефтепроявлений, приуроченных к кросненским отложениям, зарегистрировано на северо-западе зоны Кросно. Здесь на территории Польши известны такие месторождения нефти, как Чарна, Ропянка, Кросно и др. На территории Советской Украины, в зоне Кросно, также имеются несколько мелких, сейчас не эксплуатируемых месторождений: Шумяч, Волосянка, Головецко, Погар, Козева (Турковская часть), Луги (Ужок-Дюклянская подзона), Дихтенец (Жабьевская часть).

Горганские складки зоны Кросно не имеют больших перспектив нефтеносности. Более перспективной является полоса Жабьевских складок зоны Кросно. Здесь широко развиты породы верхнего олигоцена и, возможно, нижнего миоцена, о чем свидетельствует наличие загипсованных пород в верхах верхнекросненской свиты. Значительная часть Жабьевских складок скрыта под надвигом зоны Магуры. Возможно нефтеносные породы в этом случае будут находиться в тектонических условиях, аналогичных бориславскому району. В то же время обращает на себя внимание сложность геологического строения отдельных антиклинальных складок, затрудняющих выбор площадей для постановки глубокого разведочного бурения.

В зоне Кросно самой перспективной является ее северо-западная часть (Ужок-Дюклянская подзона и полоса Турковских складок). Однако

наличие в красненских отложениях узких гребневидных складок, рассматриваемых некоторыми исследователями как складки с эмбриональными формами диапиризма, также затрудняет выбор объектов глубокой разведки.

ЗАКАРПАТСКИЙ ПРОГИБ

Закарпатский прогиб сложен породами миоцена и плиоцена. На севере он ограничен Раховско-Пенинской зоной Карпат, на западе Прешовским эффузивным массивом. На востоке этот прогиб отделяется от Трансильванской впадины палеогеновым поперечным поднятием, находящимся на продолжении выступа Родна (Мармарошский массив) и кристаллических пород гор Мэсеш (отроги гор Апуссени).

Закарпатский прогиб пересекается Выгорлат-Гутинской эффузивной грядой, разделяющей его на две впадины: Солотвинскую (на востоке) — более приподнятую и Чоп-Мукачевскую (на западе) более глубоко погруженную. Для Солотвинской впадины характерны соляные структуры с ядрами протыкания (Даниловско-Тереблинская, Солотвинская, Нанковская и др.). В Мукачевской впадине такие структуры не известны.

В Закарпатском Внутреннем прогибе известно довольно большое количество газо-нефтепроявлений. Так, например, во время бурения структурных скважин на площадях Нанково-Данилово-Теребля, входящих в состав Солотвинской впадины, в очень многих скважинах с разных глубин, от нескольких метров до 460 *м*, отмечались выделения горючего газа. В скв. 12, пробуренной на площади Нанково, многократно, начиная с глубины 376 *м*, наблюдались нефте-газопроявления, при этом М. П. Боженко отмечает, что с глубиною интенсивность выделения газа увеличивалась, а признаки нефти появлялись чаще.

И. Б. Плешаков [1949], характеризуя нефтеносность Солотвинской впадины, отмечает, что в скважинах Солотвино неоднократно наблюдались следы нефти. Приводимые И. Б. Плешаковым данные Е. Карпона о том, что в Сэчэл, расположенном в 30 *км* от г. Солотвино, был получен мощный фонтан нефти (с глубины 460 *м*), ставят Солотвинскую впадину в разряд высокоперспективных нефтяных областей.

В Чопской впадине проявления нефти и газа известны давно (свыше ста лет). В последнее время буровыми работами ГПК треста «Укрнефтеразведка» на Залужской антиклинальной складке была установлена газоносность сарматских отложений.

Бурение скв. 2, 5, 6, 8, 18, по данным О. В. Грачевой, сопровождалось довольно мощными выбросами газа и воды. В скв. 6, 9 и 15, кроме газа, были отмечены и признаки нефти. Скв. 2, в породах нижнего сармата, вскрыто несколько газовых горизонтов, один из которых был испытан (интервал 358—357 *м*). При этом получен промышленный приток газа со свободным дебитом 31 тыс. $м^3/сут$.

Мощная толща молассовых отложений, слагающих Чопскую впадину, наличие антиклинальных структур, интенсивные газопроявления свидетельствуют о том, что и эта часть Закарпатского прогиба имеет значительные перспективы газо-нефтеносности. Перспективными являются площади, примыкающие с севера к разлому, по которому Чопская впадина отделена от Алфольда (Венгерская срединная масса). Можно полагать, что именно у этого разлома (Чоп-Берегово) проходит юго-западная граница палеогеновых отложений, слагающих зону Магуры. Если это так, то во-

первых, у этого разлома палеогеновые отложения могут быть представлены в фациях, благоприятных для нефте-газоскопления и, во-вторых, они должны располагаться на глубинах, доступных для глубокого бурения.

ЮГО-ЗАПАДНАЯ ОКРАИНА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В геологическом строении юго-западного окончания Русской платформы принимают участие отложения рифея, кембрия, ордовика, силура, девона, нижнего и среднего карбона, верхней юры, верхнего мела и неогена. Общая мощность осадочных образований здесь достигает 5—7 *км*. Характерной чертой всех отложений, слагающих окраину платформы, является их моноклинальное погружение, увеличение мощности и появление в разрезе более молодых ярусов в западном — юго-западном направлениях.

В структурном плане юго-западной окраины Русской платформы по глубине залегания кристаллического фундамента и палеозойской истории развития выделяется: склон Украинского кристаллического массива и Львовский прогиб.

Во Львовском прогибе на фоне моноклинального падения в отложениях палеозоя выявлены антиклинальные поднятия Великих Мостов — Каменки Бугской, Городка, левобережья Днестра и др.

Перспективы нефте-газоносности этого региона почти всеми исследователями связываются с отложениями карбона и девона (Г. Х. Дикенштейн, А. С. Муромцев, А. В. Хижняков и др.).

На платформе за последние два десятилетия было выявлено сравнительно большое количество признаков нефти. Так, Я. Самсонович (данные А. К. Матвеева, 1941) отмечает следы нефти, наблюдавшиеся при бурении скважин у Горыньграда, на глубине 61—64 *м* — в туфитах, залегающих под верхнемеловыми породами, у Гутвина на глубине 4,8 *м* — в глинистых слоях нефть встречена под базальтами, у Хоцина на глубине 16,5 *м* — в песчаниках.

Признаки нефти и газа известны и из каменноугольных и девонских отложений района Олеско, наблюдавшиеся геологами треста «Укрнефтеразведка» и треста «Укруглегеология» во время бурения крелиусных скважин.

А. С. Муромцев отмечает, что во время бурения опорной скважины Олеско нефтепроявлений не наблюдалось, однако битуминозность сохранялась почти по всему разрезу.

Во время бурения структурно-поисковых скважин на площади Милятин в скв. 2 в известняках визейского яруса, вскрытых на глубине 493 *м*, была обнаружена капельно-жидкая нефть. На этой же площади в скв. 12 на глубине 363 *м* была встречена асфальтоподобная порода, анализ которой, произведенный в лаборатории Львовского филиала Академии наук, показал содержание в ней 5—6% типичного нефтяного битума.

В скв. 24 (глубина 697 *м*) площади Великие Мосты и скв. 1808 (глубина 1198 *м*) района с. Остров из карбона вместе с аргиллитами поднято смолянистое вещество с содержанием битума до 15%. Прожилки асфальта и капли жидкой нефти в трещинах известняков и доломитов в девонских породах районов Олеско и Каменка Бугская отмечались во многих скважинах.

Интенсивные газопроявления были отмечены в нескольких скважинах межеречепской геологоразведочной партии треста «Укруглегеология». Газопроявления в скв. 2224 и 2286 (Забугский район Львовской области)

были приурочены к отложениям карбона. Состав газа из этих скважин по результатам анализа ЦНИЛа, объединения «Укргаз» следующий, %:

	Скв. 2224	Скв. 2286
Метана	93,76	97,15
Этана	0,17	0,06
Пропана	0,16	0,05
Бутана	0,16	0,13
Углекислоты	0,74	0,61
Азота	5,01	2,00

Отрицательным фактором при выявлении перспектив нефтеносности палеозойских отложений Львовского прогиба является отсутствие удовлетворительных данных о коллекторах. Правда, А. С. Муромцев отмечает, что в разрезе Олеской опорной скважины, в отложениях среднего и верхнего девона присутствуют песчаные породы, могущие быть коллекторами нефти. Последнее, по его мнению, доказывается наличием на глубинах 560 и 756 *м* водоносных горизонтов с дебитами 100 и 320 *м*^{3}/*сутки* [1].

На площади Милятин во время бурения глубокой скв. 2 на глубине около 474 *м* был получен фонтан сероводородной воды, дебит которой определен в 15—20 тыс. *м*^{3}/*сутки*. Это дает основание полагать, что на значительных глубинах присутствуют породы с хорошей пористостью и проницаемостью. Так как палеозойский прогиб можно рассматривать как предгорный, краевой, то есть все основания ожидать значительных фациальных изменений с востока на запад, т. е. в сторону погребенных палеозойских складчатых сооружений. При этом мощность карбонатных пород, видимо, будет уменьшаться, а мощность терригенных осадков — увеличиваться.

Следовательно, признаки нефти и газа в Львовском прогибе и за его пределами и особенности геологического строения заставляют считать его перспективным. Первоочередными объектами глубокой разведки здесь являются площади и структуры, примыкающие к границе складчатого и платформенного палеозоя.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОИСКАМ И РАЗВЕДКАМ

Предкарпатский краевой прогиб в настоящее время покрыт детальными геологическими съемками масштаба 1 : 50000, а в полосе, примыкающей к флишевым Карпатам 1 : 25000 и 1 : 10000. Так как в молассовых отложениях Внутренней зоны до сих пор не выявлены опорные горизонты, а выделенные стратиграфические единицы имеют мощность 1000 и более метров, то проведение геологических съемок в масштабе крупнее 1 : 50000 и мелкое структурно-поисковое бурение по тем же самым причинам здесь не целесообразно.

---

[1] В опорной скважине Олеско испытывалось несколько песчаных горизонтов. Нижний интервал на 1520—1917 *м* при открытом забое дал очень слабый приток воды. Следующие три интервала между 1093—1504 *м* не дали притока. Цемент за 10″ колонной по замерам электротермометром поднят до 850 *м*, а следовательно, необходимо считать, что песчаники выше указанной глубины не изолированы от верхних вод. При испытании горизонтов в интервалах 755—780 и 548—558 *м* были получены значительные притоки солоноватой воды (до 6,5 *г*/*л*), но ввиду отсутствия изоляции за трубами, эти воды нельзя считать пластовыми.

Исследования песчаников последних двух интервалов показали пористость в 0,3—2,65%, что подтверждает низкую водообильность девонских отложений (*Ред.*).

Проведенные сейсмические работы показали большую их эффективность во Внешней зоне прогиба. Внутренняя зона прогиба имеет очень сложные сейсмогеологические условия. Несмотря на это на некоторых площадях (Долина, Борислав, Майдан) получены удовлетворительные результаты. Это обстоятельство позволяет рекомендовать продолжать проведение детальных сейсмических исследований; при этом первоочередными объектами во Внутренней зоне является полоса прогиба, прилегающая к скибам и Покутско-Бориславской подзоне складок.

Проводимая в настоящее время сейсморазведка на платформе показывает эффективность этого метода по выявлению структур. Поэтому здесь необходимо в течение ближайших лет охватить сейсмическими исследованиями весь Львовский прогиб. Первоочередными объектами изучения должны явиться площади, примыкающие к складчатому палеозою. Одновременно с геофизической разведкой в пределах Предкарпатского и Львовского прогибов следует проводить опорное, глубокое структурно-поисковое и разведочное бурение. Опорное бурение необходимо проводить во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба. Целесообразно пробурить здесь три скважины. Одну к северу от г. Добромиля на Нижанковичской антиклинали вблизи государственной границы с Польской Народной Республикой. Основной целью бурения опорной скважины в Нижанковичах является выяснение мощности третичных отложений в северо-западной части Внутренней зоны прогиба, изучение их коллекторских свойств и нефтеносности. Исходя из данных распределения аномалий силы тяжести и материалов поверхностной геологии можно предполагать, что рекомендуемая к бурению опорная скважина на глубинах 3000—3500 *м* вскроет отложения палеозоя и, следовательно, даст очень большой материал для познания глубинного строения Предкарпатского прогиба и его истории развития.

Вторую опорную скважину глубиной 3000 *м* следует пробурить на Слободской антиклинали в районе Слободы Рунгурской или Черного Потока. Цель бурения: выявление глубинного строения юго-восточной части Предкарпатского прогиба.

Третья опорная скважина (глубина 3500—4000 *м*) должна быть заложена к югу от г. Стрыя (рекомендация А. С. Муромцева). Цель бурения — выявление глубинного строения центральной части Предкарпатского прогиба и установление северо-восточной границы распространения пород палеогена.

Кроме опорных скважин, в Предкарпатском прогибе целесообразно бурение структурно-поисковых глубоких скважин по следующим профилям:

1. Стрый — Любенцы — три скважины глубиною по 3500 *м* каждая.
2. Косов — Яворов — в Покутских Карпатах — три скважины по 2500 *м*.

В разведочное бурение необходимо ввести следующие площади:

I. Внутренняя зона: Старуня (старый нефтепромысел), Дзвиняч — Старуня, Стрытынь, Майдан (поднадвиг), Лопянка (поднадвиг), Витвица (поднадвиг), Урож, Делятин (поднадвиг).

II. Внешняя зона прогиба: Судовая Вишня и районы примыкающие к северо-западу от последней — на этих площадях необходимо пробурить по 3—4 скважины глубиною 3000—3500 *м* с целью разведки нефте-газоносности мезозойских и, возможно, палеозойских отложений.

Кроме указанных площадей изучению бурением подлежат районы, примыкающие как с северо-востока, так и с юго-запада к сбросу, по кото-

рому Предкарпатский прогиб отделен от меловой платформы. В первую очередь следует пробурить профили глубоких структурно-поисковых скважин в районе Городка (профиль из 3 скважин глубиною по 2500 *м*) и к северу от Судовой Вишни.

В пределах платформы авторы рекомендуют бурение глубоких скважин по профилю Рава-Русская — Сокаль и Львов-Городок — Каменка-Бугская. В разведочное бурение следует ввести площади Белз — Великие Мосты — Каменка-Бугская, Нестеров.

Осуществление намеченных геологоразведочных и геофизических работ даст возможность выяснить перспективы нефтеносности в Предкарпатском краевом прогибе и на юго-западном погружении Русской платформы.

В складчатой области Карпат прежде всего необходимо проведение большого объема детальных геологосъемочных работ и структурно-поискового (колонкового) бурения. Совершенно естественно, что в первую очередь должна быть изучена зона Кросно, как наиболее перспективная в нефтеносном отношении, а затем Скибовая зона и зона Магуры. В зоне Кросно геологами объединения «Укрнефть» (В. А. Шакин, Ф. П. Темнюк, В. М. Филатов, Я. М. Сандлер и др.) выявлен целый ряд антиклинальных структур. По мнению указанных геологов в настоящее время могут быть введены в глубокую разведку следующие структуры: Лопушанка — Хащив, Поташня, Рапавская, Хутарская, Опорецкая (полоса турковских складок), Фошкинско-Слотинецкая, Дихтенецкая, Погар Великий (полоса Жабьевских складок), Яворовская (Ужок-Дуклянская подзона). Глубины скважин, в зависимости от геологического строения той или иной структуры и глубины залегания возможно продуктивных горизонтов (менилитовая серия — олигоцен, эоцен, палеоцен и верхний мел), будут изменяться от 1500 до 3000 *м*.

В Закарпатском внутреннем прогибе можно рекомендовать осуществление глубокого структурно-поискового бурения и проведение детальных геофизических исследований (сейсморазведка и гравиметрические работы). Основной целью гравиметрических и сейсмических работ является оконтуривание соляных куполов и выявление глубинного строения прогиба.

Глубокое структурно-поисковое бурение в Солотвинской впадине следует провести по профилю Вышково-Данилово-Драгово, обратив особое внимание на крылья Даниловской структуры и той части прогиба, которая примыкает к зоне утесов. Вблизи этой зоны проходит большой амплитуды разрыв, по которому юго-западное крыло складчатой области Карпат погружено на значительную глубину. Не исключено, что у этого разрыва, проходящего под покровом миоценовых отложений, в породах палеогена могут быть тектонически экранированные залежи нефти. Осадки миоцена, развитые в северо-восточной части Солотвинской впадины, также заслуживают внимания, как объект глубокой разведки.

Авторы согласны с И. Б. Плешаковым, который рекомендует ввести в глубокую разведку Солотвинскую структуру.

Проведенными работами в Чопской впадине (съемка, структурное бурение и сейсморазведка) значительно уточнено представление о строении Залужской антиклинали. Для выявления ее перспектив газо-нефтеносности целесообразно пробурить профиль скважин (3—5) глубиною 2000—2500 *м* каждая.

ЛИТЕРАТУРА

Антипов В. И. Результаты работ на разведочных газовых площадях за 1952—1954 гг. Проблема пром. нефтеносности и газоносности зап. обл. УССР, т. III, 1955.

Богданов А. А. Основные черты тектоники Восточных Карпат. «Сов. геология» № 40, 1949.

Быховер Н. А., Вологдин А. Г., Матвеев А. К. Геология и полезные ископаемые западных областей УССР, 1941.

Вялов О. С. Краткий обзор истории и условий образования осадков в западных областях УССР. Тр. совещ. по тектонике Альпийской геосинкл. обл. юга, СССР, т. 2, 1956.

Глушко В. В., Сандлер Я. М. Западные области Украины, основные черты геологического строения. Очерки по геологии СССР, 1957.

Елин Н. Д. Газовые месторождения западных областей УССР. Проблема пром. нефтеносности и газоносности зап. обл. УССР, т. III, 1955.

Клiточенко І. Ф., Манвелова К. К. Нові дані про Бориславську глубинну структуру. Геол. журн. АН УССР, т. XV, вып. I, 1955.

Муратов М. В. Тектоника и история развития Альпийской геосинклинальной области юга Европейской части СССР и сопредельных стран. Тектоника СССР, II, 1949.

Плешаков И. Б. Геологическое строение и нефтеносность Мармарошского бассейна миоценовых соленосных отложений Закарпатской области УССР. Труды научно-геол. совещ. по нефти, озокериту и горючим газам УССР, 1949.

Славин В. И. Древние этапы развития и тектоническое районирование Карпат. Тр. совещ. по тектонике Альпийской геосинкл. обл. юга СССР, 1956.

Шатский Н. С. Основные черты строения и развития Восточно-Европейской платформы. Изв. АН СССР, сер. геол., № 1, 1946.

Bujalski B. Bitkow. Kopalnie nafty i gazow ziemnych w Polsce, I, 1928.

Tolwinski K. Boryslaw. Kopalnie nafty i gazow ziemnych w Polsce, t. II, 1934—1937.

Zubrzycki P. Starunia jako teren naftowy w swietle dotychczasowych wiercen. Przem. Naft., XIII, 1938.

П. Г. Суворов

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕ-ГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНЫХ ОБЛАСТЕЙ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

ВВЕДЕНИЕ

Проблема поисков месторождений нефти и газа на территории центральных областей Русской платформы неоднократно выдвигалась крупными учеными нашей страны и научной общественностью. Выдвигая эту проблему, академик И. М. Губкин [1936, 1940] одновременно поставил вопрос о необходимости разведки рассматриваемой территории структурными скважинами и в широтном, и в меридиональном направлениях. Основываясь на высказываниях И. М. Губкина и других советских ученых, работы в центральных областях с применением глубокого бурения были начаты еще до начала Отечественной войны 1941—1945 гг.

С 1947 г., когда было подписано историческое решение Совета Министров о бурении опорных скважин для определения направления разведочных работ на нефть и газ, буровые работы в центральных областях Европейской части СССР получили широкое развитие. За 7 лет на этой территории было пробурено 38 опорных скважин (табл. 1) и около 100 поисково-разведочных скважин на 32 площадях (табл. 2). Плотность буровых работ, однако, была неравномерной. Более сгущенной сетью скважин бурение развивалось в юго-восточных районах, в пределах Керенско-Чембарской и Сурско-Мокшинской зон поднятий, а также в южных районах Подмосковья. Все остальные земли освещены глубоким бурением весьма слабо. Особенно это относится к обширной северо-восточной части территории центральных областей. Основные черты геологического строения центральных областей Русской платформы изложены во II томе настоящих очерков [1].

В результате буровых работ была выявлена промышленная нефтегазоносность угленосного горизонта нижнего карбона в южной части Ульяновской области (Барановская, Варваровская, Голодяевская и Новоспасская площади). Приток жидкой нефти из башкирских слоев до 1,5 *т* получен в центральной части той же области (Охотничья площадь). Незначительный приток жидкой нефти установлен на Кикинской площади в Пен-

---

[1] См. П. Г. Суворов, М. Ф. Филиппова, Н. С. Ильина и др. «Центральные области Русской платформы». Очерки по геологии СССР (по материалам опорного бурения), т. 2. Труды ВНИГРИ, вып. 101. Гостоптехиздат, Л., 1957.

зенской области. Эти участки расположены вблизи нефтяных месторождений западной части Волго-Уральской области.

Таким образом, границы Волго-Уральской нефтеносной области несколько расширились за счет западных районов. Однако в целом, практи-

Таблица 1

Перечень опорных скважин, пробуренных в центральных областях Русской платформы

1. Старая Русса
2. Валдай
3. Пестово
4. Редкино
5. Поварово
6. Котлас *
7. Коноша
8. Любим
9. Вологда
10. Солигалич
11. Шарья
12. Котельнич
13. Горький
14. Лысково
15 Мар. Посад
16. Балахониха
17. Порецкая
18. Ульяновск
19. Пруды
20. Кикино 7
21. Юлово-Ишим 1
22. Исса 1
23. Токмово
24. Сердобск
25. Зубова Поляна
26. Морсово
27. Тамбов
28. Ряжск
29. Мосолово
30. Плавск
31. Тула
32. Калуга
33. Серпухов
34. Боровск
35. Барятино
36. Городок
37. Орша
38. Мелекесс

* Скважины за № 6, 8, 10—14, 16—26, 28, 29, 38 обрабатывались Московским филиалом ВНИГРИ и затем ВНИГНИ.

Таблица 2

Перечень площадей, пребывавших в разведочном бурении в центральных областях Русской платформы

№ пп	Наименование площадей	Пробурено разведочных скважин	№ пп	Наименование площадей	Пробурено разведочных скважин
1	Крестецкая . . .	3	19	Веденяпинская .	3
2	Старицкая * . . .	1	20	Красноозерская .	3
3	Зубцовская . . .	2	21	Каверинская . . .	2
4	Непейцинская . .	3	22	Ивановская . . .	1
5	Солигаличская .	1	23	Комаровская . . .	2
6	Балахнинская . .	2	24	Рудневская . . .	1
7	Сундырская . . .	4	25	Зарайская	1
8	Иссинская	3	26	Калужская . . .	5
9	Танеевская . . .	1	27	Борлинская . . .	6
10	Чертеимская . . .	4	28	Смородинская . .	4
11	Юлово-Ишимская	5	29	Тульская	3
12	Кикинская . . .	4	30	Охотничья . . .	4
13	Гусихинская . . .	1	31	Мордовинская . .	1
14	Казаклинская . .	7	32	Локновская . . .	6
15	Сердобская . . .	4			
16	Липягинская . .	1		Итого	98
17	Пересыпкинская .	1			
18	Воронская . . .	9			

* — Площади за № 2, 4—12 введены в разведку Московским филиалом ВНИГРИ, а все остальные площади вводились в разведку, главным образом, трестами: «Союзнефтегазразведка» и «Пензанефтегазразведка».

ческое значение полученных результатов невелико. На всей остальной территории центральных областей, где разбурен ряд структур в качественно различных по геологическим условиям районах притоков жидкой нефти получено не было. Однако это не значит, что вся обширная территория центральных областей, равная более 1 000 000 $км^2$ не содержит в недрах запасов нефти и газа. Ряд значительных по размеру площадей действительно теперь может быть исключен из объектов дальнейших поисковых работ, но многие районы еще заслуживают серьезного внимания разведчиков.

Обобщение геологических материалов по центральным областям, под углом зрения оценки перспектив нефте-газоносности палеозойских отложений, производилось неоднократно в ходе бурения рядом геологов. Ранние работы, касавшиеся оценки перспектив нефте-газоносности, на том или ином этапе исследования, освещали этот вопрос на базе имевшегося недостаточного для этих целей материала.

В настоящей работе на основании более полного учета разнообразных факторов, а именно: условий залегания палеозойских отложений, коллекторских и фациальных особенностей их, битуминологических, газовых и гидрохимических исследований, данных по распространению возможно нефтематеринских свит в разрезе и пространстве, по сравнительному фациальному и геотектоническому анализу, по распространению очагов нефте-газообразования и возможных путей региональной миграции углеводородов, а также учитывая данные о возрасте тектонических структур, представилось возможным произвести районирование и выделить ряд категорий земель различных по перспективности в отношении возможной нефтеносности нижнего палеозоя, девона и карбона, и сделать конкретные предложения промышленности по дальнейшим поискам нефти и газа в регионе.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА БИТУМИНОЛОГИЧЕСКИХ, ГАЗОВЫХ И ГИДРОХИМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В этом разделе приводится краткая характеристика результатов битуминологических, газовых и гидрохимических исследований, как показателей, по которым в некоторой мере можно судить о перспективах нефте-газоносности палеозойских отложений рассматриваемой территории.

НИЖНЕПАЛЕОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

В отложениях нижнего палеозоя содержание органического углерода в большинстве разрезов невысокое, значительно менее полпроцента, а содержания битуминозных компонентов выражаются тысячными долями процента. Битумы характеризуются, главным образом, кислым составом. Лишь только в ряде скважин на юге территории, в разрезах Редкино, Поварово, Мосолово, Морсово, отмечаются высокие содержания органического вещества и битума. Так, например, в ламинаритовых слоях Мосолово органического углерода в отдельных образцах содержится от 4,05 до 16,6%, в гдовских слоях Поварово в среднем 2,24%. Содержание битума в породах указанных скважин колеблется от 0,07 до 0,019%. Битумы преимущественно кислые. Лишь только в разрезах Мосолово и Морсово элементарный состав хлороформенного экстракта оказался близким к нефтяным битумам.

В составе газовой фазы аномалии с углеводородными компонентами фиксируются редко и в небольших количествах.

ДЕВОНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

В результате химико-битуминологического и люминесцентно-битуминологического изучения органического вещества и битумов девонских отложений центральной части Русской платформы выявлена зависимость содержания органического вещества и битума от литологического состава пород. Наибольшее содержание органического вещества наблюдается, главным образом, в глинистых породах, в глинах, известняково-глинистых сланцах и мергелях и меньшее — в алевролитах, известняках, доломитах, ангидритах и др.

Органическое вещество и битумы в девоне распределены неравномерно как по горизонтам, так и по площади. Битумы, рассеянные в девонских отложениях, сингенетичны вмещающим их породам. В большинстве случаев битумы являются кислыми, но в настоящее время не представляется возможным утвердительно отвечать являются ли эти битумы остаточными, либо они недовосстановлены, либо вторично окислены.

Отложения нижнеживетского подъяруса, в частности, морсовского горизонта выделяются повышенным содержанием (от 0,02 до 2,5, в среднем 1,32%) органического вещества и высокой его степенью битуминизации особенно в пределах обширной территории Верхнего Поволжья. Для этих отложений характерно сравнительно высокое (от 0,008 до 1,7%, в среднем 0,27%) содержание битума на породу и установление по данным группового и элементарного анализов близости его к нефтяному типу.

В верхнеживетских отложениях органическое вещество распределено неравномерно, его мало в этих отложениях северной части Среднерусской впадины (0,09% в Любиме и Солигаличе) и сравнительно много (до 3—8%) в пределах юго-восточной части Рязано-Саратовского прогиба и на склонах древнего Сурско-Волжского свода (районы: Кикино, Комаровка, Сердобск и др.). Содержание битумов в верхнеживетских породах низкое 0,01—0,6%, в среднем 0,1%. Характер битумов большей частью кислый. Исключением в этом отношении являются лишь верхнеживетские глины юго-восточной части Рязано-Саратовского прогиба (разрезы Сердобск и Кикино).

В распределении органического вещества и битумов в отложениях нижнещигровских слоев наблюдается та же картина, что и в верхнеживетских, т. е. увеличение органического вещества и битумов в породах по мере движения с севера на юг и менее отчетливо с запада на восток.

Количество органического вещества и битумов в нижнещигровских отложениях более низкое, чем в живетских. Содержание органического вещества в нижнещигровских породах колеблется в пределах от 0,3 до 0,65% (в Любиме) до 1—2 и реже 5% (в Иссе, Прудах, Кикино, Котельниче). Количество битумов в них составляет 0,01—0,2% на породу. Битумы в большей части имеют кислый характер. Верхнещигровские отложения сравнительно бедны углеродом и органическим веществом, количества которых равны в среднем соответственно 0,293 и 0,40%. По данным исследований немногочисленных образцов они не богаты и битумами.

Отложения рудкинских слоев наиболее обогащены органическим веществом, содержание которого колеблется от 0,25% в известняках до 26% в карбонатно-глинистых породах и в среднем составляет 7,31%. Для них характерно и наиболее высокое содержание битума, равное в среднем 0,58%. Состав битума за единичными исключениями носит кислый характер, а в одновозрастных отложениях доманикового горизонта на востоке битум преимущественно нефтяного типа (Советск, Глазов и др.).

Семилукские отложения в массе бедны органическим веществом, содержание которого измеряется в долях процента и лишь спорадически возрастает до 15% (в единичных тонких прослоях известняково-глинистых сланцах). Битум в породах семилукских слоев имеет кислый характер и содержится в породе от 0,02 до 0,86%, в среднем 0,28%.

В верхнефранском подъярусе бедны органическим веществом и битумами отложения воронежских слоев. В евлановско-ливенских слоях содержание органического вещества в породах колеблется от 0,1 до 3% и битумов кислого характера от 0,002 до 0,3%. Нижнещигровские отложения по содержанию органического вещества и битумов близки к верхнефранским отложениям и отличаются лишь спорадическим присутствием (в Любиме) битума, близкого к нефтяному типу.

Повышенным содержанием органического вещества (колеблющегося от 0,07 до 3—8% в Любиме, Котельниче, Порецком и др.) и высокой степенью его битуминизации характеризуются отложения данково-лебедянских слоев фаменского яруса. Они сравнительно богаты и битумами, содержание которых колеблется от 0,01 до 2% (в Любиме) в среднем 0,29%. Битумы данково-лебедянских отложений по элементарному и групповому составу, в отличие от отложений всех других горизонтов девона, близки к нефтяному типу (в Любиме, Советске, Шарье, Лыскове, Порецком и др.).

Из изложенных выше данных о распределении органического вещества по горизонтам видно, что наиболее благоприятные условия для накопления и захоронения органического вещества были в рудкинское и семилукское время, но значительная часть его имеет кислый характер и представляет собой нерастворимый в органических растворителях остаток.

В данково-лебедянское и нижнеживетское (морсовское) время захоронение органического вещества и превращение его в битум происходило в более благоприятной обстановке. Об этом свидетельствует, например, то, что содержание битума в органическом веществе в отложениях нижнеживетского подъяруса по данным 26 образцов равно 24,93%, а в данково-лебедянском горизонте по данным 38 образцов — 20,05%. Следует, однако, подчеркнуть, что битуминологическая изученность ряда слоев девона: мосоловских, старооскольских, нижнещигровских, явно недостаточная. Поэтому в отдельных случаях, быть может, наши заключения о незначительной их битуминозности являются недостаточно обоснованными.

Обобщение газоаналитического материала показало закономерное распределение состава газовой фазы глинистого раствора по разрезу девона и по площади, что имеет важное значение для ориентировки дальнейших исследований.

Во всех изученных разрезах девона установлено:

а) наличие в составе газов углеводородных компонентов в отложениях живетского и фаменского ярусов при почти полном отсутствии их в франском ярусе;

б) закономерное уменьшение содержания метана живетских отложений в пределах Среднерусской впадины (Солигалич, Любим, Балахна, Горький, Балахониха) и восточного склона Воронежского выступа (Балашов) к нулевым показателям на запад от этих районов и на восток от них до восточного склона Токмовского свода;

в) закономерное изменение состава углеводородных газов фаменских отложений от тяжелых углеводородов на востоке исследуемой территории (Сундырь, Лысково, Порецкое, Кикино) к метановому газу, а затем к нулевым показателям на западе.

Обобщение данных химического изучения вод девонских отложений позволило наметить несколько типов их. Воды девонских отложений приподнятых частей склонов Балтийского щита, Воронежского массива, северо-западного и юго-западного бортов Московской синеклизы характеризуются слабой минерализацией и отнесены к типу сильно опресненных.

К следующему типу более минерализованных отнесены воды погруженных частей указанных склонов и бортов, которые вскрываются рядом скважин: Плавской, Тульской, Калужской, Ряжской, Боровской, Старо-Русской и др. Для этих вод характерен хлоркальциевый состав, но меньшее по сравнению с нефтяными водами содержание хлоридов, большее — сульфатов, низкое содержание брома и кларковые величины йода. Воды Московской, Юлово-Ишимской, Зубово-Полянской, Морсовской и Кикинской скважин близки к вышеупомянутому типу, но отличаются резким снижением сульфатности и некоторым увеличением минерализации. Однако по сравнению с водами нефтяных месторождений, в них отмечается более низкая минерализация и более низкий коэффициент метаморфизации. Наконец, к типу вод, близких по химическому составу к водам нефтяных месторождений девона, относятся воды, Лысковской, Кикинской, Непейцинской, Сундырской, Порецкой, Марпосадской и, в некоторой степени, Ульяновской скважин.

КАМЕННОУГОЛЬНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

На основании химико-битумонологических исследований пород с повышенным содержанием органического вещества и битума нефтяного ряда выделяются самые восточные районы, расположенные к востоку от Сурско-Мокшинской дислокации. В остальных частях центральных областей каменноугольные отложения содержат очень небольшое количество углерода в пределах от 0,01 до 0,3% на породу и весьма низкие количества битума, чаще всего кислого. Во многих случаях породы не битуминозны. Данные исследований газовой фазы глинистого раствора и пластовых вод позволяют считать обширные пространства центральных областей неперспективными для поисков нефти и газа в карбоне. В этом отношении могут заслуживать внимания лишь наиболее погруженные восточные и юго-восточные склоны Токмовского свода.

О ВОЗМОЖНЫХ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ СВИТАХ

Ниже выделяются стратиграфические толщи и литологические разности пород с точки зрения возможных нефтематеринских свойств их[1].

В основу выделения возможно нефтематеринских свит и пород нами кладется: во-первых, анализ фациальных условий осадкообразования в различных бассейнах палеозоя; во-вторых, обогащенность пород органическим веществом и битумом; в-третьих, учитывается степень преобразования органического вещества и качество битуминозных образований. Степень преобразования органического вещества нами рассматривается по отношению органического углерода к азоту (C/N). О характере битуминозного вещества мы будем судить по отношению хлороформенного экстракта битума к спирто-бензольному, т. е. более восстановленной его части

[1] Для этой цели мы привлекли материалы исследований литологов ВНИГНИ З. П. Ивановой, М. Ф. Филипповой, Н. С. Ильиной, Л. М. Елиной, а также химиков-битумонологов.

к кислой и, наконец, для суждения о качестве битумов, мы будем привлекать групповой и элементарный состав, т. е. *соотношения масел, смол*, асфальтенов, углерода, водорода и гуминовых веществ. Совокупность этих данных является необходимой для объективного суждения о наличии в разрезе палеозоя нефтематеринских пород.

НИЖНЕПАЛЕОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Отложения нижнего палеозоя имеют довольно широкое распространение на территории центральных областей. Они выполняют впадины докембрийского основания, а именно: Среднерусскую впадину и Рязано-Саратовский прогиб. Мощность отложений, по-видимому, превышает 1500 *м*. Представлены они, главным образом, терригенными образованиями валдайского и балтийского комплексов. Фациальные условия образования этих осадков не равнозначны как в пространстве, так и во времени.

В связи с этим содержание органического вещества и битумов в породах, а также качественные особенности последних, тесно связаны с фациальными типами пород, т. е. обусловлены условиями образования осадков.

Рассмотрим последовательно снизу вверх фациальные типы пород.

Валдайский комплекс

Гдовские слои. В основании нижнего палеозоя залегают преимущественно песчаные отложения с пачками глинистых пород, которые достигают иногда большой мощности, например, в разрезах Редкино, Серпухово и Боровска.

Большая часть пород гдовских слоев окрашена в красно-бурые цвета от присутствия в породах большого количества гидроокислов железа. Отлагались осадки гдовских слоев, главным образом, в прибрежных и мелководных условиях, при окислительной обстановке среды. Однако в отдельных разрезах (Редкино, Поварово, Москва, Сердобск, Пересыпкино, Старица, Зубцов и др.) встречаются часто прослои и пачки, окрашенные в серые цвета, обусловленные содержащимися в породе закисными соединениями железа. В отдельных случаях в разрезах гдовских слоев присутствует глауконит (Сердобск, Пачелма, Зубова Поляна), сидерит (Непейцино, Мосолово, Морсово) и пирит (Редкино), которые являются показателями среды их образования, благоприятной для накопления и дальнейшего преобразования органического вещества. Общие же условия осадконакопления в гдовском бассейне были изменчивы, вследствие частой смены окислительно-восстановительных границ. Следует также указать и на имевшие место процессы вторичного окисления, так, например, прослои аргиллитов в песчаниках, казалось бы, должны были содержать значительно меньшее количество окисных и закисных соединений по сравнению с песчаниками, как осадки больших глубин, но такая картина наблюдается не всегда. Следовательно, гдовские слои отлагались как в окислительных, так и в восстановительных условиях среды. Но осадки, отложившиеся в восстановительной обстановке, в дальнейшем нередко подвергались процессам вторичного окисления.

Все вышеизложенное свидетельствует о том, что в гдовском бассейне условия для отложения нефтематеринских свит были мало благоприятны, или почти неблагоприятны. Об этом свидетельствует и весьма низкое со-

держание в породах гдовских слоев органического вещества, выражающегося чаще всего в сотых и десятых долях процента. Отношение углерода к азоту также низкое от 2 до 7. Чаще всего битум отсутствует или содержится тысячными долями процента, причем кислого ряда.

Исключением являются лишь некоторые разрезы, где отмечено относительно повышенное содержание органического вещества и битума. Такими разрезами являются: Мосолово, Морсово, Поварово и др.

В Редкинской скважине содержание органического вещества колеблется в пределах от 0,44 до 2,08%, но содержание битума невелико — в общей сложности оно не превышает 0,01—0,17%. При этом следует отметить пониженное содержание в битуминозном веществе асфальтенов. Гуминовые кислоты отсутствуют. В Поваровской скважине содержание органического вещества колеблется в пределах 0,42—2,27%. Суммарное количество битуминозных веществ определяется в размерах 0,064—0,973%. Гуминовые кислоты либо отсутствуют, либо содержатся в небольших количествах.

В групповом составе хлороформенного экстракта отмечается повышенное содержание асфальтенов. Все это указывает на кислый характер битумов гдовских слоев Поваровского разреза.

Учитывая, однако, что редкинский глинистый комплекс пород, отлагавшийся в восстановительных условиях среды, достигающий 34 *м* мощности и содержащий относительно повышенные количества органического вещества и битума, быть может, следовало бы рассматривать как возможно нефтематеринский комплекс пород. В более погруженных и еще не изученных бурением участках Среднерусской впадины, располагающихся к северу от Москвы, быть может, окажутся лучшие условия в отношении накопления и преобразования органического вещества, и поэтому отложения редкинского комплекса здесь могут оказаться нефтепроизводящими, а вышележащие песчаные образования гдовских слоев при благоприятных структурных условиях могут явиться вместилищем нефти и газа.

Л я м и н а р и т о в ы е с л о и. Для ляминаритового времени на территории центральных областей Русской платформы выделяются фации, главным образом, нерасчлененных морских отложений.

Литологически ляминаритовые слои представлены, главным образом, глинистыми породами. Алевролиты встречаются в виде отдельных прослоев среди аргиллитов. Для ляминаритового времени является характерным обратная, против обычной, закономерность, а именно: крупность обломочного материала увеличивается не в сторону берега, а в направлении, противоположном ему, что возможно вызвано морскими течениями, имевшими максимальные развития в осевых зонах впадин.

Для примера укажем, что в Балахнинском районе, расположенном ближе к древней суши, отмечаются относительно более глубоководные отложения. Здесь по сравнению с другими районами наблюдается повышенная отмученность тонкого терригенного материала. Цвет пород в Балахнинской скважине серый и зеленовато-серый. В разрезе фиксируется значительная пиритизация, имеется сидерит, что указывает на восстановительные условия осадкообразования.

Рассматривая другие районы центральных областей, можно заметить, что обстановка, в которой происходило осадкообразование, была не одинаковой. Содержащееся в породах железо представлено в одних местах преимущественно в виде окисных, в других — в виде закисных и окисных соединений. Кроме того, в одних и тех же районах положение окислительно-

восстановительной границы не оставалось неизменным, что отмечается в чередовании пород красной окраски с серой и зеленовато-серой.

В некоторых районах отмечается закономерность в распределении пород по их окраске, а именно: красно-бурые цвета обычно бывают приурочены к нижним частям разреза, а зеленовато-серые — к верхним.

Такая закономерность проявляется в районах Рязано-Саратовской впадины (Мосолово, Каверино, Морсово), а в районах Сердобска и Пересыпкино развиты преимущественно серые и зеленовато-серые породы.

В большинстве районов Московской синеклизы отмечается чередование красно-бурых, серых и зеленовато-серых пород, что по-видимому, было обусловлено колебательными движениями, вызывавшими изменения условий среды седиментации. Таким образом, условия осадкообразования в ляминаритовое время были не везде благоприятны для накопления и преобразования органического вещества. Однако в отдельные периоды условия для накопления и преобразования органического вещества были сравнительно благоприятными.

Рассматривая распределение органического вещества и битума в ляминаритовых слоях, можно заметить их относительно повышенные содержания в этих осадках по сравнению с другими комплексами отложений нижнего палеозоя.

Так, содержание органического вещества по отдельным скважинам фиксируется в следующих количествах: в Солигаличе — 0,15, в Котласе — 0,12, в Непейцино — 0,45, в Редкино — 0,16, в Поварово — 0,34, в Калуге — 0,27%, в Мосолове — 10,77, в Морсово — 4,33, в Сердобске — 0,43%. Отношения углерода к азоту во всех случаях обычно невысокие, они колеблются в пределах 4—5 единиц. Исключением являются мосоловский и морсовский разрезы, где это отношение достигает 33 единиц. Битуминозная характеристика выражается следующими показателями: в Мосоловской скважине битума содержится в породе 0,07%, в органическом веществе 0,69%. В групповом составе хлороформенного экстракта ляминаритовых слоев Мосоловской скважины содержится масел 63, смол 34 и асфальтенов 2%. Эти данные указывают на нефтяной характер битума. В Поваровской скважине отмечено битума в породе 0,08%, в органическом веществе 16,7%. Групповой состав хлороформенного экстракта поваровского битума свидетельствует о кислом его характере, так как асфальтенов в битуме содержится более 80%.

В Сердобской скважине битума содержится в породе 0,03%, в органическом веществе 8,19%. В групповом составе хлороформенного экстракта отмечается также повышенное содержание асфальтенов.

В Морсовской скважине содержание битума в породе равно 0,14%, в органическом веществе 3,23%, отношение хлороформенного экстракта к спирто-бензольному здесь равно 1,3.

Таким образом, по характеру фаций, содержанию органического вещества и битума нефтяного ряда ляминаритовые слои можно отнести к нефтематеринским в районах Мосолова и Морсова. К сожалению, данных для анализа рассматриваемого вопроса по другим районам крайне недостаточно или эти данные совершенно отсутствуют, и поэтому обобщающие выводы по ляминаритовым слоям, также в целом по валдайскому комплексу, сделать затруднительно.

Балтийский комплекс

Надляминаритовые слои. Анализ геологической истории показывает, что море, достигшее своего максимального развития в ляминаритовое время, в начале балтийского цикла осадконакопления сильно обмелело. Начался интенсивный принос терригенного материала, так как источники сноса заняли более повышенное положение по отношению к уровню моря. В связи с этим, надляминаритовые слои имеют довольно грубый характер. Они представлены, главным образом, мелкозернистыми песчаниками и, в меньшей мере, алевролитами и аргиллитами. Образование надляминаритовых слоев происходило как в окислительной, так и в восстановительной среде. Соли железа, содержащиеся в породах, окрашивают их в красно-бурые и зеленовато-серые цвета. В первом случае, они находятся в виде окисных, во втором — в виде закисных соединений. Мощности надляминаритовых слоев в среднем составляют 15—20 *м* и не превышают 55 *м* (Валдай).

Химико-битуминологические данные для надляминаритовых слоев почти отсутствуют. Единичные образцы указывают на невысокое содержание в них органического вещества и весьма низкое отношение углерода к азоту, порядка 6 единиц.

Учитывая небольшую мощность и литолого-фациальную характеристику надляминаритовых слоев, а также низкое содержание в них органического вещества, эту толщу нельзя рассматривать как нефтематеринскую.

Толща «синих глин» отличается от надляминаритовых слоев значительно большей тонкостью обломочного материала. Накопление синих глин происходило в более глубоком морском бассейне, при сравнительно спокойном сносе обломочного материала. Из пород, слагающих разрез «синих глин», преобладают аргиллиты.

Геохимические условия образования «синих глин» на разных участках были различны. В юго-западной части Среднерусской впадины отмечается чередование пород различной окраски — красно-бурых, серых и зеленовато-серых. На остальной территории центральных областей преимущественно развиты серые и зеленовато-серые породы. Красно-бурые цвета пород фиксируются в нижней и верхней частях разрезов.

По литологическим и фациальным особенностям слои «синих глин», казалось бы, могли рассматриваться на большей части территории как нефтематеринские, но, однако, они бедны органическим веществом и битумом.

Органическое вещество фиксируется в следующих количествах: в Солигаличе — 0,162, в Непейцино — 0,462, в Редкино — 0,73, в Поварово — 0,42, в Серпухове и Калуге — 0,27%.

Количество битумов в породе также невелико: в Непейцино 0,04, в Редкино 0,04, в Поварово — 0,076, в Серпухове — 0,054%. Количество битума в органическом веществе тех же скважин содержится от 5 до 24%. В других разрезах содержание битуминозных веществ значительно ниже.

Рассматривая групповой состав хлороформенного экстракта, следует отметить, что в Редкинской скважине масел содержится 18, смол 69, асфальтенов 17%. В Поваровской скважине преобладают масла (44%) и смолы (67%), а в некоторых образцах преобладают смолы (43%) и асфальтены (57%). В Непейцинском разрезе преобладают масла (77—79%).

Таким образом, по фациальным признакам и содержанию органического вещества и битума, толща «синих глин», с точки зрения нефтепроизводящих свойств, представляет некоторый интерес в пределах юго-восточной и южной части Среднерусской впадины.

Для других районов рассматриваемой территории, и особенно для центральной части Среднерусской впадины, химико-аналитические данные по битуминологии отсутствуют, и поэтому давать какую-либо оценку толще «синих глин», как возможно нефтепроизводящей, в настоящее время не представляется возможным.

На основании всего вышеизложенного можно сделать следующие заключения.

1. *Породы нижнего палеозоя бедны органическим веществом*, которое составляет в среднем менее одного процента. Также низким является и содержание битуминозных веществ. Битумы преимущественно кислые и лишь только в Мосоловской и Морсовской скважинах они приближаются к нефтяным.

2. Содержание органического вещества и битума в породах увеличивается при движении с севера на юг.

3. Нефтематеринскими, в некоторой степени, могут рассматриваться: нижняя глинистая пачка гдовских слоев (в Редкино, Поварово и других соседних районах), ламинаритовые слои и частично толща «синих глин» для районов, где соответствующие характеристики этих осадков являются относительно благоприятными.

ДЕВОНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Отложения девона в пределах центральных областей распространены повсеместно. Литологический состав и мощности их в значительной мере обусловлены историей геотектонического развития отдельных регионов. Такими регионами или крупными тектоническими элементами, влиявшими на фациальные особенности литогенеза, а также и на мощности накапливавшихся осадков являлись: Среднерусская, Рязано-Саратовская, Прикаспийская, Казанско-Сергиевская и Вятско-Камская впадины, Сурско-Волжский, Котельничский и Воронежский выступы фундамента и, наконец, Балтийский щит и прилегающая к нему с востока северная часть Русской платформы.

Максимальные мощности девонских отложений развиты в упомянутых выше впадинах, а на положительных древних структурах они резко сокращаются.

В результате анализа фаций и мощностей девонских отложений установлено, что конфигурация девонских бассейнов на территории центральных областей, их размеры и характер осадкообразования в них зависели как от региональных тектонических движений в пределах Русской платформы и прилегающих к ней геосинклиналей, так и от тектонической жизни крупных структурных элементов, участвующих в строении этих областей.

Существование Балтийского щита на северо-западной окраине исследуемой территории, испытывавшего тенденцию к поднятию в течение всего девонского времени, обусловило меньшее прогибание и непосредственно прилегающей к нему Среднерусской впадины по сравнению с Прикаспийской. Это вызвало общий наклон исследуемой территории на юг и юго-восток и тем самым определило основное направление трансгрессий девонских бассейнов с юга и юго-востока на север и северо-запад.

Эпохе девонского осадкообразования на территории центральных областей предшествовал длительный период континентального перерыва, продолжительность которого определялась концом силурийского, нижнедевонским и началом среднедевонского времени в пределах Среднерусской и Рязано-Саратовской впадин и нижнепалеозойским, нижне-, средне- и частично верхнедевонским временем на положительных структурах, какими являлись: Котельничский, Сурско-Волжский и Воронежский выступы фундамента, оставшиеся сушей более длительное время.

Все вышеизложенные данные обусловили неравнозначные фациальные условия образования девонских осадков как в пространстве, так и во времени. Различные фациальные условия осадкообразования в свою очередь влияли на накопление исходного органического вещества, необходимого для образования нефти и на его преобразование. Ниже рассмотрим все эти условия для некоторых стратиграфических подразделений девона с точки зрения выявления в них возможных нефтематеринских толщ.

Нижнеживетский подъярус. Трансгрессия девонского бассейна в пределы центральных областей связывается с нижнеживетским временем, в течение которого намечаются две фазы трансгрессий: ряжско-морсовская и мосоловская, соответствующие вязовской и бийской трансгрессиям нижнеживетского бассейна на Урале.

В ряжское время нижнеживетский бассейн вначале занимал лишь наиболее прогнутые части Среднерусской впадины и Рязано-Саратовской впадины. В этом внутриконтинентальном, возможно замкнутом и слабо засолоненном, бассейне накопились незначительные по мощности, преимущественно, пестроцветные терригенные разнозернистые песчаные отложения в краевых его частях и серо-цветные глинистые иногда сравнительно богатые пиритом и песчано-алевритовые, реже доломитовые и ангидритовые в центральной его части. В этом бассейне на первом этапе его существования, судя по широкому развитию пестро-цветных и красно-цветных глинисто-песчаных отложений, условия для накопления и преобразования органического вещества были мало благоприятны. Однако в дальнейшем в связи с расширением его площади и некоторым увеличением его глубины, в нем формируются уже преимущественно серо-цветные песчано-алевритовые и глинистые отложения. Последние на отдельных участках сравнительно обогащены органическим веществом (до 1% в Горьком). Однако мощность этих слоев и площадь их распространения сравнительно невелики.

На основании всего изложенного: отложения ряжских слоев нижнеживетского подъяруса, по-видимому, не могут рассматриваться как нефтематеринские. К началу морсовского времени происходит усыхание и засолонение нижнеживетского бассейна и превращение его в мелководную лагуну. Эта лагуна охватывала лишь юго-западную часть Среднерусской впадины и характеризовалась преимущественным накоплением хлоридных отложений (каменной соли), и, в меньшей степени, сульфатных и карбонатных (доломитовых) образований.

Высокая соленость вод этого бассейна, естественно, была неблагоприятной для широкого развития в нем организмов, а следовательно, и для накопления органического вещества в это время.

В последующую часть морсовского времени, в связи с погружением территории Русской платформы, нижнеживетский бассейн в пределах центральных областей значительно расширяет свои границы. С увеличе-

нием размеров бассейна происходит постепенное понижение и солености его вод, что подтверждается сменой хлоридного типа отложений — сульфатными, а затем преимущественно карбонатными и карбонатно-глинистыми, а в краевых частях и песчано-глинистыми. В это время бассейн сравнительно обильно заселялся организмами и приобретал черты морского характера, возможно, с несколько повышенной соленостью вод. Таким образом, в связи с понижением солености вод в морсовском бассейне, создаются благоприятные условия для его продуктивности в отношении накопления органического вещества.

Наилучшие условия повышенной продуктивности бассейна создавались в краевых его частях, где соленые воды разбавлялись пресными, поступавшими с окружающих континентов, последние также приносили материал, необходимый для питания организмов, принадлежащих в основном планктону этого бассейна.

Полузамкнутый характер морсовского бассейна и отсутствие в нем донных течений способствовали застойности его вод и образованию восстановительных условий в осадках, а, следовательно, и сохранению органического вещества в них и его битуминизации. Следует подчеркнуть, что по данным химических анализов органическое вещество отложений морсовского горизонта отличается значительной степенью его битуминизации.

Судя по данным химико-битуминологических и люминесцентных исследований, битумы отложений морсовских слоев по своему составу могут быть отнесены к нефтяному ряду. Все это позволяет рассматривать глинистые и карбонатно-глинистые отложения морсовских слоев как, возможно, нефтематеринские на исследуемой территории. Однако, не на всей территории центральных областей отложения морсовских слоев могут рассматриваться благоприятными в отношении накопления в них органического вещества и его битуминизации. Воронежская суша в морсовское время, судя по узкой полосе песчаных отложений, окружавшей ее, наиболее, вероятно, обладала низменным рельефом и слабо влияла на характер осадкообразования.

Содержания органического вещества и битумов в отложениях морсовских слоев на северо-восточных склонах Воронежского массива невысокие.

Наиболее благоприятные условия для накопления и преобразования органического вещества в морсовское время имели место в самых юго-восточных районах и на участке, прилегающем с северо-запада и севера к Сурско-Волжской суше, т. е. в районах Верхнего Поволжья.

Следует отметить, что глинистые отложения этого участка бассейна относительно более богаты органическим веществом и битумами. Так, например, содержание органического углерода в глинах отдельных слоев этой части морсовского бассейна в скважинах Балахонихи, Горького и Порецком возрастает до 3—4,5%, в Непейцино до 1,3%. Органическое вещество характеризуется высокой степенью битуминизации, а битумы по своему характеру близки к нефтяным, что было показано во второй главе настоящего очерка.

По этим скважинам Любимской лабораторией ВНИГНИ были произведены детальные исследования содержания в породах морсовских слоев органического вещества и битума, содержание которого больше всего в Горьковской, Балахонихской и Порецкой скважинах (табл. 3) [1]. По срав-

[1] Анализы таблиц 3 и 4 выполнены химиками битумной лаборатории Е. П. Шишениной, Н. П. Шнейдер, И. А. Горенбейн, Н. А. Канаевой, Ю. И. Корчагиной и Э. Я. Симоновой.

Таблица 3

Скважина	Содержание органического углерода в породе, %	Отношение $\frac{C}{N}$	Содержание битума, %			Групповой состав битума, %		
			на породу	на органическое вещество	на породу по люминесцентному анализу	масла	смолы	асфальтены
Горьковская . . .	0,59—3,47	6—59	0,46—1,69	59—67	—	25,9—69,3	30,7—70,1	отсутствуют
Порецкая	1,30—4,49	31—62	0,39—0,92	15,3—23,7	0,31—0,62	16,4—33,8	56,0—62,6	9,9—24,9
Балахонихская .	0,40—3,70	25—115	0,14—0,82	3,7—26,4	0,005—0,62	6,4—11,4	50,0—66,3	22,4—38,1
Любимская . . .	0,08—1,18	5—34			0,15			
Непейцино . . .	0,016—1,20	3—17	0,006—0,32	20,2—70,7	0,02—0,3	3,5—53,7	13,3—55,9	17,6—65,4

Таблица 4

Скважина	Содержание органического углерода в породе, %	Отношение $\frac{C}{N}$	Содержание битума, %			Групповой состав битума, %		
			на породу	на органическое вещество	на породу по люминесцентному анализу	масла	смолы	асфальтены
Порецкая	0,42—4,36	11—67	0,22—0,25	4,3—38,8	0,03—0,23	20,7—26,0	56,3—68,8	4,9—23,0
Балахониха . . .	0,52	11	0,23	32,9	0,002—0,02	21,6	42,7	35,7
Советская	0,34—1,14	19—57	0,047—0,52	7,2—84,1	0,005—0,12	не опр.	не опр.	не опр.
Шарьинская . . .	1,35—2,89	16—52	0,35—0,64	13,0—28,8	следы до 0,12	17,6	59,1	23,3
Любимская . . .	0,32—8,02	13—186	0,06—2,03	7,6—41,0	0,002—0,15	11,6—70,2	29,8—81,8	0—9,1
Солигаличская .	1,15	15	0,03	1,95		не опр.	не опр.	не опр.

нению с нефтеносными отложениями Второго Баку здесь наблюдается более высокое содержание битума. Морсовские отложения следует рассматривать как возможно нефтематеринские в центральных областях.

При проходке в морсовских слоях в Горьковской и Порецкой опорных скважинах в газовой фазе глинистого раствора найден метан в количестве 1,45—2,5 *см*^{3}/*л*, а в Балахонихской и Балахнинской скважинах по 15 *см*^{3}/*л*.

Переходя к рассмотрению условий образования осадков в мосоловское время, необходимо прежде всего отметить, что положительные тектонические движения, имевшие место в конце морсовского времени, привели к кратковременному осушению исследуемой территории и неглубокому размыву и выветриванию ранее отложившихся осадков.

Мосоловское время характеризуется вновь начавшимся прогибанием территории центральных областей и новой более обширной трансгрессией нижнеживетского моря, захватившего и более высокие части положительных структур.

Нижнеживетский эпиконтинентальный бассейн мосоловского времени характеризовался относительно небольшими глубинами, обильным и разнообразным составом населявших его организмов, что свидетельствует о нормальной солености его вод, отклоняющейся в сторону засолонения лишь в краевых западной и северной более мелководных его частях. Для этого бассейна характерно преимущественное распространение глинистых и известняковых отложений и в засолоненных его частях доломитово-глинистых.

Алевролитово-песчаные отложения в нем имеют подчиненное развитие и встречаются лишь в прибрежных его зонах близ Балтийского, Воронежского, Сурско-Волжского и Котельничского выступов. Мелководные доломитово-глинистые отложения северной и западной частей Мосоловского бассейна, судя по разнообразию их окраски, нередко красно-цветной и пестро-цветной, формировались в изменчивых окислительно-восстановительных условиях. Они, как правило, бедны органическим веществом и битумами.

В известняковых и глинистых, преимущественно серо-цветных, отложениях остальной части этого бассейна, несмотря на обилие в некоторых из них пирита, содержание органического вещества невысокое, оно достигает до 0,3—0,4, реже до 0,6%.

Казалось бы, продуктивность живетского бассейна мосоловского времени, судя по разнообразию населяющих его организмов, должна была быть значительно большей, чем в предшествующее морсовское время. Однако на самом деле, отложения мосоловского бассейна бедны органическим веществом. Последнее отличается слабой степенью битуминизации и кислым характером входящих в его состав битумов, что подтверждается групповым и элементарным анализом их.

Вышеизложенное, по всей вероятности, свидетельствует о неблагоприятных условиях захоронения органического вещества в мосоловском бассейне, характеризующемся на большей части территории мелководностью, а следовательно, и значительной аэрацией отлагавшихся осадков.

В органическом веществе мосоловских отложений, в отличие от морсовских, почти постоянно присутствуют гуминовые кислоты иногда в количестве до 5%.

Резкое изменение состава органического вещества мосоловских отложений по сравнению с морсовскими, возможно, свидетельствует не только о существовании в это время более изменчивых окислительно-восстанови-

тельных условий, но и об ином составе исходного органического материала.

Таким образом, по совокупности всех приведенных выше данных, мосоловские отложения на большей части исследуемой территории не могут рассматриваться нефтематеринскими. Исключением в этом отношении является лишь самая юго-восточная часть Рязано-Саратовской впадины и северо-западная часть Прикаспийской впадины (Саратовское и Сталинградское Поволжье), где отложения мосоловского горизонта формировались в более глубоководной обстановке и в условиях более постоянного восстановительного режима в отлагавшихся осадках. Об этом свидетельствует большая обогащенность глинистых пород пиритом и органическим веществом и сравнительная бедность донной фауны.

Из всего вышеизложенного в отношении нижнеживетских отложений можно заключить, что в юго-восточных районах (Саратовское и Сталинградское Поволжье) почти во всей толще этих образований имеются нефтематеринские породы с соответствующими благоприятными в них показателями.

Для более северных районов центральных областей нефтематеринскими могут рассматриваться лишь отложения морсовских слоев, причем наиболее благоприятной в этом отношении, очевидно, является юго-восточная часть Среднерусской впадины в пределах Верхнего Поволжья.

Верхнеживетский подъярус. На рубеже нижне- и верхнеживетского времени, вследствие интенсивных поднятий, морской бассейн отступает из пределов исследуемой территории, что приводит к кратковременному существованию на ней континентального режима и размыву отложений мосоловских слоев, более слабому в пределах тектонических впадин и более глубокому на склонах выступов. Верхнеживетское время на территории центральных областей, так же как и на Урале, знаменуется двумя фазами трансгрессии. Первая из них названная воробьевской — соответствует афонинской на Урале, а вторая — старооскольская — чусовской.

Тектонические движения в верхнеживетское время на территории центральных областей были различны. Наиболее интенсивное погружение в это время испытывала северо-западная часть Прикаспийской и юго-восточная часть Рязано-Саратовской впадины. Среднерусская впадина характеризовалась относительной устойчивостью. Указанное различие в тектонической подвижности выразилось в резком увеличении мощности верхнеживетских отложений в направлении с севера на юг и закономерной смене с юга на север карбонатно-глинистых фаций глинистыми, глинисто-алевритовыми и песчаными. Такое распределение типов фаций характерно как для воробьевского, так и для старооскольского времени верхнеживетского бассейна.

В меньшей южной, относительно более глубоководной части верхнеживетского бассейна, занимавшей тектонически наиболее подвижный участок исследуемой территории, пользуются широким развитием карбонатно-глинистые и глинистые отложения. Здесь создавались наиболее благоприятные условия для накопления тонкодисперсного глинистого материала и органического вещества. Преимущественно глинистый состав отложений способствовал быстрому возникновению резко восстановительных условий в осадках, благоприятных для консервации органического вещества и дальнейших процессов его битуминизации. Битуминологические и другие анализы, как это вытекает из рассмотрения второй главы, подтверждают вышеизложенное.

Все это свидетельствует о высокой степени преобразования органического вещества, о нефтяном характере битумов в южных районах центральных областей.

В связи с этим карбонатно-глинистые и глинистые отложения здесь могут рассматриваться как возможно нефтематеринские. В северном направлении карбонатно-глинистые и глинистые отложения сменяются более мелководными глинисто-песчано-алевритовыми, а еще далее на север, мелководные отложения сменяются преимущественно песчаными дельтовыми и прибрежными.

Мелководные глинисто-песчано-алевритовые образования, богатые детритом наземной флоры, и, судя по обилию в них сидерита, формировались в слабо восстановительной или нейтральной среде, менее благоприятной для накопления и консервации органического вещества, как на это указывает Л. А. Гуляева [1953]. Количество органического вещества в алевролитах колеблется в широких пределах от 0,006 до 4,24% и большей частью оно меньше чем в глинах.

В органическом веществе алевролитов содержание гуминовых кислот достигает иногда весьма больших размеров. Содержание битумов в этих породах незначительное, чаще кислого характера.

Еще более бедны органическим веществом и битумами песчаные отложения прибрежных фаций верхнеживетского бассейна. Таким образом, анализ имеющегося фактического материала по верхнеживетским отложениям, позволяет отметить, что в направлении с юга на север наблюдается закономерное уменьшение органического вещества и битума. Следовательно, в отношении нефтеносности эти отложения могут заслуживать практического интереса в большей степени в южных районах. На севере их нефтеносность может быть связана, по-видимому, лишь с подстилающими нижнеживетскими отложениями, в которых, как было показано выше, выделяются возможно нефтематеринские толщи пород морсовского горизонта.

Из всего вышеизложенного вытекает вывод, что, судя по литологическому составу пород, характеру фаций, высокому содержанию органического вещества и битумов нефтяного типа, верхнеживетские отложения могут быть отнесены к нефтематеринским лишь в самых южных районах центральных областей Русской платформы, т. е. в северо-западной части Прикаспийской впадины и в юго-восточных районах Рязано-Саратовской впадины.

Франский ярус

Нижнефранский подъярус. Нижнещигровские слои. В конце среднего девона территория центральных областей вновь испытала подъем, что привело к кратковременному осушению и неглубокой эрозии отложений верхнеживетского подъяруса. Верхнедевонская эпоха в отличие от живетского века ознаменовалась новым еще более интенсивным прогибанием Русской платформы.

В начале верхнедевонской эпохи территория центральных областей Русской платформы покрывается в большей своей части мелководным морским бассейном с неустойчивой береговой линией, большим количеством временно возникающих мелких островов и отмелей и преимущественным развитием глинисто-алевритово-песчаных отложений нижнещигровских слоев пестроцветных на западе и сероцветных на востоке. В северной части центральных областей прибрежные песчаные отложения

этого бассейна часто сменяются дельтовыми. Описываемый бассейн на северо-западе, юго-западе и востоке был ограничен областями суши, затруднявшими его сообщение с открытым морем и поставлявшими в него большое количество терригенного материала. Сообщение этого бассейна с открытым морем осуществлялось лишь на юге через Рязано-Саратовский прогиб.

Во второй половине нижнещигровского времени в связи с развитием трансгрессии происходит углубление бассейна, сопровождаемое более широким развитием в нем глинистых и карбонатно-глинистых отложений. В это время, в связи с погружением Котельничско-Покровского выступа, нижнещигровский бассейн приобретает широкую связь с восточным морем. Особенно интенсивное прогибание в нижнещигровское время Прикаспийской и Вятско-Камской впадин обеспечило здесь развитие более глубоководных условий и накопление мощных толщ карбонатно-глинистых образований, обогащенных пиритом и органическим веществом. Эти более глубоководные отложения, естественно, обладают и повышенным содержанием битумов нефтяного типа. Содержание органического вещества и битумов в глинисто-алевритово-песчаных отложениях остальной части нижнещигровского бассейна невелико и закономерно уменьшается при движении с юга на север и с востока на запад. В этих направлениях сменяется и окраска нижнещигровских отложений с сероцветной на пестроцветную, что свидетельствует об изменении окислительно-восстановительного режима осадкообразования в сторону преобладания окислительных условий в мелководной части нижнещигровского бассейна.

В связи с недостаточным изучением органического вещества и битумов нижнещигровских отложений, в настоящее время можно отнести к возможно нефтематеринским лишь карбонатно-глинистые отложения северо-западной части Прикаспийской впадины, юго-восточной части Рязано-Саратовского прогиба, Вятско-Камской и Казанско-Сергиевской впадин.

Верхнещигровские слои. В верхнещигровское время территория центральных областей Русской платформы испытывала интенсивное погружение и, как следствие, характеризовалась максимальным развитием трансгрессии открытого морского бассейна. Вследствие этого характер отложений верхнещигровского горизонта выдерживается в общих чертах на значительной площади. В первую половину верхнещигровского времени повсеместно ощущается влияние континента, выражающееся в приносе преимущественно глинистого и в незначительном количестве алевритового материала и образованием известковистых глин, мергелей и глинистых известняков. Это влияние значительно ослабевает во вторую половину верхнещигровского времени, когда накапливаются, главным образом, мало глинистые известняки. Широкое развитие донной фауны и присутствие частых прослоев известняковых конгломератов свидетельствуют о том, что бассейн первой половины верхнещигровского времени был мелководным. В нем значительное развитие имели донные течения, способствовавшие хорошей аэрации отлагавшихся осадков. Наибольшим погружением, а следовательно, и более глубоководными условиями отлагавшихся осадков характеризовались области Прикаспийской, Казанско-Сергиевской и Вятско-Камской впадин, где осадки верхнещигровских слоев имеют относительно повышенное содержание органического вещества и битума.

На территории центральных областей бассейн верхнещигровского горизонта был мало продуктивен в отношении накопления в его осадках

органического вещества и битумов, вследствие хорошей аэрации его вод и илов.

В связи с этим выделить возможно нефтематеринские свиты в отложениях верхнещигровских слоев не представляется возможным.

Среднефранский подъярус. Среднефранская трансгрессия, сменившая нижнефранскую, привела к резкому изменению режима бассейна, что прежде всего отразилось как на характере фауны, так и на составе осадков в нем.

Морской бассейн первой половины среднефранского (рудкинского) времени, в отличие от верхнещигровского, характеризуется различием условий осадкообразования в западной, восточной и южной его частях. Западная часть рассматриваемого бассейна характеризуется значительной мелководностью, преимущественно, глинисто-карбонатным типом осадков и обилием населяющих его организмов. Условия осадкообразования в этой части бассейна характеризовались четко выраженной ритмичностью, приводившей к накоплению в основании ритма более грубообломочных пород или ракушников, выше сменяемых микрозернистыми известняками, мергелями, глинами и известково-глинистыми сланцами, обогащенными органическим веществом.

Восточная часть бассейна отличается, преимущественно, карбонатным типом осадков с подчиненным развитием глинистых.

В тектонических депрессиях, а именно: в Казанско-Сергиевской и Вятско-Камской впадинах, а также в северо-западной части Прикаспийской впадины происходит накопление осадков доманикового типа. В этих областях, судя по отсутствию конгломератов, обеднению донной фауны и широкому развитию планктона, а также менее ясно выраженной ритмичности, осадконакопление происходило в относительно более глубоководных условиях. Органическое вещество в вышеуказанных отложениях распределялось более или менее равномерно во всей их толще.

В остальных частях среднефранского бассейна органическое вещество накапливалось неравномерно. Оно почти полностью отсутствует к западу от линии Мосолово-Непейцино, а к востоку от нее количество его постепенно возрастает, за исключением сводовой части Покровско-Котельнического выступа, где породы, обогащенные органическим веществом почти полностью отсутствуют. Максимальные количества органического вещества наблюдаются в более глубоководных отложениях, формировавшихся в Вятско-Камской и Казанско-Сергиевской и в северо-западной части Прикаспийской впадин.

Изменение органического вещества на рассматриваемой площади происходит не только в количественном, но и в качественном отношении. Так, в западной части территории (Непейцино, Мосолово, Грязи и другие пункты) органическое вещество в породах представлено лишь в виде тонких прослоев угля. Восточнее указанной линии появляется в значительных количествах битуминозное органическое вещество. Битумы, однако, здесь имеют кислый характер, а в пределах тектонических депрессий Волго-Уральской провинции органическое вещество характеризуется битумами нефтяного ряда. По высокому содержанию органического вещества и нефтяному характеру битумов доманиковые отложения восточных тектонических депрессий Вятско-Камской, Казанско-Сергиевской и Прикаспийской могут рассматриваться как нефтематеринские.

Рудкинские отложения центральных областей, хотя и обогащены органическим веществом и битумами в восточной части этой территории,

вряд ли могут рассматриваться как нефтематеринские, так как битумы рудкинских слоев преимущественно кислые. В настоящее время трудно ответить утвердительно на вопрос, являются ли битумы рудкинских слоев центральных областей остаточными или вторично окисленными, или недовосстановленными. Можно лишь предполагать, что процессы вторичного окисления в бассейне рудкинского времени центральных областей безусловно имели место, точно также, по-видимому, имели место явления недовосстановленности. Однако в целом, этот вопрос требует дальнейшего исследования.

В более западных районах Среднерусской впадины, в более мелководных условиях бассейна, обстановка для накопления и преобразования органического вещества была совершенно неблагоприятна. Поэтому в этой части территории центральных областей вообще нет данных для выделения нефтематеринских пород в отложениях рудкинского горизонта.

Во вторую половину среднефранского века, т. е. в семилукское время, палеогеографическая обстановка в пределах центральных областей несколько меняется. Это время характеризуется постепенным развитием регрессии морского бассейна, что привело к увеличению островных участков суши и областей, занятых прибрежно-морскими мелководными отложениями. Мелководный морской бассейн семилукского времени характеризовался глинисто-карбонатным типом отложений, более бедным, чем рудкинский, составом фауны и резким обеднением по сравнению с последним, содержания органического вещества в них. Таким образом, в отложениях среднефранского подъяруса по характеру фаций и повышенному содержанию органического вещества и битума нефтяного ряда к нефтематеринским могут быть отнесены породы доманика на востоке и юго-востоке.

Может быть в некоторой мере могли бы отвечать этим свойствам породы рудкинских слоев с повышенным содержанием органического вещества и битума в пределах обширной территории Верхнего Поволжья. Но, однако, породы этих слоев отлагались в неустойчивых условиях седиментационной зоны бассейна, где имело место непостоянство окислительно-восстановительного режима.

Конец среднефранского времени характеризовался на большей части исследуемой территории продолжением развития регрессии морского бассейна, что сопровождалось возникновением в ряде мест перерывов в осадкообразовании и размывом ранее отложившихся осадков.

Верхнефранский подъярус. Воронежское время ознаменовалось в начале трансгрессивной фазой развития бассейна, которой отвечало накопление нижневоронежских карбонатных на юго-востоке и карбонатно-глинистых отложений на остальной части исследуемой территории и в конце регрессивной — соответствующей времени формирования верхневоронежских карбонатно-глинистых отложений, содержащих многочисленные прослои мелкогалечных известняковых конгломератов.

В воронежском бассейне, характеризовавшемся мелководностью, несмотря на обилие заселявших его организмов, накопление органического вещества в отложениях происходило в весьма ограниченных количествах. Таким образом, отложения воронежских слоев как с точки зрения нефтематеринских пород, так и коллекторских свойств не представляют интереса в отношении их нефтеносности.

В евлановско-ливенское время на территории центральных областей существовал эпиконтинентальный мелководный морской бассейн, населен-

ный разнообразной и теплолюбивой фауной и флорой, что свидетельствует о нормальной его солености и относительно высокой температуре. Для этого бассейна характерно преимущественное развитие карбонатных, химических и органогенных отложений, что указывает на слабый приток терригенного материала с континента в это время. Относительно более глубоководные условия в евлановско-ливенском бассейне имели место в южной его части. Прибрежные отложения в нем наиболее широко развиты в северо-западной и западной частях близ Балтийского континента и в периферических частях Воронежского выступа, т. е. в тех же областях размыва, что и в воронежское время. Евлановско-ливенские отложения по сравнению с воронежскими содержат большие количества органического вещества и битумов, особенно в южной части исследуемой территории. Однако их количество не настолько велико, чтобы эти отложения можно было рассматривать на территории центральных областей нефтематеринскими.

Фаменский ярус

Тектонические движения, имевшие место на рубеже франского и фаменского веков, обусловили поднятие всей территории центральных областей, что привело к регрессии верхнефранского моря и кратковременному перерыву в осадкообразовании на отдельных ее участках: (на склонах Воронежского массива и Балтийского щита, на Пугачевском поднятии и др.).

В связи с интенсивным выносом терригенного материала с суши, характер отложений в первую половину фаменского времени был иным, чем в конце франского века. Если в конце верхнефранского времени в пределах почти всей исследуемой территории шло образование органогенно-водорослевых и кораллово-водорослевых известняков, большей частью лишенных глинистого материала, то в задонское время уже накапливаются как правило, глинистые, часто обломочные известняки, мергели и спорадически глины, а в краевых частях бассейна и глинисто-песчаные образования.

Отложения задонского бассейна характеризуются наличием правильно выраженной микрослоистости, указывая на четкую ритмичность процесса осадкообразования в нем. Широкое распространение обломочных известняков среди задонских отложений, а также присутствие среди них местами доломитов, свидетельствует о значительной мелководности задонского бассейна в пределах исследуемой территории.

В елецкое время развитие фаменского бассейна достигает своего максимума. В это время приток терригенного материала с суши в пределы исследуемой территории почти совершенно прекращается, и в бассейне шло накопление однообразных отложений, представленных пятнисто-доломитизированными известняками, бедными пиритом и органическим веществом. Микрозернистые известняки в елецком бассейне, наиболее вероятно, образовались в результате химического осаждения карбоната кальция в условиях значительного мелководья и сравнительно нормальной аэрации осадков. Этому не противоречит характер встречаемых в них донной фауны и флоры. Сравнительная бедность елецких известняков фауной и флорой, возможно, указывает на повышенную соленость вод в отдельных участках бассейна этого времени. Это находит свое подтверждение и в широко распространенном процессе доломитизации, имевшем место на ранней стадии диагенеза карбонатных илов. Нижнефаменские, преимуще-

ственно, мелководные отложения сравнительно бедны органическим веществом, встречающимся спорадически в виде примеси к глинистому материалу, образующему тонкие пленки на поверхностях напластования известняков.

Количество органического вещества в нижнефаменских отложениях несколько возрастает лишь на территории северо-западной части Прикаспийской впадины, а также на юго-востоке исследуемой территории. Однако и здесь оно не достигает значительных концентраций.

Таким образом, в целом нижнефаменский бассейн на территории центральных областей платформы может быть оценен как мало продуктивный в отношении накопления в нем органического вещества. Таким образом, в отложениях нижнефаменского подъяруса не представляется возможным выделить толщи нефтематеринских пород, заслуживающих внимания. Лишь только в отдельных разрезах исследуемой территории отмечается относительно повышенное содержание нефтяного битума.Так, например, люминесцентно-битуминологическим методом выявлено, что в Поречкой скважине содержание нефтяного битума достигает 0,62%, в Лысковской до 0,31%, в Советской — до 0,03%.

В верхнефаменское или данково-лебедянское время, в связи с регрессией девонского бассейна происходит обособление и обмеление отдельных его участков и значительное засолонение его вод. Таким образом образуется полузамкнутый бассейн с высокой соленостью вод, особенно в северной и северо-западной его частях, с преимущественным накоплением химических осадков, главным образом, сцементированных доломитов, в меньшем количестве сульфатов (ангидритов и гипсов), а в юго-восточной и южной частях бассейна известняков. В северо-западной части этого бассейна с приближением к континенту сульфатно-карбонатные отложения замещаются терригенными. Осадки прибрежных фаций фиксируются и в районах, располагавшихся в непосредственной близости к Воронежской суше.

На востоке, юго-востоке и юге рассматриваемой территории в верхнефаменское время сульфатно-доломитовые отложения постепенно замещаются доломитово-известняковыми и глинисто-известняковыми. Указанное замещение свидетельствует о том, что на юге, юго-востоке и востоке рассматриваемой территории верхнефаменский бассейн приобретает черты открытого эпиконтинентального моря. Здесь его воды характеризовались соленостью, уже более близкой к нормальной. Эта часть бассейна была более обильно заселена организмами.

В заключение следует отметить, что обособленность отдельных участков верхнефаменского бассейна временами обусловливала некоторую застойность его вод, что способствовало развитию восстановительных процессов в отлагавшихся осадках. Это подтверждается обилием пирита в этих отложениях, особенно в глинистых и карбонатно-глинистых, и присутствием органического вещества и битума. Органическое вещество обычно встречается в виде примеси к глинистому веществу, образующему то редкие, то более обильные прослои в глинистых доломитах, известняках, мергелях и ангидритах. Изредка органическое вещество в значительных количествах концентрируется в глинах, образующих более мощные прослои. Однако мощность последних редко превышает 10—12 *см*.

В пределах изучаемой территории наибольшее содержание нефтяного битума в верхнефаменском подъярусе по люминесцентному анализу отмечается в отложениях Кикинского (до 0,15—0,23%), Шарьинского, Котельничского, Любимского и Советского (0,12—0,15%) разрезов.

По некоторым скважинам были произведены детальные исследования содержания в данково-лебедянских отложениях органического вещества и битума, содержание которого по сравнению с другими слоями повышено (табл. 4).

Наибольшее содержание битума по лабораторным исследованиям ВНИГНИ отмечено в Порецкой, Балахонихской и Шарьинской скважинах. В скважинах Советска и Любима по элементарному составу в битумах имеется 5,4—13,2 и 2,5—17,0% кислых компонентов.

Сравнение данных люминесцентного анализа с химическими показывает большие расхождения; более точными необходимо считать химические исследования.

Содержание органического вещества и битума в породах данково-лебедянских слоев заметно убывает на Токмовском своде и в Рязано-Саратовском прогибе, где эти отложения подвергались предкарбоновому и предмезозойскому размывам. Количество битумов возрастает в северной части исследуемой территории. Следует отметить, что органическое вещество верхнефаменских отложений так же, как и морсовских отличается высокой степенью битуминизации. Таким образом, отложения данково-лебедянских слоев также могут рассматриваться как возможно нефтематеринские в северных районах исследуемой территории, где в них отмечаются повышенные содержания органического вещества и битума нефтяного ряда.

По условиям образования отложения верхнефаменского подъяруса являются также благоприятными для процессов нефте-газообразования в юго-восточных и восточных районах, где они формировались в бассейне с соленостью, близкой к нормальной.

Подводя итог всему вышеизложенному в отношении девонских отложений, можно сделать следующие выводы.

1. Девонские отложения в разные этапы осадкообразования формировались в различных условиях как в пространстве, так и во времени. Этим обусловлено относительное разнообразие фациальных типов осадков, литологического состава пород и распределения органического вещества и битумов в них.

2. Наилучшие условия восстановительной среды в осадках, создавались почти во все этапы девонского литогенеза, за пределами центральных областей, т. е. в районах Волго-Уральской провинции, а именно: в пределах северо-западной части Прикаспийской впадины (Саратовское и Сталинградское Поволжье), в Казанско-Сергиевской и Вятско-Камской впадинах. Здесь преимущественно карбонатно-глинистые образования наиболее обогащены органическим веществом и битумом, главным образом, нефтяного ряда.

В этих восточных районах платформы как в отложениях живетского яруса, так и нижнещигровских слоев франского яруса, накапливавшихся в более глубоководных условиях, отмечаются породы по всему разрезу с повышенным содержанием органического вещества и битума нефтяного ряда. Следовательно, здесь нефтематеринские толщи могут выделяться во всем разрезе аналогов продуктивных свит терригенной части девона. В этих районах также отмечается повышенное содержание органического вещества и битума нефтяного ряда и в других горизонтах девона, в частности, в доманиковых отложениях среднефранского подъяруса.

3. Таким образом, резюмируя данные анализа фаций и мощностей девонских отложений, их литологического состава и распределения в них органического вещества и битумов, можно заключить, что в девонское

время основная масса органического вещества концентрировалась в глинистых и карбонатно-глинистых отложениях на территории крупных тектонических впадин, в те отрезки времени, когда они испытывали наиболее интенсивное устойчивое прогибание. К таким впадинам прежде всего следует отнести Прикаспийскую впадину, претерпевавшую интенсивное прогибание в течение всего девона, затем юго-восточную часть Рязано-Саратовского прогиба, Казанско-Сергиевскую и Вятско-Камскую впадины, наиболее интенсивно прогибавшихся в течение большей части франского века, и в меньшей степени западную часть Среднерусской впадины, в пределах которой не отмечалось устойчивого прогибания, за исключением лишь некоторых отрезков геологического времени.

4. На территории собственно центральных областей Русской платформы в региональном плане отмечается закономерная смена фаций с юга и юго-востока на север и северо-запад, соответственно направлению трансгрессий. В указанных направлениях наблюдается смена карбонатных и глинисто-карбонатных морских фаций терригенными глинисто-песчаными прибрежно-морскими, лагунными и континентальными фациями для большинства горизонтов девона. В связи с такой сменой фаций отмечается и закономерное уменьшение органического вещества и битумов в тех же направлениях, при этом битумы приобретают все более кислый состав.

5. Однако в отдельные этапы девонского литогенеза, как это вытекает из анализа карт фаций и мощностей, битуминологических, газовых и гидрохимических исследований, имели место относительно благоприятные условия для накопления и захоронения органического вещества и его преобразования в направлении нефтяного ряда и в северных районах, главным образом, в пределах обширной территории Верхнего Поволжья. Это относится, главным образом, к отложениям морсовского бассейна нижнеживетского времени и к отложениям верхнефаменского бассейна.

6. Все остальные слои девона на территории центральных областей могут рассматриваться как нефтематеринские в юго-восточных районах, т. е. в северо-западной части Прикаспийской впадины и на юго-востоке Рязано-Саратовского прогиба. Районы Вятско-Камской впадины, прилегающие к восточному склону Котельничского выступа фундамента, также могут рассматриваться благоприятными в отношении наличия здесь нефтематеринских пород, почти во всем комплексе девонского разреза.

Во всех названных районах имело место более устойчивое прогибание в течение девонского литогенеза, а следовательно, накопление осадков происходило в относительно более глубоководных условиях. В связи с этим породы девона здесь характеризуются относительно повышенными содержаниями органического вещества и битумов нефтяного типа.

7. Следует обратить внимание на тот факт, что отложения рудкинских слоев, протягивающиеся широкой полосой с севера на юг — от Шарьи и Котельнича в направлении Горького, Сундыря, Порецкого, Балахонихи и южнее, характеризуются весьма высокими содержаниями в породах органического вещества и битума, преимущественно кислого ряда. Эта толща пород, выделяющаяся своим высоким содержанием органического вещества и битума из всех остальных слоев девона, должна быть подвергнута специальному дополнительному исследованию. Тем более, что наши познания в части определения генетических типов битумов еще весьма ограничены. В большинстве случаев мы не можем сказать, является ли тот или иной битум остаточным, или недовосстановленным, или вторично окисленным. В связи с этим дальнейшие геохимические и битуминологиче-

ские исследования на материалах центральных областей должны продолжаться. Рудкинские слои в этом отношении заслуживают определенного внимания.

В заключение следует подчеркнуть, что наши познания девонских отложений в части их битуминологических и геохимических характеристик еще весьма ограничены, а это затрудняет сделать более широкие заключения в отношении их нефтематеринских свойств. Не исключена возможность что накопление нового материала значительно уточнит выводы по рассматриваемому вопросу, а также позволит выделить возможно материнские породы в центральных областях в целом ряде других слоев. В частности, отложения мосоловского бассейна характеризуются обильным и разнообразным составом населявших его организмов, что свидетельствует о нормальной солености его вод, отклоняющейся в сторону засолонения лишь в краевых западной и северной более мелководных его частях.

Для этого бассейна в его центральных частях характерно преимущественное распространение сероцветных глинистых и известняковых отложений, что при обильной заселенности его организмами могло способствовать формированию нефтематеринских пород. Однако недостаток соответствующего материала не позволяет в настоящее время говорить о наличии в отложениях мосоловских слоев нефтематеринских пород. То же самое и отложения верхнеживетского подъяруса и нижнещигровских слоев франского яруса, являющиеся аналогами продуктивных свит Второго Баку, нельзя считать изученными с исчерпывающей полнотой, в отношении наличия в них нефтематеринских пород, также из-за отсутствия достаточного количествах фактических данных. Вместе с этим в ряде районов центральных областей, эти отложения представляют большой интерес для дальнейшего изучения их возможно нефтематеринских свойств.

КАМЕННОУГОЛЬНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Геологическая история каменноугольного периода на территории центральных областей и в восточной части Русской платформы была отличной. Территория центральных областей испытывала, преимущественно, восходящие движения. Об этом свидетельствуют сокращенные мощности отложений и выпадение из разреза на значительных пространствах целого ряда стратиграфических подразделений — турнейские, угленосные, серпуховские, намюрские и башкирские отложения, а в самых северных районах перерыв охватывал еще более продолжительный отрезок геологического времени. Такая геологическая обстановка свидетельствует о преобладании восходящих тектонических движений на территории центральных областей, что являлось неблагоприятным для накопления органического вещества и битумов, а следовательно, и для формирования нефтематеринских пород.

Следует отметить, что на западе рассматриваемой территории в яснополянское время установились условия прибрежной впадины, покрывавшейся на короткое время морем, что обусловило накопление здесь значительных толщ угля. Заслуживают упоминания битумопроявления нефтяного типа, обнаруженные в Нелидовском районе, в пределах западного крыла Среднерусской впадины. Быть может здесь в отдельные моменты в яснополянском бассейне возникали условия для битумообразования, но скорее всего нелидовские битумы мигрировали из более глубоких горизонтов разреза и, в частности, из данково-лебедянских слоев фамен-

ского яруса. На других обширных площадях центральной части рассматриваемой территории в породах карбона фиксируются, преимущественно, нулевые значения органического вещества и битумов. Таким образом, условий для нефтегазообразования в карбоне на территории центральных областей, по сути дела, не было, если не считать самой восточной окраины ее, граничащей с районами Волго-Уральской провинции.

Из сравнительного регионального анализа вытекает, что восточная часть Русской платформы, в отличие от центральных областей, испытывала почти непрерывное устойчивое погружение, о чем свидетельствуют полнота разреза и большие мощности всех горизонтов карбона в этом регионе. Такая геологическая обстановка здесь способствовала накоплению, захоронению и преобразованию органического вещества в нефть, присутствие которой в промышленных количествах здесь доказано бурением.

Таким образом, нефтематеринские породы в карбоне центральных областей могут иметь место лишь в самых восточных районах — к востоку от Сурско-Мокшинского вала и в других местах. Это доказывается повышенным содержанием органического вещества и битумов в отложениях угленосного и верейского горизонтов, а также в породах башкирского яруса. Из выше изложенного вытекает, что возможности для выделения нефтематеринских пород в отложениях карбона на территории центральных областей весьма ограничены.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ФАЦИАЛЬНЫЙ И ГЕОТЕКТОНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВОСТОЧНЫХ И ЦЕНТРАЛЬНЫХ ОБЛАСТЕЙ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

На основании анализа проведенных нами палеотектонических реконструкций, следует указать на тот факт, что по поверхности фундамента и по подошве среднего девона мы установили унаследованное формирование, на протяжении длительного отрезка времени, т. е. до начала карбона крупного палеоструктурного элемента, разделявшего Русскую платформу на две части — восточную и западную. Этот древний тектонический элемент протягивался почти меридионально от с. Покровка на юге до г. Котельнич на севере и, по-видимому, еще севернее. Существование этого древнего, весьма крупного тектонического элемента, оказало влияние на условия осадконакопления, а следовательно, и на распределение фаций девонских отложений.

В результате литолого-петрографических исследований, проведенных в 1948—1953 гг. во ВНИГНИ М. Ф. Филипповой и др., установлено общее направление трансгрессий девонских бассейнов с юга и юго-востока на север и северо-запад. Это выражено закономерной сменой в указанных направлениях карбонатных и глинисто-карбонатных морских фаций терригенными глинисто-песчаными, прибрежно-морскими, лагунными и континентальными фациями для большинства слоев девона центральных областей.

Этому способствовало существование крупного континента на северо-западе, каким является Балтийский щит, а также вышеупомянутого Покровско-Котельничского выступа фундамента. Этот последний тектонический элемент контролировал распределение фаций в районах Второго Баку, с одной стороны, а также на территории Среднерусской и Рязано-Саратовской впадин — с другой.

Ниже кратко рассмотрим особенности осадконакопления в девонских бассейнах центральных областей и Волго-Уральской провинции. В нижнеживетских бассейнах оно характеризуется следующими чертами: в морсовское время на территории центральных областей накапливаются галогенно-сульфатные, а затем глинисто-доломитовые толщи полузамкнутого бассейна, аналоги которых на территории восточной части платформы, за исключением единичных районов, где они представлены известняками, не установлены.

В следующее мосоловское время в пределах центральных областей отлагаются мелководные морские глинисто-известняковые породы, а на территории восточной части платформы им соответствуют морские и прибрежно-морские, преимущественно, глинисто-песчаные отложения.

В верхнеживетское время характер осадкообразования в пределах центральных областей и Волго-Уральских районов был более или менее сходен. И там и тут, в южной части, были развиты, наряду с песчаными, карбонатно-глинистые морские фации, на севере — терригенные, прибрежно-морские и лагунные. В нижнефранское время снова намечается значительное различие в характере отложений. Так, в юго-восточной части центральных областей происходит накопление глинисто-песчаных сероцветных и в северо-западной — пестроцветных отложений мелководных и прибрежно-морских фаций опресненного моря, сменяемых, преимущественно, известняками открытого верхнещигровского моря.

В это время на территории восточной части Русской платформы вслед за отложением маломощной базальной толщи глинисто-песчаных пород пашийских слоев накапливается местами значительной мощности толща, преимущественно, глинистых битуминозных нижнещигровских слоев и глинисто-карбонатных саргаевских — аналогов верхнещигровским.

В среднефранское время на территории Волго-Уральских районов отлагается мощная толща битуминозных известняков и сланцев, так называемых доманиковых слоев, аналоги которых в центральных областях представлены более мелководными известняково-глинистыми отложениями рудкинских слоев, меньшей мощности и более бедными битумами, главным образом, кислого типа. Широкое распространение доломитовых и сульфатных пород в разрезе фаменского яруса в центральных областях по сравнению с восточными районами платформы свидетельствует о более замкнутом характере бассейна на первой территории и более открытом — на второй.

Таким образом, установлено, что в начале среднего и в конце верхнего девона бассейны, распространенные на территории центральных областей, обладали более замкнутым характером, чем на территории Второго Баку, а бассейны франского века в центральных областях характеризовались большей мелководностью, чем в восточных районах платформы.

Приведенные выше данные об особенностях морских бассейнов и характера фаций отложений девона указывают на различные условия геотектонического режима в центральных областях по сравнению с Волго-Уральскими районами.

На распределение различных типов фаций девона на двух противоположных рассматриваемых частях Русской платформы несомненно существенное влияние оказало наличие вышеупомянутого Покровско-Котельничского палеосвода, располагавшегося в центральной части платформы, с одной стороны, а также Балтийского щита и примыкавшей к нему с востока суши, с другой стороны.

Таким образом, по фациальным условиям накопления осадков в девонский период, более благоприятная обстановка для процессов нефтеобразования имела место в восточных районах платформы. В центральных областях на накопление осадков большое влияние оказал Балтийский щит, северная суша и в известной мере Воронежский массив. Вследствие этого, на большей западной части территории центральных областей аналоги терригенных продуктивных свит девона представлены, главным образом, пестроцветными образованиями, что указывает на их формирование, в условиях окислительной зоны осадконакопления. Литологическая изменчивость пород и пестроцветность их окраски свидетельствует о значительной мелководности бассейна и, возможно, об опресненности его вод. Следовательно, на значительной части территории центральных областей условия для накопления и захоронения органического вещества в отложениях девона были неблагоприятны.

В удалении от вышеуказанных континентов, т. е. на востоке, в пределах обширной территории Верхнего Поволжья, а также на юго-востоке и районах юго-восточной части Рязано-Саратовской впадины и на ряде участков восточного и юго-восточного склонов Токмовского свода, фациальные условия осадконакопления в девоне свидетельствуют и об имевших здесь место процессах нефтегазообразования. В связи с этим, по фациальным особенностям, эти районы заслуживают поискового внимания.

Каменноугольный период характеризовался перестройкой структурного плана. В течение этого отрезка геологической истории был сформирован так называемый Токмовский свод, который испытывал, преимущественно, восходящие формы движений в течение всего хода геологической истории. Вся обширная территория, располагавшаяся к западу от этого свода, также испытывала, преимущественно, восходящие формы движений. Об этом свидетельствуют сокращенные мощности каменноугольных осадков и выпадение из разреза ряда стратиграфических подразделений, к числу которых относятся: турнейские, угленосные, серпуховские, намюрские и башкирские слои. В самых северных районах (Котлас) в разрезе отсутствует весь нижний карбон и значительная часть среднекаменноугольных отложений. На самом западе и юге рассматриваемой территории отложения каменноугольного возраста вообще отсутствуют.

Указанные условия залегания каменноугольных отложений на значительной части территории центральных областей обусловлены режимом тектонических движений резко отличных от таковых в районах Второго Баку.

Вышеизложенные данные указывают на то, что условия осадконакопления в пределах центральной части Русской платформы были неблагоприятны как для нефтегазообразования, так и для сохранения залежей нефти и газа, если бы таковые и возникали. Территория восточной части Русской платформы характеризовалась иным совершенно отличным режимом колебательных движений. Она испытывала непрерывное прогибание, о чем свидетельствуют в отличие от центральных областей большие мощности каменноугольных осадков и полнота стратиграфического разреза. Следовательно, условия для накопления, захоронения и преобразования исходного органического вещества здесь были весьма благоприятны. Об этом свидетельствует и наличие здесь промышленных скоплений нефти и газа в ряде районов.

Таким образом, по условиям накопления осадков и их фациальным особенностям, в пределах центральных областей Русской платформы,

могут заслуживать внимания для поисков нефти в карбоне лишь самые восточные районы, попадающие в краевую западную часть Волго-Уральской провинции.

Обращаясь к обзору тектонического строения Русской платформы, можно убедиться, что в восточной ее половине имеет место скопление значительного количества тектонических структур, а в самой западной ее части такого явления не отмечается. Объясняется это тем, что восточная часть Русской платформы в ходе геологического развития испытывала значительную тектоническую подвижность, а на западе, в пределах центральной, западной и южной части Московской синеклизы, такие тектонические движения отсутствовали, с чем, очевидно, и надо связывать относительно меньшее развитие здесь структурных форм.

Однако более восточные районы Среднерусской впадины, а также обширная территория Токмовского свода по обилию здесь структурных форм резко отличаются от центральной, западной и южной частей Среднерусской впадины и северо-восточных склонов Воронежского массива. Указанные районы, принадлежащие значительной по площади территории Верхнего Поволжья, по условиям тектонической мобильности тяготеют к восточным районам Волго-Уральской области, которая характеризуется весьма интенсивной тектонической подвижностью. Такая тектоническая подвижность в восточных районах Русской платформы способствовала перемещению нефти из мест первоначального ее залегания в ловушки. Мы думаем, что обширная территория Верхнего Поволжья, имеющая сходные черты тектонического строения с районами, прилегающими к ней с востока, должна заслуживать внимания не только с точки зрения фациальных условий осадкообразования, но и с позиций тектонического фактора. Таким образом, произведенный нами сравнительный фациальный и геотектонический анализ центральных и восточных областей Русской платформы свидетельствует о существенных различиях в строении и развитии этих двух противоположных частей платформы.

Начало истории среднего палеозоя в период живетского и нижнещигровского времени свидетельствует о том, что в это время западная часть Русской платформы испытывала преимущественно прогибание, а восточная подвергалась относительному подъему. В этой восточной части платформы уже начался интенсивный процесс формирования структур второго и третьего порядка в период живетского и франского веков. Складкообразование здесь особенно резко проявлялось в ряде мест в предворонежское время.

На западе, например, в зоне Сурско-Мокшинского вала, где в благоприятной литолого-фациальной обстановке производилось бурение на ряде локальных структур, этих положительных движений в девоне не было. В восточных районах, например, в пределах Самарской Луки (Яблоновый Овраг, Зольный Овраг и др. площади) и Татарского свода (Ромашкино, Туймазы и др. площади) почти вслед за отложением продуктивных свит девона происходило формирование локальных структур и такие структуры оказались нефтеносными, что заставляет предполагать на связь во времени между образованием структур и нефтенакоплением. На западе в это время в зоне современной Сурско-Мокшинской дислокации шел процесс непрерывного прогибания и возможно образованная в этом районе нефть мигрировала вверх по восстанию к востоку.

В начале девона более интенсивный процесс накопления осадков совершался также на значительной части Среднерусской и Рязано-Саратов-

ской впадин. Обе эти крупные отрицательные структуры унаследовали свое развитие от нижнепалеозойского-каледонского структурного плана.

Таким образом, на востоке уже с начала девона древний Окско-Уфимский щит начал раскалываться на отдельные блоки, которые в результате колебательных движений совершали неравномерные неоднократные перемещения, что и привело здесь к созданию сложной структуры и возникновению древних девонских складок. На западе, в те же отрезки девонского этапа тектогенеза, не было той тектонической мобильности, которая характерна для востока. Исключением, по-видимому, являются районы Верхнего Поволжья, область расположенная к востоку от Сурско-Мокшинского вала, и, конечно, самые юго-восточные районы, расположенные в северо-западной части Прикаспийской впадины. Во всех этих участках, нам кажется, был отличный режим тектонических движений, более благоприятный для формирования структур и месторождений нефти. Характеризуя восточную часть Русской платформы, необходимо отметить тот факт, что здесь вслед за отложением продуктивных свит девона направленность геотектонического режима сменилась. Эта область стала испытывать непрерывное устойчивое прогибание, о чем свидетельствует полнота палеозойского разреза и значительные мощности отдельных стратиграфических комплексов его. При этом дифференциальные колебательные движения, тектоническая мобильность этой области по-прежнему существовали.

На фоне общего прогибания, одновременно с осадконакоплением, здесь продолжался рост древних структур, а также возникали и развивались новые, более молодые структуры. Такие особенности геотектонического развития восточной части Русской платформы обусловили в отдельных районах благоприятную обстановку для формирования и сохранения залежей нефти и газа в девоне, карбоне и перми.

На западе режим геотектонического развития был менее благоприятным как для нефте-газообразования, так и для нефте-газонакопления. Так, например, краевые части таких структурных элементов, как западный и южный борт Среднерусской, а также южный борт Рязано-Саратовской впадин, с самого начала девона и в течение всего остального хода геологической истории испытывали, преимущественно, восходящие движения, и поэтому их развитие было совершенно неблагоприятно для образования и формирования залежей нефти и газа в девоне.

Самые северные районы рассматриваемой территории представляли собой сушу в девоне, и в отдельных случаях здесь отлагались весьма небольшие толщи этих образований, преимущественно, пестроцветных. Об этом можно судить по результатам бурения Котласской и др. скважин. Следовательно, условия геологического развития на обширной территории севера были неблагоприятны для нефтеобразования в девоне.

История геотектонического развития в каменноугольное и пермское время на территории центральных областей была еще менее благоприятна для процессов нефте-газообразования и формирования залежей нефти и газа.

Об этом свидетельствует тот факт, что уже с конца девона территория центральных областей стала испытывать, преимущественно восходящие движения, которые непрерывно продолжались почти на всей этой территории и в карбоне и в перми, об этом ярко свидетельствуют условия залегания этих осадков. Ясно, конечно, что такая направленность геотектонического режима, по сравнению с восточными областями платформы, не могла способствовать формированию и сохранению залежей нефти в кар-

боне и, вероятно, также в девоне на значительной части этой территории. Для того, чтобы нефть сохранилась в соответствующих отложениях, они должны быть погребены и перекрыты более молодыми осадками. В этом отношении ряд районов центральных областей, при благоприятных структурно-фациальных условиях, мог бы представлять практический интерес.

Но, однако, чтобы правильно оценить перспективы нефтегазоносности с позиций структурного развития изучаемой территории, мы должны учитывать особенности развития той провинции, которая располагается по соседству и в нефтегазоносном отношении является перспективной. Мы уже указывали, что в восточной части Русской платформы девонские залежи нефти приурочены к тем структурам, которые начали развиваться в девоне. Такое положение, нам кажется, должно иметь место и на территории центральных областей, поэтому мы думаем, что главной причиной отсутствия нефти в девоне в пределах Сурско-Мокшинского вала является весьма позднее возникновение этой структуры, которая сформировалась лишь в мезозойско-третичное время.

Что касается других районов центральных областей, то здесь в большинстве случаев мы отмечаем также молодые структуры последевонского возраста, которые возникали в поздние этапы герцинского цикла тектогенеза (Сухонский вал), а некоторые из них более четко оформились лишь в альпийском цикле тектогенеза (Окско-Цнинский вал).

Однако на территории центральных областей встречаются и древние девонские структуры, и думается, что их значительно больше, чем нам известно. Нам кажется, что по условиям геотектонического режима следует рассчитывать на нахождение древних структур в районах Верхнего Поволжья, в полосе, расположенной к востоку от Сурско-Мокшинского вала, к югу от западного погружения Жигулевского вала и в районах юго-восточного погружения Керенско-Чембарского вала.

С точки зрения фациального и геотектонического анализа, именно указанные районы и должны представлять дальнейший интерес в отношении поисков в них залежей нефти и газа промышленного значения.

ОБ ОЧАГАХ НЕФТЕ-ГАЗООБРАЗОВАНИЯ И ПУТЯХ РЕГИОНАЛЬНОЙ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Главными очагами нефте-газообразования на платформе следует рассматривать внутриплатформенные впадины. Из этих впадин нефть мигрирует на сравнительно коротких расстояниях, вверх по региональному восстанию пластов, к сводам крупных поднятий, что вытекает из анализа геологической истории Русской платформы и, в частности, из рассмотрения вопросов геотектонического развития ее. Этот вывод ниже мы попытаемся обосновать на примере одной из внутриплатформенной впадины, располагающейся в восточной части Русской платформы.

Базируясь на палеоструктурном и фациальном анализе, мы имеем в виду показать пути региональной миграции нефти в пределах южной части Татарии, платформенной части Башкирии, северных частей Куйбышевской и Чкаловской областей и восточной части Ульяновской области.

Тектоническое развитие этой части Русской платформы с начала девонской трансгрессии свидетельствует о сложных структурных преобразованиях. Среднедевонская трансгрессия наступала здесь на обширный континент, так называемый Окско-Уфимский щит, имевший в краевых

частях расчлененный рельеф. Уже в самом начале среднедевонской трансгрессии Окско-Уфимский щит начал раскалываться на отдельные блоки — выступы. К началу верхнеживетской трансгрессии здесь оформились два выступа кристаллических пород Нижнекамский и Сурско-Волжский, последний, быть может, простирался далеко на юго-восток и восток в направлении к Бузулуку. Эти выступы фундамента представляли собой источники сноса кластического материала в прилегающие внутриплатформенные впадины и, в частности, в разделявшую их Казанско-Сергиевскую впадину. Таким образом, после длительного перерыва соответствующего по времени, очевидно, силуру, нижнему девону и возможно части среднего девона, рассматриваемая территория стала вновь областью осадконакопления. Однако она постепенно покрывалась морем. Эта впадина и далее развивалась в виде замкнутого структурного элемента, а вышеуказанные выступы фундамента длительное время полностью не покрывались морем.

Начиная с воронежского времени, рассматриваемая территория полностью покрывается морскими осадками, но тектоническое строение ее развивается унаследованно в ранее наметившемся плане. До конца девона, здесь существовали два крупных сводовых поднятия: Сурско-Волжское на юго-западе, Татарское на северо-востоке и возможно Бузулукское на юге. Таким образом, в девоне Казанско-Сергиевская впадина представляла собой со всех сторон замкнутый структурный элемент, окруженный крупными сводовыми поднятиями.

Позже в каменноугольное время произошла значительная перестройка структурного плана, а именно: Казанско-Сергиевская впадина раскрылась на юго-востоке, вследствие интенсивного прогибания этого участка платформы, коренным образом перестроился Сурско-Волжский свод. За каменноугольное время резко прогнулась восточная часть платформы, что привело к исчезновению Сурско-Волжского свода. Область его расположения стала моноклиналью, которая расширила западное крыло Казанско-Сергиевской впадины.

Таким образом, и в карбоне Казанско-Сергиевская впадина, по-прежнему, развивалась в виде крупного отрицательного элемента. Ее северо-восточный борт воздымался к Татарскому своду, а юго-западный в сторону древнего, в карбоне переработанного Сурско-Волжского свода. Северо-западный борт, как и ранее, испытывал подъем в сторону Казани. Лишь только юго-восточная часть этой впадины претерпела погружение и вследствие этого раскрылась в этом направлении. В течение всего остального этапа геологической истории до четвертичного периода включительно структурный план рассматриваемой территории продолжал усложняться. Так, например, ось Казанско-Сергиевской впадины резко переместилась на запад в сторону Мелекесса. Однако ее бортовые части на северо-востоке и юго-западе, по-прежнему, представляли собой склоны крупных положительных структур.

Геохимические и фациальные условия в пределах рассматриваемого участка юго-восточной части Русской платформы были весьма благоприятными для процессов нефте-газообразования, а развитие структурного плана на этой территории указывает на то, что нефть в девоне здесь мигрировала на сравнительно коротких расстояниях к склонам крупных поднятий из Казанско-Сергиевской впадины, которая являлась главным очагом нефте-газообразования.

С нашей точки зрения, каждая внутриплатформенная впадина может явиться очагом нефте-газообразования, если в ее пределах были благо-

приятные фациальные условия осадкообразования и благоприятные геохимические условия, необходимые для преобразования органического вещества в нефть.

В настоящее время совершенно нет сомнений в том, что в пределах южных склонов Татарского свода нефть в девоне скопилась за счет миграции ее, главным образом, из прилегающей Казанско-Сергиевской впадины. *Совершенно очевидно, что и в других южных районах, рассматриваемой* территории, известные месторождения нефти в девоне сформировались, главным образом, за счет миграции ее из той же впадины.

Открытые, сравнительно недавно, промышленные месторождения нефти в девоне на северном склоне Татарского свода, безусловно сформированы за счет миграции ее из районов Вятско-Камской впадины. Можно было бы думать, что нефть образовалась в пределах, казалось бы, более погруженных в настоящее время районах Предуральского прогиба. Однако имеющиеся фактические материалы по некоторым районам, прилегающим к Уралу, противоречат этому. Так, например, в районе Пудлингово совершенно выпадают из разреза отложения среднего девона нижнефранского подъяруса и доманиковые слои среднефранского подъяруса. Здесь на породах бавлинской свиты залегают мендымские слои. В направлении к западу от Пудлингово постепенно появляются все более древние горизонты девона. Следовательно, перерыв в начале девона, в ряде восточных районов платформы был весьма продолжительным, что свидетельствует о длительном режиме, преимущественно, восходящих движений. Такое *геологическое развитие исключает миграцию нефти из некоторых восточ*ных участков платформы, расположенных в Предуральском прогибе, что лишний раз подтверждает ее образование во внутриплатформенных *впадинах.*

Все вышеизложенное заставляет предполагать, что пути миграции нефти не так уж велики и нефть мигрирует из внутриплатформенных впадин к склонам крупных положительных структур. При этом, однако, нельзя забывать, что процессы нефте-газообразования в осадочном чехле платформы происходят повсеместно, в региональном масштабе, т. е. везде, где были благоприятные фациальные условия осадконакопления и восстановительные условия среды, способствовавшей преобразованию накапливающегося животного и растительного органического вещества в нефть. Следовательно, образование нефти происходит не только в наиболее погруженных частях впадин, но и в пределах их бортовых частей и даже в наиболее повышенных частях положительных крупных структур. Однако по условиям осадконакопления во впадинах больше накапливается глинистого и карбонатно-глинистого материала, в котором в большей мере происходит накопление и захоронение органического вещества. Поэтому впадины обладают большой продуктивностью и должны рассматриваться, как главные очаги нефте-газообразования.

Какие практические выводы можно сделать для территории центральных областей Русской платформы в отношении очагов нефте-газообразования и путей региональной миграции углеводородов?

В третьей и четвертой главах настоящей работы мы сделали сравнительный фациальный и геотектонический анализ для восточных и центральных областей Русской платформы и рассмотрели вопрос о возможных нефтематеринских свитах на территории последних.

Изложенные в этих главах материалы показывают, что история геологического развития центральных областей значительно отличалась

от таковой в восточных Волго-Уральских районах. В пределах этой восточной части платформы фации характеризуются большей глубоководностью, а глинистые и карбонатно-глинистые отложения здесь в большей мере обогащены органическим веществом и битумами нефтяного ряда.

Вышеупомянутый вывод подкрепляется химико-битуминологическими и люминесцентными данными, которые были получены в лабораториях ВНИГНИ [1] под руководством Е. П. Шишениной и Э. Д. Гимпилевич.

По данным химико-битуминологических анализов можно заключить (табл. 5, 6,), что в восточных районах Русской платформы в породах девона содержание органического вещества и битумов в большинстве случаев выше, чем в центральных областях. Причем, в районах Второго Баку повышенное содержание органического вещества и битумов отмечается почти по всему разрезу девона. Это свидетельствует о том, что осадки девона здесь формировались в условиях преобладающе восстановительной среды.

В центральных областях повышенные содержания органического вещества и битумов отмечаются лишь в морсовских, рудкинских и данково-лебедянских слоях. Другие горизонты девона Центральных областей, по сравнению с районами Второго Баку, характеризуются пониженными содержаниями органического вещества и битумов, что указывает на менее благоприятные условия среды осадконакопления. Кроме того битумы, отмечаемые в разрезах девона Второго Баку, являются в большей части восстановленными, а в центральных областях кислыми. Об этом можно судить по групповому и элементарному составу хлороформенного экстракта и по отношению углерода к неуглеводородным компонентам.

Послойное определение битуминозности методом люминесцентного анализа, проведенное Н. М. Галактионовой, также свидетельствует о более высоких содержаниях битумогенов в районах Второго Баку, чем в центральных областях Русской платформы. По люминесцентным данным битумы Второго Баку оказываются также более восстановленными по сравнению с центральными областями. В последних повышенное содержание восстановленных битумов отмечается лишь в морсовских и данково-лебедянских слоях. Рудкинские слои центральных областей характеризуются высоким содержанием битумогенов сапропелевого типа, а аналоги этих отложений (доманиковые слои) Второго Баку содержат восстановленные битумы. Таким образом приведенные данные табл. 5, 6 и общие данные по люминесцентному анализу свидетельствуют о более благоприятных условиях накопления и преобразования органического вещества в районах Второго Баку и менее благоприятных в центральных областях [2].

---

[1] Анализы выполнены химиками битумной лаборатории Е. П. Шишениной, Н.П. Шнейдер, И. А. Горенбейн, Н.А. Канаевой, Ю. И. Корчагиной и Э. Я. Симоновой.

[2] Средние данные содержания органического вещества и битума (табл. 5) для Центральных областей Русской платформы по разным типам пород по 63 образцам, составляют 3,93% и 0,45%.

Для районов Второго Баку (табл. 6) автором подобраны обогащенные органическим веществом образцы, так как среднее содержание его составляет 8,76, а битума 9,06%. Органическое вещество 4 образцов пашийских песчаников является нефтью, так как 94,3% органического вещества составляют битумы.

Из сравнения этих данных, а также люминесцентного анализа многих образцов, которые за недостатком места здесь не приведены, автор делает вывод о большем содержании битума в девонских отложениях Второго Баку по сравнению с централь-

На территории центральных областей имеются районы, где в разрезах девона отмечаются повышенные содержания органического вещества и битумов нефтяного типа, а также развиты благоприятные в фациальном отношении комплексы пород. Следовательно, на территории центральных областей можно выделить возможные очаги нефте-газообразования и предположительно наметить пути региональной миграции углеводородов. В первую очередь на этой территории следует выделить площади, расположенные в восточной части Ульяновской области и в южной части Пензенской и Ульяновской областей.

Восточная часть Ульяновской области, расположенная в пределах западного борта Мелекесской впадины, по имеющимся в настоящее время данным, должна положительно оцениваться в отношении ее возможной нефте-газоносности.

Этот участок платформы в течение всего хода геологической истории развивался унаследованно без инверсий и представлял собой склон крупного поднятия, располагавшегося западнее. Здесь, несомненно, следует ожидать развития благоприятных прибрежно-морских фаций и коллекторов в разрезе терригенной части девона.

Региональная миграция нефти в этом участке платформы происходила в направлении с востока на запад из древней Казанско-Сергиевской впадины.

Следующий участок территории центральных областей, который также заслуживает первоочередного внимания, располагается, как было указано выше, в южных частях Ульяновской и Пензенской областей, к югу от линии Сердобск — Кикино — Верхозим — Комаровка — Заборовка. Наличие коллекторов в разрезе девона и благоприятные фациальные условия осадконакопления на этой территории не противоречат нахождению здесь нефти в промышленных количествах. Этот участок платформы соприкасается с северо-западными районами Прикаспийской впадины, т. е. с районами Саратовского Поволжья, где в разрезе преобладают более глубоководные глинистые и карбонатно-глинистые осадки, обогащенные органическим веществом и битумами нефтяного ряда. Почти весь разрез девона, как было показано в соответствующей главе, здесь характеризуется наличием пород, которые могут быть отнесены к нефтематеринским.

Региональная миграция углеводородов в этом районе, естественно, должна была происходить с юга на север и северо-запад. Структурные ловушки для скопления нефти на пути ее миграции здесь безусловно имеются, и поэтому рассматриваемый участок платформы должен представлять большой интерес для широкого развития поисково-разведочных работ.

ными областями. Приведенный П. Г. Суворовым материал является не вполне удачным. По Волго-Уральской области имеются и другие данные; так, например, в сборнике «Происхождение нефти», стр. 392, З. Л. Маймин, Т. И. Казмина и Ю. Н. Петрова приводят по девону среднее взвешенное содержание органического вещества и битума в 0,493 и 0,027%.

Если же сравнивать среднюю цифру содержания битума девонских отложений Волго-Уральской области по трем авторам (0,027%) с данными П. Г. Суворова (0,45%) для центральных областей, то видим, что содержание битума в девонских отложениях центральных областей в 16,6 раз больше.

Если бы методика отбора средних проб образцов для анализа во ВНИГНИ и ВНИГРИ была бы приблизительно одинакова, наверное не получилось бы такой большой разницы в содержании битума по разным авторам (*Ред.*).

Таблица 5

Характеристика органического вещества пород девона центральных областей Русской платформы по битуминологическим анализам битумной лаборатории ВНИГНИ

Наименование площади	№ скв.	Слои	Литологический характер	Органическое вещество на породу, %	Общее содержание битумов на породу, %	Гуминовые кислоты в % на породу	Компонентный состав хлороформенного экстракта, %				Элементарный состав хлороформенного экстракта, %			Отношение
							масла—петролейно-эфирные смолы	бензольные смолы	спирто-бензольные смолы	асфальтены	C	H	O+N+S	$\frac{C}{O+N+S}$
Балахонихская	1	нижнеживетские	сланец	4,93	0,82	отсут.	11,36	7,52	58,77	22,35	—	—	—	—
Порецкая	1	»	»	6,00	0,92	0,05	31,2	14,8	42,3	11,7	—	—	—	—
»	1	»	»	2,8	0,61	отсут.	16,35	22,75	35,97	24,93	—	—	—	—
»	1	»	глина	4,24	1,00	»	33,8	1,23	54,76	10,21	—	—	—	—
Непейцинская		»	»	0,31	0,22	»	7,9	3,73	36,8	51,57	—	—	—	—
Горьковская	2	»	»	4,62	1,69	»	69,33	30,67		0,00	—	—	—	—
Кикинская	7	»	»	1,58	0,04	»	—	—	—	—	80,41	12,20	7,39	10,88
Сердобская	2	»	»	0,24	0,01	»	—	—	—	—	—	—	—	—
Морсовская	1	»	»	0,19	0,03	следы	—	—	—	—	—	—	—	—
Ряжская	1	»	»	0,19	0,02	отсут.	—	—	—	—	—	—	—	—
Сердобская	2	верхнеживетские	»	0,38	0,01	»	—	—	—	—	80,12	12,08	7,80	10,28
»	2	»	»	4,04	0,18	0,38	—	—	—	—	80,49	12,39	7,12	11,30
Морсовская	1	»	»	0,30	0,01	отсут.	—	—	—	—	—	—	—	—
»	1	»	»	0,80	0,02	0,05	—	—	—	—	—	—	—	—
»	1	»	алевролит	3,89	0,10	0,49	—	—	—	—	—	—	—	—
Кикинская	7	»	глина	3,41	0,13	отсут.	—	—	—	—	70,80	9,44	20,48	3,42
»	7	»	»	0,56	0,03	»	—	—	—	—	72,12	9,57	18,31	3,93
»	7	»	сланец	2,76	0,62	»	—	—	—	—	75,45	10,69	13,86	5,44
»	7	»	»	5,48	0,29	следы	70,91	26,59	2,50		—	—	—	—
»	7	»	доломит	1,12	0,07	»	49,84	37,72	12,54	—	—	—	—	—
Прудовская	1	нижнещигровские	глина	1,22	0,84	0,01	—	—	—	—	74,16	8,4	17,44	4,2
	1	»	алевролит	2,14	0,11	0,048	17,23	26,86	52,7	3,21	77,03	10,02	12,95	6,0
Иссинская	1	»	глина	2,68	0,06	0,04	48,61	47,48	3,91	—	—	—	—	—
»	1	»	песчаник	0,02	0,01	отсут.	42,25	36,62	21,13	—	—	—	—	—
Любимская	1	»	глина	0,32	0,01	»	—	—	—	—	—	—	—	—
Кикинская	1	»	»	0,34	0,03	»	—	—	—	—	77,45	10,96	11,59	6,69
Лысковская	1	»	песчаник	1,98	0,05	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ульяновская	1	верхнещигровские	мергель	0,75	0,08	отсут.	17,09	27,2	37,15	12,56	—	—	—	—
Котельничская	1	»	известняк	2,76	2,63	0,04	—	—	—	—	79,66	9,48	10,86	7,3
Лысковская	1	»	»	0,13	0,08	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Горьковская	2	»	»	0,80	0,37	следы	—	—	—	—	—	—	—	—
Зубово-Полянская	1	рудкинские	сланец	14,76	1,34	присут.	12,67	13,05	27,6	46,68	—	—	—	—
Порецкая	1	»	»	6,17	1,85	0,02	—	—	—	—	—	—	—	—
Прудовская	1	»	»	11,20	0,27	отсут.	26,17	20,72	26,34	25,77	74,38	8,5	17,12	4,3
Шарьинская	1	»	»	11,96	1,57	отсут.	9,55	40,12	23,23	27,1	75,27	10,9	13,83	5,4
Иссинская	1	»	»	14,66	0,84	0,10	54,06	44,47	1,47	—	—	—	—	—
»	1	»	»	21,20	0,84	0,02	11,44	42,99	45,57	—	—	—	—	—
Морсовская	1	»	»	18,22	1,01	0,51	—	—	—	—	—	—	—	—
Лысковская	1	»	глина	13,06	0,32	отсут.	16,4	2,26	69,97	11,37	—	—	—	—
Ряжская	1	»	»	12,64	0,90	следы	26,88	66,14	—	6,98	—	—	—	—
Горьковская	2	»	»	16,54	0,51	0,20	27,36	67,34	—	5,30	—	—	—	—
Кикинская	7	»	мергель	6,36	0,56	следы	63,72	30,40		5,88	—	—	—	—
Котельничская	1	верхнефранские	глина	1,37	0,18	0,03	—	—	—	—	75,55	10,25	14,20	5,3
»	1	»	песчаник	0,32	0,08	0,01	—	—	—	—	76,13	9,06	14,81	5,14
»	1	»	известняк	3,52	2,54	0,25	—	—	—	—	75,62	10,13	14,25	5,3
»	1	»	аргиллит	2,15	0,36	отсут.	—	—	—	—	76,69	9,45	13,86	5,5
Любимская	1	»	алевролит	0,32	0,003	0,01	—	—	—	—	—	—	—	—
Лысковская	1	»	мергель	1,42	0,01	—	—	—	—	—	—	—	—	—
»	1	»	доломит	0,36	0,02	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ульяновская	1	»	известняк	4,00	0,22	отсут.	8,28	19,25	39,44	33,03	74,22	9,48	16,3	4,55
Прудовская	1	»	»	1,00	0,36	следы	8,30	6,05	14,33	71,32	—	—	—	—
Любимская	1	задонско-елецкие	глина	1,37	0,30	отсут.	64,65	35,35	—	—	81,45	12,99	5,56	14,64
Иссинская	1	то же	известняк	1,56	0,26	следы	32,03	52,28	15,69	—	—	—	—	—
Солигаличская	1	данково-лебедянские	сланец	1,53	0,03	отсут.	—	—	—	—	78,5	11,61	9,89	7,92
Любимская	1	то же	»	10,66	1,16	следы	87,34	12,66		отсут.	—	—	—	—
»	1	»	доломит	3,98	0,99	0,09	70,20	29,80		отсут.	—	—	—	—
Шарьинская	1	»	сланец	3,85	0,50	0,03	13,49	9,14	27,89	49,48	—	—	—	—
»	1	»	известняк	1,84	0,35	отсут.	12,54	34,62	32,97	19,87	72,53	9,86	17,61	4,1
»	1	»	доломит	2,34	0,44	»	29,95	33,53	34,74	1,78	78,58	11,06	10,36	7,5
Котельничская	1	»	сланец	6,45	0,31	0,04	—	—	—	—	76,42	7,36	16,22	4,71
Лысковская	1	»	мергель	1,73	0,42	—	50,15	6,49	33,0	10,36	—	—	—	—
»	1	»	доломит	0,92	0,05	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Балахонихская	1	»	сланец	0,69	0,23	отсут.	21,56	9,61	33,08	35,75	—	—	—	—
Порецкая	1	»	известняк	0,56	0,22	»	20,66	3,18	53,14	23,02	—	—	—	—
»	1	»	доломит	5,81	0,25	»	26,00	2,24	66,53	5,23	—	—	—	—
Прудовская	1	»	»	0,066	0,03	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ульяновская	1	»	известняк	1,26	0,15	отсут.	19,58	16,17	32,39	31,86	—	—	—	—
»	1	»	доломит	0,74	0,08	»	18,12	27,17	18,48	36,23	—	—	—	—

Таблица 6

Характеристика органического вещества пород девона некоторых районов Второго Баку по битуминологическим анализам битумной лаборатории ВНИГНИ

Наименование площади	№ скв.	Слои	Литологический характер	Органическое вещество на породу, %	Общее содержание битума на породу, %	Гуминовые кислоты на породу, %	Компонентный состав хлороформенного экстракта, %				Элементарный состав хлороформенного экстракта, %			Отношение
							масла—петролейно-эфирные смолы	бензольные смолы	спирто-бензольные смолы	асфальтены	C	H	O+N+S	$\frac{C}{O+N+S}$
Миннибаевская . .	14	верхнеживетские	глины	1,21	0,11	отсут.	—	—	—	—	69,40	7,68	22,92	3,06
Елабужская	9	»	»	0,74	0,08	»	—	—	—	—	78,44	10,97	10,59	7,40
Акташская	57	»	»	5,35	0,55	»	55,39	21,51	22,70	4,98	85,53	9,98	4,49	19,04
Миннибаевская . . .	14	пашийские	песчаники	1,56	1,53	»	—	—	—	—	86,29	12,25	1,46	59,10
Елабужская	9	»	»	0,74	0,68	»	60,05	7,31	25,68	6,95	82,76	11,87	5,37	15,41
Мусабаевская	11	»	»	1,80	1,72	»	59,66	12,97	17,65	8,65	82,95	10,85	6,20	13,37
Акташская	25	»	»	1,64	1,49	»	67,59	8,03	16,49	9,18	84,16	12,70	3,14	20,68
Миннибаевская . . .	14	шугуровско-саргаевские	известняки	4,46	1,49	»	—	—	—	—	82,19	10,10	7,71	10,66
Ново-Ибрайкинская .	22	то же	сланцы	16,67	3,25	следы	31,06	10,88	20,49	37,47	80,08	10,64	9,28	8,62
Мусабаевская	11	»	»	7,09	2,94	отсут.	40,82	13,50	18,23	26,91	78,80	9,52	11,68	6,74
Граханская	6	доманиковые	»	35,13	4,44	»	36,68	11,35	14,34	36,20	76,73	8,72	14,55	5,27
Сюкеевская	4	»	»	13,31	2,21	следы	29,83	13,84	14,32	37,06	76,27	9,70	14,03	5,43
Бурановская	3	»	известняки	14,93	1,93	»	22,43	7,87	16,54	51,68	75,05	7,80	17,15	4,37
Голюшурминская . .	3	»	известняки с прослоями сланцев	17,26	3,18	отсут.	—	—	—	—	75,54	9,87	14,59	5,17
Куединская	18	»	известняки	4,21	2,95	следы	27,84	12,74	21,61	38,65	72,97	8,38	18,65	3,91
Елабужская	9	мендымские	сланцы	4,75	4,06	отсут.	29,00	11,23	26,25	30,97	76,82	8,95	14,23	5,39
Вятская	1	»	известняки	18,16	2,44	»	16,00	9,70	22,45	50,58	75,65	5,94	18,41	4,10

Очень важным направлением для региональной миграции углеводородов является восточный склон Воронежского массива. Вверх по восстанию этого склона с востока на запад от глубоко погруженной зоны фундамента (Арчеда — Жирное), несомненно, нефть и газ мигрировали по пластам в более повышенные в структурном отношении участки осадочного чехла. В связи с этим, разведка районов восточного склона Воронежского массива с глубиной залегания кристаллического фундамента до 2000—2500 *м* представляет большой практический интерес.

Следующий участок, который по комплексу целого ряда факторов должен быть в поле зрения разведчиков, располагается к востоку от Сурско-Мокшинского вала. Эта обширная территория, включавшая ранее и более западные районы, в том числе и современную Сурско-Мокшинскую зону поднятий, представляла собой в течение всего девона западное крыло *огромного Сурско-Волжского свода, имевшего почти меридиональное* простирание.

Учитывая наличие здесь в терригенной части девона благоприятных фаций *с повышенной битуминозностью, можно думать, что в более* восточных районах — в головной части западного крыла Сурско-Волжского древнего свода, могли скопиться промышленные залежи нефти в прибрежно-морской зоне, где развиты, судя по Прудовской опорной скважине, хорошие коллектора. Однако тектоническое развитие этой территории имеет сложную историю. Здесь имела место инверсия в карбоне, когда региональный наклон слоев изменился, т. е. слои стали падать в обратном направлении, чем это было в девоне. Это обстоятельство, казалось бы, должно было привести к перераспределению нефти и скоплению ее на западе, в зоне сформировавшейся в мезозойское и третичное время Сурско-Мокшинской дислокации, но здесь нефти в процессе бурения не обнаружено.

Таким образом, можно думать, что нефть, несмотря на инверсию, сохранилась в древних ловушках к востоку от Сурско-Мокшинского вала. В связи с этим поисковые работы в этом районе нельзя считать законченными, так как имеются основания предполагать, что региональная миграция углеводородов вверх по восстанию западного крыла древнего Сурско-Волжского свода имела место.

Далее следует рассмотреть обширную территорию Верхнего Поволжья с точки зрения условий для региональной миграции углеводородов в ее пределах. В предыдущих главах работы мы показали, что процессы нефтегазообразования на этой территории, по всей вероятности, имели место. *Об этом можно судить по наличию благоприятных фаций в разрезе девона* и повышенному содержанию органического вещества и битумов в породах, а также по гидрохимическим показателям и содержанию углеводородных *компонентов в газовой фазе глинистого раствора.*

Тектонические условия для региональной миграции нефти и ее аккумуляции здесь также имели место. В самом деле, если мы рассмотрим историю формирования докембрийской поверхности, то убедимся, что на востоке через Котельнич, Мариинский Посад и южнее протягивался меридиональный выступ фундамента, который контролировал длительное время распределение осадков девона, а следовательно, и направление региональной миграции углеводородов, которая могла осуществляться соответственно с запада на восток и с востока на запад вверх по региональному восстанию пород, залегающих на кристаллическом фундаменте.

Анализ развития структуры осадочного чехла с начала девонского литогенеза также указывает на длительное развитие поднятия, ось которого проходила через те же пункты (Котельнич, Мариинский Посад, и южнее), что отчетливо видно на палеоструктурных картах подошвы девона. Следовательно, и в этом случае выявляются те же направления возможной региональной миграции в девоне с запада и востока к центру поднятия. Однако подошва девона в дальнейшем развитии испытала перестройку. Так, в течение карбона центр поднятия по подошве девона переместился на запад в район Горького, что, однако, не противоречит возможной аккумуляции нефти на отдельных участках этой крупной структуры.

Если мы проследим историю развития структуры по поверхности нижнещигровских слоев, то и в этом случае наши выводы о наличии благоприятных условий для нефте-газонакопления, в районах Верхнего Поволжья, также представляются обоснованными. Условия развития этой поверхности значительно отличаются от особенностей формирования двух вышеупомянутых поверхностей. Центр максимального поднятия нижнещигровских слоев обозначился в районе Горького и Лысково, а также и к югу и северу от этих пунктов, уже в период верхнещигровского времени. Такое развитие структуры продолжалось и в дальнейшем ходе геологической истории. При этом центр поднятия постепенно перемещался на запад и в пермский период уже находился в полосе современного расположения Окско-Цнинского вала.

Из всего вышеизложенного можно убедиться в сложном развитии структурного плана Верхнего Поволжья. Здесь мы не отмечаем унаследованного развития региональной структуры на протяжении длительного отрезка времени. Структурный план рассматриваемой территории менялся во времени и пространстве, на что указывает миграция осевых зон поднятий в отдельные этапы геологического развития при движении с востока на запад. Все это, естественно, влияло и на изменение направлений миграции углеводородов и способствовало неоднократному перераспределению, возможно, имеющихся здесь залежей нефти. Несмотря, однако, на сложность тектонического развития рассматриваемого региона, а следовательно и на сложные условия для формирования возможных залежей нефти, все же эта территория заслуживает поискового внимания.

Относительная тектоническая подвижность этого участка платформы, а также явно древнее заложение крупной положительной структуры в этом регионе, создают предпосылки обнаружения благоприятных для формирования залежей нефти структурных ловушек.

Наконец, отметим, что в районах восточного склона Котельничского выступа фундамента благоприятные условия для региональной миграции нефти, безусловно, имели место.

Региональная миграция нефти здесь могла осуществляться в течение длительного времени в направлении с востока на запад, вверх по восстанию склона рассматриваемого выступа. Следует, однако, заметить, что в верхнепермское время, в связи с формированием Вятского вала, региональный наклон слоев здесь изменился, что могло привести к некоторому перераспределению возможных залежей нефти и газа. Однако эта сторона вопроса не исключает постановки и развития в этом районе поискового бурения, тем более, что условия для нефте-газообразования здесь имели место.

О ВОЗРАСТЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ СТРУКТУР В СВЯЗИ С ОЦЕНКОЙ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕ-ГАЗОНОСНОСТИ

Если мы обратимся к анализу формирования тектонических структур центральных областей Русской платформы, то убедимся, что здесь в большинстве случаев развиты молодые структуры, формировавшиеся в последевонское и более позднее время. Большинство разбуренных локальных структур в центральных областях являются весьма молодыми — позднегерцинскими или альпийскими. Однако ряд структур, находившихся в разведке, принадлежит к числу древних, возникших в девоне, например, Калужская структура, но она оказалась непродуктивной вследствие неблагоприятных фациальных условий осадконакопления в девоне. Здесь не было благоприятной геохимической обстановки для накопления и преобразования исходного органического вещества в нефть, а также, *по-видимому, и гидрогеологическая обстановка в этом районе была не*благоприятна для сохранения залежей нефти, если бы таковые и возникали.

Воронская структура, по данным П. С. Хохлова, по-видимому, также является девонской в смысле времени ее возникновения, но и она оказалась «пустой» по той же причине, что и Калужская.

Фациальная и геохимическая обстановка в пределах полосы Сурско-Мокшинского вала была благоприятной и здесь, казалось бы, следовало *ожидать промышленных скоплений нефти в девоне, но ее не оказалось.* Это обусловлено, по всей вероятности, молодостью этой структуры, возникшей лишь в мезозое и наиболее четко оформившейся в третичное время.

В связи с этим, поиски нефти в девоне должны быть направлены к югу и востоку от этой дислокации, где можно ждать развития древних — девонских структур. Поиски древних девонских структур не исключаются и в других районах центральных областей и, в частности, на обширной территории Верхнего Поволжья, где совокупность других факторов фациальных, битуминологических, газовых и гидрохимических является благоприятной для развития поисково-разведочных работ.

Нахождение здесь древних структур не исключается потому, что эта область характеризуется значительной подвижностью и разнообразием колебательных движений, являющихся источником формирования структур. Кроме того, важно подчеркнуть, что анализ мощностей отдельных стратиграфических комплексов девонских отложений указывает на происходившие поднятия, начиная с верхнещигровского времени, т. е. вслед за отложением продуктивных свит на значительной по ширине площади, протягивавшейся примерно от Шарьи к югу на Горький и далее на Токмово.

Нет никакого сомнения, что на территории центральных областей мы должны обнаружить те же явления, что и в районах Волго-Уральской провинции. Если в восточных районах платформы наряду с молодыми структурами имеются древние девонские структуры, которые и являются, главным образом, продуктивными для отложений девона, то имеются основания думать, что и в центральных областях будут иметь место те же закономерности. Задача состоит в том, чтобы найти здесь четко выраженные структуры девонского возраста с благоприятным режимом развития.

Задача эта может быть решена в конечном итоге только бурением.

РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ ЦЕНТРАЛЬНЫХ ОБЛАСТЕЙ В ОТНОШЕНИИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕ-ГАЗОНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕГО ПАЛЕОЗОЯ ДЕВОНА И КАРБОНА

Учитывая разнообразные условия залегания палеозойских отложений, их различные стратиграфические соотношения, показатели битуминологических, газовых и гидрохимических исследований, данные о распространении возможно нефтематеринских свит в разрезе и пространстве, данные по сравнительному фациальному и геотектоническому анализу, данные об очагах нефте-газообразования на Русской платформе и о путях региональной миграции углеводородов, а также данные о возрасте тектонических структур, нами предлагается раздельное районирование территории центральных областей Русской платформы в отношении перспектив нефте-газоносности для отложений нижнего палеозоя, девона и карбона.

На наших картах выделяются 6 категорий земель.

1. Площади с доказанной промышленной нефте-газоносностью, т. е. такие, где имеются притоки нефти в скважинах, с установленными устойчивыми нефтеносными горизонтами (свитами) и коллекторами, с благоприятными фациями, тектоникой и стратиграфическими взаимоотношениями.

2. Площади вероятно перспективные, т. е. такие, где имели место благоприятные палеогеографические условия накопления осадков, отмечаются в разрезе коллектора, могущие служить вместилищами нефти, а также развиты структуры, необходимые для скопления нефтяных месторождений. На этих площадях предполагается наличие нефтеносных комплексов аналогичных тем, что встречены и на структурах с доказанной промышленной нефтеносностью.

3. Площади возможно перспективные, т. е. такие, где по совокупности ряда факторов: геологических, битуминологических, газовых и гидрохимических возможно обнаружение нефтяных залежей, но где пока еще не обнаружено промышленных скоплений нефти.

4. Площади малоперспективные, т. е. такие, где фациальные условия накопления осадков большей части разреза были неблагоприятны для накопления и преобразования органического вещества. Битуминозность пород здесь отмечается редко. Содержания битумов в породах низкие, а сами битумы являются, главным образом, кислыми. В большей своей части те горизонты или свиты, которые могли бы представлять интерес для поисков нефти, представлены на этих площадях пестроцветными образованиями, что свидетельствует о неблагоприятных условиях среды седиментации.

5. Площади невыясненных перспектив, т. е. такие, где отложения палеозоя полностью не пройдены, а в большей части эти территории не освещены бурением.

Общие геологические соображения не противоречат постановке поисковых работ в пределах этих площадей. Наоборот, имеются некоторые данные, которые могут указывать на присутствие в недрах скоплений нефти или газа. В связи с этим изучение с помощью бурения геологического строения и возможной нефтеносности на этих площадях представляет интерес.

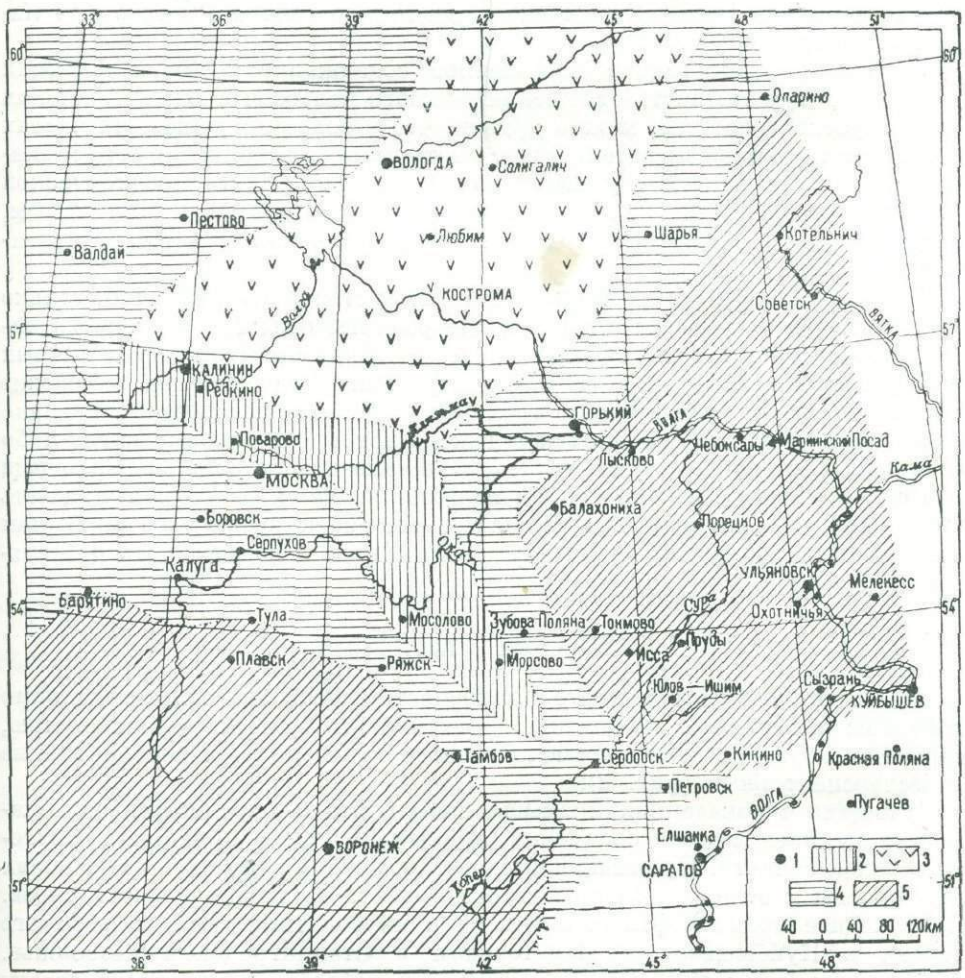
6. Площади бесперспективные, т. е. такие, где отложения палеозоя имеют развитие, но условия их накопления и история геотектонического

развития на этих площадях были не благоприятны как для процессов нефте-газообразования, так и для сохранения залежей нефти, если даже *таковые когда-либо возникали.*

На основании комплексного анализа геологических материалов предлагается нижеследующее районирование территории центральных областей в отношении перспектив нефте-газоносности отложений нижнего палеозоя, девона и карбона.

НИЖНЕПАЛЕОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

В разрезах нижнего палеозоя прямых признаков нефте-газоносности не обнаружено, за исключением Пачелмского района, где признаки нефти, по всей вероятности, связаны с применением нефтяной ванны. Точно так же



Фиг. 1. Схема районирования территории центральных областей Русской платформы в отношении перспектив нефте-газоносности нижнепалеозойских отложений.

1 — пробуренные опорные скважины; 2 — площади малоперспективные; 3 — площади невыясненных перспектив; *4* — площади бесперспективные; *5* — площади, где отложения нижнего палеозоя отсутствуют.

и в Шарьинской опорной скважине. Исследования пород нижнего палеозоя показали, что они бедны органическим веществом, которое составляет менее 1% на породу. Содержание битуминозных веществ в породах также невелико и выражается чаще всего в сотых и тысячных долях процента. Несколько повышенной битуминозностью обладают разрезы Мосолово, Морсово, Поварово и Редкино, расположенные в южной части Среднерусской и в северо-западной части Рязано-Саратовской нижнепалеозойской впадин. Битумы нижнего палеозоя, главным образом, кислые и лишь только в Мосолово и Морсово они приближаются к нефтяному ряду. В этих же районах отмечается и повышенное содержание горючих компонентов в газовой фазе.

Комплекс всех данных позволяет нам условно выделить полосу малоперспективных земель, протягивающуюся от Пачелмского района на северо-запад вдоль Рязано-Саратовской впадины до района Редкино и г. Калинина на западе (фиг. 1).

Учитывая относительно повышенное содержание горючей фракции в газах и битуминозность отложений нижнего палеозоя в южных районах Среднерусской впадины, можно думать, что в более погруженных частях ее соответствующие показатели будут иметь иные более благоприятные значения. В связи с этим, вся центральная обширная часть Среднерусской впадины между Непейцино, Шарьей, Вологдой, Пестово и Калининым, почти не изученная бурением, может оцениваться как область невыясненных перспектив.

Перспективность этих земель может быть установлена, конечно, только бурением. Все остальные площади, где развиты отложения нижнего палеозоя бесперспективны либо вследствие неблагоприятных фациальных условий накопления осадков — вблизи участков, где нижнепалеозойские отложения отсутствуют, либо по причинам залегания их в обстановке явно неблагоприятной для сохранения залежей нефти, если таковые когда-либо возникали. Основной неблагоприятной обстановкой на остальной площади для сохранения залежей в нижнем палеозое является небольшая мощность этих отложений и длительный период, в течение которого они по бортам впадины были выделены на дневную поверхность и подвергались длительному дренажу.

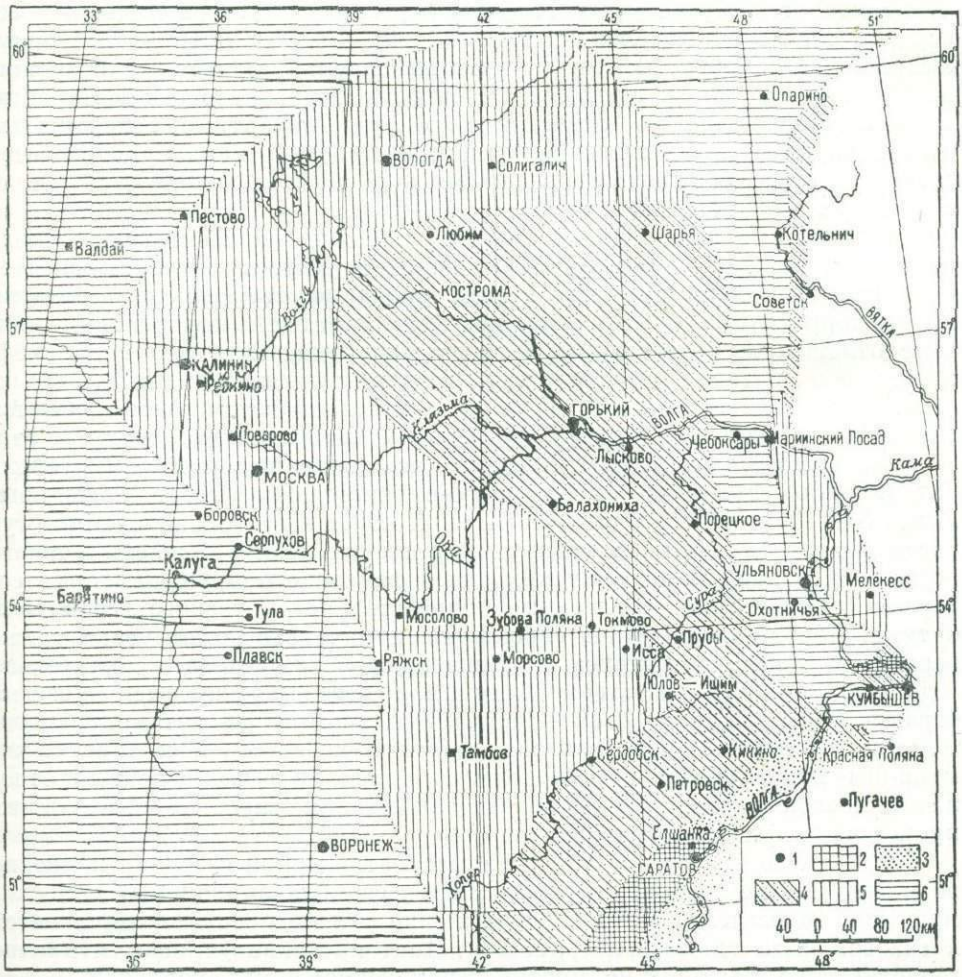
ДЕВОНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

На карте перспектив нефте-газоносности девонских отложений нами показаны площади с доказанной промышленной нефте-газоносностью, вероятно перспективные, возможно перспективные, малоперспективные и бесперспективные (фиг. 2).

Площади с доказанной промышленной нефте-газоносностью располагаются за пределами исследуемой территории, т. е. в районах Волго-Уральской области. Промышленные месторождения нефти в этих районах приурочены к отложениям живетского яруса и нижнещигровских слоев. В последнее время нефть обнаружена в карбонатных осадках верхнего девона в Куйбышевском, Саратовском и Сталинградском Поволжье.

В центральных областях месторождения нефти в девоне предполагали встретить в тех же отложениях, что и в районах Волго-Уральской области, но многочисленные разведки структур в этих областях вплоть до кристаллического фундамента не дали положительных результатов. По этой причине площади вероятно перспективные на территории централь-

ных областей не выделяются. Земли этой категории располагаются в пределах северо-западных земель Сталинградского и Саратовского Поволжья, по соседству с разрабатываемыми в настоящее время девонскими залежами нефти на Елшанке, Соколовой Горе, Арчеде и других районах.



Фиг. 2. Схема районирования территории центральных областей Русской платформы *в отношении перспектив нефте-газоносности девонских отложений.*

1 — пробуренные опорные скважины; *2* — площади с доказанной промышленной нефте-газоносностью; *3* — площади вероятно перспективные; *4* — площади возможно перспективные; *5* — площади малоперспективные; *6* — площади бесперспективные.

Земли вероятно перспективные, по-видимому, располагаются в самой южной части Ульяновской и, возможно, Пензенской областях.

Общегеологические данные, благоприятные для нефте-газонакопления, в пределах рассматриваемой территории имеются, а региональная миграция углеводородов для этих областей могла происходить с юго-востока, где встречены промышленные залежи.

Площади возможно перспективные ограничиваются на севере линией, проходящей несколько севернее Любима и Шарьи. На западе граница этих земель проходит от Любима к Непейцино и далее на юго-восток по направлению к Чаадаевке, отсюда она поворачивает на юго-запад, огибая Сердобск и Балашов. Восточной границей этих земель является зона малых мощностей терригенных отложений девона, протягивающаяся с севера на юг через Котельнич, Мариинский Посад, Охотничью, Борлы, Сызрань и Покровку. В южной части выделяемая территория возможно перспективных земель граничит с землями Сталинградского и Саратовского Поволжья, которые отнесены к категории вероятно перспективных. Таким образом, полоса возможно перспективных земель протягивается с юга на север значительно расширяясь в своей северной части, т. е. в районах Верхнего Поволжья.

Эта довольно значительная полоса возможно перспективных земель не может, однако, оцениваться равнозначно. Южную ее часть следует оценивать выше, чем северную, на том основании, что здесь во всем комплексе терригенных образований имеются глинистые и карбонатно-глинистые отложения, обогащенные органическим веществом и битумом нефтяного ряда, которые могут рассматриваться как возможно нефтематеринские. В разрезе живетского яруса и нижнещигровских слоев имеются также и песчаные коллектора, могущие служить вместилищами нефти.

В северной большей половине этих возможно перспективных земель условия для нефте-газообразования, по-видимому, были менее благоприятными. Здесь в качестве нефтематеринских пород в настоящее время могут рассматриваться лишь отложения морсовских слоев нижнеживетского подъяруса и данково-лебедянских слоев фаменского яруса, которые содержат относительно повышенные количества органического вещества и битума. Породы мосоловских слоев нижнеживетского подъяруса, а также верхнеживетского подъяруса и нижнещигровских слоев сравнительно бедны органическим веществом и битумом, но этот вывод делается на весьма ограниченном аналитическом материале и поэтому является предварительным. Возможно, что дальнейшие геохимические и, в частности, химико-битуминологические исследования пород из вышеназванных отложений позволят дать положительные заключения о происходивших в них процессах нефте-газообразования.

Следует еще указать на то, что в рассматриваемой северной половине возможно перспективных земель являются еще благоприятными гидрохимические показатели, а также содержание углеводородных компонентов в газовой фазе глинистого раствора. Тектонические условия и прочие геологические факторы не противоречат возможному скоплению нефти на этой территории. Таким образом, совокупность целого ряда факторов позволяет выделить рассматриваемую полосу земель в категорию возможно перспективных, заслуживающих дальнейшего поискового внимания.

По фациальным условиям и повышенному содержанию органического вещества и битума к возможно перспективным землям нами также отнесены восточные склоны Котельничского выступа фундамента.

Площади малоперспективные выделяются на западе в полосе, проходящей через Солигалич, Вологду, Пестово, Редкино, Поварово и далее на юго-востоке и юге она охватывает зону Керенско-Чембарских и Сурско-Мокшинских дислокаций и северо-восточные склоны Воронежского массива. В этой зоне земель нижнещигровские отложения имеют в своем

составе, главным образом, пестроцветные осадки, свидетельствующие о неблагоприятных условиях накопления и сохранения органического вещества.

Верхнеживетские отложения в северной части представлены мелководными отложениями опресненного морского бассейна и лишь только в южной части они сменяются мелководными морскими отложениями нормальной солености, и, очевидно, могут заслуживать некоторого внимания для нефтепоисковых работ.

Отложения мосоловских слоев в северной части этой территории представлены мелководными отложениями нормальной солености и содержат в своем разрезе около 50% глинистых и карбонатно-глинистых образований, которые могли явиться благоприятными для сохранения органического вещества.

В южной части мелководные морские отложения мосоловских слоев сменяются более глубоководными. Отложения ряжских и морсовских слоев нижнеживетского подъяруса представлены на всей территории рассматриваемых земель прибрежными и мелководными морскими отложениями более или менее засоленного бассейна.

Следует еще подчеркнуть, что содержание органического вещества и битума в породах девона в пределах рассматриваемых земель невелико, а битумы чаще всего являются кислыми. Содержание органического вещества и битума несколько увеличивается лишь в самой южной части этой территории.

Таким образом, в целом описываемые земли могут заслуживать некоторого внимания лишь для поисков нефти и газа в отложениях живетского яруса.

К землям малоперспективным отнесена также площадь, протягивающаяся от Мелекесса на юге до Мариинского Посада на севере. Мощности аналогов продуктивных терригенных слоев девона здесь незначительны, а проведенными буровыми работами на ряде площадей не обнаружено признаков нефти.

Площади бесперспективные, как это видно на карте, занимают обширные пространства на севере и западе рассматриваемой территории, а также на востоке, где они выделены сравнительно узкой полосой меридионального простирания.

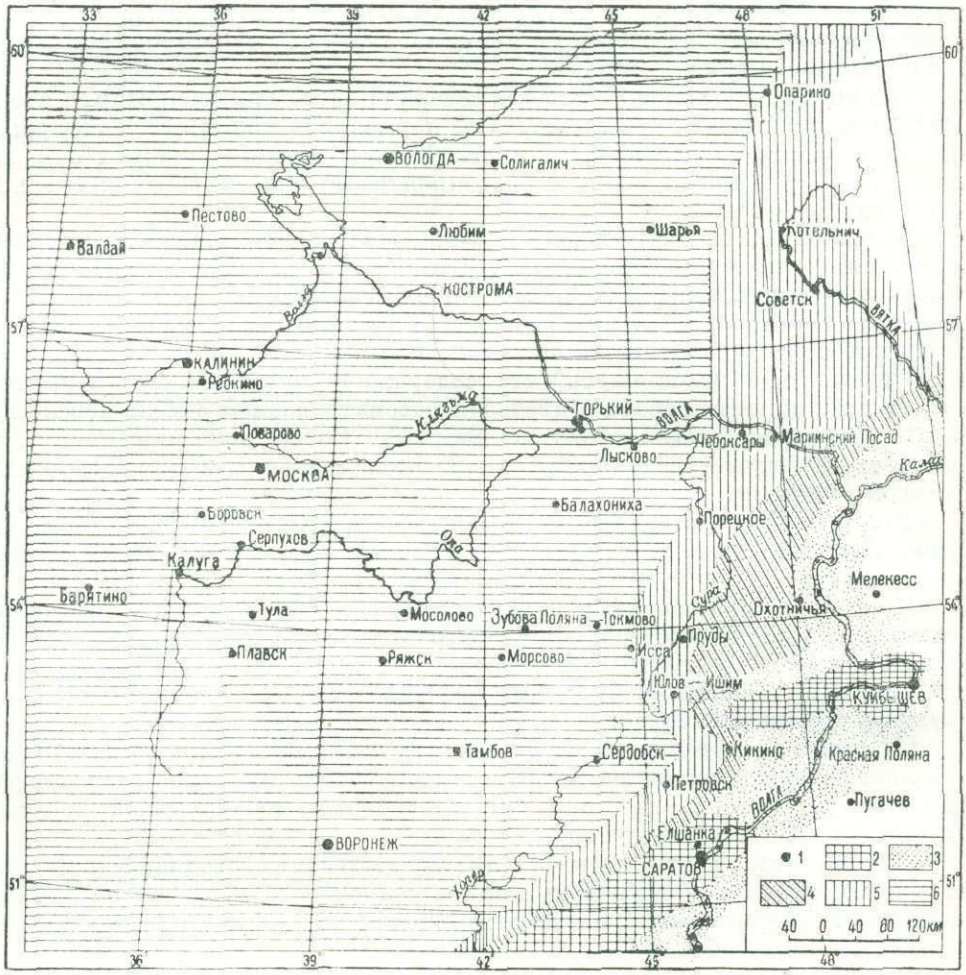
Режим тектонических движений (преимущественно восходящие движения в девоне), условия образования осадков и прочие геологические факторы по всей этой территории были неблагоприятны для нефте-газообразования.

КАМЕННОУГОЛЬНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

На карте перспектив нефте-газоносности каменноугольных отложений выделяются: вероятно перспективные, возможно перспективные, малоперспективные и бесперспективные земли (фиг. 3). Площади с доказанной промышленной нефте-газоносностью располагаются, главным образом, в районах Волго-Уральской провинции.

Промышленные месторождения нефти в центральных областях Русской платформы обнаружены в отложениях угленосного горизонта нижнего карбона, на территории Ульяновской области, в пределах западного погружения Жигулевского вала, на Барановской, Голодяевской, Варваровской и Новоспасской площадях.

Признаки жидкой окисленной нефти были отмечены в тех же отложениях к северу от Жигулевского вала, в центральной части Ульяновской области, на Охотничьей структуре. Здесь же был получен приток жидкой нефти до 1,5 *т* из отложений башкирского яруса.



Фиг. 3. Схема районирования территории центральных областей Русской платформы в отношении перспектив нефте-газоносности каменноугольных отложений.

1 — пробуренные опорные скважины; *2* — площади с доказанной промышленной нефте-газоносностью; *3* — площади вероятно перспективные; *4* — площади возможно перспективные; *5* — площади малоперспективные; *6* — площади бесперспективные.

Небольшой приток жидкой нефти из нижнего карбона был получен на Кикинской площади.

От указанных выше земель с доказанной нефтеносностью перспективы постепенно убывают в западном направлении. Площади вероятно перспективные примыкают к зонам с доказанной нефтеносностью и протягиваются от камского устья на юг, примыкая с востока и запада к р. Волге.

Площади возможно перспективные тянутся узкой полосой, начиная немного западнее Камского устья к Юлово-Ишиму и Кикино, а далее в юго-западном направлении (фиг. 3).

Площади малоперспективные располагаются в полосе, протягивающейся от Опарино, Котельнича и Советска на севере, через Чебоксары, Порецкое, Пруды и Кикино на юге. Далее эта полоса протягивается в юго-западном направлении через Петровск на Балашов.

Вся обширная территория, расположенная к западу от линии Опарино — Сундырь — Исса — Балашов является бесперспективной для поисков нефти и газа в карбоне. Эта территория испытывала в карбоне частые подъемы и характеризуется длительными перерывами и размывами отлагавшихся осадков.

Непрерывная тенденция к поднятию этой территории явилась неблагоприятным фактором не только для нефте-газообразования, но и для сохранения залежей нефти и газа.

Единственным участком, где отмечены нефтепроявления, является Нелидовский район, расположенный в пределах западного крыла Среднерусской впадины. Практического же значения эти нефтепроявления не имеют.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДАЛЬНЕЙШИМ ПОИСКАМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

По совокупности всех рассмотренных в работе факторов и на основании произведенного районирования, на ближайшие годы рекомендуется проведение следующих работ.

Дальнейшее выяснение возможной нефтеносности нижнепалеозойских отложений следует связывать в настоящее время лишь с территорией невыясненных перспектив (фиг. 1). В пределах этой территории поиски нефти и газа в отложениях нижнего палеозоя следует осуществить в первую очередь на Любимской структуре (фиг. 4), где в опорной скважине был отмечен приток газа с некоторым содержанием тяжелых углеводородов. Эта структура подготовлена к разведке колонковым бурением по отложениям перми. Здесь также целесообразно провести сейсмические исследования, после чего ввести структуру в разведку. Все разведочные скважины следует доводить до вскрытия кристаллических пород.

Разведка девона в пределах центральных областей остается нерешенной проблемой, но заслуживающей дальнейшего внимания.

В первую очередь разведочные работы надо поставить в юго-восточных районах. В качестве локальных объектов для разведочного бурения можно рекомендовать Пичеурскую площадь (№ 29 на карте), подготовленную к разведке структурным бурением. Однако до ввода структуры в разведочное бурение здесь было бы целесообразно провести детальные сейсмические исследования.

К числу объектов первой очереди для поисков нефти в девоне рекомендуются еще Старолопаткинская (№ 31), Кременковская (№ 32) и Кстовская (№ 32а) структуры, которые требуют, однако, детальной подготовки их к разведочному бурению. Наконец, для постановки поисково-разведочных работ заслуживает внимания Новиковская структура (№ 28 около Мелекесса), выявленная ВНИГНИ и подготовленная к разведочному бурению трестом «Татнефтегазразведка». Здесь большой интерес для разведки

представляют каменноугольные отложения, девонские отложения, по-видимому, малоперспективны.

Последующие геологоразведочные работы в связи с поисками нефти, главным образом, в девоне следует осуществлять и в ряде других районов на территории центральных областей, а именно: на восточном склоне Котельничского выступа фундамента, в бассейне р. Ветлуги и верхнего течения р. Волги, на северо-восточном склоне Токмовского свода между рр. Сурой и Окой, в районах восточного погруженного крыла Сурско-Мокшинского вала, на юго-восточном погружении Керенско-Чембарского вала, между р. Волгой и Пичеурской площадью.

Все указанные направления в свете структурных, литологофациальных, битуминологических и гидрохимических данных заслуживают безусловного внимания и в ближайшие годы должны быть обстоятельно разведаны. В качестве локальных объектов для разведки во вторую очередь здесь рекомендуются Сырьяновская (№ 37), Великорецкая (№ 36), Ветлужская (№ 35), Краснобаковская (№ 34), Решемская (№ 33), Вешкайминская (№ 38), Шкудымская (№ 39) и Южно-Колемасская (№ 40) структуры.

Однако подготовку и ввод в разведку этих структур следует поставить в зависимость от результатов структурно-поискового бурения и геофизических исследований. Проведение таких региональных работ является очень важным этапом в подготовке новых больших территорий, возможно перспективных для поисков месторождений нефти и газа.

Для этой цели предлагается профильное структурно-поисковое бурение и сейсмические исследования. Направления таких исследований выбраны с учетом региональных структурных особенностей отдельных районов, а также с учетом охвата некоторых локальных структур, попадаемых на соответствующее пересечение. Такое размещение профилей и проектных точек для структурно-поискового бурения учитывает возможность открытия залежей нефти и газа в ходе проведения рекомендуемых работ.

Предполагается, что структурно-поисковые скважины будут буриться передвижными усовершенствованными станками с малым конечным диаметром и с ограниченным отбором керна, что удешевит и ускорит проведение этих важных работ.

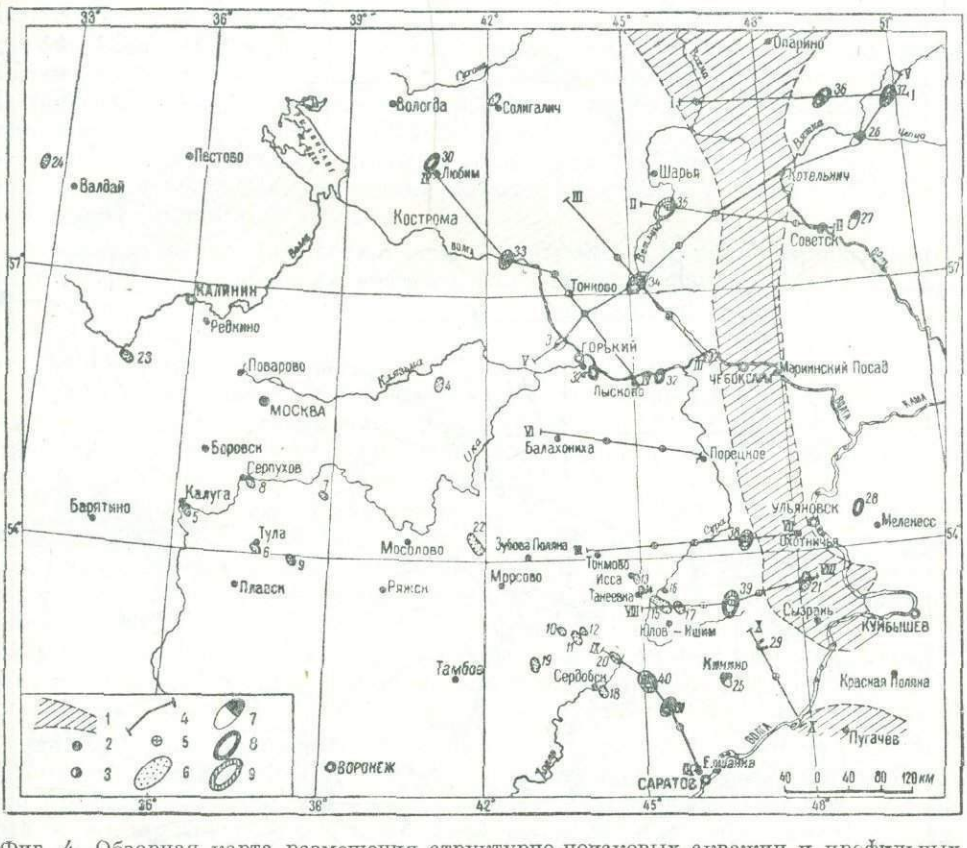
Структурно-поисковые скважины в то же время будут являться параметрическими для геофизиков. Геофизические — сейсмические исследования рекомендуется проводить методами отраженных и преломленных (КМПВ) волн. Естественно, конечно, что во всех скважинах структурно-поискового бурения должен проводиться электрокароттаж. Наряду с этим проведение во всех скважинах сейсмо- и гаммокароттажа, а также газового кароттажа является совершенно обязательным. При таком комплексе геолого-поисковых работ будет создана прочная основа для последующего планирования и проектирования разведочного бурения.

В пределах центральных областей, как показано на фиг. 4, для структурно-поискового бурения и сейсмических исследований рекомендуется 10 профильных пересечений с размещением на них в общей сложности 25 проектных точек для заложения структурно-поисковых скважин.

Профиль I—I проводится между р. Вохма и с. Сарьяны. Располагаемые на этом профиле 3 структурно-поисковые скважины осветят очень важные тектонические элементы, которые выделяются на схематической структурной карте по кровле нижнеказанских слоев (фиг. 5). К числу таких тектонических элементов относятся: западный борт Вятской впадины,

где рекомендуется пробурить две структурно-поисковых скважины на Великорецкой (№ 8) и Сырьяновской (№ 8) структурах. Скважина, расположенная на западном конце профиля, осветит строение северо-восточного борта Среднерусской впадины.

Профиль II—II, расположенный между р. Ветлугой и Советской опорной скважиной, осветит очень важный в тектоническом отношении участок. Здесь будет выяснено геологическое строение приподнятой зоны, вытянутой в виде структурного носа в северо-восточном направлении.

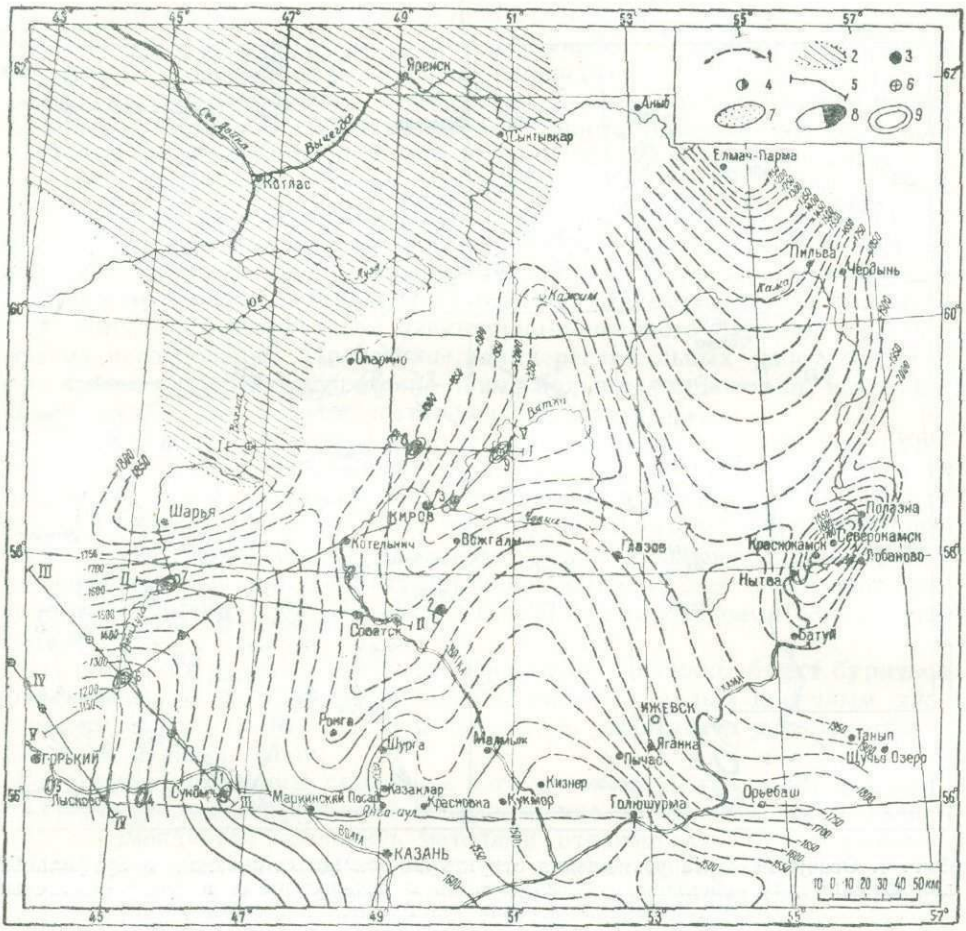


Фиг. 4. Обзорная карта размещения структурно-поисковых скважин и профильных направлений для сейсмических исследований в юго-восточных и северо-восточных районах центральных областей Русской платформы.

1 — отложения среднего девона и нижнещигровских слоев франского яруса верхнего девона имеют небольшую мощность, а местами совершенно отсутствуют; *2* — опорные скважины пробуренные; *3* — *тонковская структурно-поисковая скважина вскрывшая на глубине 432 м, под чехлом юрских* образований и брекчий, гнейсы докембрия; *4*— рекомендуемые профильные направления для глубокого структурно-поискового бурения и сейсмических исследований; *5* — рекомендуемые точки для заложения структурно-поисковых скважин; *6* — локальные структуры, в пределах которых разведочное бурение закончено с отрицательным результатом; *7* — локальные структуры, в пределах которых разведочное бурение продолжается; *8* — локальные структуры рекомендуемые для разведки в первую очередь; *9* — локальные структуры рекомендуемые для разведки во вторую очередь.

Локальные структуры: *1*—Солигаличская; *2*—Сундырская; *3*—Балахнихская; *4* — Непейцинская; *5* — Калужская; *6* — Тульская; *7* — Зарайская; *8* — Сергуховская; *9* — Смородинская; *10* — Красноозерская; *11* — Воронская; *12* — Веденяпинская; *13* — Иссинская; *14* — Танеевская; *15* — Чертеимская; *16* — Рудневская; *17* — Ивановская; *18* — Сердобская; *19* — Пересыпкинская; *20* — Липягинская; *21* — Борлинская; *22* — Каверинская; *23* — Зубцовская; *24* — Крестецкая; *25* — Кикинская; *26* — Шихово-Чепецкая; *27* — Чигиринская; *28* — Новиковская; *29* — Пичеурская; *30* — Любимская; *31* — Старолопаткинская; *32* — Кременковская; *32а* — Кстовская; *33* — Решемская; *34* — Краснобаковская; *35* — Ветлужская; *36* — Великорецкая; *37* — Сырьяновская; *38* — Вешкайминская; *39* — Шкудымская; *40* — Южно-Колемасская.

Одну из структурно-поисковых скважин рекомендуется заложить в своде Ветлужского локального поднятия (№ 7) на западном погружении регионального структурного носа, вторую — в центральной части последнего и третью на его восточном погружении. Эта последняя скважина представляет большой интерес для поисков литологической залежи нефти на восточном склоне Котельничского выступа фундамента, куда нефть могла мигрировать из соседней девонской впадины.



Фиг. 5. Схематическая структурная карта по кровле нижнещигровских слоев франского яруса верхнего девона с размещением структурно-поисковых скважин и профильных направлений для сейсмических исследований в пределах северо-восточной части центральных областей Русской платформы.

1 — стратоизогипсы кровли нижнещигровских слоев проведены через 50 *м*; *2* — нижнещигровские слои отсутствуют, *3* — глубокие буровые скважины пробуренные; *4* — тонковская структурно-поисковая скважина вскрывшая на глубине 432 *м* под чехлом юрских образований и брекчий гнейсы докембрия; *5* — рекомендуемые профильные направления для глубокого структурно-поискового бурения и сейсмических исследований; *6* — рекомендуемые точки для заложения структурно-поисковых скважин; *7* — локальные структуры, в пределах которых разведочное бурение закончено с отрицательным результатом; *8* — локальные структуры, в пределах которых разведочное бурение продолжается; *9* — локальные структуры рекомендуемые для разведки в зависимости от их подготовленности и от результатов структурно-поискового бурения и сейсмических исследований.

Локальные структуры: *1*—Сундырская; *2* — Чигиринская; *3* — Шихово-Чепецкая; *4*— Кременковская; *5* — Кстовская; *6* — Краснобаковская; *7* — Ветлужская; *8* — Великорецкая; *9* — Сырьяновская.

Профиль III—III должен осветить геологическое строение нижнего течения р. Ветлуги и перспективы нефтеносности упомянутого регионального структурного носа в его юго-западной части. Одну из структурно-поисковых скважин на этом профиле рекомендуется заложить в своде Краснобаковского локального поднятия (№ 6), расположенного в приподнятой части регионального структурного носа, а две другие скважины на его склонах (фиг. 5).

Профиль IV—IV между Любимом и Лысково должен осветить геологическое строение обширной полосы в направлении от наиболее прогнутой центральной части Среднерусской впадины, вверх по восстанию ее юго-восточного борта. Характерным на этом профиле является то, что в районе Тонково структурно-поисковая скважина, пробуренная ВНИГНИ до глубины 785 *м*, вскрыла необычный разрез. Скважиной пройдено более 300 *м* по кристаллическим породам докембрия, на которых залегает брекчия, мощностью 190 *м*, последняя покрывается толщей юрских образований общей мощностью в 235 *м*.

С целью выяснения геологического строения и условий возможной нефтеносности палеозоя на склонах этого выступа фундамента С. К. Нечитайло предложил бурение двух новых структурно-поисковых скважин, *располагающихся соответственно в 25 км на северо-запад и юго-восток* от Тонковской скважины (фиг. 4). Обе эти скважины рекомендуются к бурению на имеющихся здесь тектонических поднятиях. Кроме того в пределах этого профиля нами рекомендуется бурение еще одной структурно-поисковой скважины в своде Решемского локального поднятия (№ 33) к северо-западу от с. Тонково.

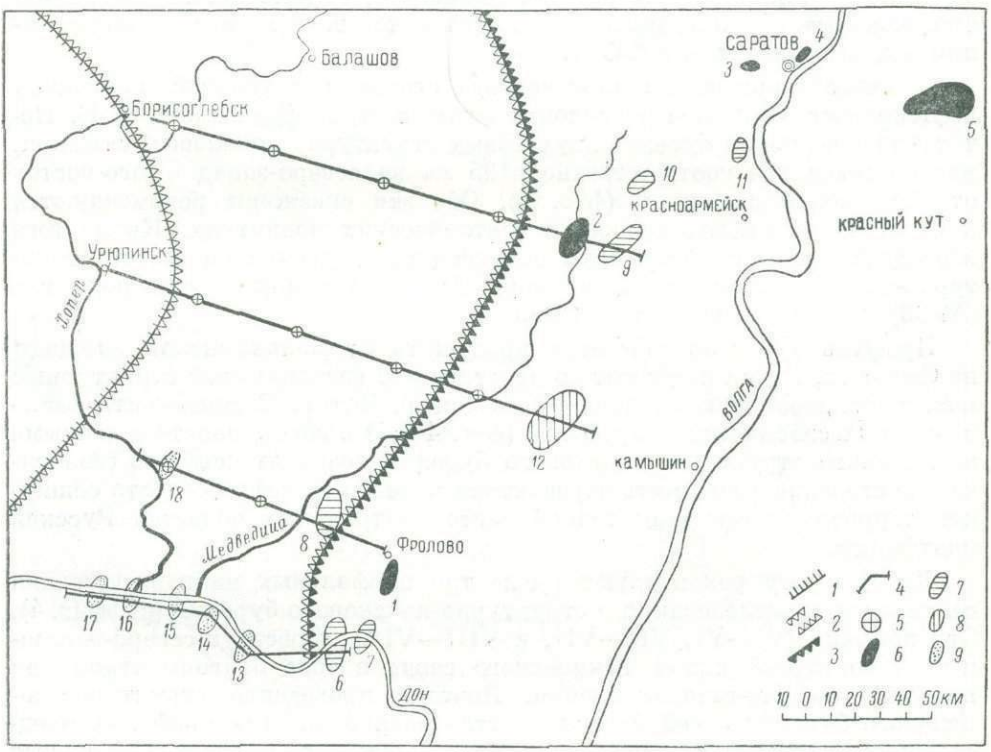
Профиль V—V предлагается проложить от Балахнинской площади на Сырьяны, где он пересечет по простиранию региональный структурный нос, затем девонскую впадину в бассейне р. Вятки. В сумме пять вышеназванных сейсмических профилей (фиг. 4 и 5) в совокупности с данными намечаемого структурно-поискового бурения позволят осветить геологическое строение и выяснить перспективы возможной нефтеносности обширной территории северо-восточной части центральных областей Русской платформы.

Далее к югу рекомендуются еще три профильных направления для сейсмических исследований и структурно-поискового бурения (см. фиг. 4). Эти профили (VI—VI, VII—VII, и VIII—VIII) пересекут северо-восточный и восточный склон Токмовского свода в зоне благоприятной для возможного нефте-газонакопления. Поэтому проведение структурно-поискового бурения и сейсмических исследований на этих профилях представляет практический интерес. В общей сложности здесь рекомендуется пробурить восемь структурно-поисковых глубоких скважин, которые в совокупности с данными сейсмических исследований позволят наметить дальнейший план разведочных работ.

Следующий профиль IX—IX рекомендуется для освещения юго-восточного погружения Керенско-Чембарской зоны поднятий. С точки зрения геотектонических, литолого-фациальных и прочих условий, это направление представляет несомненный практический интерес и должно быть освещено глубоким поисковым бурением и сейсмикой. Бурение трех структурно-поисковых скважин и проведение сейсмических исследований на этом профиле, даст ценный материал для проектирования дальнейших поисково-разведочных работ.

Последний профиль X—X проводится от Славкинской разведочной площади на Балаково. Этот профиль осветит геологическое строение и условия возможной нефтеносности интересной площади, относящейся в последнее время большинством геологов к, так называемому, Жигулевско-Пугачевскому своду. Нам кажется, что в отличие от районов, расположенных к востоку от этого профиля, здесь будет развит мощный комплекс терригенных образований девона, являющийся аналогом продуктивных слоев Волго-Уральской провинции. В связи с этим проведение буровых и сейсмических работ на данном профиле представляет практический интерес.

Наконец, совершенно необходимо поставить поисковые работы на восточном склоне Воронежского массива, к западу от полосы Арчеда — Жирное (фиг. 6).



Фиг. 6. Обзорная карта размещения структурно-поисковых скважин и профильных направлений для сейсмических исследований в пределах восточного склона Воронежского массива.

1 — глубина залегания кристаллического фундамента до 500 *м*; *2* — глубина залегания кристаллического фундамента от 500 до 2000 *м*; *3* — глубина залегания кристаллического фундамента свыше 2000 *м*; *4* — рекомендуемые профильные направления для глубокого структурно-поискового бурения и сейсмических исследований; *5* — рекомендуемые точки для заложения структурно-поисковых скважин; *6* — локальные площади с доказанной нефте-газоносностью в девоне и карбоне; *7* — локальные площади с доказанной нефте-газоносностью в карбоне; *8* — локальные площади с доказанной нефте-газоносностью в карбоне и юре; *9* — локальные площади рекомендуемые для охвата структурно-поисковым бурением.

Локальные структуры: *1*—Арчединская; *2*—Жирновская; *3*—Песчано-Уметская; *4* — Соколово-Горская; *5* — Советско-Степновская; *6* — Верховская; *7* — Саушинская; *8* — Абрамовская; *9* — Линевская; *10* — Песковатская; *11* — Горючкинская; *12* —Коробковская; *13* — Староклетская; *14* — Беляевская; *15* — Хованская; *16* — Усть-Хоперско-Бобровская; *17* — Тюковновско-Крутовская; *18* — Подгорная.

Постановка поисковых на нефть и газ работ в пределах рассматриваемого склона выдвигалась и обосновывалась неоднократно рядом геологов: К. С. Масловым и другими.

В области восточного склона Воронежского массива на породах кристаллического фундамента залегают девонские отложения, которые покрываются различными толщами каменноугольных образований, а последние венчаются осадками мезозоя.

Наличие промышленных скоплений нефти на соседних Арчединской, Жирновской и других площадях, а также присутствие газопроявлений в более западных районах, позволяет надеяться, что в зоне восточного склона Воронежского массива, с глубинами залегания кристаллического фундамента от 600 до 2000 и более метров могут быть обнаружены как структурные (пластовые), так и литологические залежи нефти и газа.

Практический интерес для поисков месторождений нефти и газа здесь представляют, главным образом, отложения девонской системы и особенно ее нижней терригенной части.

В рассматриваемой зоне восточного склона Воронежского массива рекомендуется проведение глубокого структурно-поискового бурения и сейсмических исследований на четырех профилях, а именно: Борисоглебск-Линево, Урюпинск-Коробки, Хопер-Фролово и вдоль течения р. Дона. На первых трех профилях рекомендуется пробурить 10 структурно-поисковых скважин. На Донском профиле желательно охватить структурно-поисковым бурением имеющиеся здесь локальные поднятия: Старо-Клетское (№ 13), Беляевское (№ 14), Хованское (№ 15), Усть-Хоперско-Бобровское (№ 16) и Тюковновско-Крутовское (№ 17). Однако заложение структурно-поисковых скважин на этих структурах следует поставить в зависимость от результатов геофизических и, в частности, сейсмических исследований.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе мы стремились обобщить и проанализировать все имеющиеся фактические материалы по центральным областям Русской платформы под углом зрения оценки перспектив их нефтегазоносности. Кроме того, разнообразные данные, излагаемые в работе в связи с проблемой нефте-газоносности, мы пытались рассмотреть во взаимосвязи с восточными районами Волго-Уральской нефтеносной области.

Такой сравнительный подход к оценке перспектив нефте газоносности центральных областей Русской платформы позволил произвести районирование территории в исследуемом направлении и сделать дальнейший шаг по пути разрешения этой трудной задачи.

Рассмотрение прилагаемых к работе схем районирования территории центральных областей в отношении перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений и обзорной карты с указанием практических рекомендаций позволяет убедиться в том, что еще значительные пространства этой территории должны представлять практический интерес.

Все предложенные направления не могут исключаться из объектов дальнейших поисково-разведочных работ. Мы испытываем уверенность, что сделанные выводы и практические рекомендации приведут в ряде районов к открытиям промышленных скоплений нефти и газа.

Для того, чтобы успешно решить проблему нефтегазоносности центральных областей необходимо продолжать и научную работу по изучению

и обобщению нового фактического материала, а также по доработке уже накопленных данных, особенно в профиле геохимических и битуминологических исследований, для решения вопроса о нефтематеринских породах и свитах. Этот вопрос является наиболее слабым и в то же время весьма существенным звеном в решении проблемы нефте-газоносности новых районов. Решение этого вопроса должно развиваться в тесном содружестве геологов, геохимиков и химиков с расчетом комплексного его познания.

В заключение обратим еще внимание на тот факт, что при дальнейших работах в центральных областях Русской платформы в связи с поисками залежей нефти и газа следует обращать внимание не только на аналоги терригенных продуктивных свит девона, но и на карбонатные отложения особенно франского и фаменского ярусов этой системы. Известно, что в ряде районов Волго-Уральской провинции в последнее время открыты промышленные залежи нефти, приуроченные к карбонатным осадкам девона. С этими фактами надо считаться, и поэтому карбонатным породам должно быть уделено такое же внимание, какое уделяется в настоящее время терригенным осадкам живетского яруса и нижнефранского подъяруса.

ЛИТЕРАТУРА

Алексеев Ф. А. О возможной нефтеносности девона между Москвой и Ленинградом. «Нефт. хоз-во» № 3—4, 1946.

Бакиров А. А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Среднерусской синеклизы. Гостоптехиздат, 1948.

Бакиров А. А. и Мирчинк М. Ф. О некоторых вопросах теории геотектонического развития крупных структурных элементов земной коры, в связи с изучением их нефтегазоносности. «Нефт. хоз-во» № 9, 1951.

Бакиров А. А. Проблема нефте-газоносности центральных областей Русской платформы в свете учения акад. И. М. Губкина. Сб. МФ ВНИГРИ и МНИ. Гостоптехиздат, 1948.

Брод И. О. Об основном условии нефтегазонакопления. ДАН СССР, т. 8, № 6, 1947.

Брод И. О. О миграции углеводородных флюидов в земной коре. Изв. АН СССР, сер. геол., № 4, 1947.

Брод И. О. Нефте-газообразование в свете современных данных. БТЭИ ЦИМТ нефти, 1947.

Брод И. О. О районировании нефте-газоносных территорий. Тр. Моск. нефт. ин-та, вып. 5, 1947.

Брод И. О. Основные вопросы нефте-газообразования. Сб. происхождение нефти и природного газа. БТЭИ Цимтнефти, 1947.

Брод И. О., Левинсон В. Г., Еременко Н. А. Геологические условия битумообразования и нефте-газонакопления. Изд. МГУ, 1948.

Брод И. О., Успенская Н. Ю. О поисках нефти и газа в центральных районах Европейской части СССР. «Разведка недр» № 6, 1940.

Губкин И. М. Урало-Волжская нефтеносная область (Второе Баку). Изд. АН СССР, 1940.

Губкин И. М. Учение о нефти. ОНТИ, 1937.

Губкин И. М. О поисках нефти и газа в районах Московской области. «Нефт. хоз-во», № 7, 1936.

З. Л. Маймин. Некоторые результаты работ по изучению условий образования нефти. Сборник статей «Об условиях образования нефти». Гостоптехиздат, 1950.

З. Л. Маймин, Т. И. Казмина, Ю. Н. Петрова. О нефтематеринских отложениях в палеозойском разрезе Волго-Уральской области. Сборник статей «Происхождение нефти». Гостоптехиздат, 1955 г.

Мирчинк М. Ф. и Бакиров А. А. О геотектоническом развитии Русской платформы в связи с изучением ее нефте-газоносности. «Нефт. хоз-во» № 1, 1951.

Мирчинк М. Ф., Васильев В. Г. К вопросу о поисках газа в центральных областях Советского Союза. «Нефт. хоз-во» № 9, 1949.

Миронов С. И. О происхождении нефти и направлении разрешения этой проблемы. Известия АН СССР, сер. геол., № 4, 1954.

Нечитайло С. К. Геологическое строение Горьковской области и прилегающих районов в связи с поисками нефти. Фонды ВНИГНИ, 1954.

Носаль В. И. *Итоги опорного бурения, проведенного в центральной части Русской платформы (Ульяновской, Горьковской, Костромской областях).* Фонды ВНИГНИ, 1954.

Проблема поисков нефти в центральных районах Союза ССР. Гостоптехиздат, 1940.

Сенюков В. М. Геологические черты строения Русской платформы в связи с нефте-газоносностью ее западной части. Сб. геологических работ, посвященных памяти акад. И. М. Губкина. Гостоптехиздат, 1948.

Сенюков В. М., Бакиров А. А. Задачи нефтяной геологической науки в решении проблемы нефте-газоносности Русской платформы. Тр. МФ ВНИГРИ, вып. I, 1949.

Теодорович Г. И. О нефтепроизводящих породах. «Нефт. хоз-во» № 8, 1954.

Трофимук А. А. Нефтеносность палеозоя Башкирии. Гостоптехиздат, 1950.

Тихонович Н. Н. Стратиграфические фации и нефтеносность девона центральных областей Русской платформы. Тр. МФ ВНИГРИ, вып. I, Гостоптехиздат, 1949.

Толстихина М. М. Перспективы нефте-газоносности девонских отложений центральных областей Русской платформы. Госгеолиздат, 1952.

Успенская Н. Ю. Основные черты нефте-газоносности палеозоя Русской платформы. БТЭИ, ЦИМТнефти, 1948.

Ульянов А. В. Мощности свит как критерий при определении перспектив нефте-газоносности. «Сов. геология» № 9, 1946.

Ульянов А. В. К вопросу о научных основах перспективной оценки нефтегазоносных областей. Труды ин-та нефти АН СССР, т. 3, 1954.

М. А. Гатальский

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕ-ГАЗОНОСНОСТИ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ ПО ГИДРОХИМИЧЕСКИМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

ВВЕДЕНИЕ

В статье приводятся главнейшие гидрохимические данные, полученные при испытании опорных скважин в различных частях Русской платформы и прилегающих к ней районах. При ее составлении использованы данные сводных отчетов по опорным скважинам, написанные различными организациями Министерства Нефтяной Промышленности, Геологии и Охраны Недр. По некоторым регионам привлечены также имеющиеся гидрохимические материалы по скважинам разведочного, структурного и картировочного бурения, что обеспечило более полное их освещение.

Вследствие неудовлетворительной постановки работ по испытанию опорных скважин, в ряде случаев, полученные гидрохимические данные не отражают действительного состава пластовых вод опробованных горизонтов, что не могло не отразиться на обоснованности сделанных выводов о степени перспективности в отношении нефтеносности рассматриваемых регионов.

Сначала рассматривается перспективность отдельных регионов, а в конце дается сводная оценка перспектив Русской платформы, которая иллюстрируется гидрохимическими профилями и картой перспектив.

СЕВЕР РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

На севере Русской платформы закончено испытанием пять опорных скважин: Коноша, Вологда, Любим, Солигалич и Котельнич.

Целый ряд горизонтов палеозоя был опробован также в структурно-картировочных скважинах Неноксы, Няндомы, Усть-Пинеги, Н. Тоймы, Сухонского вала, Сольвычегодска, Серегова и Елмач-Пармы. Полученные гидрогеологические данные показывают, что отложения палеозоя Русской платформы, расположенные к северу от линии, соединяющей ст. Коноша и г. Котлас, характеризуются наличием вод хлоркальциевого типа пониженной минерализации (100—150 *г/л*). Эти воды не содержат йода и нафтеновых кислот, а бром присутствует в них в небольших количествах. При высокой сульфатности вод, сероводород в них отсутствует. Газы обладают незначительной упругостью, находятся в растворенном состоянии и почти на 100% состоят из азота. Они содержат ничтожное количе-

ство углеводородов и почти не обогащены биогенным азотом. Приведенные данные характеризуют указанную территорию, как бесперспективную в отношении ее нефтеносности.

Этот вывод не может быть распространен, однако, на неизученную еще Мезенскую впадину, степень перспективности которой до сих пор остается неизвестной.

К югу от указанной линии Коноша — Котлас перспективность палеозоя заметно повышается. Подземные воды этой территории начинают уже приближаться к водам нефтяных месторождений Второго Баку. В ряде пунктов даже воды пермских отложений содержат до 5—6 *мг/л* йода (Тотьма, Леденгск) и небольшое количество сероводорода (Сольвычегодск). Это обстоятельство указывает на появление здесь процессов десульфирования, что характерно для некоторых нефтяных районов. Растворенные в воде газы начинают обогащаться биогенным азотом и углеводородами, упругость их повышается.

В Коношской опорной скважине были опробованы воды нижнего кембрия, верхнего девона и нижнего карбона. Они относятся к хлоркальциевому типу, характеризуются сравнительно невысокой минерализацией (от 21 до 113 *г/л*), значительным коэффициентом сульфатности $\left(\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl} = 0{,}05—19\right)$, небольшим содержанием брома (46—320 *мг/л*) и йода (до 1,3 *мг/л*), отсутствием сероводорода и нафтеновых кислот. В табл. 1 и 2 по этой скважине приводится анализ воды верхнего девона, (анализ 27). Растворенные азотные газы этих вод имеют небольшую упругость и содержат незначительное количество углеводородов (до 0,8%). Такие воды не характерны для нефтяных районов и указывают на бесперспективность Коношского района в отношении нефтеносности.

В Вологодской опорной скважине были опробованы воды девона и карбона. Они хлоркальциевого типа с резко выраженной хлоридностью и более высокой минерализацией (157—196 *г/л*), чем в Коноше. Коэффициент сульфатности их сравнительно небольшой (0,18). Содержание брома достигает 433 *мг/л* и йода 2,5 *мг/л*; сероводород отсутствует. Газы растворенные азотные с содержанием углеводородов до 0,5% (анализы 16 и 31). Эти воды по составу приближаются к водам нефтяных месторождений Краснокамска, однако, наличие в них сульфатов при отсутствии сероводорода и азотный состав газов указывает, что воды района Вологды, не имеют связи с нефтяными залежами.

В Солигаличе были опробованы отложения нижнего кембрия, девона и карбона. Воды кембрия имеют близкий к водам Вологды химический состав и более высокую минерализацию (до 270 *г/л*). Они относятся к хлоркальциевому типу и характеризуются большой метаморфизацией, бессульфатностью, отсутствием йода и нафтеновых кислот. Растворенные преимущественно азотные газы не содержат углеводородов и характеризуются незначительной упругостью.

Эти воды имеют большое количество хлоридов, щелочных земель ($CaCl_2$ до 27% *экв.*), а содержание брома достигает в них 1592 *мг/л*. Отношение натрия к хлору при этом падает до 0,45. Все это указывает на глубокий метаморфизм подземных вод кембрия Солигаличской структуры, обусловленный высокой закрытостью недр (анализ 6). Такого же типа воды встречены в девонских отложениях в наиболее глубоких скважинах Волго-Уральской области. Отсутствие углеводородов в газах и сульфатов в водах кембрия говорит за то, что в Солигаличскую структуру поступало

Продолжение табл. 1

Местоположение и номер скважины	Глубина опробования, м	Объемный вес воды, г/см³	Химический состав: Единица измерения	Na+K	Mg	Ca	SO_4	Cl	HCO_3	Сумма	Отношения: $\frac{Na}{Cl}$	$\frac{Cl-Na}{Mg}$	$\frac{Ca}{Mg}$	$\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl}$	Характеристика по Пальмеру: S_1	S_2	A_2	Тип, класс по Сулину
17. Солигалич опор. скважина	1151—1147		*мг/л*	58292	3461	14610	712	125299	61	202404	0,72	3,50	2,56	0,42	71,44	28,53	0,03	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	2535,71	284,49	729,04	14,81	3533,43	1,00	70,98								
			% *мг-экв*	71,44	8,02	20,54	0,42	99,55	0,03	100								
18. Котельнич скв. 54	1555	1,1174	*мг/л*	50598	2404	15410	1042	111500	98	181003	0,70	4,77	3,89	0,69	69,48	30,47	0,05	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	2201,03	197,60	768,96	21,69	3144,30	1,60	6335								
			% *мг-экв*	69,48	6,24	24,28	0,68	99,27	0,05	100								
19. Краснокамск скв. 238	1650	1,1738	*мг/л*	72492	3756	19367	587	156585	39	252807	0,71	4,09	3,13	0,27	71,20	28,78	0,02	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	3153,39	308,74	966,41	12,21	4415,70	0,63	8857								
			% *мг-экв*	71,20	6,97	21,83	0,27	99,71	0,02	100								
20. Москва, Боенская	732	—	*мг/л*	22185	1708	5332	365	48367	4	77960	0,71	2,84	1,91	0,54	70,26	29,74	—	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	965,09	140,46	266,20	7,00	1364,00	0,07	2744								
			% *мг-экв*	70,26	10,24	19,50	0,55	99,45	0,00	100								
21. Зубова Поляна	672	1,109	*мг/л*	43169	3112	10640	1245	93540	55	151733	0,71	2,97	2,07	0,98	70,47	29,49	0,04	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	1877,86	255,81	530,94	25,89	2637,82	0,90	5329								
			% *мг-экв*	70,47	9,60	19,93	0,97	98,99	0,04	100								
22. Исса опорная скв. 1	803—820	1,1104	*мг/л*	40797	3245	12750	1087	94140	18	152028	0,67	3,30	2,38	0,85	66,28	33,71	0,01	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	1774,69	266,74	636,23	22,61	2654,75	0,30	5355								
			% *мг-экв*	66,28	9,96	23,76	0,84	99,15	0,01	100								
23. Юловый Ишим скв. 6	1382,04—1390,5		*мг/л*	52698	3190	13480	930	113700	следы	184028	0,71	3,48	2,56	0,62	71,00	29,00	—	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	2291,22	262,20	672,30	19,35	3206,00		6451								
			% *мг-экв*	71,00	8,14	20,86	0,62	99,38		100								
24. Кикино скв. 7	1680—1674		*мг/л*	47770	3120	12970	472	105200	18	169949	0,70	3,46	2,51	0,32	69,68	30,32	—	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	2077,35	256,00	647,20	9,82	2066,00	—	5056								
			% *мг-экв*	69,68	8,62	21,70	0,32	99,52		100								
25. Сызрань	1516	1,1640	*мг/л*	62594	3892	21895	204	146451	71	235072	0,66	4,40	3,41	0,10	65,84	34,13	0,03	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	2722,84	319,92	1092,56	4,24	4129,92	1,16	8271								
			% *мг-экв*	65,84	7,74	26,42	0,10	99,87	0,03	100								
26. Няндома	513	1,0478	*мг/л*	17262	1552	4296	1904	37313	64	62359	0,72	2,36	1,68	3,72	68,71	31,20	0,09	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	750,94	127,57	214,37	39,60	1052,23	1,05	2186								
			% *мг-экв*	68,71	11,67	19,62	3,62	96,29	0,09	100								
27. Коноша	638—643	1,037	*мг/л*	14290	1409	3572	2123	30767	110	52412	0,71	2,12	1,53	0,05	67,86	30,94	0,20	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	621,30	115,89	178,25	44,24	867,65	1,80	1831								
			% *мг-экв*	67,86	12,66	19,48	4,84	94,78	0,20	100								
28. Серпухов	797—792	1,0250	*мг/л*	9031	671	2094	2564	17531	134	32022	0,78	1,94	1,89	0,109	70,90	28,70	0,40	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	390,61	55,19	104,50	53,60	494,50	2,20	1100								
			% *мг-экв*	70,90	10,0	19,1	9,8	89,8	0,4	100								
29. Плавск опорн. скв.	560—550		*мг/л*	1021	63	276	2360	431	131	4216	3,65	$\frac{Na—Cl}{SO_4}$ 0,66	2,66	403,96	70,13	26,48	3,39	$\frac{SO_4—Na}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	44,15	5,17	13,77	49,09	12,15	2,15	127								
			% *мг-экв*	70,13	8,15	21,72	77,44	19,17	3,39	100								
Воды нижнего карбона																		
30. Максатиха	323	—	*мг/л*	1763	225	764	2204	3007	165	8045	0,90	0,44	2,06	54,06	57,52	40,46	2,02	$\frac{Cl—Mg}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	76,69	18,53	38,12	45,84	84,80	2,70	267								
			% *мг-экв*	57,52	13,90	28,58	34,38	63,60	2,02	100								
31. Вологда	706—715	1,1323	*мг/л*	55516	3380	12650	287	117640	37	189492	0,73	3,25	2,27	0,18	72,66	27,32	0,02	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	2414,96	277,84	631,23	5,98	3317,45	0,60	6649								
			% *мг-экв*	72,65	8,36	18,98	0,18	99,80	0,02	100								
32. Котельнич	1424—1439	1,1585	*мг/л*	75234	2502	11920	953	143700	67	234343	0,81	3,78	2,89	0,49	80,35	19,62	0,03	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	3273,29	205,80	594,80	19,89	4052,39	1,10	8148								
			% *мг-экв*	80,35	5,05	14,60	0,49	99,48	0,03	100								
33. Голюшурма	922 угленосная свита	1,1620	*мг/л*	78589	3174	10455	1057	148120	66	241428	0,80	2,90	1,99	0,52	81,36	18,56	0,08	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	3418,65	260,82	521,70	21,96	4176,98	2,23	8402								
			% *мг-экв*	81,36	6,22	12,42	0,52	99,42	0,06	100								

Таблица 1

Химические анализы вод палеозоя Русской платформы

Местоположение и номер скважины	Глубина опробования, м	Объемный вес воды, г/см³	Химический состав: Единица измерения	Na+K	Mg	Ca	SO_4	Cl	HCO_3	Сумма	Отношения: $\frac{Na}{Cl}$	$\frac{Cl-Na}{Mg}$	$\frac{Ca}{Mg}$	$\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl}$	Характеристика по Пальмеру: S_1	S_2	A_2	Тип, класс по Сулину
Воды кембрия																		
1. Плявиняс	1000	1,081	*мг/л*	29970	2100	5559	1840	60804	46	100296								
			мг-экв	1303,70	172,61	277,40	38,28	1714,67	0,76	3507	0,76	2,38	1,61	2.23	74,34	25,62	0,04	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			% *мг-экв*	74,34	9,84	15,82	2,18	97,78	0,04	100								
2. Порхов	787	1,036	*мг/л*	14974	995	2922	694	30562	166	50230								
			мг-экв	651,40	81,79	145,81	14,44	861,84	2,72	1758	0,76	2,57	1,78	1,69	74,11	25,58	0,31	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			% *мг-экв*	74,11	9,30	16,59	1,64	98,05	0,31	100								
3. Валдай	1500	1,130	*мг/л*	54007	3530	10980	330	112750	60	181627								
			мг-экв	2349,32	290,16	547,90	6,86	3179,54	0,98	6375	0,72	2,86	1,89	0.23	73,71	26,26	0,03	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			% *мг-экв*	73,71	9,10	17,19	0,23	99,74	0,03	100								
4. Редкино	1712	—	*мг/л*	82545	3202	11156	53	156353	24	253332								
			мг-экв	3590,75	263,20	556,68	1,09	4409,14	0,40	8821	0,82	3,11	2,11	0,02	81,41	18,58	0,01	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			% *мг-экв*	81,41	5,97	12,62	0,02	99,97	0,01	100								
5. Москва, Боенская	1333—1416	1,1771	*мг/л*	83384	3842	13862	365	164086	23	265561								
			мг-экв	3627,67	315,81	691,71	7,59	4627,23	0,37	9270	0,78	3,17	2,18	0,16	78,26	21,73	0,01	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			% *мг-экв*	78,26	6,81	14,93	0,16	99,83	0,01	100								
6. Солигалич	2411—2266		*мг/л*	47774	858	50312	не	164815	30,50	265383								
			мг-экв	2087,11	70,53	2510,53	обн.	4647,77	0,50	9336	0,45	36,56	35,85		44,72	55,26	0,02	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			% *мг-экв*	22,36	0,75	26,89		99,78	0,01	100								
Воды среднего девона																		
7. Валдай	761	1,030	*мг/л*	13037	846	2823	2413	25777	23	44908								
			мг-экв	567,12	69,54	140,87	50,19	726,96	0,38	1555	0,78	2,30	2,02	6,90	72,96	26,99	0,05	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			% *мг-экв*	72,96	8,94	18,10	6,48	93,47	0,05	100								
8. Москва, Боенская	1133	1,1702	*мг/л*	89210	2765	7962	1169	158876	40	260002								
			мг-экв	3880,67	227,29	397,30	24,31	4480,30	0,65	9010	0,87	2,60	1,74	0,54	86,13	13,86	0,01	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			% *мг-экв*	86,13	5,05	8,82	0,54	99,45	0,01	100								
9. Зубова Поляна	1033	1,120	*мг/л*	44969	3341	15320	1016	106400	55	172501								
			мг-экв	1955,19	315,8	764,3	21,13	3002	0,90	6071	0,65	3,32	2,42	0,71	64,42	35,56	0,02	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			% *мг-экв*	64,42	10,40	25,18	0,70	98,90	0,02	100								
10. Иеса опорная скважина	1027—1047	1,1279	*мг/л*	45129	3136	13270	707	101700	26	163955								
			мг-экв	1963,13	257,78	662,17	14,71	2867,94	0,43	5766	0,68	3.51	2,56	0,51	68,09	31,90	0,01	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			% *мг-экв*	68,09	8,94	22,97	0,51	99,48	0,01	100								
11. Юловый Ишим	1666—1669		*мг/л*	49387	3225	13620	613	109200	55	176185								
			мг-экв	2148.35	265,10	679,64	12,75	3079,44	0,90	6186	0,70	3.51	3,47	0,42	69,46	30,51	0,03	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			% *мг-экв*	69,46	8,57	21,97	0,41	99,56	0,03	100								
12. Кикино скв. Р—7	1879—1882	1,150	*мг/л*	68898	186	15960	609	134600	24	220265								
			мг-экв	2997,09	15,29	796,40	12,67	3795,72	0,39	7618	0,79	52,42	52,28	0,33	78,69	21,30	0,01	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			% *мг-экв*	78,69	0,40	20,91	0,33	99,66	0,01	100								
13. Сызрань опорная скважина	2247—2252	1,1861	*мг/л*	49327	1018	47098	157	162253	49	269878								
			мг-экв	2145,73	83,68	2350,19	3,27	4575,53	0,80	9159	0,47	27,63	26,73	0,07	46,86	53,12	0,02	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			% *мг-экв*	46,86	1,92	51,32	0,07	99,91	0,02	100								
14. Яблоновый овраг скв. 9	1447	1,1750	*мг/л*	77775	3363	18007	—	161615	35	244671								
			мг-экв	3383,22	276,44	898,55	—	4557,54	0,67	9116	0,74	4,25	3,25	—	74,23	25,76	0,01	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			% *мг-экв*	74,23	6,06	19,71	—	99,99	0,01	100								
Воды верхнего девона																		
15. Валдай	566	1,0240	*мг/л*	9429	611	1802	2058	17930	108	31884								
			мг-экв	410,17	50,22	89,92	42,81	505,63	1,77	1101	0,81	1,91	1,79	8,50	74,52	25,14	0,34	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			% *мг-экв*	74,52	9,14	16,34	7,79	91,87	0,34	100								
16. Вологда	787—812	1,143	*мг/л*	56679	3480	13830	315	121790	43	196116								
			мг-экв	2465,57	286,06	690,11	6,56	3434,48	0,70	6883	0,72	3,38	2,41	0,19	71,64	28,34	0,02	$\frac{Cl—Ca}{S_1S_2A_2}$
			% *мг-экв*	71,64	8,32	20,04	0,19	99,79	0,02	100								

Продолжение табл. 1

Местоположение и номер скважины	Глубина опробования, м	Объемный вес воды, г/см3	Химический состав: Единица измерения	Na+K	Mg	Ca	SO_4	Cl	HCO_3	Сумма	Отношения: $\frac{Na}{Cl}$	$\frac{Cl-Na}{Mg}$	$\frac{Ca}{Mg}$	$\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl}$	Характеристика по Пальмеру: S_1	S_2	A_2	Тип, класс по Сулину
34. Краснокамск	1200	1,174	*мг/л*	74673	4996	17096	799	159312	166	256959	0,72	3,03	2,08	0,37	71,99	27,95	0,06	$\frac{Cl-Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	3248,27	410,67	853,09	16,62	4492,69	2,72	9024								
			% *мг-экв*	71,99	9,10	18,91	0,37	99,57	0,06	100								
35. Ярославль (ф-ка «Красный Перекоп»)	616	1,072	*мг/л*	30930	1693	3758	2514	57430	24,0	96337	0,83	1,97	1,34	3,23	80,48	19,50	0,02	$\frac{Cl-Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	1345,46	139,23	187,57	52,34	1619,53	0,39	3346								
			% *мг-экв*	80,48	8,32	11,20	3,13	96,85	0,02	100								
Воды среднего и верхнего карбона																		
36. Горький	232 C_3	—	*мг/л*	28922	1179	3512	2304	52518	85	88478	0,84	2,30	1,80	3,23	82,20	17,71	0,09	$\frac{Cl-Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	1258,13	96,94	175,25	47,91	1481,01	1,40	3061								
			% *мг-экв*	82,20	6,34	11,46	3,13	96,78	0,09	100								
37. Порецкая	637—639 верейский C_2	1,0737	*мг/л*	32849	1822	4010	2469	61230	49	102405	0,83	1,99	1,40	2,98	80,33	19,63	0,04	$\frac{Cl-Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	1428,97	149,77	200,10	51,36	1726,69	0,81	3558								
			% *мг-экв*	80,33	8,42	11,25	2,89	97,07	0,04	100								
38. Марпосад. опорн. скв. 1	892,8—888,5 C_2	1,12	*мг/л*	65485	3044	8798	1595	124250	73	203209	0,81	2,62	1,75	0,94	80,52	19,45	0,03	$\frac{Cl-Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	2848,61	250,00	439,02	33,18	3503,85	1,20	6075								
			% *мг-экв*	80,52	7,07	12,41	0,94	99,03	0,03	100								
39. Туймазы	2280	1,1692	*мг/л*	77442	6466	11294	222	158076	82	253541	0,75	2,05	1,06	0,10	75,47	24,50	0,03	$\frac{Cl-Ca}{S_1S_2A_2}$
			мг-экв	3368,72	531,50	563,57	4,62	4457,83	1,34	8927								
			% *мг-экв*	75,47	11,90	12,63	0,10	99,87	0,03	100								

Примечание. В этих анализах разница суммы миллиграмм эквивалентов и процент эквивалентов анионов и катионов обусловлена тем, что галлоиды Br и J не включены в *мг-экв.* хлора.

Таблица 2

Содержание в водах палеозоя Русской платформы микрокомпонентов, *мг/л*

Местоположение скважины	Глубина опробования, *м*	Br	I	B	NH_4
Воды кембрия					
1. Плявиняс	1000	213	0,93	3,5	—
2. Порхов	787	112	нет	8,31	
3. Валдай	1500	480	нет	7,4	1,0
4. Редкино	1712	322	1,8		
5. Москва, Боенская	1333—1416	497	3		
6. Солигалич	2411—2266	1592			
Воды среднего девона					
7. Валдай	761	118	нет	3,2	8,9
8. Москва, Боенская	1133	347	2		
9. Зубова Поляна	1033	900			
10. Исса	1027—1047	400	нет		
11. Юловый Ишим	1666—1669	400			
12. Кикино	1879—1882	800	нет		
13. Сызрань	2247—2252	986	14,5	21,3	35,7
14. Яблоновый Овраг	1447	635	3,65	27,6	181,0
Воды верхнего девона					
15. Валдай	566	66			
16. Вологда	787—812	433	2,5		
17. Солигалич	1151—1147	509	нет		
18. Котельнич	1424—1439	~500	2,5		
19. Краснокамск	1650	714	4		
20. Москва, Боенская	732	320	3		
21. Зубова Поляна	672	850	нет		
22. Исса	803—820	—	—		
23. Юловый Ишим	1382,04—1390,5	300	—		
24. Кикино	1680—1674	400	4		
25. Сызрань	1516	—	—		
26. Няндома	513	250	0,63		
27. Коноша	638—643	140	нет		0,1
28. Серпухов	797—792	нет	0,07		0,07
29. Плавск	560--550				
Воды нижнего карбона					
31. Вологда	706—715	371	2		—
32. Котельнич	1424—1439	~400	нет		
33. Голюшурма	922	439	8,0		
34. Краснокамск	120	547	13		
35. Ярославль	616	131	1		11,0
Воды среднего и верхнего карбона					
36. Горький	232				
37. Порецкое	637—639	250	10		
38. Марпосад	892,8—888,5	376	16		нет
39. Туймазы	2280	540	10		

небольшое количество углеводородов, способное только обеспечить процессы десульфирования вод, которые, вероятно, уже закончились.

Значительно менее минерализованные хлоркальциевые воды (202—246 *г/л*) с коэффициентом сульфатности 0,42 и содержанием брома 509—645 *мг/л* были получены при испытании девонских отложений. Йод, сероводород и нафтеновые кислоты в них отсутствуют (анализ 17). Газы азотные находятся в растворенном состоянии и не содержат углеводородов. Эти данные указывают на бесперспективность девонских отложений Солигаличской структуры.

Воды карбона Солигаличской скважины по данным испытания имеют небольшую минерализацию (39—47 *г/л*), высокий коэффициент сульфатности (9—13) и характеризуют либо резко выраженную раскрытость этих отложений, либо, что более вероятно, неудовлетворительное испытание каменноугольных отложений.

Аналогичные, но менее сульфатные, не содержащие сероводорода воды были получены при испытании девона и карбона в Любимской опорной скважине. При отсутствии йода и высоком содержании брома (до 990 *мг/л*) газовый выброс в интервале 1730—1721 *м*, приуроченный к паровским слоям, имел 22,58%, а растворенные газы 18% углеводородов, в составе которых содержались и тяжелые фракции. Нафтеновые кислоты не определялись, а указание на отсутствие йода, при столь высоком содержании в водах брома вызывает сомнение. Пластовые воды нижних горизонтов девона характеризуются высокой минерализацией и содержанием $CaCl_2$ до 29% *мг-экв*.

Отношение натрия к хлору составляет при этом 0,61.

Следует отметить, что испытание Любимской скважины было проведено неудовлетворительно. Из 9 интервалов, давших приток воды, 5 опробовалось без понижения уровня, 3 — с понижением уровня от 8 до 30 *м*, и только при испытании одного интервала уровень был снижен на 75 *м*. Полученные при этом данные не могут считаться достаточными для решения вопросов о степени перспективности Любимской структуры.

Очень близкие результаты дала и Котельничская опорная скважина, расположенная уже на северо-западном склоне Татарского свода (анализы 18 и 32). Воды девона и карбона этого района также характеризуются высокой минерализацией (181—234 *г/л*). Они обладают резко выраженной хлоридностью, повышенным коэффициентом сульфатности (0,49—0,69), содержат до 2,5 *мг/л* йода до 500 *мг/л* брома, а в растворенных газах до 18% метана, что приближает эти воды к водам Краснокамского нефтяного района. Однако наличие значительного количества сульфатов и малое содержание сероводорода свидетельствует о том, что процессы десульфирования пластовых вод карбона в этом районе весьма ограничены, а это указывает на отсутствие связи этих вод с нефтяными залежами.

Район Главного прогиба нуждается в дополнительной разведке. Большого внимания заслуживает территория, тяготеющая к юго-западным склонам Тимана, в частности район Елмач-Пармы, в котором была установлена нефтеносность казанских, кунгурских и верейских отложений.

СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЕ ОБЛАСТИ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

По этой территории представлены сводные отчеты по 8 опорным скважинам: Выхма, Сиверская, Старая Русса, Порхов, Валдай, Вильнюс, Редкино и Поварово.

Кроме этого, в Прибалтике был проведен целый ряд глубоких разведочных скважин (Плявиняс, Локно, Дрисса), а также большое количество мелких скважин для водоснабжения.

Полученные при этом гидрогеологические данные позволяют дать оценку перспективности северо-западных областей (анализы 1—4, 7, 15).

Воды кембрия и вышележащих толщ палеозоя, хотя и относятся к хлоркальциевому типу и в южной и юго-восточной частях этой территории имеют довольно высокую минерализацию (до 32—253 *г/л*), но характеризуются большей частью пониженным содержанием брома (до 480 *мг/л*). Йода эти воды почти не содержат. Нафтеновые кислоты не обнаружены. Часть вод бессульфатна, другая с высоким содержанием сульфатов, сероводород в них отсутствует.

Газы являются азотными, имеют незначительную упругость, находятся в водах в растворенном состоянии, не содержат углеводородов и слабо обогащены биогенным азотом. Такие воды не свойственны нефтяным районам и характеризуют собой только большую степень закрытости недр и указывают на бесперспективность северо-западных областей в отношении нефте-газоносности.

Исключением является юго-западная часть Польско-Литовской впадины. Окончательные данные по Советской опорной скважине, проводимой в этом районе, еще не получены, но из нижнего силура и кембрия был получен свободный газ. Он выделялся при переливе пластовой воды из опорной скважины, содержал 58% метана, 6,3% C_2H_6 и других углеводородов.

Эти газопроявления представляют исключительный интерес и указывают на перспективность этого района для дальнейших нефтепоисковых работ.

БЕЛОРУССКАЯ ССР

На территории Белоруссии было проведено 5 опорных скважин: Минск, Городок, Пинск, Кореневская и Мозырь. Испытание было проведено только на Городокской и Мозырской скважинах.

В Городке, расположенном в северной части Белоруссии, отложения палеозоя заключают в себе хлоркальциевые воды пониженной минерализации (75—116 *г/л*), которые характеризуются высокой сульфатностью, отсутствием йода и сероводорода. Газы растворенные азотные, углеводороды в них отсутствуют. Такие воды указывают на бесперспективность северной части Белоруссии в отношении дальнейших нефтепоисковых работ. Этот вывод можно распространить также на весь Белорусско-Литовский выступ, на котором опорные скважины Минска и Пинска дали сравнительно слабоминерализованные воды (до 28 *г/л*), сильно обогащенные сульфатами.

В Мозырской опорной скважине, расположенной в юго-восточной части Белоруссии, были испытаны отложения надсолевой толщи верхнего девона и нижнего карбона, а в близлежащей Слободской структурно-поисковой скважине испытанию были подвергнуты отложения перми и триаса. Воды надсолевой толщи верхнего девона относятся к хлоркальциевому типу и характеризуются высокой минерализацией (до 323 *г/л*), что связано с соленосностью этих отложений. Эти воды обладают значительным коэффициентом сульфатности (0,24—2,00), содержат 324—407 *мг/л*

брома и следы йода. Сероводород в них отсутствует. Газы азотные с содержанием углеводородов 1,7%. В водах имеется 24 *мг/л* нафтеновых кислот. Приведенные данные показывают, что пластовые воды надсолевой толщи девона характеризуют ее как бесперспективную для нафтепоисковых работ. Появление же нафтеновых кислот связано либо с загрязнением вод нефтяными продуктами с поверхности, либо с проникновением нефти из подсолевого комплекса. Последнее обстоятельство подтверждается тем, что на глубине 2575—2581 *м* был встречен 0,05 *м* прослой соли, пропитанной нефтью. Наиболее же вероятно, что появление нафтеновых кислот связано с неудовлетворительной методикой их определения, так как по анализам нафтеновые кислоты неизменно присутствуют во всех пробах вод этих скважин от девона до триаса включительно.

Воды карбона по химическому составу близки к описанным водам девона. Но они обладают более высокой сульфатностью и содержат 10 *мг/л* йода. Следует отметить, что в Наровлянской скв. 1, при опробовании в интервале 740—745 *м*, из брекчии кепрока вместе с водой был получен очень слабый приток нефти и отобрано 8 *л* нефти. Вода, сопровождавшая эту нефть, имела более низкую минерализацию (190 *г/л*), но, что главное, содержала незначительное количество сульфатов. Коэффициент сульфатности этих вод составлял всего 0,06, тогда как в водах карбона Мозырской скважины он достигал 2. Таким образом, в районе Наровлянской структуры, проявляются резко выраженные процессы десульфирования в водах кепрока, обусловленные наличием нефти, появление которой здесь связано, по-видимому, с подъемом ее из подсолевой толщи девона.

Пластовые воды вышележащих горизонтов перми и триаса характеризуются значительно меньшей минерализацией (38—149 *г/л*) и высокой сульфатностью. Они содержат незначительное количество брома (30—70 *мг/л*) и следы йода. Сероводород в них отсутствует. Углекислоазотные газы не содержат углеводородов. Эти данные указывают на бесперспективность отложений перми и триаса в районе Мозыря.

ПРАВОБЕРЕЖНАЯ УКРАИНА

Для этой территории гидрогеологические данные имеются только по опорной скважине Олеско. Однако нижняя часть этой скважины, с глубины 1917 *м* до глубины 786 *м* (силур—нижний девон), опробована не была «из-за отсутствия притока».

Верхняя часть скважины, с глубины 786 *м*, была опробована неудовлетворительно. При испытании среднего девона была получена прорвавшаяся, по-видимому, сверху слабоминерализованная сульфатная вода (3—4 *г/л*), не содержащая йода и даже брома, несмотря на то что при бурении скважины наблюдались ясные признаки нефтеносности пород карбона (турне) и верхнего девона. Последнее обстоятельство позволяет говорить о возможной перспективности палеозоя Волынско-Подольской возвышенности.

МОЛДАВИЯ И ИЗМАИЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ

На этой территории была опробована только одна опорная скважина—Мирное. Характер изменения минерализации пластовых вод с глубиной показывает, что опробование этой скважины было произведено неудовлетворительно.

При испытании сеноманских и нижнесилурских песчаников (интервалы 820—825 и 1206—1210 *м*) были получены наиболее концентрированные, но с повышенным коэффициентом сульфатности (2—5) воды хлоркальциевого типа, с минерализацией 60—100 *г/л*, содержащие до 3 *мг/л* йода, до 187 *мг/л* брома, до 12 *мг/л* бора и до 3% метана. Высокая сульфатность вод и отсутствие сероводорода показывает, что процессы десульфирования, обусловленные присутствием углеводородов, в этом районе не происходят. Ввиду недостатка данных, вопрос о степени перспективности южной части рассматриваемой территории может быть решен только после получения материалов опробования других опорных и разведочных скважин, проведенных в этом районе.

КРЫМ И ПРИЧЕРНОМОРСКАЯ ВПАДИНА

По этому региону мы располагаем данными по опробованию Ново-Степановской и Джанкойской опорных скважин.

В Ново-Степановской скважине из отложений миоцена, олигоцена и мела были получены бессульфатные газированные воды с минерализацией 20—40 *г/л*, сероводородом, горючими газами, содержащими до 96% метана и пленками нефти. Такие воды указывают на перспективность третичных и меловых отложений Приазовья в отношении нефте-газоносности. В с. Чкалово из меловых отложений был получен газовый фонтан, содержащий 98,5% метана и следы тяжелых углеводородов. Дебит газового фонтана достигал 100 тыс. $м^3/сут$.

Данные о химическом составе пластовых вод и газов более низких горизонтов разреза Причерноморской впадины отсутствуют. Джанкойская опорная скважина из отложений верхнего мела получила гидрокарбонатно-натриевую воду с минерализацией около 15 *г/л*. Хотя йод и бром в ней отсутствуют, но содержится сероводород и свободные газы, заключающие в себе 86,5% углеводородов, что представляет интерес для дальнейших нефтепоисковых работ в районах Степного Крыма.

ЦЕНТРАЛЬНЫЕ ОБЛАСТИ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

На обширной территории центральной части Русской платформы закончено бурение следующих 26 опорных скважин: Редкино, Поварово, Боровск, Серпухов, Калуга, Тула, Плавск, Мосолово, Ряжск, Тамбов, Морсово, Зубова Поляна, Токмово, Юловый Ишим, Исса, Алатырская, Порецкое, Пруды, Ульяновская, Лысково, Горький, Мариосад, Сызрань, Кикино и Елшанка. Кроме этого, на этой площади были проведены глубокие скважины в Москве, Зубцове, Судоге, Иванове, Ярославле, Балахне и Сундыре.

Наиболее высокую минерализацию (до 265 *г/л*,) имеют воды кембрия, приуроченной к более погруженной части Среднерусской впадины. При отсутствии сероводорода эти воды обладают значительным коэффициентом сульфатности (0,16). Они содержат небольшое количество йода (до 3 *мг/л*) и повышенное количество брома (до 500 *мг/л*), что характеризует высокую степень закрытости недр Среднерусской впадины (анализ 5). Воды среднего девона этой впадины обладают тоже высокой минерализацией, а коэффициент сульфатности их возрастает до 0,54 при отсутствии сероводорода. Количество йода не превышает в них 2 *мг/л*, а брома — 347 *мг/л*. Это указывает, что отложения среднего девона Среднерусской впадины также

хорошо изолированы от дневной поверхности (анализ 8). Воды кембрия и среднего девона относятся к хлоркальциевому типу. Они содержат только растворенные азотные газы, почти не имеющие углеводородов и биогенного азота.

В районе Ярославля и Иванова, значительной минерализацией (96—150 *г/л*) обладают также и воды верхнего девона и карбона. Они относятся к хлоркальциевому типу, содержат до 2 *мг/л* йода и до 370 *мг/л* брома, но обладают более высоким коэффициентом сульфатности до 3—4 (анализ 35).

Значительная сульфатность вод кембрия, девона и карбона Среднерусской впадины, при отсутствии в них сероводорода, указывает на то, что процессы десульфирования вод под влиянием органики не происходят. Это надо связывать с отсутствием необходимых для развития этих процессов углеводородов, что подтверждается незначительным содержанием последних в растворенных газах.

Высокая минерализация вод, наличие в них йода и брома, а также хлоркальциевый тип и значительная метаморфизация характеризуют только высокую степень закрытости недр. Поэтому территорию юго-западной части Среднерусской впадины следует рассматривать как бесперспективную для дальнейших поисков нефти и горючих газов.

Рязано-Саратовский прогиб также имеет воды высокой минерализации. При этом пластовые воды доживетских и девонских отложений северо-западной и центральной частей этого прогиба аналогичны описанным водам юго-западной части Среднерусской впадины, что характеризует эту территорию как бесперспективную в отношении нефте-газоносности (анализы 10, 24).

Юго-восточная часть Рязано-Саратовского прогиба характеризуется двумя скважинами: Кикино и Елшанка. Воды среднего девона в этих скважинах имеют высокую минерализацию (172—220 *г/л*), небольшой коэффициент сульфатности (0,23—0,33) содержит йода до 8 и брома до 800 *мг/л* (анализ 12). Состав этих вод уже вплотную приближается к составу вод нефтяных месторождений Куйбышевского района (анализ 14).

В опорной скважине Кикино в водах верхнего девона был обнаружен сероводород, а в угленосной свите и турнейском ярусе карбона отмечены признаки нефти. Приведенные данные показывают, что склоны Саратовского прогиба представляют интерес для поисков нефти.

Токмовский свод ограничивает Московскую впадину с востока. В скважинах Горького, Сундырь, Лысково, Пруды и Мариосада, расположенных вдоль северного склона Токмовского свода, из отложений девона были получены хлоркальциевые воды с минерализацией от 197 до 266 *г/л*, содержащие значительное количество сульфатов, брома, а иногда и йода. Коэффициент сульфатности этих вод составляет от 0,20 до 0,43.

Воды среднего карбона Мариосада также имеют высокую минерализацию (169—203 *г/л*) и резко выраженную хлоридность. Содержание йода достигает в них 16 *мг/л* и брома 376 *мг/л*, при коэффициенте сульфатности 0,94—1,26 (анализ 38). В водах наблюдается небольшое количество сероводорода, что указывает на развитие в этом районе слабых процессов десульфирования подземных вод, обусловленных наличием органики. Это приближает их к водам нефтяных районов.

Воды девона Иссы, Зубовой Поляны и Юлового Ишима, расположенных в южной части Токмовского свода, также относятся к хлоркальциевому типу, имеют более низкую минерализацию (151—184 *г/л*) и резко

выраженную хлоридность. Они обладают повышенной сульфатностью. Коэффициент сульфатности вод среднего девона колеблется в пределах 0,42—0,70 и верхнего девона — 0,62—0,98 (анализы 10, 11, 21). Сероводород и йод в них отсутствуют. Приведенные данные указывают на значительную раскрытость структур этого района.

Порецкая опорная скважина, расположенная в северо-восточной части Токмовского свода, дала более минерализованные воды. Нижнещигровские слои этой скважины содержат воду с минерализацией 253 *г/л*. Эти воды обладают пониженным коэффициентом сульфатности (0,18), имеют 4 *мг/л* йода и 937 *мг/л* брома. Даже воды среднего карбона достигают здесь минерализации 102 *г/л* и содержат 10 *мг/л* йода и 250 *мг/л* брома, что приближает их к водам нефтяных районов (анализ 37).

Несмотря на присутствие иногда значительного количества йода и брома подземные воды девона и карбона Токмовского свода, как правило, содержат также довольно значительное число сульфатов и не содержат, или содержат очень мало сероводорода. Это обстоятельство указывает на отсутствие или ничтожно малое развитие процессов десульфирования пластовых вод этого района, которые широко развиты в нефтяных районах Второго Баку. Вторым отрицательным фактом является отсутствие углеводородных газов, которые также имеют широкое развитие в нефтяных районах.

Приведенные данные указывают, что по гидрогеологическим показателям Токмовский свод следует рассматривать, как мало перспективный для дальнейших поисков нефти в девонских отложениях. Карбон юго-восточных склонов этого свода должен рассматриваться как перспективный.

Ульяновская опорная скважина, получившая нефть из пород башкирского яруса, подтверждает высказанное предположение. Однако некачественное испытание этой скважины не позволило получить дополнительных гидрогеологических данных, которые так необходимы для сопоставления и решения вопросов перспектив прилегающих районов.

Северный склон Воронежского кристаллического массива характеризуется опорными скважинами Калуги, Тулы, Плавска, Ряжска и Тамбова. Наиболее полно была опробована Ряжская скважина. Из доживетских отложений этой скважины были получены хлоркальциевые воды пониженной минерализации (140 *г/л*), имеющие довольно высокий коэффициент сульфатности (около единицы). Йод в них отсутствует, а бром содержится в количестве 350 *мг/л*. Отложения девона этой скважины дали менее минерализованные воды (37—133 *г/л*), обладающие коэффициентом сульфатности от 3 до 10. Йод в них также отсутствует, а содержание брома понижается до 300 *мг/л*.

В Калуге, Туле и Плавске отложения девона имеют слабоминерализованные воды (5—25 *г/л*) хлоркальциевого и сульфатнонатриевого типов, характерные для раскрытых структур. Все это указывает на бесперспективность северного склона Воронежского массива в отношении нефтегазоносности.

По северо-восточному и восточному склонам Воронежского массива гидрохимические данные опорного бурения отсутствуют. Быстрое погружение слоев палеозоя в сторону Рязано-Саратовского прогиба и Прикаспийской впадины, а также выклинивание этих слоев на склонах являются благоприятными предпосылками для отнесения указанных частей Воронежского массива к перспективным для дальнейших поисков нефти и газа.

ВОЛГО-УРАЛЬСКАЯ НЕФТЕНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

На обширной территории этой области было опробовано 4 опорных скважины: Голюшурма, Глазов, Байтуган и Красная Поляна.

Отложения среднего девона Голюшурмы имеют признаки нефтеносности и содержат хлоркальциевые воды высокой минерализации (276 *г/л*). Эти воды характеризуются незначительным коэффициентом сульфатности (0,01) и имеют значительное количество йода (10 *мг/л*) и брома (639 *мг/л*).

Близкую характеристику имеют и воды из угленосной свиты нижнего карбона, давшие признаки нефти (анализ 33).

В Бурановской и других структурах этого района воды девона и карбона также имеют высокую минерализацию, обладают небольшим коэффициентом сульфатности (0,01—0,37), содержат значительное количество йода (14 *мг/л*) и брома (551 *мг/л*), а также сероводород (34 *мг/л*) и свободный азотный газ, сильно обогащенный биогенным азотом с 2,3% метана.

В Глазове из отложений девона и карбона были получены высокоминерализованные (234—267 *г/л*) воды такого же химического состава с значительным коэффициентом сульфатности (0,18—0,54), не содержащие сероводорода и нафтеновых кислот, но имеющие 8—10 *мг/л* йода и 544—713 *мг/л* брома. При испытании верейского горизонта (интервал 1345—1350 *м*) был получен фонтан газа с водой высотой до 55 *м*. При открытой задвижке скважина фонтанировала газом с водой, а при неполном открытии задвижки шел почти один газ с давлением на устье скважины в 35 *атм*. Газ на 99% состоит из азота. Такой же азотный газ с давлением 3,2 *атм* был получен при испытании башкирского яруса (1396—1406 *м*). Отсутствие или незначительное количество углеводородов в газах карбона, которые в десятки раз обогащены биогенным азотом, как это имеет место в Глазове и Буранове, указывает на то, что эти газы не имеют связи с нефтяными залежами. Вероятнее всего, биогенный азот можно рассматривать как остатки разложившихся здесь углеводородов.

В Шугурах и Черемшане высокая минерализация пластовых вод девона и карбона выдерживается, но сульфатность их уменьшается в несколько раз.

Далее к востоку, в районах погружения к Предуральскому прогибу, восточнее Туймазов, воды девона и карбона, при высокой их минерализации, уже почти не содержат сульфатов. Это обстоятельство указывает на происшедшие на этой территории процессы десульфирования пластовых вод, что надо связывать с наличием там нефтяных залежей.

В районах нефтяных месторождений Северокамска, Краснокамска, Бавлов и Туймазов, а также на участках Каргалы, Сараево, Карлы, Стерлибашево и др., пластовые воды девона имеют еще более высокую минерализацию (до 270 *г/л*), а коэффициент сульфатности их падает до 0,02. Они содержат до 10 *мг/л* йода и до 1044 *мг/л* брома.

Подземные воды девонских отложений Ромашкино, Байтугана, Бугуруслана, Яблонового Оврага и других нефтяных месторождений, расположенных юго-западнее указанных выше районов, обладают более низкой минерализацией (180—250 *г/л*), имеют более высокий коэффициент сульфатности (0,02—0,24), но также содержат значительное количество йода (до 11 *мг/л*) и большое количество брома (до 1160 *мг/л*). Еще большее количество брома (до 1606 *мг/л*) было получено из девонских отложений в Красной Поляне, где в семилукском горизонте наблюдались явные признаки нефтеносности пород.

Воды карбона в Бавлах, Туймазах и на соседних разведочных участках, а также в Яблоновом и Зольном Оврагах имеют почти такую же высокую минерализацию, как и воды девона, но коэффициент сульфатности их резко возрастает и достигает 0,12—061. В связи с этим, в водах карбона ряда районов появляется значительное количество сероводорода (Зольный Овраг до 247 *мг/л*). Содержание йода при этом уменьшается до 3—6 *мг/л*, а брома до 300—400 *мг/л*,

Характерно, что в районах Бугуруслана и Ишимбаево воды пермских отложений относятся к хлоркальциевому типу и также отличаются высокой минерализацией.

Если в районе Туймазов воды артинских отложений, залегающие на глубине 150—270 *м*, имеют минерализацию около 20 *г/л*, коэффициент сульфатности, равный 2—3, и содержат сероводорода до 185 *мг/л*, то в Бугуруслане (Ново-Степановский промысел) отложения казанского яруса, залегающие на глубине 370 *м*, имеют уже минерализацию вод около 200 *г/л* при коэффициенте сульфатности 2—4 и содержании сероводорода до 221 *мг/л*.

Еще большую минерализацию вод пермских отложений мы имеем в Ишимбаеве. Артинские отложения, лежащие там на глубине 900—1200 *м*, содержат воды с минерализацией до 300 *г/л*. При коэффициенте сульфатности 0,2—1,2 эти воды имеют огромное количество сероводорода (1000 *мг* и более на литр).

Содержание йода в водах рифовых месторождений колеблется в широких пределах и в отдельных случаях достигает 70 *мг/л* при содержании брома и бора до 750 *мг/л*.

Отличительной особенностью этих вод является не только высокое содержание йода и сероводорода, но также и присутствие в них некоторого количества нафтеновых кислот (до 10—15 *мг/л*).

Приведенные данные указывают, что подземные воды палеозоя почти всей обширной Волго-Уральской области имеют специфические особенности, характерные для вод нефтяных месторождений, что позволяет рассматривать ее как высоко перспективную территорию в отношении нефтеносности. Исключение составляет северо-западная часть этой области, которую опорные скважины Глазова и Голюшурмы, а также разведочные скважины в районе Бураново характеризуют как мало перспективную.

ПРИКАСПИЙСКАЯ ВПАДИНА

В районе этой впадины было опробовано 2 опорных скважины: Астраханская и Новоузенская. Кроме этого, получены данные по опробованию целого ряда разведочных скважин, пробуренных в районах Тинаки и Астрахани.

В Новоузенской скважине были опробованы юрские отложения, содержащие высокоминерализованные (до 300 *г/л*) слабо сульфатные воды хлоркальциевого типа с бромом и йодом. Коэффициент сульфатности их составляет около 0,2. Растворенные азотные газы содержат до 8% горючих компонентов.

В районе Астрахани и Тинаки были опробованы пластовые воды перми, юры, мела и третичных отложений. Воды перми, юры и мела очень близки к водам нефтяных месторождений. Они характеризуются незначительной сульфатностью, высокой минерализацией (до 164 *г/л*), относятся к хлор-

кальциевому типу, содержат до 193 *мг/л* брома и до 33 *мг/л* йода. Коэффициент сульфатности этих вод падает до 0,08.

Растворенные газы из отложений неокома в скв. 3 Тинаки содержат до 82% метана. Общая минерализация вод третичных отложений резко уменьшается. Однако воды эти чаще всего относятся к хлоркальциевому типу с минерализацией до 35 *г/л* и характеризуются незначительным коэффициентом сульфатности (0,06—0,80), что является положительным фактором. Данные по микрокомпонентам этих вод отсутствуют, но воды апшеронских, бакинских и древнекаспийских отложений содержат горючие газы, заключающие в себе до 99% метана.

Приведенные данные, а также получение нефти из байоса в Астраханской опорной и разведочной скв. 3 в Тинаках и установление газоносных горизонтов в породах мела, плиоценовых и древнекаспийских отложениях указывают на высокую перспективность Прикаспийской впадины для развертывания дальнейших разведочных работ на нефть и горючие газы во всех рассмотренных выше отложениях.

ТЕРСКО-МАНЫЧСКАЯ РАВНИНА

По этой равнине мы располагаем опробованием двух опорных скважин: Александрийской и Черного Рынка.

В Александрийской скважине были опробованы воды чокрака, карагана и нижнего сармата, а в скважине Черного Рынка — воды майкопской свиты. Воды указанных горизонтов, а также более высоких слоев были опробованы в целом ряде глубоких крелиусных скважин, а также в скважинах, пробуренных для целей водоснабжения.

Пластовые воды майкопской свиты обладают значительной сульфатностью и относятся к гидрокарбонатнонатриевому типу. Они характеризуются минерализацией от 17 до 33 *г/л* и содержат значительное количество йода (до 20 *мг/л*) и нафтеновых кислот (до 20 *мг-экв*), что приближает их к водам нефтяных месторождений передовых хребтов Грозненского района. В Правобережном к отложениям чокрака приурочено промышленное месторождение нефти. Нефтяной пласт содержит в себе слабоминерализованные (3 *г/л*) бессульфатные воды гидрокарбонатнонатриевого типа.

Аналогичные воды, но со значительным содержанием сульфатов, были получены из чокрака и в ст. Червленной. Йод в них отсутствует, но имеются нафтеновые кислоты.

Такой состав вод характеризует зону интенсивного водообмена, в которой нефтяные месторождения могут подвергаться бактериальному окислению, однако высокая температура (около 100°) в глубокозалегающих горизонтах, является неблагоприятным фактором для бактериальных процессов, ввиду чего при наличии водообмена все же сохраняются нефтяные залежи.

Пластовые воды карагана имеют различную минерализацию (от 7 *г/л* в Червленной до 48 *г/л* в Александрийской) и характеризуются повышенной сульфатностью. Они относятся к хлоркальциевому и гидрокарбонатнонатриевому типам и содержат до 23 *мг/л* йода и до 9,4 *мг-экв* нафтеновых кислот.

В структурах Червленной и Правобережного песчаные пласты верхнего сармата содержат промышленные скопления горючего газа. Пластовые воды сармата относятся к хлоркальциевому типу и имеют различную сульфатность. Они характеризуются непостоянной минерализацией (от

45 до 100 *г/л*) и содержат до 60 *мг/л* йода и до 14 *мг-экв* нафтеновых кислот. Эти воды были опробованы в целом ряде пунктов и являются характерными для нефтяных и газовых месторождений Терско-Манычской равнины.

Воды континентальной толщи и меотиса опробованы в Червленной и Правобережном. В первом пункте из скв. 11 был получен фонтан воды, а из скв. 16 — фонтан горючего газа с водой. Воды хлоркальциевого типа с минерализацией от 25 до 41 *г/л*. Они содержат до 43 *мг/л* йода, до 3,6 *мг-экв* нафтеновых кислот и характеризуются различной сульфатностью.

Апшерон и вышележащие толщи пород заключают в себе пресные воды разного состава и минерализации. Приведенные данные показывают, что начиная с континентальной толщи и кончая майкопом, йод и нафтеновые кислоты имеют в водах региональное распространение. Это обстоятельство показывает, что пластовые воды Терско-Манычской равнины имеют непосредственную связь с нефтяными залежами.

Горючие газы, часто образующие выбросы и обогащенные тяжелыми углеводородами, присутствуют в пластовых водах континентальной толщи и всех нижележащих отложений до майкопской свиты включительно.

Приведенные данные указывают на перспективность третичных и подстилающих их отложений мела и юры на обширной территории Терско-Манычской равнины в пунктах, имеющих благоприятные структурные формы.

СТАВРОПОЛЬСКИЙ КРАЙ

На территории этого края закончено бурением три опорных скважины: Нагутская, Ипатовская и Георгиевская. В Нагутской скважине были опробованы пластовые воды юры и низов нижнего мела (баррема). Более верхние горизонты дали почти пресные воды, прорвавшиеся, по-видимому, сверху по затрубному пространству. Пластовые воды юры и верхнего баррема также имеют, по-видимому, примесь технических вод, так как содержат повышенное количество сульфатов и относятся к сульфатно-натриевому типу, что в этих условиях не должно иметь места.

При опробовании интервалов 1837—1845 и 1804—1772 *м* были получены фонтаны газированной воды с минерализацией соответственно в 21 и 23 *г/л*.

Воды юры первого интервала содержали в себе 30 *мг/л* брома, 2 *мг/л* йода и 6 *мг/л* нафтеновых кислот. Свободный газ имеет 33% метана. В водах второго интервала количество брома достигает 80 *мг/л*, йода — 4 *мг/л* и нафтеновых кислот — 8 *мг/л*. Вода пахнет сероводородом.

При бурении Ипатовской опорной скважины в породах свиты Горячего Ключа наблюдались признаки нефти, а в отложениях нижнего мела — газопроявления. Полученные газы содержали углеводороды.

При проходке Георгиевской скважины из песчаников средней части майкопа, залегающих на глубине 2088 *м*, был получен выброс воды с горючим газом и пленками нефти. Вода почти бессульфатная, гидрокарбонатнонатриевого типа с минерализацией 16 *г/л*. Она содержит 25 *мг/л* брома, 12 *мг/л* йода и 1 *мг/л* нафтеновых кислот. Кроме того, в районе Ипатова, Ставрополя и других местах Ставропольского края уже разведан целый ряд структур, заключающих в себе промышленные запасы горючих газов, приуроченных к хадумским слоям.

Приведенные данные показывают, что не только третичные отложения, но также юра и мел Ставропольского края должны рассматриваться как перспективные для дальнейшего развития разведочных работ на нефть и горючие газы.

АЗОВО-КУБАНСКАЯ РАВНИНА

По этой территории мы располагаем данными опробования трех опорных скважин: Ново-Минской, Выселковской и Калужской.

В Ново-Минской скважине были опробованы отложения нижнего мела, датского яруса и свиты Горячего Ключа. Пластовые воды нижнего мела относятся к хлоркальциевому типу и характеризуются значительной минерализацией (до 40 *г/л*). Они содержат до 200 *мг/л* брома, до 20 *мг/л* йода и обладают пониженным коэффициентом сульфатности (0,14).

Из отложений датского яруса был получен фонтан газированной воды. Газ горючий с давлением на устье в 5 *атм*. Вода содержит 45 *мг/л* брома, 20 *мг/л* йода при минерализации 15 *г/л* и пониженной сульфатности. Воды свиты Горячего Ключа имеют минерализацию 11 *г/л*, коэффициент сульфатности равным 0,2, относятся к хлоркальциевому типу и содержат брома 50 и йода 17 *мг/л*.

В опорной скважине Выселки были опробованы пластовые воды верхнего плиоцена и эоцена. Из толщи эоцена в интервале опробования 1508—1476 *м* был получен фонтан газированной бессульфатной воды с давлением на устье в 8 *атм*. Эта вода относится к гидрокарбонатнонатриевому типу, имеет минерализацию около 22 *г/л* и содержит 41 *мг/л* йода и 80 *мг/л* брома.

Близкая по составу вода получена и из верхнего палеоцена. При бурении Выселковской опорной скважины на забое 2195 *м* в меловых отложениях при замене глинистого раствора на воду, наблюдалось газирование горючим газом.

При испытании Калужской опорной скважины в интервале 1937,5—1936,5 *м* из майкопской свиты был получен промышленный фонтан горючего газа. Разведочное бурение в целом ряде структур Ставрополья установило промышленную газоносность хадумских слоев нижнего майкопа.

Приведенные данные дают основание полагать, что отложения майкопской свиты и нижележащие толщи эоцена, палеоцена и мела являются перспективными для дальнейших поисковых работ на нефть и горючие газы. Следует при этом отметить, что более верхние горизонты третичных отложений остаются слабоизученными, а некоторые их горизонты также, по-видимому, могут представлять практический интерес.

ОБЩАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ ПО ГИДРОХИМИЧЕСКИМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

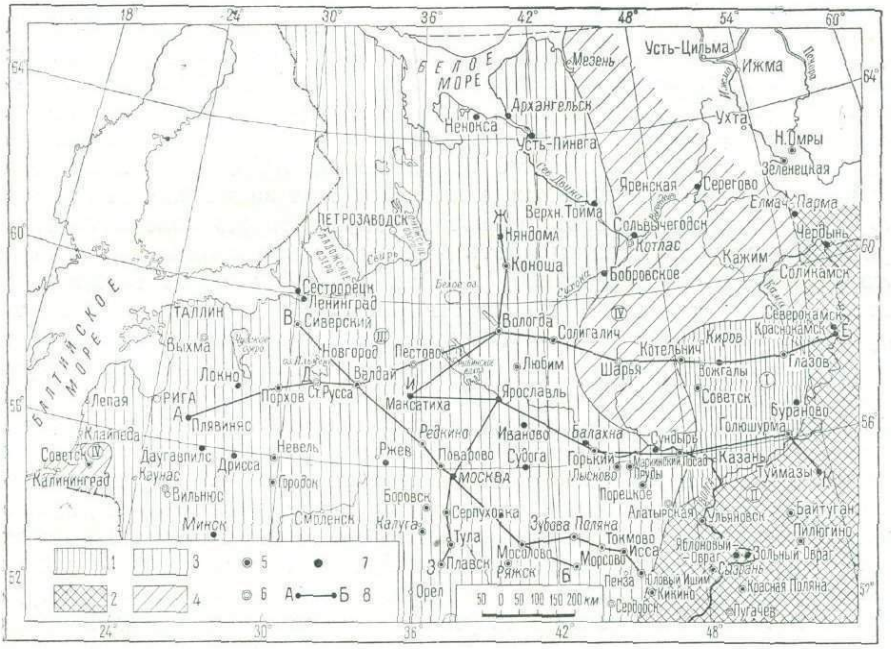
Приведенная характеристика подземных вод палеозоя отдельных регионов Русской платформы позволяет произвести оценку их перспективности по гидрохимическим показателям.

Степень изученности подземных вод палеозоя платформы характеризуется количеством опробованных скважин, нанесенных на прилагаемую карту (фиг. 1).

Ввиду ограниченности и часто недоброкачественного фактического материала по химическому составу подземных вод, для решения вопросов

перспектив привлечены следующие гидрогеологические закономерности, точно установленные в результате монографической обработки гидрогеологических и гидрохимических материалов по северной половине Русской платформы:

а) с глубиной и увеличением гидрогеологической закрытости структур минерализация и метаморфизация подземных вод палеозоя, как правило, увеличивается;



Фиг. 1. Карта перспектив нефтеносности Русской платформы по гидрохимическим показателям.

1—отложения девона перспективны, карбона бесперспективны; *2* — отложения девона и карбона перспективны; *3* — бесперспективные территории; *4*— территории, степень перспективности которых еще не установлена; *5* — опорные опробованные скважины; *6* — опорные неопробованные скважины; *7* — другие опробованные глубокие скважины; *8* — гидрогеологические профили.

б) сульфатность подземных вод по мере увеличения глубины и гидрогеологической закрытости уменьшается, а содержание брома увеличивается;

в) при высоком содержании в водах брома (более 500 *мг/л*), йод чаще всего также присутствует;

г) в водах нефтяных районов часто присутствует сероводород и газы содержащие значительное количество углеводородов;

д) в водах нефтяных месторождений сульфаты либо отсутствуют, либо содержатся в незначительном количестве, в последнем случае часто присутствует сероводород;

е) по мере приближения к нефтеносным районам состав подземных вод палеозоя постепенно приближается к составу пластовых вод нефтяных месторождений;

ж) при приближении к нефтеносным районам упругость газов и содержание в них биогенного азота и углеводородов закономерно возрастает.

Указанные закономерности позволяют нам:

а) оценить качество фактического материала, полученного при испытании скважин;

б) полученные данные распространить на широкие площади, характеризующиеся близким геологическим строением, и давать прогнозы.

Эти обстоятельства дают возможность составлять гидрохимические карты по основным стратиграфическим горизонтам, а также гидрохимические профили.

Для решения вопросов оценки перспектив нефтеносности Русской платформы по гидрохимическим показателям особое значение имеют основные требования, предъявляемые к водам, характеризующим нефтяные месторождения. Но эти требования до сих пор являются еще не достаточно установленными. Полагают, что подземные воды хлоркальциевого типа являются благоприятными показателями нефтеносности недр, если они имеют высокую минерализацию и содержат значительное количество хлоридов щелочных земель, имеют высокую вторую соленость т. е. S_2. При этом, эти воды должны иметь незначительное количество сульфатов, которые в некоторых нефтяных районах полностью отсутствуют и содержат йод, бром, бор, аммоний и нафтеновые кислоты. Заключенные в таких водах газы должны обладать высокой упругостью и содержать значительное количество углеводородов, включая и тяжелые фракции. Хлоркальциевые воды высокой минерализации, но обладающие значительной сульфатностью и не содержащие йода, а в газах углеводородов, не являются показателем нефтеносности недр и характеризуют лишь высокую степень их закрытости. Здесь следует отметить, что определение бора, аммония, нафтеновых кислот до сих пор плохо налажено и данные по ним в материалах опорных скважин чаще всего отсутствуют. Кроме этого, нафтеновые кислоты в значительном количестве содержатся только в щелочных водах месторождений с нафтеновыми нефтями. В месторождениях с метановыми нефтями нафтеновые кислоты содержатся в незначительных количествах, что в большой степени снижает их роль, как показателя нефтеносности изучаемых территорий. Даже в водах нефтяных месторождений Краснокамска и Туймазов содержание нафтеновых кислот составляет всего от 0,05 до 0,42 *мг/л*. Поэтому этот показатель перспектив нефтеносности для Русской платформы использовать довольно трудно.

На основе фактических данных, указанных гидрохимических закономерностей и гидрохимических показателей нефтеносности недр нами дается характеристика подземных вод палеозоя Русской платформы по целому ряду профилей. Пять широтных гидрохимических профилей характеризующих воды девона и карбона, доведены до нефтяных месторождений: Краснокамска, Туймазов, Яблонового и Зольного Оврагов (фиг. 1). Эти профили построены по данным анализов вод табл. 1 и 2, а частью по данным других анализов. Это обстоятельство дает возможность сделать сравнение основных показателей подземных вод палеозоя Русской платформы с такими же показателями вод указанных нефтяных месторождений, что имеет весьма важное познавательное значение для правильного решения вопросов о степени перспективности всей рассматриваемой территории.

На прилагаемых гидрохимических профилях в виде кривых показаны следующие основные показатели:

а) минерализация подземных вод, *г/л*;

б) величина отношения $\frac{rNa}{rCl}$;

в) *коэффициент сульфатности вод* $\left(\frac{rSO_4 \cdot 100}{rCl}\right)$;

г) содержание сульфатов, *г/л*;

д) количество йода и брома, *мг/л*;

е) содержание хлоридов щелочных земель (S_2), % *мг-экв*;

ж) количество углеводородов (метана) в растворенных газах, %.

Глубина залегания, стратиграфическое положение и структурные условия, а также мощность толщ, характеризуемых перечисленными показателями, указаны на каждом профиле.

Пластовые воды кембрийских и доживетских отложений могут быть охарактеризованы только по западной и центральной частям Русской платформы.

Гидрохимический профиль, составленный по линии Плявиняс—Валдай—Москва — Морсово, показывает, что в центральной части платформы отложения кембрия заключают в себе высокоминерализованные воды (200—265 *г/л*), имеющие пониженную сульфатность и содержащие значительное количество брома (322—497 *мг/л*), что указывает на хорошую изолированность этих пород от дневной поверхности. Однако эти подземные воды, хотя и относятся к хлоркальциевому типу, но содержат незначительное количество йода (от 0 до 3 *мг/л*), не имеют нафтеновых кислот (Валдай) и сероводорода. Они заключают в себе только растворенные азотные газы воздушного происхождения, обладающие незначительной упругостью (фиг. 2).

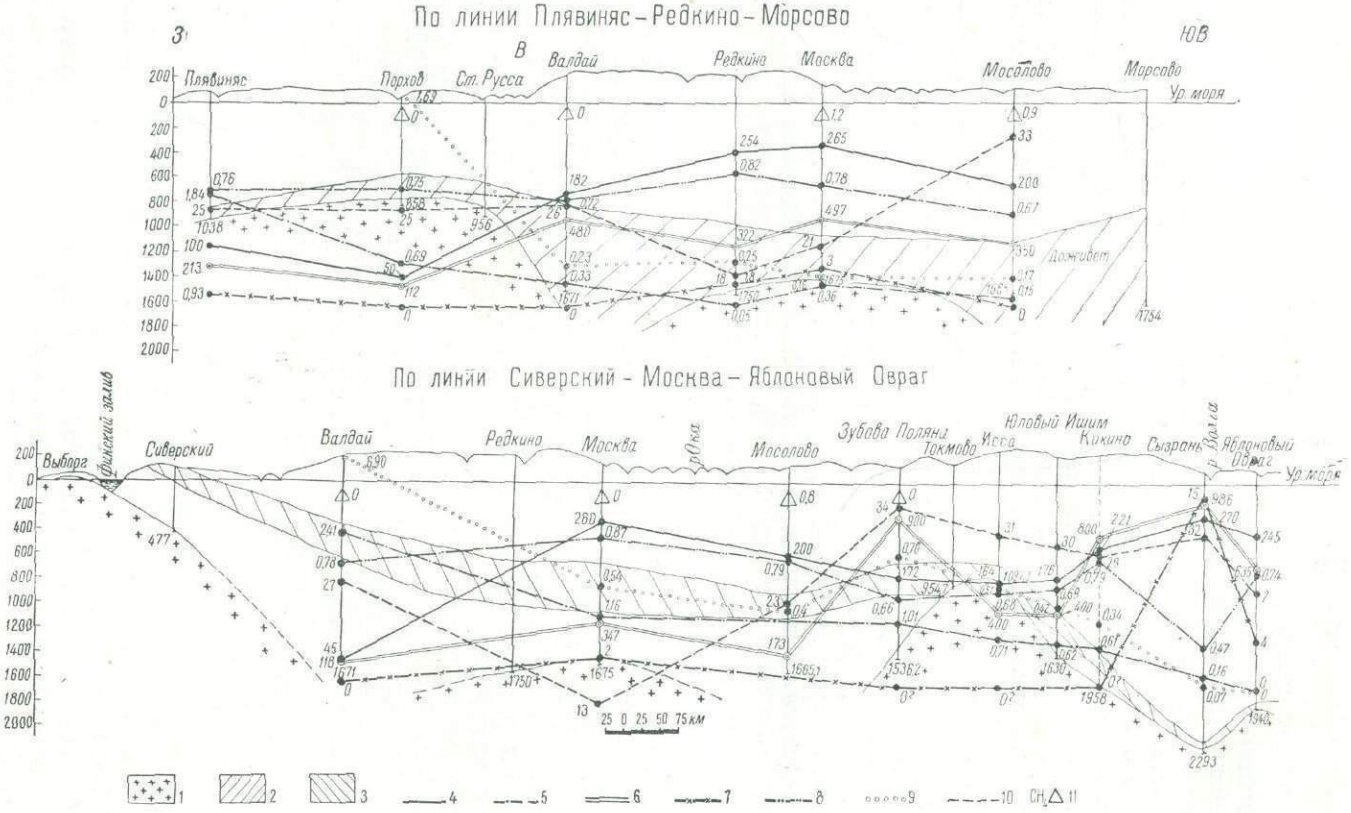
Все эти обстоятельства указывают на бесперспективность кембрийских и доживетских отложений центральной части Русской платформы.

В западной части платформы минерализация вод кембрия снижается до 50 *г/л*, а сульфатность их резко увеличивается. Они содержат незначительное количество брома (до 112 *мг/л*) и почти не имеют йода. Такие воды являются характерными для слабо закрытых бесперспективных районов Русской платформы.

Отложения среднего девона характеризуются гидрохимическим профилем, проходящим по линии Сиверский — Москва — Яблоновый Овраг. Этот профиль наглядно показывает, что все основные показатели подземных вод среднего девона Русской платформы от Валдая до Кикино резко отличаются от аналогичных показателей, характеризующих воды нефтяных месторождений Сызранского района. Газы азотные, обладающие незначительной упругостью. Углеводороды в них почти отсутствуют. Только в районах Кикино и Сызрани показатели вод среднего девона приобретают величины, характерные для вод нефтяного месторождения Яблоновый Овраг.

Таким образом, границы перспективности отложений среднего девона в отношении нефтеносности по гидрохимическим показателям устанавливаются к востоку от Кикино (фиг. 2).

Характер перспективности отложений верхнего девона определяется по трем гидрохимическим профилям (фиг. 3). Первый из них проходит по линии Ст. Русса — Вологда—Котельнич—Краснокамск. Он указывает, что основные характеристики подземных вод верхнего девона всей обширной территории, расположенной между Солигаличем и Краснокамском, сравнительно мало отличаются от аналогичных характеристик подземных вод верхнего девона Краснокамского нефтяного месторождения. Это



Фиг. 2. Гидрохимические профили по кембрию (А—Б) (Плявиняс—Редкино—Морсово), по среднему девону (В — Г) (Сиверский—Москва — Яблоновый Овраг).

1 — кристаллический фундамент; *2* — отложения кембрия; *3* — отложения среднего девона; *4* — минерализация воды, *г/л*; *5* — содержание SO_4, *г/л*; *6* — содержание Br, *мг/л*; *7* — содержание I, *мг/л*; *8* — соотношение $\frac{rNa}{rCl}$; *9* — коэффициент сульфатности $\frac{rSo_4 \cdot 100}{rCl}$; *10* — вторая соленость — S_2; *11* — содержание метана в газе в объёмных процентах.

обстоятельство дает возможность говорить о возможной перспективности отложений девона на всей этой обширной территории.

Однако по площади Главного прогиба, между Солигаличем и Котельничем, данные по пластовым водам глубоких горизонтов отсутствуют. Поэтому вопрос о перспективности этой территории может быть решен только после получения дополнительных гидрохимических материалов.

Второй гидрохимический профиль проходит по линии Сиверский — Москва — Токмово — Яблоновый и Зольный Овраги. Основные гидрохимические показатели по этому профилю дают возможность говорить о том, что границы перспектив в отношении нефте-газоносности для верхнего девона, так же как и для среднего девона, лежат к востоку от Кикино.

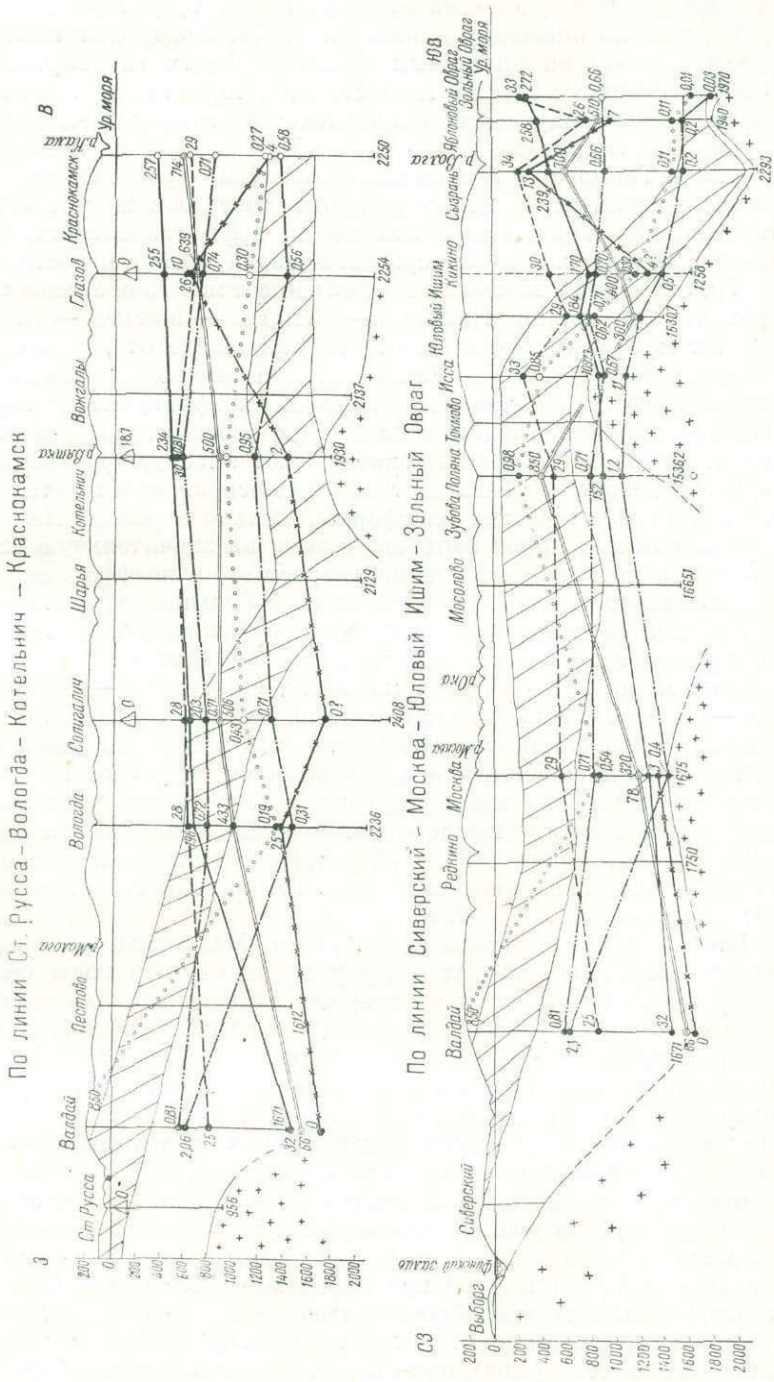
Третий гидрохимический профиль имеет меридиональное направление и проходит по линии Няндома — Вологда — Москва — Плавск.

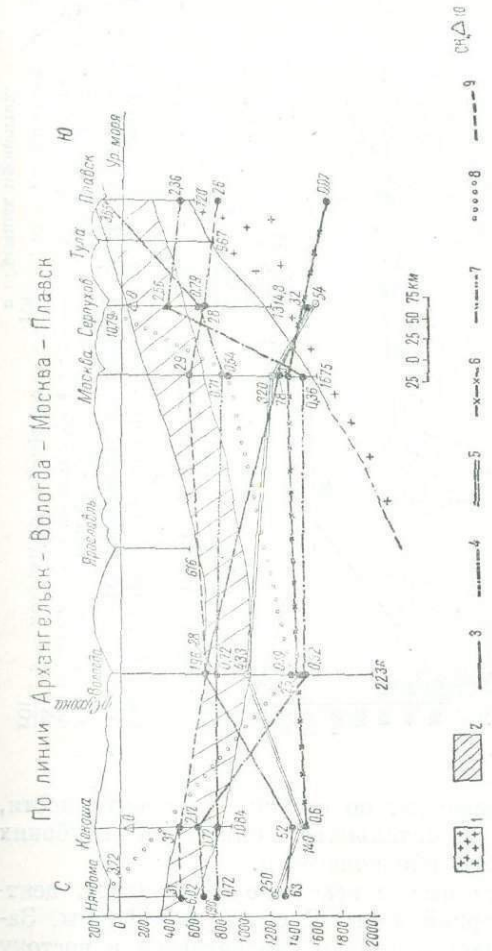
Этот профиль указывает, что как на севере от Няндомы до Вологды, так и на юге от Москвы до Плавска, подземные воды верхнего девона имеют пониженную минерализацию, высокий коэффициент сульфатности, небольшое количество брома и йода. Газы азотные, воздушного происхождения. Такие показатели характеризуют высокую раскрытость структур верхнего девона и указывают на бесперспективность этих отложений в рассматриваемых частях платформы. Только в районе Вологды, вследствие погружения пород верхнего девона на значительную глубину, минерализация вод этих отложений возрастает, а коэффициент сульфатности их уменьшается, что надо связывать с большей закрытостью структур.

Перспективность каменноугольных отложений характеризуется двумя широтными гидрохимическими профилями (фиг. 4).

Первый из них проходит по линии Максатиха — Вологда — Котельнич — Краснокамск. Он указывает на то, что на территории между Вологдой и Краснокамском, воды нижнего карбона по своим основным характеристикам значительно отличаются от вод этого горизонта Краснокамского нефтяного месторождения, а свободные и растворенные газы почти не содержат углеводородов. Поэтому отложения карбона на территории Главного прогиба Русской платформы, а также в районах Котельнича и Глазова мы должны рассматривать как малоперспективные для дальнейших нефтепоисковых работ.

Второй профиль проходит по линии Максатиха — Горький — Голюшурма — Туймазы. На этом профиле видно, что воды северной части Токмовского свода, хотя и содержат значительное количество йода (до 10 *мг/л*), но в Горьком и в Порецком они имеют сравнительно небольшую минерализацию (89—100 *г/л*), обладают высоким коэффициентом сульфатности и не содержат сероводорода. Газы азотные, почти не содержат углеводородов. Такие воды являются нехарактерными для нефтяных районов. Что же касается высокого содержания в них йода, то это связано, очевидно, с ошибками в производстве химических анализов, тем более что бром в этих водах находится в пониженных количествах (250 *мг/л*). В Марпосаде воды карбона уже более напоминают воды нефтяного месторождения Туймазы. Однако здесь обращает на себя внимание чрезмерно высокое содержание йода (16 *мг/л*) при небольшом количестве брома (376 *мг/л*), что надо связывать с недоброкачественным определением этих компонентов. Кроме этого, коэффициент сульфатности вод карбона в Марпосаде имеет большую величину (0,94), при отсутствии в газах углеводородов и ничтожном содержании в водах сероводорода, что не характерно для нефтяных районов.


По линии Ст. Русса - Вологда - Котельнич - Краснокамск
По линии Сиверский - Москва - Юловый Ишим - Зольный Овраг
Ст Русса
Валдай
Пестово
Вологда
Солигалич
Шарья
Котельнич
Вожгалы
Глазов
Краснокамск
Ур. моря
Сиверский
Выборг
Ребрино
Москва
Зубова Поляна
Тоншаево
Исса
Юловый Ишим
Кокино
Сьярина
Юловый Овраг
Зольный Овраг
Ур. моря
ЮЗ
СЗ



Фиг. 3. Гидрохимические профили по верхнему девону Д—Е (Ст. Русса — Вологда — Котельнич — Краснокамск), по верхнему девону В—Г (Сиверский — Москва — Юловый Ишим — Зольный Овраг), по верхнему девону Ж—З (Архангельск — Вологда — Москва — Плавск).

1 — кристаллический фундамент; *2* — отложения верхнего девона; *3* — минерализация воды, *г/л*; *4* — содержание SO_4, *г/л*; *5* — содержание Br, *мг/л*; *6* — содержание I, *мг/л*; *7* — соотношение $\frac{rNa}{rCl}$; *8* — коэффициент сульфатности $\frac{rSO_4 \cdot 100}{rCl}$; *9* — вторая соленость S_2; *10* — содержание метана в газе в объемных процентах.

Далее к востоку, в районе Голюшурмы, воды карбона еще более приближаются к водам нефтяного месторождения Туймазы. Но воды карбона Голюшурмы имеют незначительное количество брома (139 *мг/л*) и высокий коэффициент сульфатности, что в значительной мере отличает их от вод Туймазов, имеющих более высокое содержание брома и в 5 раз меньшую величину коэффициента сульфатности.

Приведенные данные показывают, что отложения карбона Токмовского свода в значительной мере являются раскрытыми и характеризуются как малоперспективные для дальнейших нефтепоисковых работ. Но склоны его, особенно восточный и юго-восточный, надо рассматривать как возможно перспективные, что подтверждается получением нефти из башкирского яруса в Ульяновской скважине.

Рассмотренные основные гидрохимические показатели нефтегазоносности, характеризующие степень перспективности недр Русской платформы, дают возможность выделить следующие четыре района (фиг. 1).

I. Отложения девона перспективны, карбона бесперспективны. Район охватывает центральную часть Татарского свода в пределах Котельнича, Глазова, Казани, Голюшурмы и Ижевска.

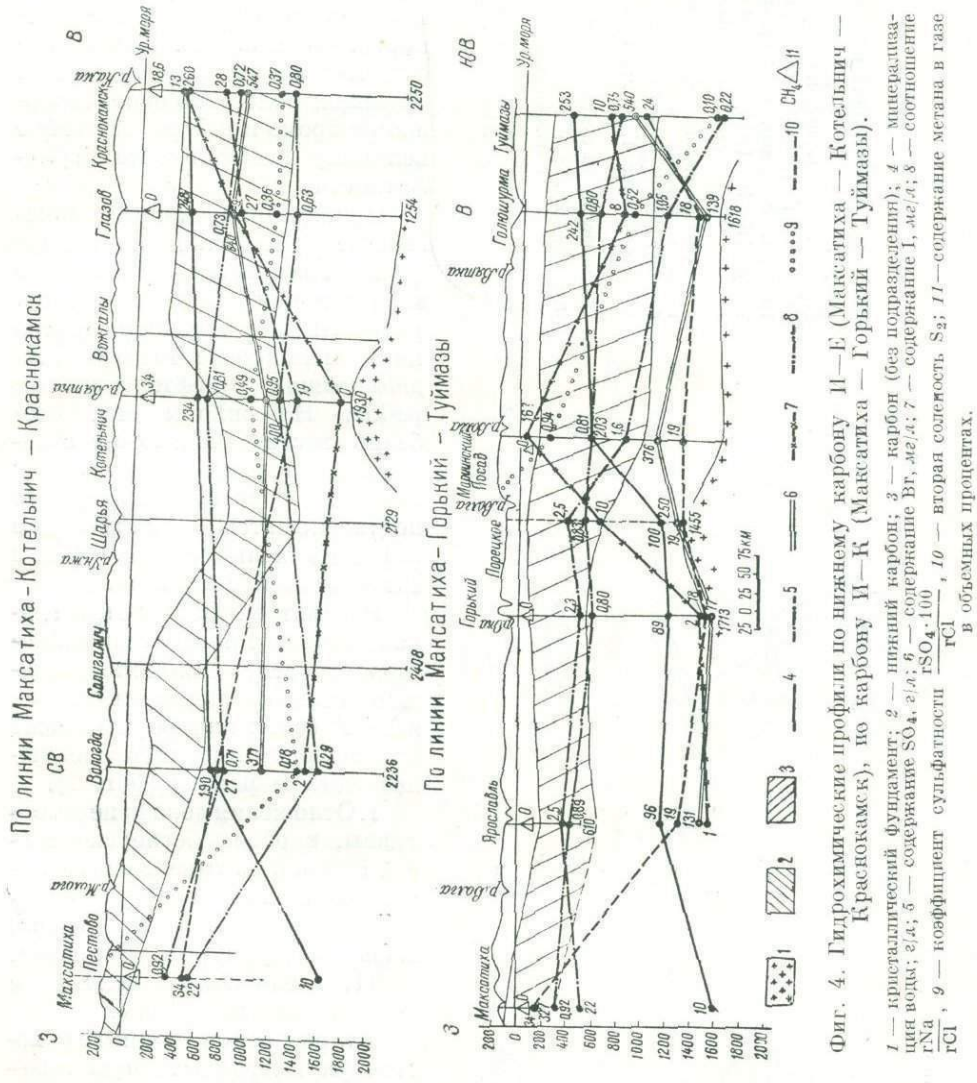
II. Отложения девона и карбона перспективны.

Второй район занимает восточную и юго-восточную краевые зоны Русской платформы, юго-восточную часть Татарского свода и протягивается до восточного склона Токмовского свода.

III. Бесперспективные территории.

Площади этой категории охватывают центральную и почти всю северо-западную части Русской платформы, включая Токмовский свод.

IV. Территории, степень перспективности которых еще не установлена. Сюда относятся Мезенская и юго-западная часть Польско-Литовской впадин, а также северо-восточная часть Главного прогиба Русской платформы.



Указанное деление Русской платформы по степени перспективности, при наличии в настоящее время значительного количества глубоких скважин, можно считать достаточно обоснованным.

Бесперспективные территории занимают всю северо-западную, центральную и большую половину северной части Русской платформы. Западная граница перспективных областей сильно отодвигается к востоку

и проходит вдоль восточного склона Токмовского свода и северо-западного погружения Татарского свода. Большую площадь занимают еще неизученные территории, тяготеющие к южным и западным склонам Тимана. При дальнейшем изучении значительная часть этих территорий может перейти в группу перспективных земель. Особенно интересными в этом отношении являются южные и юго-западные склоны Тимана.

Следует отметить, что рассмотренная карта перспектив нефтеносности Русской платформы в значительной мере отличается от аналогичной карты перспектив, приложенной к работе автора за 1954 г. [1] Это обстоятельство связано с тем, что при построении последней карты дополнительно были использованы новые данные, полученные за последние годы.

---

[1] М. А. Гатальский. Подземные воды и газы палеозоя северной половины Русской платформы. Труды ВНИГРИ, спец. вып. 9, Гостоптехиздат, 1954.

И. Ю. Лапкин, Б. П. Стерлин

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕ-ГАЗОНОСНОСТИ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

ВВЕДЕНИЕ

Территория, занимаемая северо-западным погружением Донецкого складчатого сооружения и Днепровско-Донецкой впадиной, характеризуется толщей осадочных пород палеозоя, мезозоя и кайнозоя, общая мощность которых в наиболее погруженных частях региона превышает 5—6 тысяч метров. Основные черты геологического строения Днепровско-Донецкой впадины изложены во II томе настоящих очерков.[1] С указанными выше отложениями связаны многочисленные нефте-газопроявления, обширный перечень которых имеется в опубликованных уже работах, поэтому мы коснемся лишь главнейших из них, ставших известными главным образом в последние 6—8 лет. Жидкая нефть и битумы нефтяного ряда давно отмечены в породах среднего (?) и верхнего девона в брекчиях соляно-купольных структур Роменской, Исачковской, Дмитриевской, Петровской.

В настоящее время приток нефти был получен из песчаных отложений верхнего девона на Зачепиловской площади к юго-востоку от Полтавы.

В отложениях нижнего карбона помимо широкоизвестных нефте-газопроявлений на северной и северо-западной окраинах Донецкого кряжа, связанных, как правило, с карбонатными породами, насыщенные нефтью песчаники обнаружены сейчас на склоне Украинского кристаллического массива в районе Шульговки, Петриковки, Павлограда и Ново-Московска. В Шульговке из песчаников нижнего карбона на глубине 184,2—196,0 *м* был получен суточный приток нефти в 1,5 *л*. Нефть оказалась тяжелой (уд. вес 0,9485), сернистой, высокосмолистой и малопарафинистой.

В районе Михайловки (южная краевая часть Днепровско-Донецкого грабена) в песчаниках визейского яруса оконтурена залежь газа промышленного значения.

Отложения нижнего карбона содержат промышленные скопления нефти на вступившем в строй в 1951 г. Радченковском месторождении. Суточная добыча нефти из различных скважин колеблется здесь от 1 до 20 *т*. Нефтяная залежь в среднем карбоне обнаружена и на Сагайдакской площади, признаки нефти отмечались в отложениях того же возраста Петровской опорной скважины.

---

[1] См. И. Ю. Лапкин, Б. П. Стерлин. Днепровско-Донецкая впадина, Очерки по геологии СССР (по материалам опорного бурения), т. II. Труды ВНИГРИ, вып. 101. Гостоптехиздат, Л., 1957.

К отложениям нижней перми приурочены крупнейшие скопления горючего газа нефтяного происхождения в зоне сочленения Днепровско-Донецкого грабена с Донецким складчатым сооружением (Шебелинка). Газовые фонтаны из этих же отложений получены на Спеваковской структуре.

С песчаными континентальными образованиями верхней перми, нижнего триаса и низов средней юры связаны газопроявления и промышленные скопления горючего газа на Радченково и Шебелинке (верхняя пермь и нижний триас), на Терновской и Сагайдакской площадях (нижний триас), на Руновщанской и Солоховской площадях (средняя юра). При перебуривании известняков верхней юры на Голубовской структуре (Купянская опорная скважина) отмечалась нефтяная пленка на поверхности глинистого раствора, поступившего из скважины. Интенсивное выделение газовых струй из глинистого раствора имело место при проходке песков сеноманского яруса (скважина № 1-Р на Глинской площади, глубина 1035 *м*).

Таким образом, в разрезе осадочных пород, слагающих рассматриваемую территорию, в стратиграфическом диапазоне от девона до низов верхнего мела, от Ромен на западе до меридиана Ворошиловграда на востоке и восточнее, наряду с установленными уже промышленными залежами нефти и газа, имеются и многочисленные нефте-газопроявления, что позволяет положительно оценивать перспективы нефте-газоносности всей этой территории.

В связи с тем, что понятие «нефте-газоматеринские отложения» не получило еще достаточно четкого и однозначного определения, крайне затруднительно указать таковые для Днепровско-Донецкой впадины (см. сб. статей «Происхождение нефти» под ред. М. Ф. Мирчинка, А. А. Бакирова и др., 1955).

В то же время, если придерживаться наиболее широко распространенного мнения о том, что обогащенные органическим веществом осадки, отлагающиеся в водной среде с восстановительной или слабовосстановительной обстановкой и представленные преимущественно пелитовыми осадками в условиях длительного и устойчивого погружения, становятся нефтематеринскими, то применительно к рассматриваемой территории такие условия предполагаются в девоне, нижнем и среднем карбоне, верхнем лейасе, байосе и нижнем бате.

В опубликованной в 1954 году монографии АН УССР (см. лит.) изложена история изучения нефте-газоносности Днепровско-Донецкой впадины и приведены обширные списки литературы по этому вопросу.

НЕФТЕ-ГАЗОНОСНОСТЬ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ РЕГИОНОВ

Воронежский кристаллический массив перекрыт моноклинально залегающими маломощными осадками палеозоя и мезо-кайнозоя со следами длительных континентальных перерывов (фиг. 1). На юго-западе массива, где наблюдается наибольшее его погружение, мощность осадочного покрова не превышает 925 *м* (Путивль).

Какие-либо признаки нефте-газоносности в разрезе Путивльской разведочной скважины не отмечены. Здесь на докембрийских кристаллических породах залегают глинистые образования визейского и намюрского ярусов нижнего карбона мощностью 144 *м*. Выше располагается толща

континентальных пестроцветов триаса, отнесенная ошибочно прежними исследователями к средней юре. Мощность триасовых пестроцветов равна 170 *м*. Над ними залегают континентальные пески средней (?) юры мощностью 45 *м*, верхнеюрские морские и континентальные песчано-глинистые осадки мощностью 195 *м*, пески и мел меловой системы, перекрытые третичной толщей.

К северу от Путивля разрез осадочной толщи еще более сокращается в мощности за счет выпадения осадков намюрского и, частично, визейского ярусов, редуцирования триасовой и юрской толщи. Так, в Глухове мощность визе равна 22 *м*, триаса — 10 *м*, юры — 180 *м*.

В Новгород-Северском песчаники верхов средней юры ложатся на докембрий на глубине 384 *м* от поверхности, в Гостищеве глины нижнего бата залегают на известняках визе, мощность которых равна 8 *м*. Ниже, на глубине 475 *м* от поверхности, здесь вскрыт докембрийский фундамент.

Все сказанное, а также отсутствие здесь ловушек нефти и газа позволяют рассматриваемую часть Воронежского кристаллического массива отнести к категории бесперспективных земель.

Другие части массива изучены значительно слабее. Согласно геофизическим данным, поверхность кристаллического основания с севера погружается на юго-восток до 1800 *м* (Миллерово), 2500 *м* (Старобельск). К юго-западу (Смелое) мощность перекрывающих его осадочных образований достигает 2218 *м*.

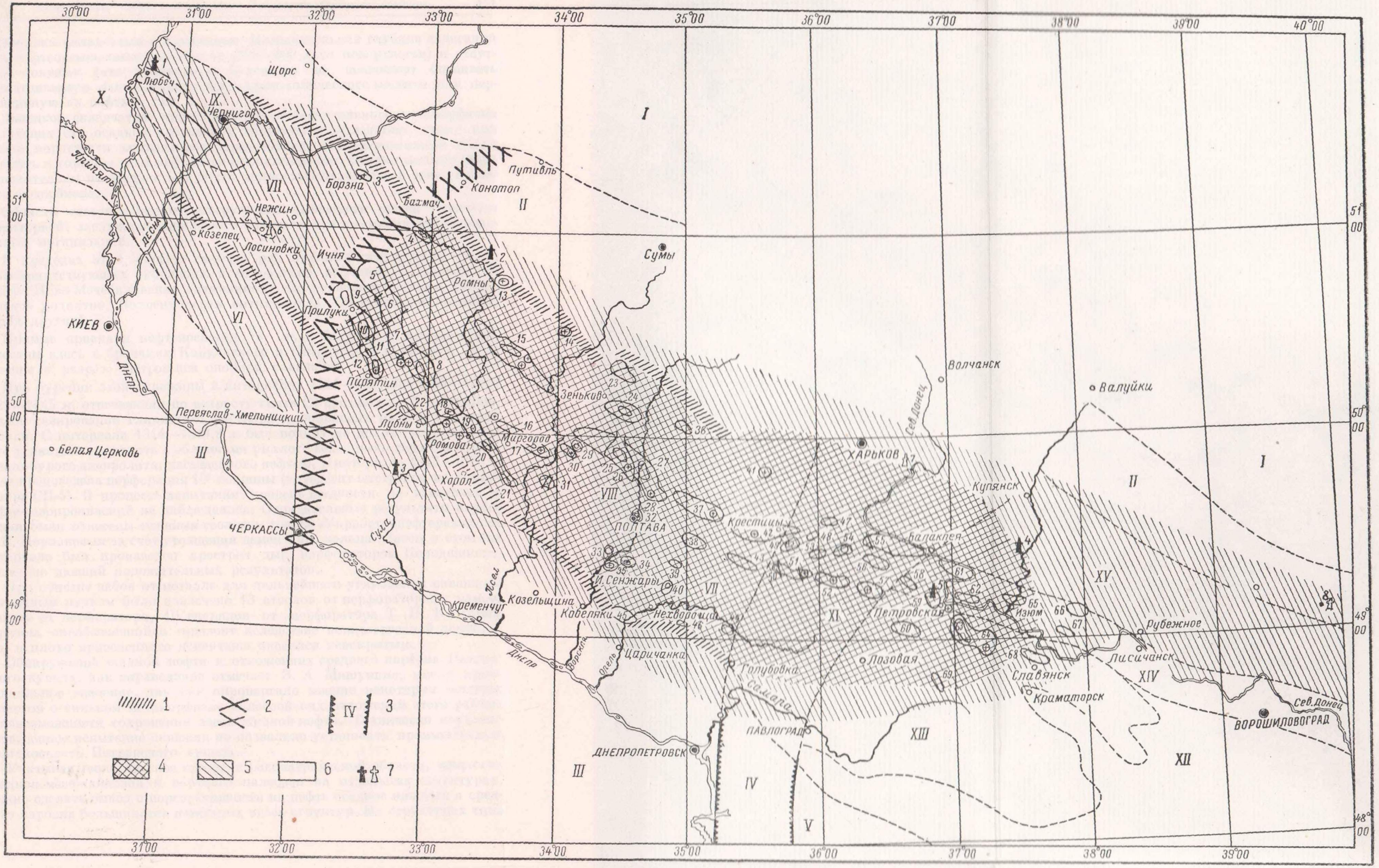
Смеловская опорная скважина является пока единственной глубокой скважиной, пробуренной на моноклинальном южном склоне Воронежского массива. Поэтому полученные в процессе ее бурения отрицательные результаты в части нефте-газоносности вскрытого разреза не дают основания относить южный склон массива к категории бесперспективных земель.

Здесь могут быть встречены залежи нефти и газа стратиграфического типа, а также залежи, приуроченные к возможным небольшим антиклинальным перегибам осадков палеозоя. Наиболее интересным представляется участок между Роменской соляной структурой и Смеловской опорной скважиной, где на расстоянии 25 *км* происходит выклинивание нефтеносного девона, известного в брекчии Роменского купола. Здесь на выклинивании нефтеносных пластов девона могут оказаться богатые залежи литологического типа и залежи, запечатанные стратиграфическими несогласиями.

Украинский кристаллический массив по тем же причинам, что и Воронежский, относится к бесперспективным землям.

Северный погруженный склон Украинского кристаллического массива в отличие от склона Воронежского массива характеризуется меньшими мощностями перекрывающих его осадочных образований. Максимальная их мощность достигает в районе Райзерово 1424 *м*. Залегающая на кристаллическом основании толща осадочных пород образует пологую моноклиналь, сложенную отложениями нижнего и низов среднего карбона, верхнепермскими, триасовыми, юрскими, меловыми и третичными отложениями, несущими следы длительных континентальных перерывов.

На склоне Украинского кристаллического массива в районе Ново-Московска, Петриковки и Шульговки в ряде скважин в отложениях нижнего и низов среднего карбона, как указывалось выше, встречены песчаники, насыщенные густой нефтью, по-видимому мигрировавшей сюда со стороны Днепровско-Донецкого грабена и зоны его сочленения



Фиг. 1. Схематическая карта перспектив нефте-газоносности Днепровско-Донецкого грабена и прилегающих регионов.

1 — зона краевых разрывов Днепровско-Донецкого грабена; *2* — Драбовско-Кировоградская полоса региональных минимумов силы тяжести; *3* — разломы, ограничивающие Запорожский грабен; *4* — область перспективная; *5* — область невыясненных перспектив; *6* — область бесперспективная; *7* — пробуренные и проектные опорные скважины; *1* — Черниговская; *2* — Смеловская; *3* — Рейзеровская; *4* — Купянская; *5* — Петровская; *6* — Нежинская; *7* — Харьковская (Чугуевская); *8* — Благовещенская (Беловодская).

Тектонические элементы: *I* — Воронежский кристаллический массив; *II* — Южный склон Воронежского кристаллического массива; *III* — северо-западная Днепровско-Бугская часть Украинского кристаллического массива; *IV* — Запорожский поперечный грабен Украинского кристаллического массива; *V* — юго-восточная Приазовская часть Украинского кристаллического массива с герцинскими изверженными породами; *VI* — северный склон Украинского кристаллического массива; *VII* — Днепровско-Донецкий грабен; *VIII* — центральная часть Днепровско-Донецкого грабена; *IX* — Черниговский выступ кристаллического фундамента; *X* — Припятская впадина; *XI* — зона сочленения Днепровско-Донецкого грабена с Донецким складчатым сооружением и Преддонецким прогибом; *XII* — Донецкое складчатое сооружение; *XIII* — область северо-западного погружения Донецкого складчатого сооружения; *XIV* — зона окраинной мелкой складчатости и надвигов Донецкого складчатого сооружения; *XV* — Преддонецкий прогиб.

Структуры: *1* — Любечская; *2* — Нежинская; *3* — Борзнянская; *4* — Дмитриевская; *5* — Иваницкая; *6* — Лелиховская; *7* — Гнединцовская; *8* — Чернухинская; *9* — Прилуцкая; *10* — Журовская; *11* — Антоновская; *12* — Каплинцовская; *13* — Роменская; *14* — Синевская; *15* — Глинско-Разбышевская, *16* — Мало-Сорочинская; *17* — Радченковская; *18* — Исачковская; *19* — Ромодановская; *20* — Кибинцовская; *21* — Петривцевская; *22* — Калайдинская; *23* — Чупаховская (Мало-Павловская); *24* — Бельская; *25* — Солоховская; *26* — Будищенская; *27* — Диканьская, *28* — Руновщинская; *29* — Жоржевская, *30* — Самаринская; *31* — Сагайдакская; *32* — Полтавская; *33* — Старо-Сенжарская; *34* — Мало-Перещепинская, *35* — Ново-Сенжарская; *36* — Котельвская; *37* — Чутовская; *38* — Карловская; *39* — Андреевская; *40* — Ново-Григорьевская; *41* — Валковская; *42* — Хрестищенская; *43* — Красноградская; *44* — Перещепинская; *45* — Михайловская; *46* — Кременовская; *47* — Рябухинская; *48* — Парасковейская; *49* — Медведовская; *50* — Сосновская; *51* — Павловская; *52* — Мироновская; *53* — Западно-Ефремовская; *54* — Ефремовская; *55* — Шебелинская; *56* — Алексеевская; *57* — Беляевская; *58* — Валвенковская; *59* — Петровская; *60* — Мечебиловская; *61* — Червоно-Донецкая; *62* — Спиваковская; *63* — Камышевахская; *64* — Корульская; *65* — Красно-Оскольская; *66* — Терновская; *67* — Торская; *68* — Славянская; *69* — Гавриловско-Софиевское поднятие.

Заказ 623.

с Донецким складчатым сооружением. Незначительная глубина залегания этих нефтенасыщенных песчаников (300—400 *м* от поверхности) и отсутствие ловушек (что установлено бурением) не позволяют оценивать рассматриваемую часть Украинского кристаллического массива как перспективную на нефть и газ.

Донецкое складчатое сооружение из-за значительного метаморфизма слагающих его осадков палеозоя и отсутствия (вследствие этого) или слабой пористости коллекторов представляет бесперспективный объект на нефть и горючие газы нефтяного происхождения. Осадки мезозоя здесь незначительны по мощности и почти полностью находятся в зоне свободного водообмена.

Область северо-западного погружения Донецкого кряжа является территорией, заслуживающей самого пристального внимания нефтеразведочных организаций.

В пределах этой области имеется ряд крупных структурных форм, благоприятствующих скоплению и сохранению нефтяных и газовых залежей (Ново-Мечебиловская антиклиналь, Средняя антиклиналь, Гавриловское поднятие, Волвенковская антиклиналь, Спеваковское поднятие и ряд других).

Прямые признаки нефтеносности в виде битумов и жидкой нефти известны здесь в брекчиях Корульского и Петровского куполов и обнаружены в разрезе Петровской опорной скважины.

При бурении этой скважины в интервалах 1314—1317,85; 1343—1345; 1428—1445 *м*, отвечающих по возрасту свите C_2^4 среднего карбона, наблюдалось газирование глинистого раствора и появление на нем нефтяной пленки. С интервала 1314—1319,9 *м* был поднят на долоте метр перемятого углистого аргиллита с обломками рыхлого зеленовато-серого и коричневато-бурого алевролита, насыщенного нефтью. В интервале 1313—1320 *м* была произведена перфорация 10″ колонны (пятьдесят выстрелов из перфоратора СП-5). В процессе испытания уровень жидкости не изменился и нефте-газопроявлений не наблюдалось. Отрицательные результаты перфорации были отнесены главным геологом треста «Укрвостокнефтеразведка» С. Е. Черпаковым за счет утолщения цементного кольца. Затем в этом же интервале был произведен прострел дыр перфоратором Колодяжного, также не давший положительных результатов.

При очистке забоя от металла для дальнейшего углубления скважины магнитным пауком было извлечено 13 стволов от перфораторных камер, 5 пуль от перфоратора, 10 снарядов от перфоратора Т. П. К. Таким образом, опробывавшийся горизонт вследствие некачественной перфорации и плохо проведенного цементажа оказался невскрытым.

Обнаружение жидкой нефти в отложениях среднего карбона Петровского купола, как справедливо отмечает З. А. Мишунина, имело принципиальное значение, так как опровергало мнение некоторых местных геологов о сильном метаморфизме палеозойских отложений этого района и невозможности сохранения здесь жидкой нефти. Технически неудачно проведенное испытание скважин не позволило установить промышленную нефтеносность Петровского купола.

Учитывая геологическое строение рассматриваемой области, мощности осадков мезо-кайнозоя и верхнего палеозоя на отдельных структурах, можно сделать вывод о перспективности на нефть осадков нижнего и среднего карбона большинства известных здесь структур. На структурах типа

Средней антиклинали, где в сводовой части обнажаются отложения верхнего триаса, перспективными могут оказаться также и отложения нижней перми и верхнего карбона, перекрытые значительной по мощности толщей мезо-кайнозоя. Нефтеносные отложения девона залегают здесь на глубинах, по-видимому, более 4000 *м*.

Зона мелких складок окраинной мелкой складчатости и надвигов, отделяющая Донецкое складчатое сооружение от Преддонецкого прогиба, известна месторождениями горючего газа угольного происхождения, имеющими, по-видимому, местное значение (Ворошиловград, Кременное, Томашевка и др.). Учитывая сильную нарушенность этой зоны и метаморфизм отложений палеозоя, трудно рассчитывать встретить здесь залежи нефти и газа большого промышленного значения.

Преддонецкий передовой прогиб геологически изучен еще крайне недостаточно, что не позволяет дать промышленную оценку перспектив этого региона. Имеющиеся сейчас геологические и геофизические материалы свидетельствуют о наличии глубокого прогиба пород палеозоя и мезозоя, сопровождающего с севера Донецкое складчатое сооружение почти на всем его протяжении.

На меридиане Ворошиловграда докембрийское основание Преддонецкого прогиба значительно приподнято по отношению к его западной и восточной части благодаря крупному поперечному поднятию, пересекающему весь Донбасс [Д. Н. Соболев, 1938; П. И. Степанов, 1937] с юга на север.

Область Преддонецкого прогиба к западу от Ворошиловграда располагается в пределах полосы развития мощных меловых и мергельных толщ меловой системы, примыкающей непосредственно к Шебелинскому газовому и нефтяному (?) месторождению. В этой части Преддонецкого прогиба перспективы нефте-газоносности следует, помимо осадков карбона и перми (девон залегает здесь на глубинах порядка 4—5 *км*), связывать с отложениями триаса и юры, перекрытыми мощной (до 1000 *м*) толщей меловых и третичных осадков. Перспективность отложений мезозоя возрастает к западу от Купянской опорной скважины, по мере погружения оси прогиба. Здесь в полосе развития верхнего мела между г. Балаклеей и г. Харьковом выявлен ряд структур, закартированных по подошве сеноманского яруса и сложенных вероятнее всего в сводовой части отложениями юры и триаса.

От Ворошиловграда в направлении Сталинградского Поволжья и Прикаспийской впадины снова происходит погружение оси Преддонецкого прогиба, сопровождаемое, естественно, наращиванием разреза и увеличением мощности отдельных его частей.

В непосредственной близости к этой части Преддонецкого прогиба, в 300 *км* к востоку от Ворошиловграда, находится Арчединское газонефтяное месторождение, с продуктивными горизонтами в карбоне и девоне. Еще восточнее к северу от Астрахани могут оказаться нефтегазоносными осадки перми и мезозоя.

Зона сочленения Днепровско-Донецкой впадины с Донецким складчатым сооружением является газоносной. Здесь установлена промышленная газоносность всех свит нижней перми (Шебелинка). Газоносные горизонты залегают на глубине 1300 и более метров. Газ, вероятно, связан с кавернозными и трещиноватыми доломитами, известняками и ангидритами, разделенными 30—40 *м* толщей солей и гипсов. Мощность нижней газоносной толщи равна 100—120 *м*, верхней газоносной толщи соленос-

ной свиты нижней перми — 70—80 *м*. В настоящее время в Шебелинке ниже хемогенной толщи вскрыта свита медистых песчаников, к которой приурочены 4 газоносных горизонта от 45—60 *м* мощности.

Продуктивные горизонты характеризуются большим давлением, значительно превышающим гидростатическое. Свободные дебиты скважин колеблются от 2000 *м³/сутки* до 6 456 000 *м³/сутки*. Содержание тяжелых углеводородов в шебелинском газе достигает 5,7%, а в конденсате, полученном из скв. 1 и 3, были отмечены тяжелые углеводороды вплоть до знака C_{12}, характерные для нефтяных газов.

Химический состав шебелинского газа и его конденсата, приводимый ниже, не оставляет сомнений в их нефтяной природе и не позволяет согласиться с высказанным Н. Ф. Балуховским мнением о том, что скопления газа в Шебелинке обязаны миграции угольного газа при метаморфизации осадков донецкого карбона (табл. 1).

Таблица 1

Номер скважины	Глубина от устья, *м*	Содержание по объему, %								
		CH_4	Тяжелых углеводородов	Разгонка				N_2 + редкие	He + Ne	Ar + K + Xe
				C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12} + высшие			
1	1464	92,54	5,26	1,79	2,91	0,56	—	2,2	0,0599	0,108
3	1536	93,2	5,7	4,2	0,8	0,3	0,4	1,0	—	—
7	1371	85,02	2,98	2,78	0,05	0,15	—	12,0	—	—
9	1542	90,88	5,24	—	—	—	—	3,7	0,0699	0,106

Сходный по химическому составу газ получен недавно из соленосной свиты нижней перми на Спеваковской площади.

Промышленные притоки газа на площади Шебелинского месторождения отмечаются из песчаников триаса, залегающих на глубине 750—850 *м*. Газопроявления имеют место также при проходке песчаников нижней юры.

В брекчии пород неизвестного возраста (пермь или девон) Беляевского соляного купола, расположенного к югу от Шебелинки, содержатся битумы нефтяного типа.

Отложения карбона, пока еще не вскрытые здесь бурением, по аналогии с одновозрастными осадками Днепровско-Донецкого грабена, содержащими продуктивные газо-нефтяные горизонты (Радченково, Сагайдак, Михайловка), несомненно являются перспективными и в этой области. Песчаные толщи мезозойских (триас—юра) отложений при благоприятных структурных условиях могут содержать здесь газовые залежи промышленного значения.

Южная краевая часть Днепровско-Донецкого грабена является нефтегазоносной. Здесь на Радченковском месторождении установлена промышленная нефтеносность песчаных горизонтов нижнего и среднего карбона, промышленная газоносность отложений нижнего триаса и газоносность низов юры. Промышленные скопления нефти в разрезе продуктивной толщи нижнего карбона были встречены здесь, в основном, в отложениях верхней части визейского яруса и в нижней половине намюра. В разрезе

карбона выделяется семь продуктивных пачек под индексами: *1к*, *2к*, *3к*, *4к*, *5к*, *6к* и *7к*, которые в свою очередь делятся на горизонты.

Горизонты *1ка* и *1кб* приурочены к низам башкирского яруса; представлены они песчаниками мощностью первый 3—6 *м* и второй 2—3 *м*. При опробовании горизонты практических результатов не дали.

Горизонт *2 ка* (кровля намюрского яруса) сложен песчаниками и аргиллитами с прослоями известняков. Средняя эффективная мощность песчаников колеблется от 2,5 до 3 *м*. Пористость песчаников варьирует в пределах от 10,2 до 15,2%. Проницаемость не превышает 0,0047 *дарси*.

Горизонт 2 *кб* (в верхней половине намюрского яруса) представлен двумя прослоями песчаника. Пористость песчаников колеблется в пределах от 18,5 до 31,6%, а проницаемость от 0,0003 до 1,8034 *дарси*. Средняя величина пористости по данным ЦНИЛа треста «Укрвостокнефтеразведка» составляет 26,8%, проницаемость — 919,7 *миллидарси*. Скв. 3 при испытании дала приток нефти 12 *т/сутки* с газовым фактором 166 *м³/т*.

Горизонт *2 кв* (намюрский ярус) — аргиллиты с прослоями песчаников, обладающие запахом нефти. Пористость 10,2—14,2%, проницаемость 0,00025—0,1007 *дарси*. При опробовании скв. 7 был получен газ с большим содержанием конденсата.

Горизонт *2 кг* (намюр) — представлен темно-серыми аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Эффективная мощность песчаников колеблется от 3,5 до 4 *м*. Пористость 2,9—6,0%; проницаемость от 0,0002 до 0,0011 *дарси*.

При опробовании скв. 12, 22, 37, 53 получены притоки нефти с дебитами свыше 12 *т/сутки* с высоким газовым фактором.

Горизонт *3 ка* (подошва намюра) — аргиллиты и песчаники с прослоями известняков. Эффективная мощность песчаников достигает 5 *м*. Пористость 25,05%, проницаемость 0,5164 *дарси*.

Горизонт эксплуатируется скв. 11 и 51 со среднесуточным дебитом 2,3 и 12,1 *т* с газовыми факторами 85 и 35 *м³/т*.

Горизонт *3 кб* (в верхней части визе) — песчаник с прослоями аргиллитов и алевролитов. Мощность горизонта 3,5—4 *м*. Пористость 16,7%. Опробован в скв. 15, получено нефти 0,5 *т/сутки*.

Горизонт *4 ка* (в верхней части визе) — основной эксплуатируемый горизонт. Представлен аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Эффективная мощность песчаников от 1 до 3 *м*. Пористость от 13,3% до 21,1%, проницаемость от 0,0001 до 0,0368 *дарси*. Горизонт испытывался во многих скважинах, большинство из которых дали притоки нефти. Дебиты от 1,6 до 43 *т/сутки*. Средний газовый фактор 110,6 *м³/т*.

Горизонт *4 кб* (верхневизейский подъярус). Эффективная мощность песчаников 3,5—5 *м*. Пористость от 12,8 до 19,8%, проницаемость от 0,0018 до 0,1090 *дарси*.

При опробовании горизонта в скв. 5, 15, 16, 19, 24, 25 и 106 получены незначительные притоки нефти с минерализованной водой. Скв. 102 и 106 эксплуатируются и дают до 1—1,5 *т/сутки* нефти. Газовый фактор 40—25 *м³/т*.

Горизонт 4 *кв* (верхняя часть визе) — представлен песчаником мощностью 6 *м*. Горизонт, по данным испытания скв. 5, 11, 106, не представляет промышленного интереса.

Горизонт 4 *кг* сложен в основном средне- и крупнозернистыми песчаниками. Мощность его равна 11—12 *м*. Пористость 13,4—19,8%, про-

ницаемость от 0,006 до 0,522 *дарси*. Большинство опробованных скважин (5, 15, 21, 28, 104) дали минерализованную воду.

Пласт эксплуатируется скв. 103 с суточным дебитом нефти 12 *т* и газовым фактором 97 *м³/т*.

Горизонт *4 кд* (в нижней половине верхневизейского подъяруса) слагается аргиллитами и мелкозернистыми и среднезернистыми песчаниками. Эффективная мощность горизонта 5—6 *м*. Пористость 14,3 — 21,4%, проницаемость от 0,0008 до 0,7233 *дарси*. В большинстве опробованных скважин получена минерализованная вода. В скв. 9 и 8 получена нефть. Дебит скв. 9 — 6,9 *т/сутки*, газовый фактор 65 *м³/т*.

Горизонт *4 кг* представлен, в основном, песчаниками и алевролитами. Пористость 10,2%, проницаемость 0,0932 *дарси*. Указанный горизонт опробовался в скв. 11 и 18. Скв. 18 дала воду с незначительным количеством нефти, а скв. 11 — воду.

Горизонт *5 ка* представлен аргиллитами и алевролитами с прослоями песчаников. Мощность горизонта 5,5—6 *м*. Нефтеносность горизонта выявлена скв. 18 и 42 (1 и 3 *т/сутки*).

Горизонт *5 кб*. Нефть получена из скв. 18 (1,5 *т/сутки*).

Горизонт *5 кг*. Нефтеносность доказана скв. 42 (4 *т/сутки* с газовым фактором 33 *м³/т*).

Горизонт *6 ка*. Нефтеносность установлена в скв. 13, давшей приток нефти с большим количеством воды.

На этом же месторождении в толще нижнетриасовых отложений выделяются два газоносных горизонта: *1 Т* и *2 Т*.

Горизонт *2 Т* — песчаник разнозернистый довольно плотный, известковистый. По данным ЦНИЛа треста «Укрвостокнефтеразведка» пористость его колеблется от 2,14 до 21,8%. В среднем она равна 9,92%; проницаемость 0,24 *миллидарси*. Этот горизонт опробован в скв. 13, 17, 19, 35, 56 и др. В результате опробований данного горизонта из всех указанных скважин был получен приток газа и только в скв. 35 — газ с водой. Данные испытания горизонта *2 Т* приведены в табл. 2.

Таблица 2

Номер скважины	Интервал, *м*		Эффективная мощность, *м*	Средний дебит, тыс. *м³*	Примечание
	кровля	подошва			
13	947	960	11	183,7	При штуцерах $^1/_2''$
17	954	966	10	118,0	То же
19	950	970	18	163,0	»
56	955	960	6	1738,0	Свободный дебит

Горизонт *1 Т* — такой же песчаник, только менее плотный. Пористость 1,63—29,7%, в среднем равна 11,94%. Проницаемость колеблется от 0,1 до 611,5 *миллидарси*, средняя — 54,7 *миллидарси*. Опробование этого горизонта производилось в скв. 10, 25, 26, 31, 32, 34, 35, 49, 50, 106; во всех скважинах получен приток газа, в скв. 28 получен приток воды.

Данные испытания горизонта *1 Т* приведены в табл. 3.

Газ, приуроченный к песчаникам триасового возраста, содержит 0,26 — 0,38% тяжелых углеводородов, метана от 80 до 89,6% и азота 10,2—19,7%.

Таблица 3

Номер скважины	Интервал, *м*		Эффективная мощность, *м*	Средний дебит, тыс. *м*³	Примечание
	кровля	подошва			
25	348	376	6,5	181,6	При штуцере $^1/_2{}''$
21	928	960	13,5	891,0	Свободный дебит
32	359	976	14	589,0	» »
34	958	986	11	812,0	» »
50	947	976	10	1173	

Газоносные песчаники, приуроченные на Радченково к верхам пермских отложений, содержат метана 90,64 — 91,17% (в том числе тяжелых углеводородов 1,23—1,56), азота 7,4 — 7,6%. Таким образом, с переходом к более глубоким горизонтам увеличивается процентное содержание метана и тяжелых углеводородов и уменьшается содержание азота.

Специально проведенными исследованиями с помощью газового кароттажа, в отложениях юры на Радченковской площади, выше газоносной толщи триаса, выявлены в значительном количестве тяжелые углеводороды, что является существенным признаком возможной нефте-газоносности вмещающих их отложений.

Насыщенные нефтью песчаники нижнего и среднего карбона имеются на Сагайдакской структуре, расположенной в 30 *км* к юго-востоку от Радченково.

Здесь в среднем карбоне (пласт VIII по промысловой номенклатуре) оконтурена нефтяная залежь, а в песчаниках нижнего триаса залежь газа. Пласт VIII залегает на абсолютных отметках — 899 — 1050 *м* слагается средне-и крупнозернистыми песчаниками и обладает мощностью от 54 до 76 *м*. Газопроницаемость колеблется от 0,4—0,5 до 1—1,3 *дарси*, пористость равна 10—12% и более.

Нефть, полученная из скв. 1, 2, 9, 18, 20, слабо насыщена газом. Результаты фракционной разгонки нефти указывают на значительную дегазацию и выветрелость. Начало кипения нефти определяется 175°, при 200° выкипает 0,5%, при 230°—5%, при 270° — 1%, при 300° выкипает 24% нефти.

Еще юго-восточнее, на Михайловской структуре, насыщенные нефтью песчаники приурочены к нижнему и среднему карбону. Здесь же в последнее время получены в промышленных количествах и при устойчивом дебите притоки горючего газа нефтяного происхождения.

В отложениях визе известно 4 газовых пласта, которые обозначаются сверху вниз индексами II, III, IV и V.

Пласт V (абсолютная отметка кровли — 819—1086 *м*) представлен мелкозернистыми песчаниками. На отдельных участках песчаники замещаются плотными, слабопроницаемыми алевролитами. Мощность пласта изменяется в довольно широких пределах — от 35—30 *м* (скв. 6, 9, 10) до 8 *м* (скв. 1 и 4); уменьшение мощности пласта наблюдается с юго-востока на северо-запад. В таком же направлении ухудшаются его коллекторские свойства. Проницаемость песчаников колеблется в пределах 70—1200 *миллидарси*.

Промышленное значение пласта V доказано испытанием скв. 13, которая дала фонтан газа с потенциальным дебитом 741,3 тыс. *м*³/*сутки*.

Скв. 6 дала приток минерализованной воды с газом. Режим залежи водонапорный.

Пласт IV (абс: отметка кровли — 774 — 1037 *м*) сложен разнозернистыми песчаниками. Мощность пласта изменяется от 5—7 до 15—18 *м*. Газ получен при опробовании в скв. 6, 9 «бис» и 13. Потенциальные дебиты: скв. 6 и 13 — 1698 тыс. *м*³/*сутки*, скв. 9—1122 тыс. *м*³/*сутки*. Режим залежи водонапорный.

Пласт III (абсолютная отметка кровли — 717—976 *м*) сложен разнозернистыми песчаниками. Мощность пласта довольно непостоянная и изменяется от 7—9 *м* (скв. 1, 2, 13) до 19—20 *м* (скв. 19, 20). В отличие от остальных песчаников визейского яруса, данный пласт обладает проницаемостью от 260 до 1000 *миллидарси* на всей площади Михайловской структуры.

Опробование пласта производилось в скв. 6, 9 «бис» и 18. Все они дали газ с потенциальным дебитом соответственно 1259, 1175, 793 тыс. *м*³/*сутки*. Режим залежи водонапорный.

Пласт II (абсолютная отметка кровли — 698—856 *м*) сложен плотными непроницаемыми алевролитами, и только в районе скв. 9 «бис» и 1 он представлен проницаемыми породами, по всей вероятности, песчаниками. Мощность данного пласта в пределах Михайловской структуры изменяется от 2 до 13 *м*. Газовый фонтан получен из скв. 9 «бис».

Породы девона рассматриваемой части грабена, известные в брекчиях солянокупольных структур (Исачки, Ромодан), содержат примазки нефти.

В центральной части грабена глубокое бурение в районе Глинска выявило нефтепроявления в отложениях юры, триаса и перми. В настоящее время приток нефти получен из коренных пород девона на Зачепиловской площади. Здесь же продуктивными оказались отложения нижнего карбона: в туроне и визе вскрыто 6 мощных газоносных горизонтов. Выше в песчаниках намюра встречена нефть.

На Солоховском поднятии, строение которого еще полностью не выяснено, промышленно газоносными являются песчаники средней юры (байос, верхний бат) мощностью 40—60 *м*, залегающие здесь на глубинах 800—900 *м*.

Состав газа (скв. 6) следующий: 86% метана и 0,17% тяжелых углеводородов. Дебит газа при опробовании достигал 1300 *м*³/*сутки* (скв. 9) при статическом давлении на устье скважины в 78 *атм* и абсолютных отметках интервала перфорации от 684 до 685 *м*. Определение пористости и проницаемости газоносных песчаников юры не производилось из-за их крайней рыхлости.

Северная краевая часть Днепровско-Донецкого грабена имеет нефтепроявления в Дмитровском соляном куполе. Кроме того, здесь же находится широко известный Роменский соляной купол, в брекчии которого встречены обломки известняков девона. Нефтеносные горизонты приурочены здесь к породам брекчии. Отсюда за период 1939—1941, 1944—1945 гг. по данным треста «Укрвостокнефтеразведка» было добыто 7744 *т* нефти. Слабые нефтепроявления в виде нефти в кавернах и мелких трещинах, нефтяной пленки и т. п. отмечались в толще девонской соли, слагающей диапировый шток и в вышележащих терригенных и карбонатных породах девона и карбона. В песчаных горизонтах перми и триаса, юры и сеномана отмечалась слабая насыщенность тяжелой окисленной нефтью.

Опробование горизонтов нормального разреза, охарактеризованных нефтепроявлениями, в некотором удалении от соляного штока, не дало положительных результатов.

Таким образом, в пределах Днепровско-Донецкого грабена стратиграфический интервал с достоверно установленными нефте-газопроявлениями промышленного и непромышленного характера охватывает значительной мощности толщу (более 5000 *м*) осадочных образований от девона до сеномана включительно. Благоприятные для нефтеобразования условия, по-видимому, существовали в отдельные этапы палеозойской и, частично, юрской истории Днепровско-Донецкого грабена.

Породы-коллектора присутствуют во всем разрезе осадочной толщи грабена. В краевых частях грабена перспективными являются отложения палеозоя и раннего мезозоя (триас—нижние горизонты юры). В центральной, испытавшей наибольшее погружение в мезозое, части грабена перспективными могут оказаться и песчаные отложения нижнего мела и сеномана.

Терригенные и карбонатные осадки девона, содержащие на восточной части Русской платформы крупные залежи нефти, являются перспективными и в пределах Днепровско-Донецкого грабена.

Резюмируя все изложенное, можно сказать, что вся территория Днепровско-Донецкой впадины, в пределах которой местами установлена газонефтепроявления и открыты залежи нефти и газа в осадочных породах от девона до сеномана, должна рассматриваться как крупный нефте-газоносный бассейн.

НАПРАВЛЕНИЕ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА В ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЕ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ РЕГИОНАХ

Вся совокупность имеющегося материала по геологическому строению и истории развития нефте-газоносности области депрессий, расположенной между Воронежским и Украинским кристаллическими массивами, позволяет считать, что основные залежи нефти связаны прежде всего с отложениями девона, нижнего и среднего карбона. Перспективы крупной промышленной газоносности следует связывать, главным образом, с отложениями нижней перми, а также карбона, нижнего триаса и средней юры. Выявление структур, сложенных этими отложениями и находящихся в условиях, благоприятных для скопления и сохранения залежей нефти и газа, также как и разведку известных месторождений, следует считать основным направлением дальнейших поисковых и разведочных работ в пределах Днепровско-Донецкой впадины и в соседних регионах. При этом первоочередное значение должно быть уделено структурам, не нарушенным или слабо нарушенным соляной тектоникой.

Соляные купола, имеющиеся на описанной территории, в связи с большими затратами и недостаточным промышленным эффектом, в настоящее время не являются первоочередным объектом разведки.

Разведка нефти в девонских отложениях должна вестись в краевых частях Днепровско-Донецкого грабена и в его северо-западной части (между Ромнами и Черниговом), где эти отложения залегают на глубинах, доступных бурению. Породы карбона нефтеносны в краевых и центральной частях Днепровско-Донецкого грабена, причем в последней край-

не важным является выявление структур, свод которых по карбону или вовсе не размыт, или размыт на незначительную стратиграфическую глубину. Эти же отложения являются перспективными в зоне сочленения Днепровско-Донецкого грабена с Донецким складчатым сооружением, в области северо-западного погружения Донецкого складчатого сооружения и в Преддонецком прогибе.

Газоносные отложения нижней перми развиты на юго-востоке Днепровско-Донецкого грабена (Валки?), в зоне сочленения Днепровско-Донецкого грабена с Донецким складчатым сооружением, и в западной части Преддонецкого прогиба (по направлению к Харькову). Возможно, они окажутся газоносными и в области северо-западного погружения Донецкого кряжа (Средний антиклинал, Славянский купол).

Отложения триаса и юры, содержащие промышленные скопления горючего газа, распространены в Днепровско-Донецком грабене, на севере зоны сочленения его с Донецким складчатым сооружением, и в западной части Преддонецкого прогиба.

Эффективность геологоразведочных и поисковых работ на описанной территории зависит от скорейшего разрешения ряда геологических вопросов, важнейшими из которых на наш взгляд являются следующие.

1. Выяснение характера соотношения Днепровско-Донецкого грабена и Припятьской впадины. В связи с получением промышленной нефти из межсолевых отложений верхнего девона в Белоруссии, актуальность этого вопроса очевидна.

2. Выяснение характера взаимосвязи Днепровско-Донецкого грабена с Преддонецким прогибом и Донецким складчатым сооружением. Уточнение этого структурного контакта может иметь решающее значение для установления времени и этапов формирования нефтяных и газовых залежей указанных территорий.

3. Изучение геологического строения и нефте-газоносности северо-западной части Днепровско-Донецкого грабена между Ромнами и Черниговским выступом кристаллического фундамента.

4. Изучение геологического строения центральных наиболее погруженных частей Днепровско-Донецкого грабена и Преддонецкого прогиба. Глинские скважины, расположенные в центральной части грабена, вскрыли только верхи палеозоя (нижняя пермь, верхний карбон (?), а Купянская опорная скважина освещает геологию и разрез западной наиболее приподнятой части Преддонецкого прогиба.

5. Разработка детальной стратиграфии и фациальной характеристики мезозойских и палеозойских отложений, перспективных в отношении нефте-газоносности.

6. Решение вопроса о наличии в Днепровско-Донецком грабене осадочных толщ древнее верхов среднего девона. Осадки девона, вскрытые Черниговской опорной скважиной, представлены терригенными фациями с эффузивами и туфами — породами, отличными от известных отложений девона других частей грабена.

В целях скорейшего разрешения всех этих вопросов необходимо заложить в пределах Днепровско-Донецкого грабена, зоны его сочленения с Преддонецким прогибом и Донецким складчатым сооружением, и в Преддонецком прогибе три опорных скважины: Харьковскую, Нежинскую и Северо-Ворошиловоградскую, а также пробурить профиль глубоких разведочных скважин между Ромнами и Смелым, Рейзерово и Колайдинцами, Черниговской опорной скважиной и Нежином.

Нежинская опорная скважина. Глубина бурения 3500—3700 *м*. Цель бурения — осветить разрез и тектонику района между Роменским куполом и Черниговским выступом. Здесь на глубине порядка 3500 *м* могут быть вскрыты нефте-газоносные отложения девона и карбона.

Харьковская опорная скважина. Глубина бурения 3500—3700 *м*. Цель бурения — освещение геологии восточной части Днепровско-Донецкого грабена, выявление характера взаимоотношения с Преддонецким прогибом и зоной сочленения (Шебелинское газовое месторождение).

Северо-Ворошиловоградская опорная скважина. Глубина бурения 3500—3700 *м*. Цель бурения — освещение разреза и нефте-газоносности нижнего карбона и девона западной части Преддонецкого прогиба и расшифровка некоторых особенностей строения установленных здесь поднятий платформенного типа.

В задачи, разрешаемые бурением скважины, входит изучение стратиграфии, фаций и нефте-газоносности отложений нижней части среднего и всего нижнего карбона, а также девона, здесь совершенно не изученных. Вместе с тем именно с отложениями нижнего карбона, верхнего и среднего девона на северо-восточном борту Преддонецкого прогиба (район Арчеды и другие поднятия Доно-Медведицких дислокаций), связаны крупные месторождения нефти и газа.

Профиль глубоких разведочных скважин (глубина бурения 3000—3500 *м*) между Ромнами и Смеловской опорной скважиной. Рейзеровской опорной скважиной и Колайдинцами, должен решить вопрос о характере выклинивания в северном и южном направлениях нефтеносных девонских отложений Роменского купола и соленосного девона Колайдинцев. Здесь могут оказаться залежи нефти и газа литологического типа в отложениях девона (и карбона), а также залежи нефти и газа, запечатанные стратиграфическими несогласиями. Не исключено, что вблизи Ромен будут встречены отложения среднего девона и более древние.

В настоящее время в южной краевой части Днепровско-Донецкого грабена — в Михайловке, Зачепиловке, Петривцах, Колайдинцах — вскрыта мощная (свыше 3500 *м*) надсоленосная терригенная толща верхнего девона. В связи с этим перспективность отложений девона значительно возрастает как в южной краевой части грабена, так и в междупольных пространствах других его частей.

Глубокие разведочные скважины по профилю Черниговская опорная скважина — Нежин должны решить вопрос о характере и месте фациального замещения соленосных отложений девона туфогенными, а также выявить нефте-газоносность девона и карбона северо-западной части Днепровско-Донецкого грабена.

Для решения вопросов региональной геологии, выявления новых и уточнения строения уже известных локальных структур, в пределах этой территории необходим большой комплекс геофизических работ с целью поисков локальных структур, включая структуры, ненарушенные или слабо нарушенные соляной тектоникой (типа Радченково, Михайловки, Солохи и т. п.).

Помимо этого необходимо провести гравиметрические и сейсмические работы методом профилирования в направлении от Шебелинки и Купянска к Харькову и Ахтырке для выяснения взаимосвязи Преддонецкого

прогиба, южного склона Воронежского массива, Днепровско-Донецкого грабена и Донецкого складчатого сооружения.

В части разведочного и поискового бурения следует подчеркнуть большое значение (для решения вопросов региональной геологии и поисков новых структур) начатого ГПК треста «Укрвостокнефтеразведка» профильного бурения колонковых скважин, в западной части Преддонецкого прогиба и на востоке Днепровско-Донецкого грабена. Такое же профилирование вкрест простирания основных структурных элементов грабена следует провести в его западной части, между Черниговом и Ромнами, и в зависимости от полученных результатов продолжить его.

Научной основой проведения дальнейших поисков нефти и газа в пределах рассмотренной территории должно явиться выяснение истории формирования ее тектонических регионов и локальных структур. С этим же теснейшим образом связан и вопрос об этапах формирования нефтяных и газовых залежей и их сохранности.

ЛИТЕРАТУРА

В е б е р В. В. Проблема нефте-газоносности Донецкого бассейна. Гостоптехиздат, 1945.

В е б е р В. В. Нефте-газоносность юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины и задачи дальнейших геологических работ. Тр. Научн.-геол. совещания по нефти, горючему газу и озокеритам УССР. Изд. АН УССР, 1949.

Геологическое строение и газо-нефтеносность Днепровско-Донецкой впадины Изд. АН СССР. Киев, 1954.

К о з л о в А. Л. Проблемы геохимии природных газов. Гостоптехиздат, 1950.

Происхождение нефти. Сборник статей под редакцией М. Ф. Мирчинка, А. А. Бакирова и др., Гостоптехиздат, 1955.

П. К. Иванчук

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ЮГО-ЗАПАДНОГО И ЮЖНОГО ПРИЧЕРНОМОРЬЯ

Территория, расположенная вдоль южной и юго-западной окраины Русской платформы, всегда представляла интерес как область, имевшая тенденцию к погружению. На территории Причерноморья опорным бурением изучено два участка, разделенных заливом Черного моря: Прутско-Днепровское междуречье, на западе, и степной Крым, на востоке.

Большинство геологов, изучавших территорию Прутско-Днестровского междуречья в тектоническом отношении, выделяют в пределах ее три структурных элемента; платформенный на севере, горное сооружение — Добруджу на юге и область предгорного Преддобруджинского прогиба, расположенную в центре между ними.

В Крымской области М. В. Муратов [1949] выделяет ряд тектонических элементов, а именно геоантикликальный горный Крым и восточное замыкание Альминско-Варненской депрессии на юге и в пределах степного Крыма Тарханкутско-Добруджинский вал и замыкания Каркинитской и Азово-Кубанской (Индоло-Кубанской) впадин.

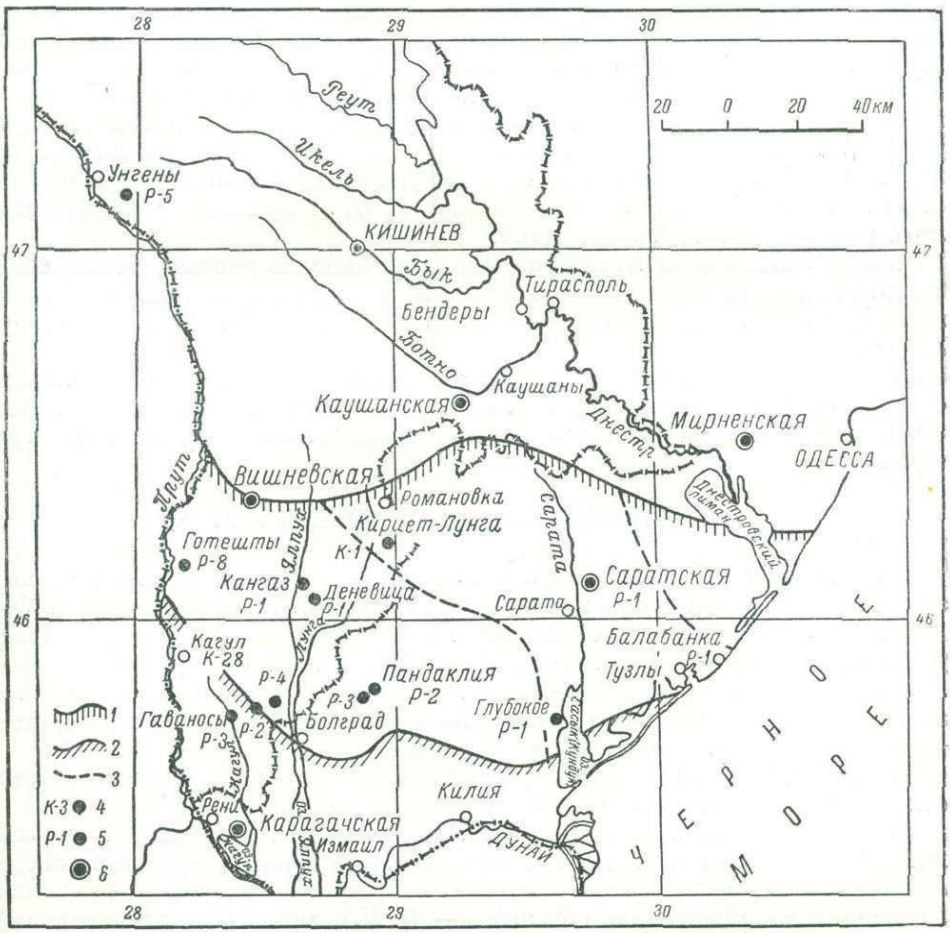
Хотя юг Молдавии и юго-запад Одесской области были изучены многими исследователями — представление о глубинном геологическом строении этого региона было недостаточным. Все сведения о нем, к моменту начала опорного бурения, были ограничены, в основном, данными о строении только верхних слоев разреза. Так, было известно, что значительная часть поверхности междуречья сложена третичными отложениями, и в ряде районов в результате геологосъемочных работ были выявлены локальные поднятия, связь которых с более древними структурами не была ясной. К этому моменту стали известны газопроявления в сарматских отложениях в районе г. Унген и г. Болграда, а в одной из болградских разведочных скважин было установлено присутствие мощных отложений юрского возраста.

Близкое расположение южных и юго-западных районов Молдавии и юго-запада Украины к Румынской нефтеносной провинции выдвигало эту территорию в разряд перспективных площадей.

Примерно такая же картина может быть начертана и в отношении восточных районов Причерноморья, расположенных в степном Крыму. К моменту начала опорного бурения было в достаточной степени известно строение верхней части разреза, сложенной третичными отложениями, наличие складчатости на площади Тарханкутского полуострова, где в сводах некоторых структур обнажались более древние отложения —

палеогена и мела. В целом этот район был изучен в меньшей мере, чем Молдавия. Отсутствие данных о глубинном строении степного Крыма, а также соседство его с Керченским полуостровом, где известны залежи нефти и газа, выдвинули и этот район в разряд заслуживающих постановки опорного бурения.

В пределах Молдавии и Одесской области опорное бурение проводилось в период с ноября 1948 г. по сентябрь 1954 г. На этой территории



Фиг. 1. Схематическая карта Прутско-Днестровского междуречья.

1 — контуры платформы и Преддобруджинского прогиба; *2* — контуры Добруджи и примыкающего к ней прогиба; *3* — ориентировочные контуры поперечного поднятия; *4* — колонковые скважины; *5* — разведочные скважины; *6* — опорные скважины.

вдоль южного склона платформы были пробурены три опорные скважины: Вишневская (на западе), пройденная в 1 *км* к западу от с. Качулия Байманклийского района Молдавской ССР и в 20 *км* к юго-западу от железнодорожной станции Яргара; Каушанская (в центре этой полосы), заложенная в районе с. Салкуца Кайнарского района Молдавской ССР и в 9 *км* к юго-востоку от железнодорожной станции Кайнары, и, наконец, Мирненская на востоке, расположенная у с. Мирного в 38 *км* к западу от г. Одессы.

В центре Преддобруджинского предгорного прогиба была пробурена одна опорная скважина — Саратская, находящаяся в 1,2 *км* севернее с. Плахтеевка Саратского района Одесской области. В юго-западной части Одесской области в пределах северо-западного склона Добруджи была пройдена Карагачская скважина, расположенная в 3,5 *км* к северу от с. Лиманское Ренийского района (фиг. 1).

Помимо опорного бурения в пределах западной и отчасти восточной частей междуречья был выполнен значительный объем структурно-колонкового и поисковоразведочного бурения, сопровождавшегося геофизическими исследованиями. Разведочное бурение проводилось на юге, в пределах северного склона Добруджи — южного крыла прогиба, в пунктах с. Гаваносы, у г. Болград, с. Пандаклия (Ореховка), вдоль р. Прута у г. Кагула и к северу от него; в центре западной половины интересующей нас области, в районе сс. Кангаз и Деневица и в восточной половине области прогиба у с. Балабанка (к востоку от с. Тузлы) и у с. Глубокое, к юго-востоку от г. Татарбунара.

Одновременно в распоряжении геологов имелись данные, освещающие Прикрутский разрез пород, вскрытый разведочными скважинами у г. Унгени, а также днестровский разрез палеозойских пород севера Молдавии.

Полученные геологические данные, заключающие в себе результаты опорного и разведочного бурения на территории всего междуречья, дали более полное представление о геологическом строении этой части Причерноморья.

ПРУТСКО-ДНЕСТРОВСКОЕ МЕЖДУРЕЧЬЕ

Некоторые сведения о результатах опорного бурения по отдельным скважинам уже были опубликованы в статьях Г. М. Аванесьяна [1954], В. С. Бабая [1954], Г. Х. Дикенштейна [1953], В. Н. Корценштейна [1951—1954], М. В. Муратова [1949, 1955], П. М. Сухаревича [1954—1956], А. А. Чумакова [1954—1956][1]. Настоящий очерк является опытом подведения итогов опорного бурения по огромной территории и не претендует на полноту освещения всех вопросов.

Сведения, изложенные ниже, дают краткое представление о разрезе отложений, вскрытых опорными скважинами.

В Каушанской опорной скважине, по данным Е. Г. Буровой, вскрыты отложения сармата (полностью), олигоцена, верхнего и среднего эоцена, верхнего мела, представленного сантоном, турон-эмшером и сеноманом (последний выделяется нами условно — *П. И.*), юры (оксфорд-кимеридж), силура, кембрия и докембрия (выделяется нами — П. И.). Глубина скважины 1415 *м*, абсолютная отметка устья + 49,5 *м*.

Разрез Вишневской опорной скважины представлен комплексом отложений, в состав которых входят: понт, мэотис, сармат (полностью), тортон, олигоцен, эоцен (полностью), меловые отложения (выделенные А. Г. Завидоновой условно), титон, силур (верхние горизонты), кембрий,

[1] В статье использованы данные, приведенные в сводных отчетах о научной обработке геологических материалов Вишневской, Джанкойской, Карагачской, Каушанской Керлеутской, Мирненской, Ново-Степановской и Тарханкутской скважин, авторы: А. А. Балакина, В. С. Бабай, Е. Г. Бурова, Е. А. Грибова, Г. Х. Дикенштейн, Л. Я. Дмитриева, А. Г. Завидонова, В. А. Загоруйко, А. Е. Каменецкий, Г. Ф. Колобова, В. Н. Корценштейн, Т. Т. Радюшкина, И. М. Сирик, О. В. Снегирева, А. А. Ханин.

рифей (? *П. И.*) Последние вскрыты неполностью. По нашему мнению, отсутствие верхней части кембрия и нижней части силура объясняется причинами тектонического порядка. Глубина скважины — 2000,4 *м*, абсолютная отметка ее устья + 273 *м*.

Скважина у с. Мирное описана В. Н. Корценштейном, который в разрезе ее выделяет понт, мэотис, сармат верхний и средний, олигоцен, эоцен полностью, палеоцен, верхний мел (кампан — сеноман), верхи силура, кембро-ордовик (? *П. И.*), кембрий и докембрий (*П. И.*). Скважина пробурена до глубины 1628,98 *м*, абсолютная отметка устья скважины +44,18 *м*.

Комплекс пород, встреченный в выше перечисленных скважинах, характеризует разрез краевой части платформы.

Скважина в Сарате была исследована Т. Т. Радюшкиной при участии *Л. Я. Дмитриевой и В. С. Бабаевой*. Скважиной последовательно был вскрыт мэотис, сармат (полностью), олигоцен, эоцен (без подразделения), верхний мел, за исключением маастрихта, нижний мел (?), юра (в составе келловея, оксфорд-кимериджа и титона), верхний силур и кембрий. Скважина имеет абсолютную отметку устья +54,73 *м* и прошла разрез осадочных пород до глубины 1701 *м*, который освещает зону Преддобруджинского прогиба.

Карагачская опорная скважина, по данным В. Н. Корценштейна, вскрыла разрез северного крыла Добруджи. Им проведена следующая стратиграфическая разбивка сверху вниз: левантинские (поратские *П. И.*) слои, понт, мэотис, сармат (верхний и средний), мезозой (юра?), средний и верхний палеозой (карбон-девон?). Глубина скважины 757,37 *м*, абсолютная отметка устья скважины + 9,5 *м*.

Разрезы опорных скважин с данными о мощностях, отметках глубины залегания отдельных горизонтов и литологические колонки приведены на фиг. 2[1]. Более подробное изложение стратиграфии региона дается снизу вверх для каждой системы отдельно.

СТРАТИГРАФИЯ

Докембрий

Породы фундамента

На Севере Молдавии на р. Днестр, к северо-западу от г. Сороки с давних времен были известны выходы изверженных пород у с. Косоуцы, представленные розовыми гранитами и гранодиоритами.

В последние годы получено представление о породах, слагающих кристаллический фундамент платформы и Преддобруджинского прогиба и о глубинах залегания его в некоторых пунктах.

На западе, в среднем течении р. Прут у г. Унгени разведочные скважины в подошве осадочной толщи вскрыли граниты розоватой окраски, перекрытые 19—20-метровой пачкой метаморфизованных филлитоподобных сланцев.

В районе Каушаны опорная скважина в основании осадочного комплекса встретила мигматитовые породы, пройдя в них 14 *м*, не вскрыв при

[1] К сожалению, следует констатировать, что данные, изображенные А. Г. Завидоновой в разрезе Вишневской скважины, по некоторым свитам (кембрий и силур) не соответствуют текстовому описанию их литологического состава, приведенному тем же автором в сводном отчете. Такое же несоответствие можно отметить по разрезу известняков в Карагачской скважине, где не показаны алевролиты.

этом гранитоидных толщ. Эти мигматиты представлены в основном сильно метаморфизованными сланцеватыми песчаниками неоднородного строения. Порода частично изменена инъекциями гранита и воздействием гидротермальных проявлений, что обусловило обогащение ее карбонатами. Метаморфизованные песчаники имеют зеленовато-серую окраску; в основном они сланцеватые, реже массивные. Угол сланцеватости измеряется в 45° и является преобладающим.

В целом породы представляют смешение метаморфических осадочных и магматических образований в разнообразном сочетании. В породах наблюдаются трещины различной ориентировки (45—90°) вплоть до взаимного друг с другом пересечения со следами подвижек. Трещины заполнены кальцитом и кварцем.

Мирненская опорная скважина встретила граниты и реже гранитогнейсы. Граниты средне- и мелкокристаллические с пятнистой и полосчатой структурой. Среди них выделяются две разности — плагиограниты и микроклиновые. Первые встречаются чаще и имеют серую и розовато-серую окраску. В гранитах развиты трещины скола и зеркала скольжения, которые ориентированы как вертикально, так и под углом от 60 до 50°. Трещины заполнены кальцитом и кварцем. В основании нижнего кембрия залегает прослой аркозового песчаника с обломками гранитов, метровой мощности, который В. Н. Корценштейн рассматривает как переотложенный эллювий кристаллического фундамента. Над песчаниками вскрыто 3 *м* шоколадно-коричневых аргиллитов, среди которых отмечен разнообразный песчано-гравийный материал вплоть до обломков гранитов. Метаморфизация их, замеченная при личном просмотре образцов этих пород, позволяет считать их аналогичными мигматитам Каушанской скважины.

Часть разреза отложений Молдавии, отнесенная нами в 1951 г. к докембрию, Е. Г. Буровой выделяется как мигматиты, а В. Н. Корценштейном как элювий-граниты. Эти отложения были встречены всего в трех скважинах — в Унгени (по данным скв. 5-Р), где мощность их достигает 19 *м*, в Каушанской опорной скважине, где видимая мощность их равна 15 *м*, и в Мирненской опорной скважине с мощностью 4 *м*. Литологический характер пород: сланцы (Унгени), сланцеватые песчаники (Каушаны), песчаники и аргиллиты (Мирное), свидетельствует об их осадочном происхождении, а их структура и текстура о сильной метаморфизации Рассматривать их как породы кристаллического фундамента, синхроничные гранитоидам, было бы неправильно, так как их образование, безусловно, не было одновременным. Наличие метаморфических осадочных пород свидетельствует о том, что кристаллический фундамент платформы, сложенный гранитоидной массой, в докембрийское время покрывался водами какого-то морского бассейна, отложившего свои осадки. Различная мощность докембрия прежде всего объясняется удаленностью друг от друга пунктов их вскрытия, а кроме того, могла возникнуть в связи со значительной расчлененностью кристаллического фундамента, сложенного гранитоидами.

Генетическая и возрастная аналогия этих пород разделяется и другими исследователями. Е. Г. Бурова считает метаморфические сланцы Унгенского и песчаники Каушанского разрезов синхроничными. П. М. Сухаревич (1956), хотя и в условной форме, склоняется к их протерозойскому возрасту. Таким образом, допалеозойский фундамент сложен кристаллическими и метаморфическими породами.

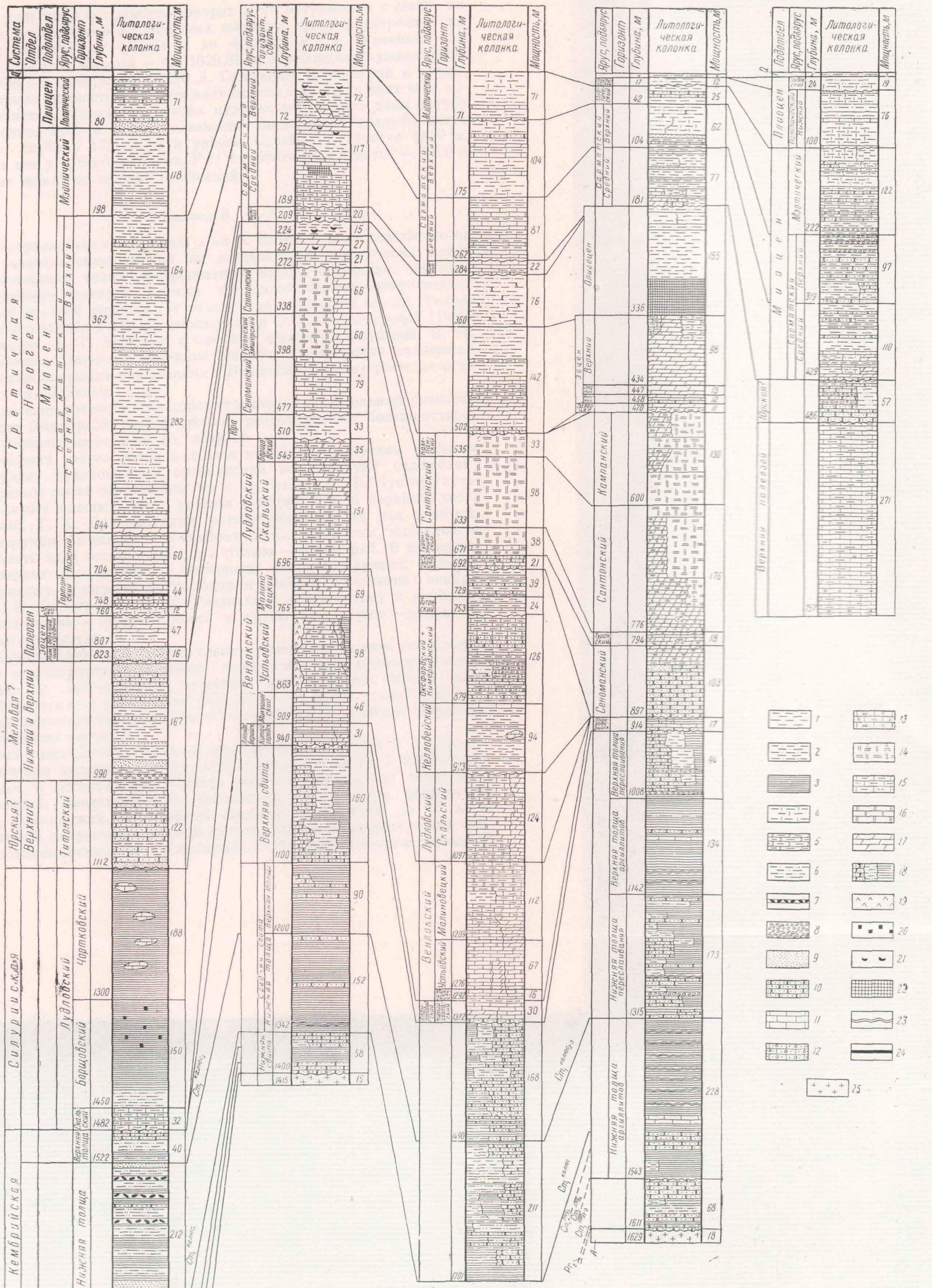
Вишневка (по А.Г. Завидоновой)

Каушаны (по Е.Г. Буровой, Н.К. Субоч и А.В. Копелиовичу)

Сарата (по Т.Т. Радюшкиной и Л.Я. Дмитриевой)

Мирное (по В.Н. Корценштейну и В.С. Бабай)

Карагач (по В.Н. Корценштейну)


Система
Отдел
Подотдел
Ярус, подъярус
Горизонт
Глубина, м
Литологическая колонка
Мощность, м
Четвертичная
Неоген
Миоцен
Плиоцен
Меловая?
Палеоген
Юрская?
Силурийская
Кембрийская
Рифейская?
Понтический
Киммерийский
Сарматский
Средний
Верхний
Нижний
Мэотический
Акчагыльский
Апшеронский
Бакинский
Эоцен
Верхний
Олигоцен
Верхний
Нижний
Турон
Сенонский
Коньякский
Сантонский
Кампанский
Маастрихтский
Датский
Палеоцен
Верхний
Средний
Нижний
Датский
Маастрихтский
Кампанский
Сантонский
Коньякский
Туронский
Сеноманский
Альбский
Аптский
Барремский
Готеривский
Валанжинский
Титонский
Кимериджский
Оксфордский + Келловейский
Келловейский
Батский
Байосский
Ааленский
Тоарский
Плинсбахский
Синемюрский
Геттангский
Рэтский
Норийский
Карнийский
Ладинский
Анизийский
Оленекский
Индский
Татарский
Казанский
Уфимский
Кунгурский
Ассельский
Верхняя
Средняя
Нижняя
Ольчедаевский
Ломозовский
Иракчиевский
Ярышевский
Мерешовский
Минковецкий
Соколецкий
Комаровский
Верхняя толща
Средняя толща
Нижняя толща
Верхняя толща переслаивания
Нижняя толща переслаивания
Верхняя толща аргиллитов
Нижняя толща аргиллитов
Ст. калюс
Ст. ларг
Ст. ямпол
Ст. каменс
Ст. ларг
Ст. ямпол
Ст. каменс
Ст. ларг
Ст. ямпол
Ст. камен

Глубина залегания фундамента говорит о его погружении с севера на юг. Так, на р. Днестре, в естественных выходах, граниты встречены на абсолютных отметках от +74,64 *м* до +154,14 *м*, в Унгенах — на 1152 *м* (скв. Р-5), в Мирном — на 1626,89 *м*, в скважине Каушаны ожидаемая глубина их вскрытия —1370 *м*. Скважины Вишневская и Саратская не вскрыли полностью разреза палеозойских пород, в силу чего абсолютные отметки фундамента в этих пунктах могут быть даны сугубо ориентировочно. Так, в районе скважины Вишневской граниты могут залегать на глубине 1755 *м*, а в районе Сараты на отметке 1850 *м*. Наконец, на юге у г. Болграда (скв. Р-1) на абсолютной отметке — 2100 *м* скважина не вышла из юрских отложений.

Палеозой

На метаморфизованных породах, а на р. Днестре непосредственно на гранитах залегает значительная по мощности, фаунистически плохо охарактеризованная толща пестроцветных пород, слагаемая: песчаниками аркозовыми, алевролитистыми, кварцитовидными; алевролитами; аргиллитами пестрой окраски (от красной до зеленой и серой). Разрез ее лучше всего изучен Г. Х. Дикенштейном и О. И. Никифоровой [1948] на р. Днестре Е. Г. Буровой в опорной скважине Каушаны, В. Н. Корценштейном в опорной скважине Мирное. Аналогичные отложения вскрыты также опорными скважинами в Вишневке, Сарате и разведочными в Унгенах и Деневице.

В определении возраста этих пород существует значительный разнобой Единственно бесспорной точкой зрения, разделяющейся большинством, является нижнепалеозойский их возраст.

Днестровский разрез низов палеозоя изучался румынским геологом Т. Васкауцану, установившим ордовикский возраст этих отложений; Н. И. Лариным также относившим их к ордовику; Л. Ф. Лунгерсгаузеном, считавшим нижнюю часть разреза кембрийской, а верхнюю часть ордовикской, Г. Х. Дикенштейном, рассматривавшим их как кембрий, П. К. Иванчуком, отнесшим их к кембрию, Б. С. Соколовым, выделившим нижнюю часть их в состав синия, а верхнюю — в кембрий. В последние годы исследователи, изучавшие материалы опорного бурения, отнесли: В. Н. Корценштейн нижнюю часть толщи к кембрию, а верхнюю к кембро-ордовику; Е. Г. Бурова и Т. Т. Радюшкина — всю толщу к кембрию; А. Г. Завидонова — нижнюю часть к архею (докембрию —рифею ?), а верхнюю к кембрию.

Приведенные данные позволяют сделать вывод, что по мере углубления познания стратиграфии этой толщи количество лиц, склоняющихся к признанию ее кембрийского возраста, увеличивается. Кроме того, в 1952—1955 гг. в этих отложениях была встречена фауна, о чем будет сказано ниже, позволяющая относить отложения низов палеозоя Молдавии к кембрийскому возрасту.

В самых низах Днестровского разреза нижнего палеозоя Г. Х. Дикенштейн выделил лядавскую свиту, подразделенную им на 5 горизонтов. Рассмотрим в региональном аспекте сначала нижние три горизонта: ольчедаевский, представленный аркозовыми песчаниками, мощностью до 10 *м*, ломозовский, выраженный сланцами, мощностью до 10 *м*, и ираклиевский, охарактеризованный аркозовыми песчаниками с пятиметровыми прослоями аргиллитов. По данным Е. Г. Буровой, в разрезе скважины

Каушаны в низах кембрия развита толща гравелитово-песчанистых пород незначительной мощности — 14,3 *м*, входящая в состав нижней свиты, очевидно, отвечающая ольгедаевскому горизонту Днестровского разреза.

В разрезе скважины Вишневская А. Г. Завидонова в низах палеозоя выделяет толщу алевролитовых пестроцветных пород видимой мощностью 109[1] *м*. В ней низы представлены песчаником — 40,4 *м*, затем следует чередование песчаников и алевролитов — 29 *м*. Последние перекрываются 7-метровой пачкой аргиллитов. Разрез пород венчается пачкой переслаивания песчаников и алевролитов — 32,5 *м*. Наибольшее сходство разреза низов кембрия мы находим в Мирненской опорной скважине, описанной В. Н. Корценштейном. Последний отмечает переслаивание песчаников аркозовых с алевролитами, сменяемых пачкой аргиллитовых пород мощностью 3,51 *м*, кверху переходящих в аркозовые песчаники. Мощность каждой песчаниковой пачки достигает 30—33 *м*. Породы толщи залегают наклонно под углом в 50′—4°, а местами в 5—10°.

Во всех приведенных разрезах для низов кембрия характерно развитие аркозовых песчанистых пород, переслаивающихся с аргиллитами. Аркозовые песчаники представлены обычно крупнозернистыми, реже среднезернистыми разностями. Цвет пород в районах Днестра обычно серый, светло-серый, зеленоватый и реже буроватый и шоколадно-коричневый. В разрезах опорных скважин платформы появляется красная и довольно часто встречается шоколадно-коричневая окраски пород.

Песчаники сложены зернами кварца, полевого шпата и слюдами. Размер зернистости песчаников меняется снизу вверх, причем степень крупности зерен уменьшается в этом направлении. Очень часто встречается косослоистая структура пород, причем в опорных скважинах, заложенных на склоне платформы, они сильно трещиноваты, углы наклона трещин колеблются от вертикального до 45—50°. Всюду, за исключением Каушан, можно наблюдать три различных комплекса пород: нижний — песчаниковый, средний — аргиллитовый и верхний — песчаниковый.

Непосредственно на аркозовых песчаниках низов кембрия повсюду залегает толща аргиллитов, относимая Г. Х. Дикенштейном к ярышевскому горизонту лядавской свиты. Мощности описанных горизонтов колеблются, что может быть объяснено, главным образом, за счет расчлененности рельефа фундамента. В силу этого возможно как выпадение нижних горизонтов, так и утонение отдельных прослоев, что, очевидно, имеет место в разрезе скважины Каушаны. Так, например, мощность ярышевского горизонта на р. Днестре равна 45—50 *м*, в Унгенах — 3 *м*, в Каушанах — 21,7 *м* (в составе нижней свиты), в Вишневке — 57 *м* (видимая) и в Мирном — 42 *м* (в составе нижней толщи аргиллитов). Везде этот горизонт сложен аргиллитами, алевролитистыми аргиллитами с прослоями песчаников, по окраске они пестроцветные, но преобладающим тоном их является зеленый и серый. В них обнаружены ламинариты.

Верхняя часть лядавской свиты Г. Х. Дикенштейном выделена в мерешевский горизонт мощностью 10—11 *м*, в котором развито переслаивание аркозовых песчаников и сланцев. В районе Унген аналог этого горизонта выражен плотными черными перекристаллизованными песчаниками, мощностью 17 *м*. В Каушанах эта часть разреза представлена ар-

[1] Данные о мощностях палеозоя по скв. Вишневская приведены без пересчета на угол наклона пород.

козовыми песчаниками, мощностью 22 *м*, залегающими в верхней части нижней свиты. В районе Вишневки получает развитие комплекс алевритопесчанистых пород красноцветных и серых тонов, выделенных А. Г. Завидоновой в отдельную верхнюю толщу докембрия, достигающую видимой мощности 100 *м*. Наконец, в районе с. Мирного встречается разрез этого горизонта, представленный кварцитовидными песчаниками, мощностью 25 *м*, входящими в состав нижней толщи аргиллитов.

Лядавская свита в разрезе р. Днестра непосредственно сменяется калюсской свитой, представленной тремя горизонтами: миньковецким, соколецким и комаровским.

Миньковецкий горизонт на р. Днестре представлен пачкой серых сланцев с фосфоритами, достигающей 30 *м* мощности. В районе Унген скважиной вскрыто 62 *м* аргиллитов тонкоплитчатых черных с отпечатками фукусов примитивных бурых водорослей и с углисто-растительными остатками.

Е. Г. Бурова, изучавшая разрез скважины Каушаны, выделила здесь среднюю свиту, из состава которой нижнюю толщу, в основном сероцветную, подразделила на три пачки. В нижней пачке, мощностью 8 *м*, обнаружены аргиллиты с прослоями, содержащими туфитовый материал. К средней пачке, мощностью 96 *м*, она отнесла аргиллиты с редкими прослоями песчаников и алевролитов с органическими остатками и фосфатными образованиями. Наконец, верхняя пачка этого разреза представлена аналогичными аргиллитами, но с меньшим содержанием фосфатных образований. Мощность последней равна 50 *м*.

В разрезе Вишневской скважины с отложениями миньковецкого горизонта можно сопоставить нижнюю сероцветную толщу, выделенную А. Г. Завидоновой и отнесенную к кембрию. Здесь встречены аргиллиты, переслаивающиеся с алевролитами и песчаниками. В аргиллитах присутствуют органические вещества и фосфатные образования. Видимая мощность этой пачки значительная и достигает 212 *м*.

В Саратском разрезе Т. Т. Радюшкиной выделена сероцветная аргиллито-алевролитовая толща, подразделенная на три пачки. Нижняя характеризуется аргиллитами с прослоями кварцитовидных песчаников и достигает мощности 68,6 *м*; средняя выражена глинами и в подчиненном положении алевролитами и песчаниками, мощностью 84 *м*; к верхней пачке автором отнесены алевролиты и песчаники, достигающие мощности 56,5 *м*. В разрезе описанных пород присутствуют фосфатные образования и углисто-растительные остатки. Общая видимая мощность толщи достигает 211,11 *м*, а после пересчета на угол наклона пород, равный 20—60°, — 168,1 *м*.

В разрезе скважины у с. Мирное В. Н. Корценштейном выделяется толща сланцеватых аргиллитов, представленных темно-серыми, почти черными разностями их с прослоями полимиктовых песчаников и туффитов. Мощность, по его данным, равна 161 *м* (верхняя часть этой толщи).

Из приведенного обзора видно, что миньковецкий горизонт и аналогичные ему толщи в районах междуречья характеризуются присутствием фосфатов, фосфоритов и органических образований. Кроме того, как в разрезе Каушанской, так и Мирненской скважин установлено обогащение пород туффитовым материалом, что, очевидно, является характерным признаком этих образований.

В Приднестровском районе в отложениях ярышевского и мерешовского горизонтов в переданных нами образцах [1952] Б. В. Тимофеевым были

обнаружены водоросли *Laminarites antiguissimus* E i c h w. и обильное количество спор из группы *Triletes* и подгруппы *Trachitriletes* N a u m. и *Leiotriletes* N a u m., что позволяет относить отложения данного горизонта к ляминаритовым слоям кембрия. Образцы из района, изученного Б. В. Тимофеевым, были также исследованы С. Н. Наумовой, которая подтвердила наличие комплекса спор, позволяющих отнести отложения этой части разреза к ляминаритовым слоям Прибалтики.

В разрезе скважины Каушаны в отложениях, аналогичных миньковецким, были найдены остатки червей, по облику напоминающие *Sabellidites* sp., определенные Р. Ф. Геккером, а также ходы илоядных, обнаруженные в породах верхней части средней пачки. В средней части ее на значительном интервале разреза встречались обломки оолитоподобных образований фосфоритного вещества, по облику напоминающих органические остатки. В низах пачки наблюдались остатки, напоминающие известковистые водоросли.

В Вишневской скважине в тех же отложениях были обнаружены отпечатки червей и червеобразных остатков, проблематические органические образования и фосфоритный конгломерат, причем отпечатки червей Р. Ф. Геккер нашел сходными с *Sabellidites cembriensis* Y a n.

Собранный материал впервые проливает свет и уточняет возраст отложений описанной выше части низов палеозоя Днестровско-Прутского междуречья как кембрийский и позволяет сопоставлять их с гдовскими и ляминаритовыми слоями северо-запада СССР.

Стратиграфически выше, на р. Днестре, залегают пестроцветные сланцы с прослоями песчаников, отнесенных Г. Х. Дикенштейном к соколецкому горизонту. Мощность этих отложений достигает 115—125 *м*. Они в свою очередь перекрываются отложениями комаровского горизонта, представленного переслаиванием сланцев и песчаников, имеющего мощность 20 *м*.

Четкое расчленение верхней части кембрийских отложений на два горизонта в юго-западных и южных разрезах невозможно и в связи с этим подразделение их приходится проводить условно по литологическим признакам.

В районе с. Унген в разрезе скважины выделяются две толщи пород: нижняя, мощностью 218 *м*, представленная переслаиванием пестроцветных алевролитов и аргиллитов с преобладанием первых, наблюдаемым в нижней части толщи. Верхняя выражена темно-серыми аргиллитами с редкими прослоями песчаников с общей мощностью толщи 115 *м*.

В разрезе скважины Каушаны нами, в отличие от расчленения, проведенного Е. Г. Буровой, к аналогам калюсской свиты относится верхняя толща средней свиты, представленная переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников мощностью 90 метров и вся верхняя свита, подразделяемая в разрезе Каушаны на три пачки, имеющих следующую характеристику. Нижняя пачка песчано-гравелитовая, имеющая 12,5 *м* мощности; средняя, достигающая по мощности 101 *м*, выраженная переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов; верхняя пачка, сложенная переслаиванием алевролитов и песчаников. Ее мощность равна 46,5 *м*.

В разрезе скважины Вишневская сходный комплекс пород выделен А. Г. Завидоновой под названием верхней толщи красноцветных алевролитово-аргиллитовых отложений с прослоями песчаников, мощностью 40 *м*.

В Сарате Т. Т. Радюшкина выделяет красноцветную алевролитово-песчанистую толщу, подразделяет ее на три пачки, а именно: нижнюю —

песчано-алевролитовую с видимой мощностью 36,2 *м*; среднюю пачку — переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов, мощность которых измеряется в 87,6 *м*. Разрез венчается верхней пачкой песчаных пород с видимой мощностью в 44,5 *м*. Общая видимая мощность всей толщи равна 168,4 *м*, а истинная с учетом угла наклона пород, колеблющимся от 12 до 65°, равна 128,8 *м*.

В разрезе скважины Мирное В. Н. Корценштейн в верхней части разреза палеозоя выделяет три толщи под названием: нижней — переслаивания песчаников, алевролитов и слюдистых аргиллитов, мощностью 173,5 *м*; верхней — сланцеватых аргиллитов с органическими остатками, мощностью 134 *м* и верхней — переслаивания песчаников, алевролитов и доломитовых аргиллитов, измеряемых в 93,5 *м*. В верхней толще сланцеватых аргиллитов В. Н. Корценштейном были обнаружены отпечатки, определенные как *Recepteculites* sp., что позволило ему отнести эти отложения к кембро-ордовику. Однако в этих же отложениях были встречены своеобразные образования пластинчатого характера округлой формы, которые нам известны также из слоев синих глин северных разрезов страны.

Нами верхние толщи, вскрытые опорными скважинами, в силу их литологического сходства с нижними и непрерывности их осадкообразования, также отнесены к кембрию.

При сопоставлении разрезов верхней части кембрия обращают на себя внимание значительные колебания мощности отложений. Наибольшая мощность отмечается в разрезе скважины Мирное, где она является нормальной и максимальной. В районах же Каушаны и Сарата мощность их уменьшается, что может быть объяснено размывом этих пород. Наконец, минимальная мощность в 40 *м*, встреченная в скважине Вишневка, по нашему мнению, объясняется тектоническими причинами, что расходится со взглядами А. Г. Завидоновой, изучавшей этот район. Вообще мощности отложений Вишневского района приведены А. Г. Завидоновой без учета углов наклона, что и выделяет их при сравнении с другими разрезами.

Для верхнего комплекса кембрийских отложений характерно развитие пестроцветности и главным образом красноцветности пород. Если до последнего времени в разрезе р. Днестр не было установлено несогласия между кембрием и силуром и весь разрез палеозоя рассматривали как непрерывный, то приводимые нами данные свидетельствуют о трансгрессивном залегании силурийских отложений на размытую поверхность кембрия.

В табл. 1 дано сопоставление стратиграфических схем нижнепалеозойских отложений, составленных отдельными исследователями.

Во всех пунктах опорного бурения непосредственно на кембрие трансгрессивно залегают отложения китайгородского горизонта силура. Единственное исключение представляет скв. Вишневка, где в соприкосновение приходят отложения кембрия и отложения скальского горизонта силура. Здесь выпадает из разреза довольно мощная толща силурийских отложений (нижние его горизонты).

А. Г. Завидонова считает, что в районе Вишневки в первой половине силурийской эпохи существовала суша, которая стала областью прогибания в скальское время. Она же выделяет небольшую пачку пород в верхах кембрия, которую рассматривает, в силу ее сильной метаморфизации и каолинизации, как кору выветривания. Это интересное явление нами

Таблица 1

Сопоставление стратиграфических схем кембрийских отложений прутско-днестровского междуречья

Лунгерсгаузен Л. Ф. 1942 Подолия	Ларин Н. И. 1932 Подолия и р. Днестр		Дикенштейн Г. Х. 1953 Подолия и р. Днестр	Иванчук П. К. с учетом данных Мартынова Н. К. 1953 Унгены	Бурова Е. Г. 1954 Каушаны (Салкуца)	Завидонова А. Г. 1956 Вишневка	Радюшкина Т. Т. 1954 Сарата	Корценштейн В. Н. 1950 Мирное
Ордовик Ушицкая свита	Силур нижний Надпродуктивная свита. Сланцы пестроцветные с прослоями песчаников 102—134 *м*	Калюсская свита	Кембрий—силур Комаровский горизонт. Переслаивание сланцев и песчаников 18—20 *м* Соколецкий горизонт. Сланцы пестроцветные с прослоями песчаников 115—125 *м*	Кембрий Сланцы пестроцветные с редкими прослоями песчаников 115 *м* Переслаивание песчаников и сланцев с преобладанием песчаников в нижней части горизонта 215 *м*	Кембрий Верхняя свита Верхняя пачка Алевролитово-песчаниковая 46,5 *м* Средняя пачка Переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов 101 *м* Нижняя пачка—песчаниково-гравелитовая 125 *м* Средняя свита Верхняя толща Переслаивание алевролитов, аргиллитов и песчаников 90 *м*	Кембрий Верхняя толща Алевролитово-аргиллитовая красноцветная 40 *м*	Кембрий Верхняя красноцветная алевролитово-песчаниковая толща Верхняя пачка Песчаниковая 44,5 *м* Средняя пачка переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов 87,6 *м* Нижняя пачка песчано-алевролитовая 36,3 *м*	Кембро-ордовик Верхняя толща переслаиваний песчаников, алевролитов и сланцеватых аргиллитов 93,5 *м* Верхняя толща сланцеватых аргиллитов (с органическими остатками) 134 *м* Нижняя толща переслаивания песчаников, алевролитов и слюдистых аргиллитов 73,5 *м*
Суммарная мощность	102—134 *м*		132—145 *м*	330 *м*	250 *м*	40 *м*	168,4 *м* видимая (128,8) *м*	401 *м*
Ордовик Ушицкая свита	Силур нижний Продуктивная свита Сланцы серые с фосфоритами 16—25 *м* Сланцы зеленоватые и голубовато-серые без фосфоритов 8—11 *м*	Калюсская свита	Кембрий Миньковецкий горизонт Сланцы серые с фосфоритами 23—30 *м* В 1952 г. найдены ляминариты	Кембрий Аргиллиты углистые тонкоплитчатые черные с отпечатками фукусов примитивных бурых водорослей 62 *м*	Кембрий Средняя свита Нижняя толща Верхняя пачка Аргиллиты с меньшим содержанием фосфатных образований 50 *м* Найдены черви	Кембрий Нижняя толща Аргиллиты с прослоями алевролитов и песчаников с органическими остатками и фосфатными образованиями с битуминозными прослоями 212 *м* Найдены черви	Кембрий Нижняя серо-цветная алевролитово-аргиллитовая толща Верхняя пачка (алевролиты, песчаники) 56,5 *м* Средняя пачка (алевролиты) 86 *м* Нижняя пачка (аргиллиты) 68 *м*	Кембро-ордовик Нижняя толща сланцеватых аргиллитов Аргиллиты темно-серые, почти черные с прослоями полимиктовых песчаников и туфитов 161 *м*
					Средняя пачка Аргиллиты с редкими прослоями песчаников, алевролитов с органическими остатками и фосфатными образованиями — 94 *м* Нижняя пачка Аргиллиты с туфогенным материалом 8 *м*		Присутствуют фосфатные образования и углисто-растительные остатки.	
Суммарная мощность	24—36 *м*		23—30 *м*	62 *м*	152 *м*	212 *м*	211,11 *м* видимая (168,1 *м*)	161 *м*

Продолжение табл. 1

Лунгерсгаузен Л. Ф. 1942 Подолия	Ларин Н.И. 1932 Подолия и р. Днестр		Дикенштейн Г. Х. 1953 Подолия и р. Днестр	Иванчук П. К. с учетом данных Мартынова Н. К. 1953 Унгены
Ордовик Ушицкая свита	Силур нижний Верхняя аркозовая свита Песчаники аркозовые 8—10 *м* Сланцы с линзами аркозовых песчаников 2—5 *м*	Лядавская свита	Кембрий-силур Мерешовский горизонт. Переслаивание песчаников и сланцев 10—11 *м*	Кембрий Песчаники черные перекристаллизованные 17 *м*
Ордовик Ушицкая свита	Силур нижний Межаркозовая свита Сланцы пестроцветные 64 *м*		Кембрий Ярышевский горизонт — сланцы с прослоями песчаников 45—50 *м* В 1900 г. найдены ляминариты	Кембрий Сланцы 3 *м*
Общая мощность	74—79 *м*		55—61 *м*	20 *м*
Кембрий Могилевская свита	Силур нижний Нижняя аркозовая свита Песчаники аркозовые 8—10 *м* Сланцы 10 *м* Песчаники аркозовые 10—15 *м*	Лядавская свита	Кембрий Ираклиевский горизонт — песчаники аркозовые 8—18*м* Ломозовский горизонт — сланцы 0—10 *м* В 1952 г. найдены ляминариты Ольчедаевский горизонт — песчаники аркозовые 0—10 *м*	Кембрий Песчаники кварцевые с неизвестковистым цементом 22 *м*
	35—45 *м*		8—38 *м*	22 *м*

Бурова Е. Г. 1954 Каушаны (Салкуца)	Завидонова А. Г. 1956 Вишневка	Радюшкина Т. Т. 1954 Сарата	Корценштейн В. Н. 1950 Мирное
Кембрий *Нижняя свита* Верхняя толща Песчаники аркозовые 22 *м*	Докембрий-рифей (?) Верхняя толща Алевролитово-песчаниковая красновато- и сероцветная 100 *м*	Не вскрыты	Кембро-ордовик *Нижняя толща* сланцеватых аргиллитов Песчаники кварцитовидные—25 *м*
Кембрий Нижняя свита Средняя толща Аргиллитовая—21,7*м*	Докембрий-рифей (?) Средняя толща Аргиллиты — 3,5 *м* Переслаивание алевролитов и песчаников 43,5 *м* Аргиллиты 10 *м*	Не вскрыты	Кембро-ордовик Нижняя толща сланцеватых аргиллитов Аргиллиты В средней части переслаивание аргиллитов и алевролитов 42 *м*
43,7 *м*	157 *м*		67 *м*
Кембрий Нижняя свита Нижняя толща—гравелитово-песчаниковая 14,3 *м*	Архей Докембрий-рифей (?) Нижняя толща алевролитовая— красноцветная Песчаники и алевролиты 32,5 *м* Аргиллиты 7 *м* Алевролиты 29,1 *м* Песчаники 40,4 *м*	Не вскрыты Не вскрыты Не вскрыты	Кембрий Толща аркозовых песчаников и алевролитов Песчаники аркозовые 30 *м* Аргиллиты 3,51 *м* Переслаивание песчаников аркозовых с алевролитами 32,99 *м*
14,3 *м*	109 *м*		66,5 *м*

объясняется тектоническими причинами. По нашему мнению, скважина Вишневка заложена на участке флексурообразного перегиба палеозойских пород, осложненного дизъюнктивным нарушением. Встреченные здесь измененные породы кембрия нами рассматриваются как возникшие в результате подвижки их. Резкое сокращение мощности контактирующих скальских и верхнекембрийских отложений становится также легко объяснимым.

Ордовикские отложения

Отложения ордовика (молодовский горизонт) встречены только на р. Днестре и представлены маломощной пачкой известковистых песчаников и известняков, охарактеризованных фауной трилобитов, головоногих, кораллов, брахиопод и пелеципод: *Chasmops* ex gr. *maximus* S c h m., *Davnocerus* sp., *Strophomena* sp., *Porambonites gigas* S c h m., *Palacohalysites parallelus* S c h m. и др., позволявшей отнести этот комплекс отложений к карадоку. Мощность ордовика колеблется от 0,4 до 3,5 *м*.

Силурийские отложения

Ландоверский ярус. В эталонном разрезе Днестра Г. Х. Дикенштейн [1953] к низам силура относит смотричскую свиту мощностью 260—270 *м*. В низах ее он выделяет китайгородский горизонт, мощностью 75 *м*, подразделяя его на две пачки: рестевские слои мощностью 15 *м*, представленные темно-серыми плитчатыми известняками в переслаивании со сланцами и грушевецкие слои, выраженные комковатыми известняками.

В опорной скважине Каушаны китайгородский горизонт выделяется четко. Здесь он представлен в нижней части кварцевым песчаником, со-

держащим гравийный материал, мощностью в 1 *м*. Последний сменяется чередованием серых и темно-серых известняков слабо доломитизированных, глинистых и комковатых с прослоями мергелей и аргиллитов с преобладанием первых. Общая мощность пачки чередования равна 31,0 *м*.

В Вишневском районе китайгородские отложения не были вскрыты.

В скважине Мирное низы горизонта представлены песчаниками, полимиктовыми, разнозернистыми с гравийным материалом. Мощность их равна 2,5 *м*. Эти отложения сменяются известняком мелкокристаллическим, иногда перекристаллизованным и частично глинистым, мощностью в 5 *м*. Кверху получает развитие аргиллит серый с прослоями перекристаллизованного известняка, мощность верхней пачки 10 *м*.

В Саратской скважине низы палеозоя выражены зеленовато-серыми песчаниками мощностью 0,5 *м*, выше которых залегает пачка пород мощностью в 15 *м*, представленных мергелями с линзами известняков. Верхняя часть горизонта выражена известняками с прослоями мергелей и пропластками черных аргиллитов с общей мощностью в 14 *м*.

Отмеченные значительные колебания в мощностях горизонта объясняются расположением скважин, в различных частях площади распространения выклинивающихся вверх по восстанию отложений. Китайгородские отложения хорошо охарактеризованы обильной фауной трилобитов — *Encrinurus punctatus* W a h l, кораллов — *Halysites catenularius* L., *Mikroplasma* sp. и др., брахиопод — *Sowerbyella transversalis* W a h l, *Atrypa reticularis* L. var. *orbicularis* S o w., *Dolerorthis rustica* S o w. и др., остракоды — *Leperditia* aff. *hisingeri* S c h m. и др. и членики *Crinoidea*.

Венлокский ярус. Наиболее полный разрез отложений венлока описан Г. Х. Дикенштейном на севере Молдавской ССР. Здесь, в разрезе р. Днестра, в составе смотрической свиты выделены мукшинский горизонт, выраженный крепкими толстоплитчатыми, перекристаллизованными и доломитизированными известняками мощностью в 9 *м*. Вышележащая пачка светло-серых доломитов и мергелей с прослоями известняков и сланцев, мощностью в 25 *м*, выделена под названием устьевского горизонта, содержащего руководящую для этого времени фауну эвринтерид. Стратиграфически выше установлено присутствие отложений малиновецкого горизонта, мощностью 50 *м*. Он представлен серыми и темно-серыми комковатыми и реже плитчатыми известняками с прослоями мергелистых сланцев и мергелей. Такое дробное расчленение разреза в более южных районах осуществить не удается. Первые два горизонта в силу отсутствия необходимых палеонтологических данных и четкого литологического различия выделяются условно.

К аналогам мукшинского горизонта в скважине Каушаны можно отнести пачку серых доломитов в 46,25 *м* неравномерной известковитости и меняющейся степенью перекристаллизации с незначительными скоплениями ангидритов и гипсов.

В Саратском районе мукшинский горизонт выражен мелкозернистыми, сахаровидными известняками, которые в верхней своей части становятся черными и битуминозными. Общая мощность их достигает 16,5 *м*. В скважине Вишневка и Мирное мукшинский горизонт отсутствует. В породах встречается плохо сохранившаяся фауна кораллов, брахиопод, остракод, мшанок и членики криноидей.

Отложения устьевского горизонта встречены только в Каушанской и Саратской скважинах. Так, в разрезе Каушанской скважины выделяется

пачка мощностью 49 *м*, представленная в низах доломитами с прослоями мергелей и доломитовых известняков то светло-серых, то темно-серых с зеленоватым оттенком, иногда плитчатых, иногда комковатых, содержащих сульфатные образования (5—15%). Доломиты сменяются известняками с прослоями мергелей и аргиллитов, содержащими сульфатные образования (5%), с общей мощностью почти 33 *м*.

Разрез устьевского горизонта венчается доломитовыми мергелями с прослоями аргиллитов, содержащих сульфаты известняков. Общая мощность горизонта — 97,75 *м*. Сульфаты представлены ангидритами с примесью гипса, целестина.

В разрезе Саратской скважины прослеживаются три пачки пород: нижняя — известняки с прослоями доломитовых мергелей, мощностью 42 *м*. В средней части получают развитие доломиты мелкокристаллические, плотные, серого цвета, мощностью 8 *м*. Верхняя часть характеризуется переслаиванием темно-серых мергелей и доломитов с тонкими прослоями аргиллитов, мелкокристаллических доломитов и барита. Верхняя пачка равна 16,8 *м*, а общая мощность горизонта — 66,8 *м*. В породах разреза устьевского горизонта встречаются лишь обломки плохо сохранившейся фауны: кораллов, брахиопод, мшанок, остракод, криноидей.

В опорных скважинах наиболее четко прослеживается верхний горизонт смотрической свиты, наименованный малиновецким.

В Каушанах мощность малиновецкого горизонта измеряется в 69,25 *м*. В основном он представлен чередованием известняков, мергелей, доломитов то пластинчатых, то линзовидных и реже аргиллитов. В породах этого горизонта также наблюдается сульфатность (около 3%).

В Саратском разрезе наблюдается переслаивание глинистых доломитов и мелкозернистых известняков, а реже мергелей, при общей мощности всей пачки пород в 111,7 *м*.

Характерным для этого района является появление в средней части горизонта карбонатно-глинистых зеленых пород, которые возникли в результате разрушения эффузивов.

Малиновецкие отложения отсутствуют в скважинах Вишневка и Мирное. Малиновецкие отложения охарактеризованы фаунистически: кораллами — *Phaulactus cyathophylloides* R y d e r., *Pholidophyllum subhedstromi* B u l v. и др.; брахиоподами *Gypidula galeata* D a l m., *Spirifer bragensis* W e n. и др. Встречаются обломки остракод, брахиопод, кораллов, трилобитов, иглокожих, строматопор и обрывки мшанок.

Лудловский ярус. Стратиграфически выше на р. Днестр Г. Х. Дикенштейн выделил сквальский горизонт мощностью 125—130 *м* и подразделил его на исаковские, пригородские, рашковские и волковецкие слои. В нижней своей части горизонт представлен доломитами, переходящими кверху в сланцы с прослоями мергелей и известняков. Большая часть разреза представлена известняками с прослоями мергелей и сланцев с строматопорами.

В разрезе скважины Каушаны нижняя часть скальского горизонта представлена глинистыми известняками, иногда доломитовыми, в верхней части переходящими в мергели известковистые с фосфатными образованиями, приуроченными к верхним прослоям. Общая мощность пачки равна 151 *м*.

В Вишневской скважине нижние 15,5 *м* разреза сложены известняками органогенными, неравномерно глинистыми, светло-серыми, комковатыми и пиритизированными. Стратиграфически выше залегает пачка

аргиллитов черных и бурых битуминозных с прослоями известняков, сменяемых кверху черно-бурыми слабо известковистыми битуминозными глинами. Мощность глинистого раздела достигает 16,5 *м*. Общая мощность пачки — 32 *м*.

В Мирненской опорной скважине отложения скальского горизонта отсутствуют.

В Саратской скважине нижние 29 *м* разреза представлены мергелями, содержащими в нижней части фауну колониальных кораллов, сменяемых кверху известняками различного габитуса, мощностью в 95 *м*, среди них отмечен битуминозный прослой известняков 11 *м* мощности. Для известняков характерна неравномерная доломитизация.

В породах скальского горизонта встречена обильная фауна кораллов — *Xylodes nikiforovae* S o s c h k., *Aphyllum sociale* S o s c h k., *Amphipora* (?) *sokolovi* R i a b., *Syringopora fascicuenlarais* M. E d w. et H e i m e и др.; брахиопод — *Dayia navicula* (S o w.), *Camarotoechia nucula* S o w., *Willsonella* sp. и др., остракод — *Leperditellina molicella* N e c k a j a, L. aff. *difusa* N e c k a j a, *Cavellina cornuta* (K r a u s e) и др. мшанок — *Neterotripa globosa* sp. n. и детрит брахиопод, кораллов, иглокожих, мшанок, трилобитов, гастропод и строматопор.

При анализе мощностей обращает на себя внимание ничтожная мощность скальского горизонта, достигающая в Вишневской скважине 32 *м*. Такое уменьшение мощности нами объясняется причинами тектонического порядка, доказательством чему служат углы наклона этих пород, достигающие 45—50°, и денудационного.

В разрезе р. Днестр разрез силура венчается ничлавской свитой, мощностью 610—620 *м*. Она подразделялась Г. Х. Дикенштейном на три горизонта: нижний — борщовский, мощностью 285—300 *м*, костельниковский — мощностью 300—310 *м*, именуемый О. И. Никифоровой чортковскими слоями, и залещикский, мощностью 25—30 *м*.

Отложения борщовского горизонта на р. Днестр в верхней своей части представлены глинистыми сланцами темно-зеленого цвета с прослоями линзовидных известняков. Нижняя часть горизонта выражена известняками темно-серого цвета, плитчатого строения, переслаивающимися со сланцами.

Чортковский горизонт на севере слагается сланцами зеленого цвета в переслаивании с плитчатыми, комковатыми известняками той же расцветки.

Опорными скважинами в пределах предгорного прогиба были встречены отложения борщовского горизонта в Каушанах и Вишневке; отложения чортковского горизонта только в Вишневке.

В разрезе скважины Каушаны сохранилась лишь часть борщовского горизонта, мощностью 34,6 *м*, очевидно, уцелевшая от размыва и разрушения. Здесь обнаружены мергели с линзами комковатых известняков. Мергели обогащены органическим веществом, пиритизированы, плоскости напластования их покрыты песчано-алевритистым материалом.

В районе Вишневки видимая мощность горизонта достигает 150 *м*. В низах получают развитие черные известковистые битуминозные глины, сильно пиритизированные. Глины переслаиваются с аргиллитами и тонкими прослоями известняков, наблюдается песчанистость глин. Мощность этой пачки 24 *м*.

Стратиграфически выше залегает аргиллит сланцеватый, известковистый, темно-серый, почти черный, также пиритизированный, тонкоплитчатого строения, мощностью 126 *м*.

Возраст определен находками брахиопод — *Camarotoechia (Wilsonella) tarda* (B a r h.), *Parmorthis* cf., *elengatuloides* K o z l., *Rhipidomella* cf. *frequens* K o z l., помимо того, отмечено обилие *Clorinda* sp., остракоды, пелециподы, гастроподы и обломки раковин и обрывки скелетов мшанок.

Отложения чортковского горизонта встречены только в скважине Вишневка. Они внизу представлены темно-серыми и червыми аргиллитами, известковистыми, слабо пиритизированными со скрытой слоистостью. В породе часто встречаются желваки известняков. Мощность нижней пачки достигает 154 *м*.

Аргиллиты перекрываются перекристаллизованными органогенными светло-серыми, иногда черного цвета известняками с прослоями аргиллитов и алевролитов в них. Мощность их незначительна и равна 7 *м*. Они сменяются глинами сланцеватыми алевритистыми, темно-серой расцветки, мощностью 27 *м*. Верхняя часть глин, мощностью 10 *м*, носит черты элювиального выветривания. В нижней части они бесструктурные; в средней — частично выветрелые и в верхах сильно разрушенные. В породах горизонта найдены брахиоподы — *Mutationella podolica* K o z l., *Stropheodonta interstrialis* F h i l l. и др., обилие остракод, мшанок, пелеципод, гастропод, тентакулит и члеников криноидей.

Отложения силура в разрезе рр. Днестр и Прут (Унгени), а также в Мирном перекрываются сеноманом, в остальных опорных скважинах — юрой.

Средний и верхний палеозой

Карбон-девон (?)

Карагачская опорная скважина (с. Лиманское) вскрыла верхнюю часть верхнепалеозойских отложений, слагающих северное крыло Добруджи, видимой мощностью в 271,37 *м* при крутом залегании их. Они в основном представлены темно-серыми или черными мраморовидными, метаморфизованными, перекристаллизованными алевролитами и реже алевритистыми известняками. В некоторых интервалах разреза они замещаются алевролитами с глинистым, известковистым цементом или маломощными прослоями перекристаллизованных аргиллитов. Среди них отмечены также прослои эффузивных пород. Визуальное разделение пород на известняковые и алевролитовые разности невозможно. Все породы по внешнему виду кажутся одинаковыми. Темный цвет пород объясняется присутствием углистого вещества и глинистой примесью.

Все породы разбиты трещинами различной ориентировки, заполненными пиритом или кальцитом. О возрасте известняков можно судить лишь по единственной находке стебля кордаита типа *Artisia*, давших основание проф. Л. М. Кречетовичу считать их не древнее девона и не моложе карбона.

Однако в пользу каменноугольного возраста встреченных скважиной пород говорят многие факты. Первое, что кордаиты типа *Artisia* характерны для карбона; сходные породы, содержащие одновозрастные каламиты, отнесены румынскими геологами также к карбону. Близкое залегание филлитов у с. Картал, относимых к палеозою, и непосредственное залегание на карагачских известняках толщи песчаников и конгломератов, рассматриваемых в Румынии как пермские образования, является дополнительным, хотя и косвенным доказательством. По мнению В. Н. Кор-

ценштейна, Карагачская опорная скважина вскрыла герцинский складчатый фундамент, являющий продолжение в северном направлении Добруджи.

Пермские отложения

К отложениям мезозойской эры, к юре (?) В. Н. Корценштейн [1951а] отнес пачку пород, встреченных им в Карагачской скважине в интервале 428,5—486 *м*. Она представлена чередованием песчаников, иногда кварцитовидных алевролитов и конгломератов с преобладанием первых двух. В подчиненном положении находятся глины. Отложения верхней пачки, представленные керном, окрашены в зеленый, а иногда в темно-зеленый, почти черный цвет, глины обычно серые с зеленоватым оттенком. Реже встречаются и другие расцветки пород: желто-бурая и белая. Песчаники залегают под углом 10—20°, в них наблюдаются следы метаморфизации, цементирующая глинистая масса содержит в себе много хлорита.

Конгломераты состоят из угловатых и слабо окатанных галек известняков, песчаников, кварца, глинисто-слюдистых и реже эффузивных и изверженных пород.

Суждение о возрасте встреченных в Карагаче отложений затруднено. Аналогичные породы встречены также и в Румынии. На некоторых участках Добруджи встречается подобный комплекс образований, окрашенных в зеленый цвет, залегающий на отложениях карбона. Их рассматривают как пермские (веррукано) образования. Их метаморфизация, резкое литологическое отличие от пестроцветных пород титона, непосредственное залегание на отложениях палеозоя склоняют нас, как к более вероятному, пермскому возрасту их.

Мезозой

Триасовые отложения

На Румынской территории в Добрудже триасовые отложения развиты в полном объеме. На территории СССР известны выходы их на левом берегу р. Дуная у Ферапонтьевского монастыря, на о-ве Змеином. Они также встречены в нескольких разведочных скважинах, расположенных в юго-западной части междуречья. На р. Дунае триас представлен плотными или брекчиевидными, местами розоватыми, мраморизованными или перекристаллизованными известняками с фауной триасового возраста. В скважинах вскрывались темно-серые, почти серые аргиллиты и глины или черные с синевато-фиолетовым оттенком микрозернистые песчаники. Породы всегда в различной мере метаморфизованы. К зоне распространения триаса приурочены излияния и внедрения магмы.

Юрские отложения

В районе Сарата, Каушаны и Вишневки на отложениях силура залегают верхнеюрские осадки, причем в Вишневской опорной скважине встречены только самые верхи юры, представленные пестроцветными глинами титона.

Данные опорного бурения лишь пополнили материал о строении юрских отложений в пределах предгорного прогиба, полученный ранее или одновременно в результате бурения в пунктах (с запада на восток): Готешты, Кагул, Гаваносы, Татарешты, Деневицы, Кангаз, Болград,

Пандаклия и на востоке, в низовьях р. Днестра: в Балабановке и в Глубоком.

Собранные геологические данные позволили получить более полное представление о разрезе, условиях залегания, распространении фаций и мощностях юрских отложений.

Юрские отложения изучались рядом исследователей Г. М. Аванесяном, Е. Г. Буровой, А. Г. Беляевым, А. Г. Завидоновой, П. К. Иванчуком, А. Королевым, Т. Т. Радюшкиной, М. Я. Рудкевичем, П. М. Сухаревичем, как опубликовавших свои данные в печати, так и предоставивших нам возможность ознакомиться с их материалами.

Наиболее полная сводка, освещающая юрские отложения, принадлежит П. М. Сухаревичу, которая и положена в основу настоящего очерка [1954 а, б].

В низах юрского разреза, в южной части прогиба, им выделены отложения лейаса. Они представлены темно-серыми, почти черными аргиллитами, плотными известковистыми. Среди них в подчиненном положении встречаются прослои известняков, алевролитов и песчаников. Мощность толщи равна 349 *м*. Лейасовый возраст их установлен лишь в последнее время. В доказательство приведен не совсем четко выраженный комплекс микрофауны, в состав которого, по данным Н. О. Ивановой, входят *Spirophthalmidium* ex gr. *rotundata* T e r q u e m et B e r t h., *Cristellaria acutiangulata* (T e r q u e m), *Saracenaria salatangularis* F r a n k e. Кроме них найдены пелециподы, в том числе *Ektolium dimissum* G o l d f.

Средний отдел — доггер, представлен обоими ярусами: байосским и батским. Отложения байосского яруса хорошо развиты в южных районах, где они П. М. Сухаревичем подразделены на два горизонта — нижний и верхний. Первый из них выражен темно-серыми аргиллитами, плотного строения со слабой слюдистостью с прослоями глинистых алевролитов. В верхних частях горизонта появляются прослои плотных тонкозернистых песчаников и доломитов. Породы, в основном, темно-серые. Мощность их равна 191—654 *м*.

Верхний горизонт сложен, в основном, темно-серыми известковистыми плотными, сланцеватыми глинами и аргиллитами, почти черного цвета. Среди этого основного комплекса пород встречаются прослои алевролитов и известняков. Последние мраморовидные плотные крепкие. Мощность верхнего горизонта колеблется от 5 до 145 *м*. В центральной части (Деневица) развиты те же глины в переслаивании с песчаниками, алевролитами и мощность всего байосского яруса колеблется от 150 до 400 *м*.

В северных районах породы представлены серыми и темно-серыми, обычно пластичными глинами и песчанистыми мергелями желто-серого цвета и мощность байосских отложений сокращается до 5—29 *м*.

В нижнем горизонте обнаружены фораминиферы: *Spirophthalmidium praeareniforme* N. I v a n o v a sp. nov., *Sp.* aff. *concentricum* T e r q u e m et B e r t h., *Miliolina (Quinqueloculina) jurassica* N. I v a n o v a sp. nov. и др. Верхний горизонт охарактеризован иным комплексом форм: *Cristellaria subalatiformis* D a i n, *Cr. urgutula* D a i n, *Cr. atheria* D a i n, *Cr. artificiosa* D a i n, *Cr. volubilis* D a i n, *Moldaviella kajnarijensis* D a i n, *Lamarkina marmorea* D a i n. и др., пелециподы, аммониты [1], обломки кри-

[1] Подробный список макрофауны, обнаруженной в юрских отложениях, в настоящем очерке не приведен. Он опубликован П. М. Сухаревичем [1956б].

ноидей и чешуя рыб. На севере обнаружены лишь остатки белемнитов, пелеципод, фораминифер и остракод.

Отложения батского яруса распространены по всей площади и представлены несколькими фациальными разновидностями. В южной части прогиба для них характерно развитие серых и светло-серых крепких известняков с редкими прослоями мергелей и глин. На западе района преобладают серые и темно-серые глины известковистые и сланцеватые слюдистые с прослоями песчаников и алевролитов.

В центральной части впадины получают развитие темно-серые глины, а в окраинной северной части разрез представлен серыми и зеленовато-серыми рыхлыми мелко- и тонкозернистыми песчаниками с прослоями плотных песчаников и алевролитов. Мощность отложений яруса на юге равна 540—770 *м*; на западе она равна 460 *м*; в северном направлении сокращается до 150—320 *м* и в восточном до 60—70 *м*.

Среди фораминифер, найденных в породах батского яруса, характерной формой является *Spirophthalmidium okenii* K ü b l. et Z w., кроме того встречены аммониты и пелециподы.

Отложения верхней юры — мальма — представлены всеми, четырьмя ярусами: келловейским, оксфордским, кимериджским и титонским. Отложения келловея прослеживаются по всей площади и в основном выражены глинами различных расцветок: темно-серых, коричнево-серых, коричневатых с железистым налетом. Глины обычно слоистые с тонкими прослоями тонкозернистого песка на плоскостях наслоения. В разрезе встречаются прослои алевролитов, песчаников и известняков, участками окремнелых. Аналогичный состав пород встречен в Саратской скважине.

По данным А. Г. Беляева, разрез келловея к северу становится мергелистым. Среди мергелей встречаются прослои известняков. Мощность отложений на юге — 70—400 *м*, на западе — 90—150 *м*, на севере — 90—200 *м*, на юго-востоке сокращается до 80—95 *м*.

Из келловейских отложений определены: *Epistomina mosquensis* U h l i g., *Spirophthalmidium minima* (W i s n.), *Sp. monstruosum* E. B y k., *Sp. areniforme* E. B y k., *Cristellaria deeckei* W i s n., *Cr. polonica* W i s n., *Cr. cultratiformis* (M o n t f o r t) и др. и найдены пелециподы, брахиоподы, аммониты. Интересным является разрез Саратской скважины, где обнаружено обилие битой и тонкостенной ракуши. Присутствуют углисторастительные остатки.

Оксфордский ярус прослеживается не везде: на юге в районе Болград—Пандаклия в основном получают развитие темно-серые, коричнево-серые, зеленовато-серые и серые глины, уплотненные, толстослоистые, среди которых встречаются прослои песчаников и брекчиевидных доломитизированных известняков. Последние достигают мощности 5—6 *м*. Мощность оксфорда в южных районах колеблется от 30 до 830 *м*.

На юго-западе отложения оксфорда отсутствуют и миоценовые отложения залегают непосредственно на келловее. В юго-восточной части района в оксфорде получают развитие известняки темно-серого цвета песчанистые, крепкие с прослоями песчаников и реже глин. Мощность их в скважине Сарата достигает 93,2 *м* (установлена условно нами — *П. И.*).

В северо-западных районах П. М. Сухаревич подразделяет оксфордские отложения на три горизонта. Весь разрез оксфорда, в основном, представлен известняками.

В нижнем горизонте известняки доломитизированные, глинистые с прослоями темно-серых органогенных разностей.

В среднем горизонте цвет известняков становится белым с желтоватым оттенком, а известняки превращаются в плотные, крепкие разности. В них появляются прослои доломитов. В известняках обнаружены органические остатки, по своему виду напоминающие скелеты водорослей. Характерно, что эти органогенно-водорослевые известняки на отдельных участках очень быстро замещаются глинистыми породами. П. М. Сухаревич предположительно считает, что оксфордские известняки образуют рифоподобные структуры.

Верхний горизонт выражен типично оолитовыми и псевдооолитовыми известняками серого, розового и желтоватого тона. Среди них встречаются прослои алевролитов и доломитов. Мощность оксфордских отложений северного разреза колеблется в пределах от 477 до 525 *м*.

В Каушанской скважине, вскрывшей краевую зону распространения юрских отложений, встречены серые и темно-серые глины с сильным развитием зеркал скольжения. В них в изобилии встречается битая тонкостенная ракуша и обломки белемнитов. По микрофауне, обнаруженной здесь, возраст глин датируется как оксфорд — кимериджский.

В скважине Сарата развиты темно-серые песчанистые известняки, содержащие железистые оолиты, обломки толстостенных раковин устриц и пелеципод и углисто-растительные остатки. Известняки переслаиваются с мелкозернистыми песчаниками и реже глинами.

В отложениях оксфорда встречены фораминиферы, среди которых характерными являются: *Ammobaculites suprajurassicus* Schwager, *Textularia helvetojurassica* Kübl. et Zw., *Cristellaria compressaeformis* Paalz., *Eoguttulina arcana* Dain, *Spirillina kübleri* Mjatl., *Discorbis speciosus* Dain и др., обнаружены пелециподы, брахиоподы и аммониты.

Отложения кимериджского яруса встречаются на более ограниченной площади, так они отсутствуют на юго-западе и западе (вдоль берега Прута) и не обнаружены в Вишневской опорной скважине. Следует отметить, что расчленение кимериджа, и оксфорда на самостоятельные ярусы не всегда удается провести. На юге и юго-востоке в кимеридже получают развитие известняки светло-серые, оолитовые и органогенно-детритусовые, иногда сменяемые глинами светло-серого и зеленовато-серого цвета.

На севере разрез представлен доломитизированными глинами с прослоями доломитов, сменяющимися кверху доломитами серого и коричневого цветов. Мощность яруса равна на юге 18 *м*, а в районе Сарата 33 *м* (?) и на севере 50—85 *м*. Кимериджский возраст отложений установлен на основании наличия фораминиферы *Pseudocyclammina ukrainica* Dain, встречающейся в значительном количестве. В целом, на большей части площади распространения кимериджских образований, комплекс фораминифер является обедненным. Иная фаунистическая характеристика пород стала известной по Саратскому району, где в верхах юры встречены устрицы, пелециподы и гастроподы: *Trigonia* aff. *nikschitschi* Mordw., *Tr.* ex gr. *costata* Sow., *Terebratula* sp. и фораминиферы: *Cristellaria dampelae* Zasp. и др., *Discorbis sulcatus* Roem., *Conicospirillina trochoides* (Berthelin).

Отложения титонского возраста развиты не повсеместно. В южных районах в разрезе титона можно выделить два горизонта: нижний гипсово-ангидритовый и верхний — глинисто-песчанистый. В нижнем в значительном количестве встречаются гипсы белые, розовые с прослоями селенита и ангидрита. Гипс переслаивается с пестроцветными глинами. Изредка встречаются прослои известняка и доломита. Мощность титонского яруса

на юге колеблется в пределах от 150 до 600 *м*. В центральной части региона, в районе Деневиц максимальная мощность их равна 321 *м*; на севере, в Вишневке она достигает 289 *м*, причем А. Г. Завидонова, изучившая разрез этой скважины относит к юрским отложениям только 122 *м* и на юго-востоке, в Сарате 24 *м*.

Характерно, что в Вишневке в разрезе этого яруса отсутствует гипс и ангидрит. Разрез представлен частым переслаиванием пестроцветных глин, песков, песчаников, конгломератов с редкими прослоями известняков.

Отложения титона в фаунистическом отношении оказались почти немыми. Во многих местах залегания в них обнаружены харовые водоросли. В краевой зоне их распространения встречены комплекс спор *Comopteris*, *Maxoma*, *Aneimia*, *Woodsia* и пыльца хвойных типа *Brachiphyllum* (Вишневка), а также пыльца *Billulina* (Пандаклия). В Саратской скважине в глинах удалось зафиксировать обломки фораминифер: *Elphidium* sp., (? — *П. И.*), *Globigerina* sp. Найден также единичный экземпляр рыбной чешуи.

Суммируя полученные данные, нужно отметить, что наибольшие мощности отложений юры приурочены к южным районам, примыкающим к Добруджинскому массиву. Мощность всей толщи возрастает с севера на юг и с востока на запад.

Замечена закономерность, позволяющая утверждать, что образование юрских мощных толщ в более древние эпохи происходило на юге, в то время, как возрастание мощности молодых толщ (кимериджа и титона) приурочено к северной части площади распространения юрских отложений.

Меловые отложения

В нескольких пунктах: сс. Стояновка (Припрутский район), Кириет-Лунга (Чокмайданский район), Плахтеевка (Саратский район) бурением вскрыты пестроцветные породы, содержащие комплекс фораминифер, среди которых определены *Anommalina ammonoides* R e u s s, позволившая отнести встреченные отложения к верхнему альбу. Разрез альба представлен чередованием пестроцветных известковистых, вязких глин и розовато-серых известковистых песчаников и алевролитов (Саратская скважина) и переслаиванием серых известняков, серых, с голубоватым оттенком тонкослоистых глин, песков и микроконгломератов (Кириет-Лунгская скважина). Мощность всей пачки пород колеблется от 21 до 84 *м*.

Альбские отложения подстилаются немыми титонскими образованиями и перекрываются либо сеноманом, либо палеогеном.

В пределах Преддобруджинского прогиба опорное бурение выявило широкое развитие трансгрессивно залегающих верхнемеловых отложений. Если к северу от опорных скважин получают распространение только осадки сеномана, то в скважинах к югу от них встречены более молодые отложения верхнего мела. Здесь выделены отложения сеномана, турона, сантона и кампана. Наиболее полно разрез верхнего мела вскрыт в Мирненской опорной скважине, где он выделяется также и по своей повышенной мощности.

Верхнемеловые отложения совершенно отсутствуют в скважинах Вишневской и Карагачской, хотя А. Г. Завидонова аналоги их, фаунистически не установленные, усматривает в верхних слоях пестроцветной толщи.

Отложения сеномана в основном представлены известняками с прослоями кварцевых песчаников или алевритистых глин. Мощность сено-

мана колеблется от 21 до 103 *м*. Всюду присутствуют гальки кремней и фосфоритов.

В Вишневской опорной скважине фиксируются следы размыва сеноманских отложений.

Отложения турон-коньяка объединены в одну толщу. Они характеризуются широким развитием плотного пишущего мела, переслаивающегося с зелеными глинами, мергелями и редкими прослоями известняков. Исключение представляет Мирненский разрез, в котором развиты мергели с линзовидным развитием пишущего мела. Мощность данных отложений относительно не велика (18—60 *м*).

Сантон слагается породами пишущего мела с прослоями мелоподобных мергелей, а иногда зеленых глин. Часто встречаются включения кремня и отмечается значительная пиритизация пород. Мощность сантона значительно возрастает и колеблется в пределах от 66 до 176 *м*.

Кампанские отложения были установлены только в двух опорных скважинах: Саратской и Мирненской и сложены белым пишущим мелом, переслаивающимся с более плотными разностями его или с прослоями серых мергелей. Мощность их возрастает с 33 *м* в Сарате до 130 *м* в Мирном, причем в последнем пункте она не является полной, так как в кровле кампана имеются следы размыва.

Можно предполагать, что более верхние отложения мела получают свое развитие вне пределов междуречья Днестра и Прута, именно к востоку от него.

Сеноманские отложения развиты на значительной площади. Западная граница их распространения прослеживается несколько севернее Вишневской опорной скважины, она поворачивает на запад и выходит на р. Прут (в 25 *км* от этой скважины). К северу сеноманские отложения прослеживаются на всей территории Молдавской ССР, непосредственно и трансгрессивно залегая на силуре.

Туронские и сантонские отложения занимают площадь заливообразной формы, северная граница которой проходит к югу от гг. Бендер и Кишинева, а юго-западная протягивается к западу от сс. Глубокое, Кариет-Лунга, Романовка. Обе эти границы соединяются, в виде языка на северо-западе, примерно в 25 *км* к юго-западу от г. Унгены. Вторая заливообразная площадь распространения этих же отложений, меньшая по размеру, известна в 60 *км* к северу от г. Кишинева. Она протягивается от восточной границы Молдавской ССР на 40 *км* в глубь ее. Кампанские отложения занимают лишь юго-восточную часть территории, внутри описанного выше контура.

Верхнемеловые отложения междуречья охарактеризованы значительным комплексом фораминифер, среди которых присутствуют характерные для отдельных ярусов формы, редкие пелециподы, иноцерамусы и пектены.

Третичные отложения

В пределах Преддобруджинского прогиба широкое развитие также получают отложения палеогена. Наиболее полным является разрез Мирненской опорной скважины, в котором В. Н. Корценштейн впервые выделил палеоцен, эоцен и олигоцен.

В скважинах Каушанская, Вишневская и Саратская присутствуют только верхнеэоценовые и олигоценовые отложения и, наконец, в скважине Карагач отложения палеогена не установлены.

Палеоценовые отложения охарактеризованы светло-серыми мергелями с включением галек кремней незначительной мощности в 12 *м*. В них присутствует характерный комплекс фораминифер.

Эоценовые отложения, в основном, представлены мергелистыми и спонголитовыми породами и только в Саратском разрезе характерно развитие более глинистых пород. Подразделение эоцена на более дробные горизонты осуществить не всегда удается и хотя некоторыми исследователями оно и проведено, но в большинстве случаев носит условный характер.

Для пород эоцена характерно присутствие нуммулитов, широкое развитие мелких фораминифер, радиолярий, диатомовых водорослей. Отмечается также присутствие спикул губок, скелеты рыб и остатки обуглившихся растений. Довольно часто встречаются пектены. Мощность эоценовых отложений колеблется от 48 до 142 *м*, причем мощность возрастает в сторону Саратской и Мирненской скважин.

Олигоценовые отложения отмечены во всех опорных скважинах, за исключением Карагачской. Повсюду разрез олигоцена выражен зелеными, слабо известковистыми глинами, иногда переходящими в мергели. На юго-востоке в верхах разреза Саратской опорной скважины, а также в разрезах поисковых и разведочных скважин, расположенных вблизи устья р. Днестр, получают развитие алевролиты и песчаники.

В разрезе Мирненской скважины, в низах олигоцена встречены опоки и опоковидные глины. В олигоцене встречаются пелициподы, нуммулиты, мелкие фораминиферы, радиолярии, диатомовые водоросли, спикулы губок и скелеты рыб. Мощность олигоцена самая минимальная, в Вишневской скважине — 12 *м* и возрастает в западном и юго-восточном направлениях до 170 *м*. Осадки эоценового моря ложатся с размывом на отложениях более древних горизонтов.

Отложения палеогена повсюду сменяются осадками миоцена. Самыми нижними отложениями миоцена в Преддобруджинском прогибе являются тортонские, которые встречены только одной Вишневской скважиной и выклиниваются в восточном направлении. Разрез тортона в этой скважине очень интересен. Мощность его достигает 43,5 *м*. В разрезе получают развитие плотные известняки, сложенные, в основном, фораминиферами с галькой черного и белого кремня, а также микрозернистые пески и песчаники, глины и мергели. Встречен прослой бурого угля 4-метровой мощности.

Нижнесарматские отложения встречены только в трех скважинах — Вишневской, Каушанской и Саратской. В скважине Карагач они отсутствуют. В скважине Мирное и в разведочной скважине Балабановка присутствуют следы размыва их. В среднем сармате обнаружена перемытая, типичная для нижнего сармата, фауна. Мощность нижнего сармата колеблется от 20 до 60 *м* (Вишневская скважина). В центральной части зоны прогиба мощность его увеличивается до 93 *м*. Для нижнего сармата характерно развитие известняков органогенных оолитовых, порой кавернозных с редкими прослоями глин, мергелей и конгломератов.

Среднесарматские отложения встречены во всех скважинах. Наименьшая их мощность в 77 *м* отмечена в Мирненском районе и наибольшая в Вишневском районе, где она достигает 282 *м*. В разрезах Мирное и Каушаны нижняя часть горизонта выражена известняками. В Саратском разрезе отмечается преобладание известняков. Наиболее глинистым является разрез Вишневки и Каушан, причем в первом пункте установлено присутствие криптомактровых глин. Среднесарматские отложения зале-

гают трансгрессивно на породах различных горизонтов юры и палеогена. В частности, в скважине Карагач В. Н. Корценштейном был найден окатанный *Meretrix* sp., свидетельствующий о значительной трансгрессии среднесарматского моря.

Верхнесарматские отложения встречены во всех опорных скважинах. Они представлены зеленовато-серыми, иногда пестроцветными глинами, чередующимися с песчаниками и песками и реже органогенными известняками. Мощность их колеблется от 62 до 164 *м*.

Отложения меотиса встречены почти во всех скважинах, за исключением Каушаны. Однако и здесь они присутствуют и слагают возвышенности, окружающие район бурения. Для меотических отложений характерно присутствие голубовато-серых и пестроокрашенных глин с многочисленными прослоями песчаников, песков, алевролитов, конгломератов. Мощность изменяется от 25 *м* в Мирном до 118 *м* в Вишневке.

Более полный разрез меотиса отмечен в разведочных скважинах Деневицы и Кангаза, где он достигает 182 *м*. Замечено трансгрессивное залегание этих отложений на верхнем сармате (скважина Карагач).

Понтические отложения были вскрыты скважинами Вишневка и Карагач. Мощность этих отложений равна 76—85 *м*. В основном для них характерно развитие известковистых глин светло-серых и желтоватых с скоплением на плоскостях наслоения детритуса раковин, присутствие песков и алевролитов, а также известнякового ракушняка, отмеченного в Карагаче. Отложения понта трансгрессивно залегают на меотисе.

Наконец, в Карагачской скважине были пройдены отложения левантинских слоев (плиоцен), мощность которого измеряется в 19 *м*. Эти отложения выражены глинами известковистыми, алевритистыми с прослоями алевролитов и песчаников.

ТЕКТОНИКА

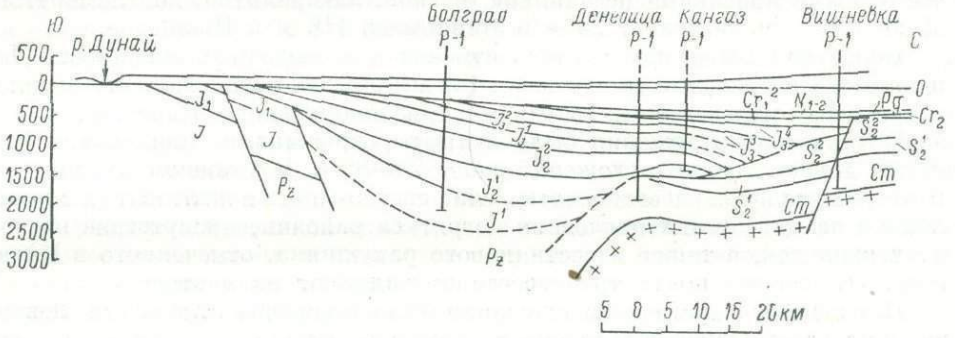
Опорное бурение совместно с разведочным позволило установить черты тектонического строения территории Прутско-Днестровского междуречья. В пределах ее четко выявилось существование трех основных структурных элементов:

1. Палеозойская платформа (южный ее склон); 2. Преддобруджинский прогиб; 3. Массив Добруджи (северный и восточный его склоны), контуры которых схематически изображены на фиг. 1.

В строении палеозойской платформы принимают участие осадки докембрия, кембрия, ордовика (на севере) и силура. В структурном отношении платформа в северной своей части на значительной площади представляет пологую моноклиналь; южнее она ступенеобразно погружается в западном, юго-западном и южном направлениях. В краевой зоне она осложнена флексурообразным перегибом, сопровождаемым в западной и юго-западной частях нарушениями дизъюнктивного порядка, что, по нашему мнению, обнаружено в Вишневской опорной скважине. Нарушение имеет характер сброса со смещением южного крыла. Залегание верхних горизонтов силура (чортковского, борщовского и скальского) непосредственно на кембрии и выпадение из разреза скважины 250 *м* отложений низов силура; резкое сокращение мощности скальского и верхнего кембрийского горизонтов — все это свидетельствует о наличии тектонического несогласия. Породы силура сильно трещиноваты, а углы залегания их, по мере приближения к плоскости разлома, возрастают от 20 до 50°.

Кроме этого верхние 18 *м* кембрия, в контакте с силуром, сильно метаморфизованы, каолинизированы и по внешнему виду, напоминают брекчию трения. Эти породы А. Г. Завидоновой рассматриваются как кора выветривания. Схематическое представление о зоне разлома, отражено на геологическом разрезе на профиле Болград—Вишневка (фиг. 3).

Погружение склона палеозойского фундамента не носит плавного характера и, очевидно, нарушено системой разломов. Так, к югу и юго-востоку от Вишневки породы кембрия, слагающие ложе впадины, интенсивно раздроблены, разбиты многочисленными трещинами в различных направлениях с одновременным развитием зеркал скольжения и вторично сцементированы кальцитом. Такой облик пород был обнаружен в Саратской опорной скважине на востоке и в Деневицких разведочных скв. 1, 2 и 3



Фиг. 3. Геологический разрез по профилю разведочных скважин Вишневка — Кангаз — Деневица — Болград (по данным А.Г. Беляева). Индексы S_2^1 означают нижнюю часть силура, а S_2^2 — верхнюю.

на западе. В первом пункте, в кембрие зафиксированы углы наклона пород в 20—60°, а во втором до 45°. Наибольшая крутизна склона установлена в Деневице, где на коротком расстоянии глубина залегания кембрия изменяется с 1545 до 1826 *м* при полном отсутствии силурийских осадков, что хорошо видно на фиг. 3.

Отмеченная зона нарушений находит свое подтверждение и в гравиметрических данных. Приведенные нами и Э. Э. Фотиади построения позволили довольно четко проследить эту зону нарушений на западе и отчасти к востоку. Линия разлома, ограничивающая с севера зону нарушения, при дальнейшем прослеживании ее в восточном направлении становится расплывчатой, что может говорить о ее затухании.

Начиная с конца верхнего силура и вплоть до сеномана приподнятая часть платформы остается областью суши.

Палеозойский фундамент близ Деневицы на западе и у г. Сарата на юге соприкасается с массивом Добруджи; характер сочленения их не вполне ясен.

В строении Преддобруджинского краевого прогиба, кроме палеозоя, слагающего северное его крыло, принимает участие мощный комплекс осадков мезозоя и кайнозоя. С юга и юго-запада прогиб отделен от метаморфизованного комплекса пород, слагающего Добруджу, крупным разрывом, образовавшимся в результате различно направленных движений — восходящих в Добрудже и нисходящих во впадине. Отмечаемый нами разрыв подтверждается также данными гравиметрии. Собранный геологиче-

ский материал по южным разведочным скважинам позволяет прийти к выводу, что наибольшая (свыше 2500 *м*) амплитуда прогибания Преддобруджинской впадины приурочена к южной ее части. Наряду с воздыманием Добруджи, происходившим в течение юрского периода, происходило последовательное «оттеснение» впадины. Прослеживая характер распространения юрских отложений, можно заметить постепенное вовлечение все большей и большей территории прогиба в область осадконакопления. В конце юры в пределах впадины изменяется направление тектонических движений и область прогиба становится сушей. Наступает длительный континентальный период. Морские осадки нижнего мела: неокома — нижнего альба, на изученной территории не отлагались.

Начало новой трансгрессии совпадает с верхним альбом. Зона прогибания этого времени была узкой, а область распространения осадков незначительной и приуроченной к северной части впадины. К концу нижнемелового этапа развития обе области — платформа и прогиб — консолидируются. В последующую эпоху территория впадины в ее северной и северо-восточной части заполняется осадками верхнемеловых морей. Данные опорного бурения позволяют сделать вывод, что в маастрихтское и датское времена морской бассейн располагался вне территории междуречья в пределах современного Каркинитского залива.

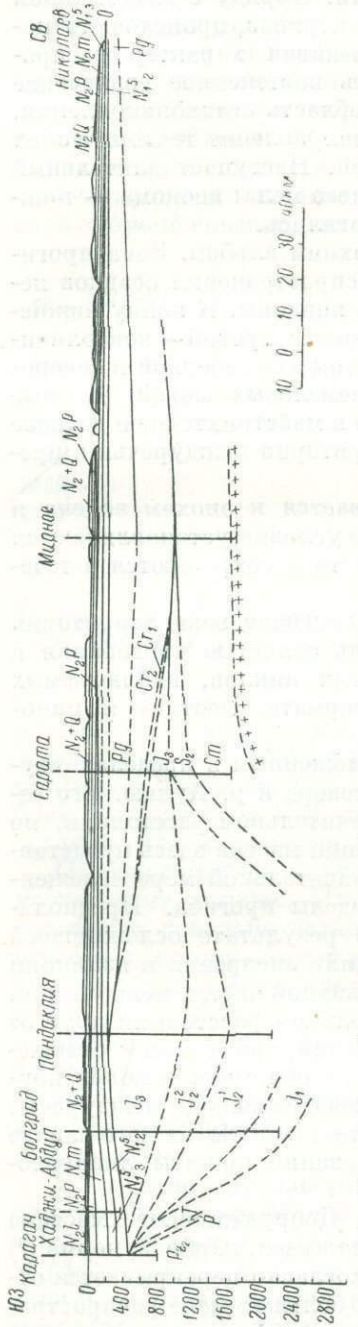
Новый этап прогибания впадин приурочивается к эпохам эоцена и олигоцена. К концу олигоцена континентальные условия устанавливаются на всей территории Молдавии и Одесской области и сохраняются в течение всего нижнего миоцена.

Начиная со среднего миоцена, во все последующие века территория Преддобруджинского прогиба становится вновь областью прогибания и осадконакопления с проявлениями регрессивных циклов, наблюдаемых в век среднего сармата (отчасти), верхнего сармата, меотиса и плиоцена.

Массив Добруджа оказался частично расположенным в пределах изученного междуречья, в полосе прилежащей с севера к р. Дунаю. Его северо-западное продолжение прослежено, на значительном расстоянии, по правому берегу р. Прут. В структурном отношении массив здесь представлен своим северным и восточным крылом, в значительной мере сглаженным и ступенеобразно погружающимся в пределы прогиба. Предполагается, что ступенчатое строение возникло в результате осложнившей крыло системы разломов, по которым происходили внедрения и излияния магмы. В последнее время в южной и юго-западной частях междуречья, в пределах погребенной Добруджи, на значительном расстоянии друг от друга вскрыт комплекс магматических образований, связанных с отложениями триаса. Перемятая брекчия, состоящая из обломков туфолав порфиров, дацитов и карбонатных пород, обнаружена на западе междуречья в районе Припрутья, кварцевые сиениты были вскрыты на юго-западе (с. Долинское) и комплекс эффузивных образований (дациты, липариты-дациты и их туфы) — в районе с. Глубокое.

В строении северного и восточного крыла Добруджинского массива принимают участие метаморфизованные породы палеозоя, карбона, перми (?) и триаса. Метаморфический комплекс пород несогласно перекрывается отложениями верхней юры и частично средней, в большей мере распространенных на востоке погребенного северного склона Добруджи, за пределами профиля (фиг. 3 и 4). В дальнейшей истории его развития преобладают восходящие движения, сменившиеся погружением в эпоху от верхнего мела

до конца олигоцена. В тортоне можно зафиксировать возникновение области в пределах восточного прогибания склона, в районе, расположенном к югу от Волканешт, Кагула, Болграда, существовавшей до конца плиоцена. Характер тектонического строения территории междуречья, изученной опорным бурением, отображен на двух геологических разрезах по профилям скважин.



Фиг. 4. Геологический разрез по профилю скважин Карагач — Хаджи-Абдул — Болград — Панджалия — Сарата — Мирное (по данным В. Н. Корценштейна).

Первый из них, составленный А. Г. Беляевым в 1955 г., пересекает северный склон Добруджи, прогиб и южный край платформы по линии, параллельной р. Прут. В южной части профиля дано схематическое представление о характере ступенчатого погружения северного крыла Добруджи, а в северной части профиль дополнен нашими данными, показывающими степень тектонической осложненности южного края платформы (фиг. 3).

Второй разрез, составленный В. Н. Корценштейном в 1952 г., по линии Карагач — Болград — Мирное — Николаев, в юго-западной своей части не отображает ступенчатого строения северного крыла Добруджи, однако фиксирует крутизну залегания метаморфического комплекса пород, слагающих массив. Краевая зона палеозойской платформы характеризуется резким изменением наклона пород, четко себя проявившим в районе Сараты.

Приведенный разрез является нами измененным. Отмечаемый автором в первоначальном варианте профиля ордовик заменен кембрием; в разрезе Саратской скважины добавлены нижнемеловые отложения; условно отмеченный автором нижний сармат в районе Болграда исключен и в скважине Карагач вместо непосредственного залегания юры на палеозое условно показан контакт перми и карбона (фиг. 4).

Строение Преддобруджинского прогиба хорошо отображают оба профиля; прогиб представляет асимметрично построенную впадину грабенообразного типа, ограниченную на севере и на юге крупными дизъюнктивными нарушениями. При изучении истории ее развития и рассмотрении

по площади фациального характера отложений, слагающих впадину, была обнаружена закономерность, в силу которой области интенсивного осадконакопления не всегда прослеживаются по всей территории Преддобруджинского прогиба. В пределах его намечается две области максимального прогибания — восточная — Приднестровская и западная — Припрутская, разделенные зоной поперечного поднятия, выделяющегося приуроченностью к ней осадков мелководья. На некоторых этапах развития история впадины осадкообразования происходит только в одной из них (лейас, тортон, верхний мел, олигоцен). Таким образом, тектоническая структура впадины осложняется перемычкой, разделяющей области устойчивого прогибания, местоположение которой ориентировочно изображено на фиг 1.

Для зоны тектонического сочленения Преддобруджинского прогиба со склоном самого массива характерно развитие поднятий III порядка, выраженных по юре и имеющих отражение в сармате. В этой мобильной части впадины (район г. Болграда — Рени) в юрских отложениях развиты антиклинальные поднятия и структурные носы, а в сарматских отложениях отмечается Болградская приподнятая зона. Южнее, на участке, прилегающем к р. Дунай, в отложениях сармата прослеживается отрицательная структура.

СТЕПНОЙ КРЫМ

Территория степного Крыма изучена бурением в меньшей мере, чем междуречье рр. Днестра и Прута. На довольно значительной площади, расположенной между Черным морем на западе, Азовским морем на востоке, горным Крымом на юге и Русской платформой на севере, геологи располагают лишь данными четырех опорных и нескольких разведочных скважин. Опорные скважины были заложены: на юго-западе — у д. Меловой (Ой—Оли), на территории Тарханкутского полуострова; на востоке — у г. Джанкоя, на северо-востоке, в пределах уже платформы у с. Ново-Степановки в 120 *км* к северо-востоку от г. Джанкоя и на юго-востоке, на Керченском полуострове у с. Мошкарево (фиг. 5). Последние две опорные скважины вначале бурились как разведочные с незначительным отбором керна. В связи с этим они изучены в недостаточной мере, и использование материалов этих скважин производится нами лишь частично.

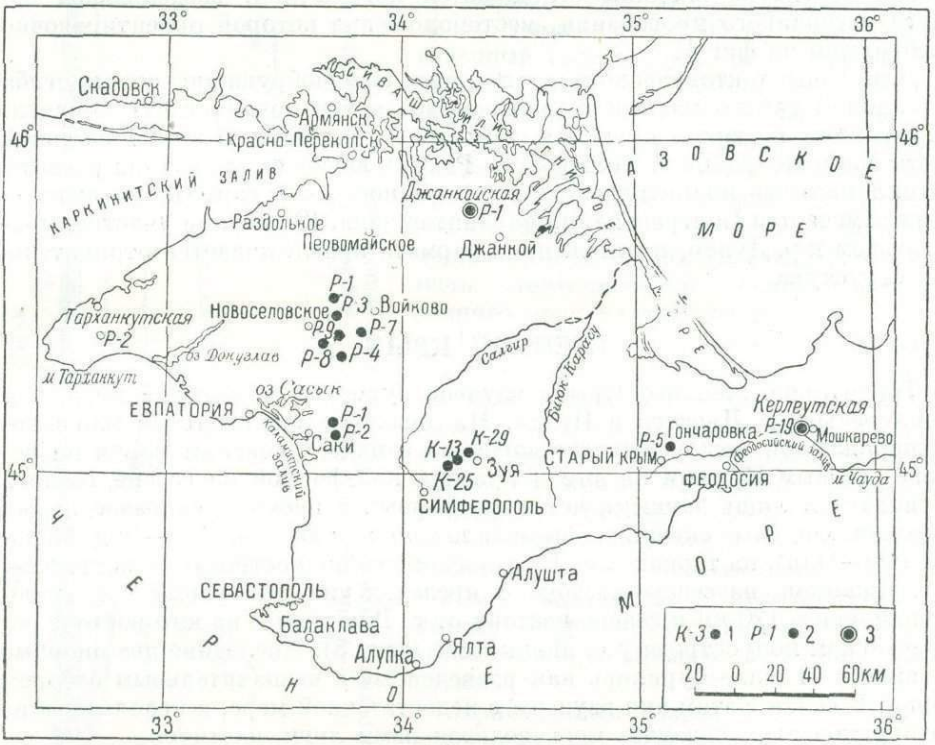
Опорными скважинами разрез отложений был вскрыт на значительные глубины. Так, Тарханкутская опорная скважина, по данным Г. Ф. Колобовой, Г. Х. Дикенштейна и др., вскрыла отложения среднего сармата, конских и караганских слоев, эоцена, палеоцена (полностью), датского, маастрихтского, сантонского, коньякского и туронского ярусов и при забое в 2503 *м* не вышла из пород сеномана. (Абсолютная отметка скважины + 109,65 *м*.)

В Джанкойской опорной скважине, имеющей абсолютную отметку + 19,63 *м* и забой на глубине 2453,2 *м*, по данным А. А. Балакиной, разрез отложений представлен более полно, а именно: куяльницким, киммерийским, понтическим, меотическим, сарматским (полностью) ярусами, конскими, караганскими, чокракскими, майкопскими (мощностью 782,5 *м*) слоями, эоценом (полностью), палеоценом, датским, маастрихтским, кампанским и туронским ярусами. Последний вскрыт неполностью.

Ново-Степановская скважина описана А. А. Ханиным, который в разрезе ее выделяет отложения куяльницкого, киммерийского, сарматского

(средний и нижний его отделы) ярусов, конских, караганских, чокракских, майкопских слоев, верхнего и среднего эоцена, датского, маастрихт-кампанского, туронского, сеноманского и альбского (?) ярусов. Альбские отложения вскрыты лишь частично. (Альтитуда устья скважины + 6,1 *м*, глубина — 819,6 *м*.)

Керлеутская опорная скважина (Мошкарево) была изучена И. М. Сирык. Скважина (имеет абсолютную отметку + 44 *м*) прошла разрез осадочной толщи до глубины 1805 *м*. Ею вскрыты отложения майкопских слоев (мощностью 1485,5 *м*), эоцена и верхи верхнего мела.



Фиг. 5. Схематическая карта Крыма.

1 — колонковые скважины; *2* — разведочные скважины; *3* — опорные скважины.

Некоторые данные, дополняющие материал опорного бурения, дают разведочные скважины, заложенные в с. Новоселовке, г. Саки, с. Зуя, с. Гончаровке (р-н Старого Крыма) и в г. Ялте (фиг. 5). Значительный объем разведочного бурения, проведенного в районе с. Новоселовки, дал много нового. Роторные скв. 1, 3, 4, 7, 8, 9, по сообщению М. М. Германюка, прошли толщу нижнемеловых отложений, мощностью 650—1008 *м*; две из них встретили юрские отложения, мощностью 143—390 *м* и все вскрыли породы палеозоя, неполная мощность которых колеблется от 18 до 1198 *м*. Возраст последних, по данным Е. А. Щерик, рассматривается как карбоновый.

Скв. 13, 25, 29 у с. Зуя (к северо-востоку от г. Симферополя) на небольшой глубине вошли также в палеозой. Интересный разрез пород выявлен в скв. 1 и 2 в районе г. Саки. Ими пройдены отложения миоцена,

олигоцена, эоцена, палеоцена, верхнего и нижнего мела и вскрыта таврическая свита (J_3 + T) с видимой мощностью в 540 *м*.

В районе Старого Крыма скв. 5 Гончаровская, пройдя миоценовые, палеоценовые, верхне- и нижнемеловые и юрские отложения, также вошла в таврическую сланцевую свиту.

Наконец, Ялтинская скважина, заложенная в отложениях таврической свиты до глубины 2257 *м*, не вышла из них.

Данные, полученные в результате бурения в степном Крыму, являются все же недостаточными для полного выявления картины геологического и, особенно, тектонического строения этой территории. Они в значительной мере уточнили представление о разрезе мезозойских отложений, мощность их, особенно вскрытая в Тарханкутской скважине, максимальная и установлена впервые.

СТРАТИГРАФИЯ

Меловые отложения

В основании разреза мела, вскрытого в Ново-Степановской опорной скважине, была обнаружена толща пород, отнесенных А. А. Ханиным к альбу (? — *П. И.*).

Альбские отложения расчленяются на две пачки: нижнюю — спонголитовую и верхнюю — песчано-глинистую. Нижняя пачка представлена однообразно, зеленовато-серыми спонголитами и примесью глинистых частиц алевритистого материала, кварца, глауконита и содержанием аморфного кремнезема. Мощность 113,1 *м*.

Верхняя пачка слагается кварцевым песчаником с прослоями как глин, так и песчаника, со значительным обогащением последнего галькой. Песчаники сменяются кверху спонголитом (?). Мощность верхнего комплекса — 28,9 *м*.

В породах встречены лишь радиолярии и спикулы губок.

Установленные границы яруса, в силу плохой фаунистической охарактеризованности, основаны на данных литологии. Аналогичные спонголитовые образования нами были встречены в низах сеномана в Припрутском районе Молдавской ССР, где возраст их не вызывает сомнений.

Разрез сеномана наиболее полно представлен в Тарханкутской скважине, где получили развитие известняки темно-серые глинистые, микрозернистые с обильным содержанием пирита и реже органогенные (фиг. 6). В верхней части свиты отмечено переслаивание их с темными, почти черными глинами и темно-серыми мергелями. В породах обнаружен относительно бедный комплекс фораминифер, среди которого типично сеноманской формой можно считать *Rotalipora appenninica* R e n z. Большинство же встреченных фораминифер являются общими также и для турона. Облик пород сеномана, вскрытый в Ново-Степановке, резко отличается и слагается глинистыми и мелоподобными известняками, книзу подстилаемых пачкой переслаивания песков, песчаников и алевролитов. Мощность сеномана на западе (видимая), достигает 230,31 *м*, полная — на северо-востоке — 69,21 *м*.

Туронские отложения достигают максимальной мощности, равной 746,0 *м* в Тарханкутской скважине. Подобная мощность этих осадков установлена впервые и не входит ни в какое сравнение с известными данными для северо-востока Степного Крыма: 265 *м* (неполная мощность) — Джанкой и 43,81 *м* — Ново-Степановка. Для турона западного района харак-

терно развитие светло-серых микрозернистых крепких известняков с переменной кремнистостью их и частично глинистых известняков (низы и верхи разреза). В них встречены *Textularia trochus* Orb., *Stensiöina praeexsculpta* (Kell.) и ряд других форм. В Джанкойском районе разрез турона отличается появлением прослоев темно-серых глин и отчасти песчанистостью известняков, что не отмечено А. А. Балакиной на разрезе (фиг. 6). Еще севернее туронские отложения становятся более терригенными. Здесь, кроме известняков, встречаются мергели и алевролиты.

Появление в Тарханкутской скважине в верхних 45 *м* разреза турона комплекса микрофауны такой формы, как *Anomalina praeinfrasantonica* Mjatl. позволила выделить указанную пачку пород как турон-коньякскую. Литологически данный интервал пород отличается исчезновением кремнистости отложений и появлением прослоев зеленовато-серых известковистых глин. Присутствие коньякских отложений в северных опорных скважинах не отмечено, хотя присутствие их в Джанкойском разрезе возможно.

Отложения сантонского яруса четко выделились лишь в Тарханкутской скважине. Они выражены однородными светло-серыми, почти белыми со слабым зеленоватым оттенком плотными и микрозернистыми известняками, содержащими фораминиферы *Stensiöina exsculpta* (Reuss), *Anomalina infrasantonica* Balakhm., скорее уточняющие нижнесантонский возраст данной толщи, имеющей мощность в 108,5 *м*.

Кампанские отложения были встречены во всех скважинах: в Тарханкутской (203,5 *м*), Джанкойской они установлены совместно с сантонскими (?, 430 *м*) и в Ново-Степановской, где они объединены с маастрихтскими. Западный разрез представлен светло-серыми, почти белыми микрозернистыми и плотными известняками, в верхней части которых появляются прослои серых и зелено-серых глин и мергелей и в средней отмечена плитчатость. В породах встречены фораминиферы верхнего кампана и комплекс форм, характерный для маастрихта — *Lituola aequisgranensis* Beissel, *Bulimina* aff. *triangularis* Cushm. et Parker, *Anomalina ammonoides* Reuss var. *crassisepta* Mjatl., *Globotruncana linneiana* Orb., *Cibicides valtzianus* Orb. и др. На востоке, в низах разреза встречена пачка известняковых пород литологически сходных с верхней западной. Кверху известняки сменяются трещиноватыми мергелями с чередующейся слоистостью с прослоями глин и включениями кремня и пирита. В северном, Ново-Степановском разрезе присутствуют только мергели алевритистого строения с примесью кварца и глауконита.

Маастрихтский ярус в Тарханкуте выражен переслаиванием светло-серых известняков и серых мергелей и глин (нижние 150 *м*). В средней части, мощностью 250 *м*, количество прослоев глин сокращается, цвет известняков изменяется до белого, причем часть из них (95 *м*) становятся мелоподобными. Верхи разреза (30 *м*) представлены мергелями и глинистыми известняками серой и светло-серой расцветки с мелкими желваками кремня. В породе обнаружена многочисленная фауна нижнего и верхнего маастрихта, а в верхах даже появляются некоторые фораминиферы датского возраста. К наиболее характерным могут быть отнесены следующие: *Globotruncana conica* White, *Bolivina incrassata* Reuss, *Anomalina crassum* Orb., *Plectina convergens* (Keller), *Pseudotextularia varians* Rzehak, *Cibicides spiropunctatus* Gall. et Morr., *Heterostomella foveolata* (Marss.), *Stensiöina caucasica* Subb., *Bolivinoides draco* Marss. и др. В Джанкое развиты только серые или темно-серые

Фиг. 6. Разрезы опорных скважин Крыма (по материалам Крымнефтегазразведки институтов ВНИИгаз и ВНИГНИ).

1 — глина; *2* — глина песчанистая; *3* — алевролит; *4* — глина известковистая; *5* — галька; *6* — песок; *7* — песчаник; *8* — известняк; *9* — известняк органогенно-детритовый; *10* — известняк обломочный; *11* — известняк глинистый; *12* — мергель; *13* — спонголит; *14* — кремнистость; *15* — оолиты; *16* — фораминиферы; *17* — пирит; *18* — глауконит; *19* — газопроявления; *20* — битуминозность.

Линии сопоставления разрезов отдельных скважин, проведенные пунктиром, отображают возможный вариант синхронизации.

Заказ 623.

на западе представлены серыми слоистыми известковистыми глинами, в низах которых прослеживается прослой мергеля. Кверху они сменяются серыми мергелями с тонкими прослоями глин. На востоке разрез отложений представлен переслаиванием глин и мергелей. Мощности меняются от 109,75 на западе до 30 *м* на востоке.

Среднеэоценовые отложения в Тарханкутском районе охарактеризованы развитием серых крепких мергелей с прослоями глин в средней части и известняков в кровле. Джанкойский разрез выражен известковистыми, неслоистыми слабо песчанистыми глинами темно-зеленых и светло-зеленых расцветок. Мергели присутствуют в виде прослоев. В Ново-Степановской скважине появляются известняки с нуммулитами, сменяемые кверху глинами с углистыми остатками. Мощности меняются от 132 (Тарханкут), до 32 (Джанкой) и до 13 *м* (Ново-Степановка).

В верхнем эоцене на западе зафиксировано отсутствие верхних горизонтов, в нем получают развитие белые мелоподобные мелкокристаллические в незначительной мере глинистые известняки, в то время как в восточной части Степного Крыма разрез представлен полностью и выражен переслаиванием зеленых слоистых мергелей с неравномернопесчанистыми глинами с возрастанием мощности до 269 вместо 77,9 *м*, отмеченных в Тарханкуте. В пределах платформы верхний эоцен охарактеризован алевритистыми мергелями, мощностью 27,40 *м*. Возраст эоценовых отложений и подразделение на отделы определяется встреченным в них комплексом фораминифер эоценового возраста. В Тарханкутской опорной скважине зафиксировано отсутствие майкопских отложений, что свидетельствует о значительном размыве и, отчасти, перерыве в отложениях осадков, который продолжался с майкопского времени вплоть до караганского. Несколько севернее опорной точки в одной из скважин майкопские слои были встречены с видимой мощностью 230 *м*, что свидетельствует об их распространении в западной части степного Крыма. Значительной мощности (782,5 *м*) майкопские отложения достигают в Джанкойском разрезе с последующим сокращением ее до 171 *м* к северу.

В районе Джанкоя майкопские слои в основном представлены в песчано-глинистой фации; присутствие тонких прослоев глинистых песков отмечается в низах майкопского разреза, в средней части и низах верхней части получают развитие более мощные прослои песков.

В пределах платформы разрез верхов майкопа выражен нацело песками.

А. А. Балакина довольно детально расчленила разрез майкопа, подробности которого нами опускаются. Ею указывается, что в фаунистическом отношении майкопские отложения Джанкойского района отличаются от аналогичных образований, встреченных в Керлеутской опорной скважине.

Чокракский горизонт был встречен только в Ново-Степановской и Джанкойской опорных скважинах. Мощность его незначительна.

Разрез го изонта представлен песками с появлением в пределах платформы органогенных известняков. Мощность слоев колеблется от 12 до 20 *м*.

Караганский горизонт установлен во всех трех опорных разрезах. Мощность его меняется с 26 на западе до 85,29 *м* на северо-востоке. В районе Тарханкута караганские слои представлены белыми органогенными известняками; в Джанкое — глинами с прослоями песчаников и, наконец, на северо-востоке мелкозернистыми песками.

Мощность конкского горизонта достигает 7,5 *м* в Тарханкуте, в таком же объеме он сохраняется и в Джанкойском разрезе и сокращается до 1,71 *м* на северо-востоке.

Западный разрез представлен желтыми оолитовыми, реже органогенными известняками, которые к востоку сменяются глинами, на смену которым в пределах платформы опять появляются органогенные известняки.

*Нижнесарматские отложения встречены только в Джанкойской и Ново-*Степановской скважинах. В обоих пунктах разрез, в основном, представлен глинами. Мощность их меняется с 10 до 34 *м* на северо-востоке.

Среднесарматские отложения встречены во всех трех опорных скважинах. В западном разрезе они представлены пачкой органогенных известняков светло-желтого цвета незначительной мощности (9,5 *м*). Значительного развития они достигают в районе Джанкоя, где мощность их выражается в 109 *м* и они представлены темно-серыми глинами плотными известковистыми, кверху переходящими в известняки. В этом разрезе выделяется также пачка криптомактровых отложений мощностью 36 *м*.

В пределах платформы среднесарматские отложения представлены более разнообразно. Вверху получают развитие оолитовые известняки, которые подстилаются чередованием глин с прослоями песков и алевролитов. Мощность их достигает 54,3 *м*.

Описание более молодых третичных отложений в настоящем очерке не приводится.

В Тарханкутской опорной скважине разрез третичных отложений венчается среднесарматскими образованиями.

В районе Джанкоя установлено присутствие отложений верхнего сармата, меотиса, понта и плиоцена (киммерийский и куяльницкий ярусы). В Ново-Степановке отмечается значительный перерыв в осадкообразовании, последовавший после отложения среднесарматских отложений, и третичный разрез венчается отложениями киммерийского и куяльницкого ярусов.

Сопоставление разрезов трех опорных скважин степного Крыма (см. фиг. 6) позволяет сделать некоторые выводы о наблюдающемся различии в литологической и фациальной характеристике их, а именно:

1. В пределах Тарханкута получают значительное развитие отложения туронского яруса, чего не наблюдается в северо-восточных разрезах, где эти отложения становятся более терригенными.

2. В пределах Тарханкутского района довольно четко выделяются коньякские отложения, что не наблюдается в северо-восточных районах.

3. Мощность отложений сантона и кампана резко возрастает в районе Джанкоя. В характеристике западного и восточного разрезов отложений наблюдаются литологические различия.

Г. Ф. Колобова и А. А. Балакина допускают возможность присутствия сантонских отложений в Джанкойском разрезе в интервале, описанном последней как кампан. Причиной пропуска сантона, по их мнению, является недостаточный отбор керна при проходке интервала 1758—2188 *м*. Тщательный просмотр фаунистических данных, относящихся к породам этого интервала не дает никаких оснований для выделения сантонского яруса. Отсутствие его является одним из основных различий разрезов.

4. Для маастрихтского яруса характерно значительное возрастание мощности отложений в разрезе Тарханкута. Характерно, что в этом районе получает развитие пачка переслаивания известняков, мергелей и глин,

в то время как в Джанкое развиты исключительно известняки, а в Ново-Степановке — мергели.

5. Мощность датского яруса значительно возрастает в пределах Джанкойского района. Высказанное Г. Ф. Колобовой и А. Г. Каменецким предположение о возможности сокращения датского яруса в Джанкойском разрезе до 20 *м*, как сказано выше, не имеет под собой никакого основания. Кроме того разрезы обоих районов в литологическом отношении значительно отличаются друг от друга.

6. Палеоценовые отложения достигают значительной мощности в Тарханкутской скважине, в то время как в Джанкойской скважине они являются маломощными. Литологическая характеристика обоих разрезов различна. Эоценовые отложения восточного разреза в основном представлены глинистой фацией, в то время как в западном разрезе отмечено значительное присутствие известняков. Кроме того, Тарханкутский разрез эоцена является сокращенным за счет размыва самых верхних горизонтов, в то время как северо-восточнее эоценовые отложения отложились полностью.

7. Олигоценовый и миоценовый разрез пород в трех опорных скважинах резко отличен. Для запада характерны частые перерывы в осадкообразовании, наличие маломощных осадков карагана, конки и среднего сармата, в то время как в пределах Присивашья разрез миоценовых и олигоценовых отложений является более полным.

8. Наконец, общая фациальная характеристика районов Тарханкута, Джанкоя и Ново-Степановки также различная.

Разрез Тарханкута в основном представлен осадками относительно глубоководной зоны. Так, в отложениях мела почти отсутствует макрофауна; обломочный материал если и присутствует, то является измельченным, хорошо отсортированным, со значительным развитием пиритизации. Разрез Джанкоя представлен осадками либо в прибрежной фации, либо осадками переходной зоны. И, наконец, разрез Ново-Степановки, в основном, характеризуется прибрежными отложениями.

ТЕКТОНИКА

Как уже было отмечено выше, М. В. Муратов [1949, 1955 *а*], уделивший много внимания вопросам изучения геологического строения степного Крыма, считает, что в пределах западной части его можно выделить три главных структурных элемента — Алминскую (на юго-западе между гг. Саки и Севастополем) и Каркинитскую впадины (на северо-западе, между гг. Черноморское и Скадовском) и разделяющий их Тарханкутский вал, который является восточным продолжением Добруджинского поднятия, по отношению к которому Добруджинский массив представляет ядро крупного триасово-юрского антиклинального поднятия. По его мнению, Алминская впадина интенсивно прогибалась в верхнемеловое, палеогеновое и нижнеэоценовое время. Он предполагает, что в юрскую и нижнемеловую эпохи Крым подвергался размыву. В свете новых данных М. В. Муратов [1955 *б*] допускает, что «частично под Алминской впадиной располагается прогиб заполненный отложениями таврической свиты ($J_1 + T$) и средней юры».

Результаты бурения опорных скважин в пределах степного Крыма, дополненные материалами бурения разведочных скважин в районах Новоселовки, Саки, Зуя, Гончаровки, дали много новых данных, позволяю-

щих по иному рассматривать тектоническое строение данной территории.

Г. Ф. Колобова и Г. Х. Дикенштейн [1955] допускают развитие в пределах Алминско-Сакской впадины нижнемеловых и юрских осадков, что и подтверждено бурением в 1956 г. В результате анализа мощностей и изучения характера осадков, обнажающихся на юго-восточном борту впадины, а также в пределах самой впадины позволяет им высказать предположение, что начиная с верхней юры впадина представляла платформенный участок.

В пределах его накапливались осадки относительно небольших мощностей. По их данным, а также непосредственно из анализа материала, полученного в результате бурения Тарханкутской скважины, история развития Тарханкутского района была своеобразной. Данный район в верхнемеловую эпоху отличается тенденцией устойчивого погружения, вплоть до датского времени, с которым связано некоторое сокращение бассейна.

Эпохи палеоцена и эоцена характеризуются новым погружением Тарханкутского поднятия.

В последующие эпохи Тарханкутский район испытывает воздымание и становится сушей. Тенденция нового погружения этого участка отмечается в караганском и конкском времени и, после некоторого перерыва, оно повторяется в среднесарматском.

Этот район М. В. Муратов [1949] рассматривал как северную сушу, которая, по его мнению, сложена «разнообразными метаморфическими породами, слюдистыми и слюдисто-хлоритовыми сланцами, кварцевыми сланцами и др., а также пермскими известняками, т. е. основным комплексом пород Добруджинского типа». Данные, подтверждающие этот вывод, в настоящее время отсутствуют.

Характеристика истории развития этого района, приведенная выше, характер мощностей осадков верхнего мела не подтверждают наличия условий для развития крупного унаследованного поднятия в пределах Тарханкутского полуострова.

Высказанное Г. Ф. Колобовой и Г. Х. Дикенштейном мнение об истории развития Алминско-Сакской впадины может рассматриваться как один из возможных вариантов, трактующих тектоническое строение данного района. Она, по нашему мнению, являлась областью прогиба на определенном этапе развития Крыма, которая постепенно мигрировала и «оттеснялася» к северу и приобретала черты платформенной области. Подобная миграция носила характер, аналогичный наблюдаемому к северу от Добруджи, где последующее выполнение областей прогиба осадками носило последовательный стратиграфический характер с постепенным смещением осевых частей впадины к северу. Подобное явление впервые было установлено М. В. Муратовым [1949] и является очевидно характерным для районов Молдавии и Крыма. В порядке последовательности прогибание в верхнеюрскую и меловую эпохи охватывает и район Тарха́нкута. Высказанное мнение может явиться более расширенным вариантом тектонической истории Алминско-Тарханкутского районов.

Интересными данными является материал, полученный в результате бурения сакских скважин. Они вскрыли нижнемеловые осадки мощностью 224—340 *м*, непосредственно залегающие на отложениях низов юры (таврическая свита), полная мощность которой не вскрыта, а видимая достигает 580 *м*.

М. В. Муратов в пределах восточной части степного Крыма, при рассмотрении тектонической схемы ее строения, отмечает наличие Азово-Кубанской впадины, которую в последнее время расчленяет на несколько частей.

Г. Ф. Колобова и Г. Х. Дикенштейн считают, что в пределах северной части степного Крыма существовала и существует единая Сивашская впадина, которая протягивается через весь степной Крым и располагается между южным склоном Украинского кристаллического массива и Тарханкутом. Высказанное ими мнение является правильным для более позднего этапа развития этого тектонического элемента. Данная впадина, по нашему мнению, возникла либо в палеогеновое, либо в миоценовое время. В мезозое в пределах степного Крыма существовали две впадины, одна подходящая с запада Каркинитско-Алминская и с востока Сивашская, разделенные поперечным поднятием, протягивающимся из района Зуя—Симферополя через Новоселовку на Перекоп, существование которого, с иным местоположением, отмечалось ранее В. В. Маннером. Возможно, что в пределах отдельных этапов развития впадин могли возникать проливы, соединяющие оба бассейна. В обоснование такого вывода рассмотрим кратко ряд геологических данных, полученных в результате опорного и разведочного бурения.

Разведочные скважины района сс. Новоселовка, Зуя подтвердили наличие выступа, протягивающегося от района с. Зуя — г. Симферополя к с. Новоселовка. [1] Он пока прослежен бурением на северо-запад на значительное расстояние в направлении к Перекопу. Неясно еще остается строение выступа на небольшом отрезке, равном $^1/_3$ всего расстояния между крайними пунктами. Наиболее древними отложениями, слагающими фундамент выступа, являются каменноугольные. Наиболее высокая отметка кровли их (+ 42 *м*), известная нам, установлена у с. Зуя (скв. 29) и наиболее низкая (— 1615,5 *м*) — к северу от с. Новоселовки (скв. Р-1), в то время как в соседних с востока и запада опущенных участках в пределах той же широты они ориентировочно могут быть встречены на глубинах 3300 *м* (Александровка) и 4000 *м* (Черноморское). В пределах известной уже нам площади Симферопольско-Зуйской приподнятой зоны встречены отложения многих периодов и эпох: каменноугольные, юрские, нижне- и верхнемеловые, средиземноморские, сарматские, меотические и понтические. На ряду с этим некоторые стратиграфические подразделения мезо-кайнозоя отсутствуют, например, майкопская свита, или в значительной мере размыты, как эоцен-палеоценовые отложения. Очевидно, процесс осадкообразования в отдельные этапы развития этого района происходил неравномерно или прерывался в результате временного воздымания данного участка. Возможно, что в отдельных пунктах его осадки подвергались размыву.

Однако, несомненно, что создавшееся в пределах степного Крыма поперечное поднятие являлось своего рода разделяющим барьером между восточной и западной областями прогибания. Оно регулировало на определенных этапах, процессы осадкообразования в них. Геологическое строение обеих впадин характеризуется существенными различиями. Прежде всего это относится к фациальной и литологической характеристике пород слагающих их. Мощности отдельных горизонтов в пределах

[1] Г. Х. Дикенштейн рассматривает выступы у Зуи — Симферополя и у с. Новоселовки как самостоятельные.

обоих участков во вскрытой части верхнего мела и миоцена претерпевают значительные изменения, в силу чего они не сопоставимы. Кроме того, заметно несовпадение во времени циклов, связанных со значительным прогибанием отдельных частей территории степного Крыма. Так, на востоке устойчивые прогибания впадины отмечались в кампанский, датский, верхнеэоценовый, майкопский, сарматский века и эпохи, в то время как на западе подобные явления приурочены к туронскому, маастрихтскому, палеоценовому этапам развития впадины.

Также различны черты тектонического строения впадин. Так например, вполне четко выделяется значительная крутизна северного крыла Тарханкутского поднятия, возможно осложненного даже размывом. Если здесь углы наклона слоев измеряются в верхней части разреза 20—50°, в средней 5—12° и в нижней 15—25°, то для Джанкойской структуры характерно пологое залегание как по площади, так и на глубине.

О строении западной части Сивашской впадины можно судить по двум геологическим профилям.

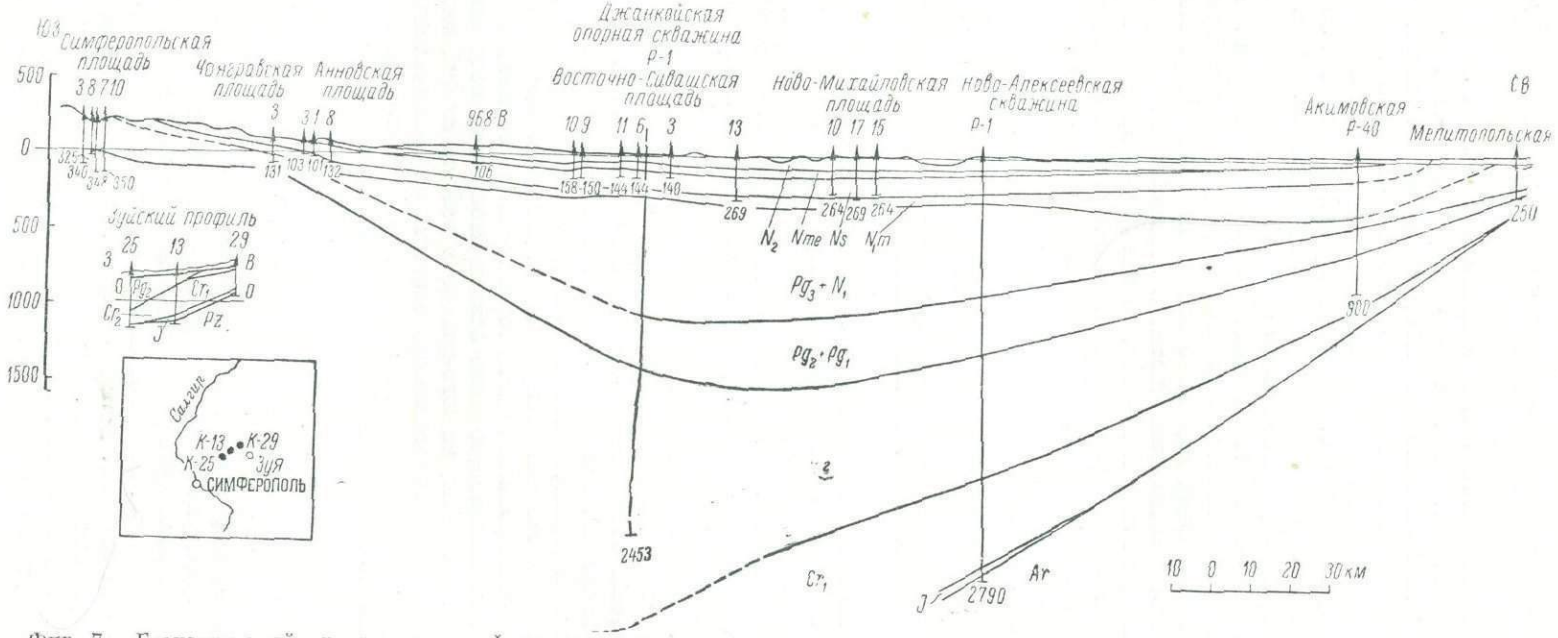
Первый из них, составленный Г. Х. Дикенштейном и А. М. Моксяковой, дает представление о геологическом строении впадины, почти вкрест простирания в направлении Симферополь — Джанкой — Мелитополь (фиг. 7). Второй профиль, составленный А. А. Балакиной и дополненный нами (*П. И.*), характеризует геологическое строение в сечении, близком к простиранию на участке Новоселовка — Войково (Айбары) — Джанкой (фиг. 8). Судя по ним, северное крыло Сивашской впадины является довольно пологим. В его строении принимают участие также нижнемеловые и юрские отложения, выклинивающиеся к северу, а возможно, и каменноугольные, также выклинивающиеся где-то в районе скважины 1-Р Ново-Алексеевки, расположенной в 84 *км* к северо-востоку от г. Джанкоя. Небольшой разрез, составленный по профилю Зуйских скважин, являющийся дополнительным материалом (фиг. 7), позволяет высказать мнение о большей приподнятости Зуйского участка по сравнению с Симферопольским.

На приведенных чертежах видно, что южное крыло становится более крутым. В строении его принимают участие майкопские слои, выклинивающиеся в южном и западном направлении, верхнемеловые отложения, выклинивающиеся в южном направлении, нижнемеловые образования, мощность которых на большей части территории части впадины, очевидно, выдерживается, и, наконец, юрские осадки, мощности которых меняются в широких пределах. Так, на юго-западе в районе с. Зуй они выклиниваются, на западе у с. Новоселовки мощность их незначительна (143 *м*).

Следует обратить внимание на различную интерпретацию низов разреза скважины Ново-Алексеевки, приведенную Г. Ф. Колобовой и А. А. Балакиной и имеющую место в обоих чертежах. По данным последней, скважиной на забое были вскрыты только юрские отложения, которые не были пройдены полностью, и такая трактовка, очевидно, отвечает действительности.

В свете имеющихся данных Сивашскую впадину следует рассматривать как асимметричную. Ось прогиба по древним отложениям располагается на юге, а в последующие эпохи развития впадины она смещается к северу. Таким образом, местоположение области наибольшего прогибания впадины меняется или, иными словами, мигрирует с юга на север.

Строение Каркинитской впадины изучено в недостаточной мере. Довольно скудные сведения дают скважины Новоселовки на востоке, Саки на юге и Тарханкута на западе. Эта впадина, очевидно, слагается отложе-



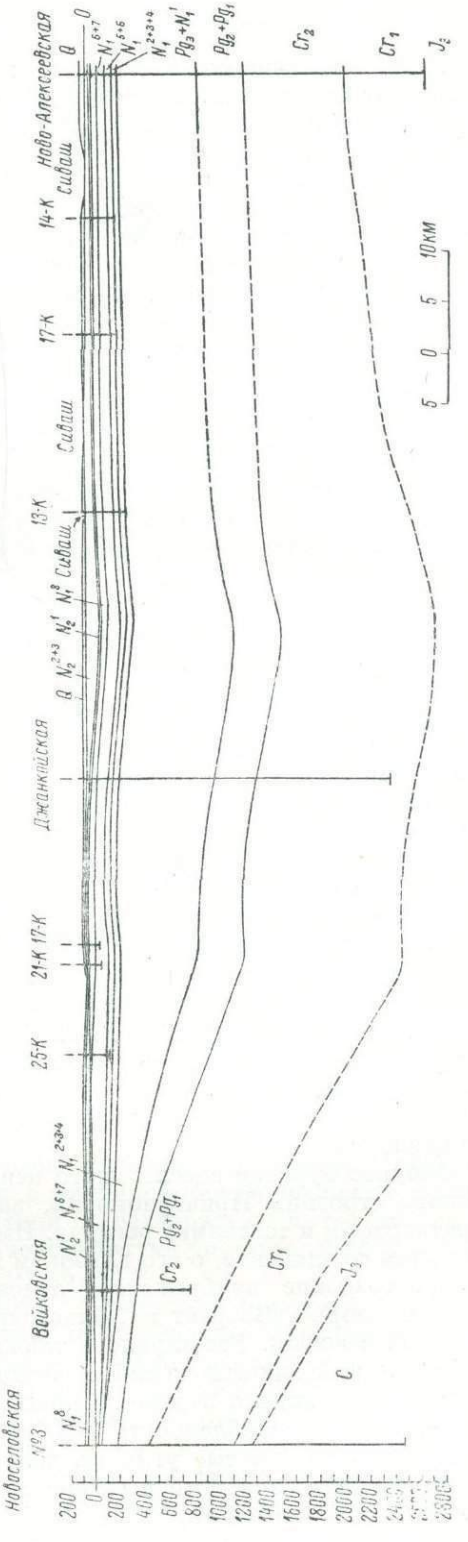
Фиг. 7. Геологический разрез по профилю скважины Симферопольской площади — Джанкой — Ново-Алексеевка — Мелитополь (по данным Г. Х. Дикенштейна и А. М. Моксяковой. Отчет Г. Ф. Колобовой).

ниями карбона, таврической свиты ($J_1 + T$), средней и верхней юры, нижнего и верхнего мела, палеогена, миоцена и плиоцена. Кровля верхнемеловых отложений погружается с 2 до 42 *м* в приподнятой части Новоселовского участка и до 435 *м* на крыле Тарханкутского поднятия. Разница абсолютных отметок по подошве их превышает 2300 *м*. Приведенные цифры позволяют судить об амплитуде прогибания западной впадины.

В последнее время было установлено, что Новоселовские поднятия прослеживаются только по верхнему мелу, и в тектоническом плане по нижнемеловым отложениям имеются существенные отличия. Очевидно, аналогичные условия имеют место и в пределах Тарханкутского участка.

Вполне вероятно, что резкое изменение тектонического плана происходило в более позднюю эпоху. Единая западная Каркинитская впадина, являясь длительное время областью устойчивого погружения, в результате появления тарханкутского вала разделяется на две самостоятельных впадины: южную — Алминскую и северную — Каркинитскую.

При рассмотрении гравиметрической карты, составленной И. Б. Биркганом, обращает на себя внимание поведение изоаномал силы тяжести, наблюдаемые в направлении г. Симферополь — совхоз Первомайский — с. Новоселовка — с. Бузулук — с. Раздольное. Здесь, в западной части степного Крыма, изоаномалы силы тяжести меняют свое направление с северо-западного на юго-западное, тем самым как бы образуя форму выступа с выпуклостью на север. Подобное их поведение обусловлено присутствием на глубине структурного



Фиг. 8. Геологический разрез по профилю скважин Новоселовка — Джанкой — Ново-Алексеевка (по данным А. А. Балакиной).

выступа, отображающего «перемычку», разделяющую Каркинитскую мульду от Сивашской. На северо-востоке и востоке степного Крыма на карте прослеживается отрицательная Армянско-Сивашская аномалия силы тяжести, имеющая локальную форму, очевидно, отображающую на глубине Сивашскую впадину.

В миоценовое время в пределах степного Крыма, так же как и в Молдавии, происходит значительное прогибание, вовлекшее в орбиту своего действия как восточные и западные впадины, так и поперечную приподнятую зону. В результате этих движений на севере степного Крыма образуется единый широтный прогиб, протягивающийся от Каркинитского залива до Азовского моря.

История развития степного Крыма позволила Г. Х. Дикенштейну и Г. Ф. Колобовой в 1955 г. прийти к следующему выводу. «В отличие от Добруджи, Тарханкутский вал в течение длительного времени, как нам сейчас известно, начиная со средней юры, а может быть и ранее, является областью устойчивого погружения и накопления мощной толщи осадков юры, нижнего и верхнего мела и т. д. История формирования Тарханкутского вала и Добруджи различная и их сопоставление в настоящее время является неправильным».

К аналогичному выводу автор настоящего очерка пришел в 1952 г. в своей работе, посвященной геологическому строению Прутско-Днестровского междуречья.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сопоставление стратиграфии Добруджи и горного Крыма в сочетании с данными об истории развития этих двух регионов позволяют нам сделать вывод, что они составляют единую структуру, взаимно дополняя друг друга. Первая из них является приподнятым участком этой общей структуры, а второй — ее погруженной частью.

Территория степного Крыма в тектоническом отношении является областью прогиба и продолжением Преддобруджинской впадины, погружающейся в восточном направлении. В силу этого силурийские отложения, слагающие ее на востоке, сменяются образованиями каменноугольной системы. Выпавшие из поля зрения геолога, девонские отложения, возможно, могут быть встречены на глубине, под дном Черного моря и Каркинитского залива, где они подстилают осадки мезозоя. Обнаружение юрских пород в западной части степного Крыма в скважинах у с. Новоселовки позволяет с уверенностью продолжить древний юрский прогиб в западном направлении.

Опорное бурение внесло много ценных данных для познания геологического строения Причерноморья, значительно дополнило сведения по стратиграфии и тектонике региона. Им уточнено представление о кристаллическом фундаменте, о его глубоком погружении и установлено широкое распространение кембрийских отложений в пределах юго-западного Причерноморья. Возраст их, благодаря находкам органических остатков стал более ясным. Расширилось также представление о распространении здесь силурийских отложений. Разведочное бурение в Крыму также дополнило наши знания о верхнем палеозое на этой территории.

Сильная раздробленность кембрийских отложений в юго-западной части впадины, крутые углы их залегания, предполагаемое присутствие разрыва вдоль западного и северного борта ее указывают на проявление каледонского орогенеза.

На большей части Причерноморья установлены отложения юры, достигающие значительной мощности. В пределах степного Крыма фиксируется широкое развитие нижнемеловых осадков, мощность которых сокращается в западном направлении, на территории Молдавской ССР. Такая же картина распространения характерна и для отложений датского яруса и палеоцена. Этот вывод остается правильным и в отношении всей толщи верхнемеловых осадков, мощное развитие которых установлено в пределах степного Крыма. Сокращение мощностей в западном направлении наблюдается также в олигоцене и эоцене.

Как на западе, так и на востоке Причерноморья установлено асимметричное строение впадины и миграция прогиба с юга для древних отложений, на север в более молодых.

Данные опорного бурения по территории Днестровско-Прутского междуречья, освещающие вопросы нефте-газоносности региона, дали отрицательную характеристику разреза. Наиболее интересный материал был получен в разведочных скважинах, расположенных в западной части Преддобруджинского прогиба на участке между селом Деневица — Кангаз и р. Прут. Совокупность всех данных, полученных в результате опорного и разведочного бурения, позволила подойти к оценке перспектив нефте-газоносности данной территории.

Газовый кароттаж, проведенный в опорных скважинах, выявил незначительное присутствие углеводородов, измеряемых от 1 до 20 *см*³/*л*, или же указал на полное отсутствие их, как это было отмечено в скважине Мирное.

Люминесцентный анализ обычно указывал на незначительное количество битума в пределах сотых и тысячных долей процента.

Анализы вод, полученные в результате испытания некоторых опорных скважин, отмечают присутствие хлор-кальциевых вод, в отложениях древнее верхнего мела (сенон). Последние данные свидетельствуют о закрытости недр, сложенных юрой и палеозоем. Разведочное бурение дало более интересный материал. В одной из скважин (№ 8-Р Татарешти), в отложениях байоса, на глубине 3059—3080 *м* в переслаивающихся глинах и песчаниках встречались незначительные по мощности прожилки и мелкие вкрапления отвердевшего битума, отнесенного по данным лаборатории Львовского института геологии АН УССР к битумам нефтяного ряда.

Эти первые находки битума в юрских отложениях явились важным новым фактором, который следует учитывать при решении вопросов перспектив нефтеносности Преддобруджинского прогиба.

Люминесцентный анализ разрезов скважин Деневицко-Прутского профиля указывает на увеличение с глубиной битуминозности юрских пород. Так, верхнеюрские отложения характеризуются сотыми долей процента битума; в низах бата количество битума достигает 0,12%; в байосе содержание его колеблется от 0,04 до 0,4%.

Лучшие показатели по сравнению с опорным бурением получены в результате газового кароттажа этих же разведочных скважин. Так, им отмечено присутствие углеводородов в скв. 1-Р Деневицы в подошве байоса в объеме от 9 до 32 *см*³/*л*; в скв. 5-Д Татарешти в кровле байоса количество их возросло до 60 *см*³/*л*. Очень интересные данные получены при газокароттаже в скв. 25 колонкового бурения, на границе палеогена и верхней юры, где отмечена пика в 172 *см*³/*л*. Приходится сожалеть, что скв. Р-5, в которой отмечено значительное количество углеводородов, не была испытана из-за аварии. Опробование разведочных скважин также показало наличие

в юрском разрезе пород с хорошими коллекторскими свойствами. При испытании некоторых скважин из бата и байоса получены значительные притоки минерализованных вод с суточным дебитом от 200 до 400 $м^3$. В тех же скважинах отмечено наличие высокоминерализованных хлоркальциевых вод (80 — 111 $г/л$) с содержанием йода и брома, что свидетельствует о большой степени закрытости юрских отложений и о залегании их в зоне затрудненного водообмена.

Таким образом, в пределах Преддобруджинского прогиба можно отметить как положительный фактор: наличие пород, обладающих хорошими коллекторскими свойствами; залегание юрских отложений в условиях хорошей перекрытости породами более молодого возраста; присутствие углеводородных газов и относительно высокая битумонасыщенность пород. Важным, но отрицательным моментом следует считать отсутствие благоприятных структур.

Нижнемеловые отложения, распространенные в северной и восточной частях Преддобруджинского прогиба, выражены благоприятным комплексом пород. Породы, слагающие их обычно при вскрытии скважин, обладают резким нефтяным запахом, могущим указывать на их газонасыщение.

Распределение по площади скважин разведочного бурения крайне неравномерно. Оно в основном было сосредоточено в западной и юго-западной частях прогиба, в то время как центральная, восточная и северная части его освещены бурением незначительным количеством скважин. Нижнемеловые отложения вскрыты всего двумя разведочными скважинами, которые не подверглись опробованию.

Приведенный фактический материал показывает, что изученность юрских и нижнемеловых отложений недостаточна для окончательной оценки перспектив нефте-газоносности.

Однако опорное и разведочное бурение в пределах междуречья позволяет признать бесперспективность отложений кембрия, силура, триаса, верхнего мела, палеогена, верхов верхнего миоцена и частично понтплиоцена.

Бурение скважин, вскрывших тортон, нижний и средний сармат, показало на наличие газовых залежей, имеющих значение для местных нужд и позволяет выделить Припрутье, как перспективный район [1].

Опорное бурение, проведенное в пределах Крыма, в незначительном объеме, позволило собрать небольшой материал для суждения о перспективах нефте-газоносности региона. В результате его получено представление о нефте-газоносности олигоцена, верхнего мела и отчасти нижнего мела.

Олигоценовые отложения вскрывались двумя опорными скважинами — Карлеутской, заложенной на Мошкаревской площади, расположенной к востоку от города Феодосии, и Джанкойской.

В Керлеутской скважине установлена впервые промышленная нефтеносность нижнего отдела майкопа, приуроченная к песчаным породам, носящим характер линз.

На Джанкойской площади исследования керна показали большую эффективную пористость пород многих коллекторов, незначительное количество битума в глинистых отложениях, измеряемого сотыми долями процента.

---

[1] В июне 1957 г. в районе южного Припрутья была установлена нефтеносность среднего сармата, что резко повысило перспективы этих отложений в Припрутьи.

Данные газокароттажа отметили присутствие углеводородов в отложениях майкопа, измеряемых 10—15 *см*^{3}/*л*.

Полученные данные свидетельствуют о перспективности олигоценовых отложений Крыма. Однако они указывают на особые условия осадкообразования в олигоценовую эпоху, которые надо учитывать при постановке поисковоразведочных работ в дальнейшем. Наличие благоприятных структурных условий на территории Крыма не являются основным определяющим моментом. Более решающим фактором является выдержанность песчаных прослоев и степень их распространения по площади.

Полученные в результате опорного бурения данные о верхнемеловых отложениях позволяют прийти к отрицательной оценке их нефте-газоносности. Для них характерно незначительное содержание органического вещества, отсутствие в разрезе пород с хорошими коллекторскими свойствами, незначительное присутствие углеводородов, отмечавшееся по газовому кароттажу и незначительная водонасыщенность пород при отсутствии хлоркальциевых вод.

Характеристика нижнемеловых отложений, вскрытых только в одной Новостепановской скважине, расположенной вне пределов Крыма, по данным люминесцентного анализа, газового кароттажа, битуминологического анализа, присутствию хлоркальциевых вод, насыщающих эти породы, является благоприятной. Отмечаемый нами факт следует учитывать при постановке поисковоразведочных работ в более южных районах Крыма.

Незначительный объем проведенного опорного бурения не является достаточным для оценки перспектив нефте-газоносности степного Крыма.

ЛИТЕРАТУРА

Аванесян Г. М. Геологическое развитие Молдавской депрессии. Изв. АН СССР, *сер. геол.*, № 1, 1954.

Бондарчук В. Г. Геологическая структура УССР и перспективы ее нефтеносности. Тр. Науч.-геол. совещания АН УССР, Киев, 1949.

Бондарчук В. Г. Геологічна будова УРСР, Уч. Пед. вид-во, Киев, 1947.

Бабай В. С. Породы кристаллического фундамента в районе Одессы, Тр. *ВНИИгаз, вып. IV, 1954.*

Васкауцану Т. Силурийские формации румынского берега Днестра. Пер. с рум. Бухарест, 1930.

Горштейн И. Д. Схема тектоники Бессарабии. БМОИП, отд. геол., № 6, 1952.

Дикенштейн Г. Х. Древний палеозой Подолии. Тр. М. Ф. ВНИГРИ, вып. III, 1953.

Корценштейн В. Н. Нижнепалеозойские отложения Одесского района. Тр. ВНИИгаз, вып. IV, 1954.

Корценштейн В. Н. Новые данные по стратиграфии верхнемеловых отложений *Одесского района*. ДАН СССР, т. 78, № 1, 1951а.

Корценштейн В. Н. Некоторые новые данные по стратиграфии палеогеновых отложений Западного Причерноморья. ДАН СССР, т. 78, № 6, 1951б.

Корценштейн В. Н. К вопросу о тектонике Западного Причерноморья. ДАН, т. 81, № 6, 1951в.

Корценштейн В. Н. *К стратиграфии и литологии сарматских отложений* Западного Причерноморья. ДАН СССР, т. 84, № 6, 1952а.

Корценштейн В. Н. Некоторые черты древнепалеозойской истории Западного Причерноморья в свете новейших данных. БМОИП, отд. геол., № 4, 1952б.

Корценштейн В. Н. К стратиграфии и литологии нижнепалеозойских *отложений Одесского района*. ДАН СССР, т. 90, № 3, 1953а.

Корценштейн В. Н. Основные черты палеотектоники Западного Причерноморья. Сб. «Вопросы геологии и геохимии нефти и газа». ВНИИгаз, 1953б.

Корценштейн В. Н., Сытова В. А. Верхнесилурийские отложения района Одессы. ДАН СССР, т. 76, № 3, 1951.

Корценштейн В. Н., Бабай В. С., Печенкина А. П. К стратиграфии и литологии палеогеновых отложений Одесского района. Сборник «Вопросы геологии и геохимии нефти и газа». ВНИИгаз, 1953.

Корценштейн В. Н. Верхнепалеозойские отложения юго-западной Бессарабии. ДАН СССР, т. 85, № 4, 1952в.

Ларин Н. И. О силурийском массиве Подолии. «Проблемы советской геологии», т. VI, № 7, 1936.

Лунгерсгаузен Л. Ф. Этапы развития Подольской платформы и ее Причерноморского склона. Тр. нефтяной конференции. Киев, 1938.

Маймин З. Л. Третичные отложения Крыма. ВНИГРИ, 1951.

Муратов М. В. Тектоника и история развития альпийской геосинклинальной области юга Европейской части СССР и сопредельных стран. Тектоника СССР, т. 2, 1949.

Муратов М. В. Тектоническая структура и история равнинных областей, отделяющих Русскую платформу от горных сооружений Крыма и Кавказа. «Советская геология», № 48, 1955а.

Муратов М. В. Строение Тарханкутского поднятия в свете новых данных. ДАН СССР, т. 101, № 4, 1955б.

Никифорова О. И. Схема стратиграфии верхнего силура Подолии. Материалы ВСЕГЕИ, общ. сер., сб. 8, 1948.

Никифорова О. И., Лунгерсгаузен Л. Ф. О стратиграфическом отношении силурийских слоев Подолии к аналогичным слоям некоторых других мест Западной Европы. ДАН СССР, т. 34, № 2, 1942.

Островская Е. В. Пепловые туфы в третичных отложениях Молдавии. Тр. ВНИИгаз, 1953.

Сергеев А. Д., Молявко Г. И. Геологическое строение и газоносность Причерноморской впадины и задачи ее дальнейшего изучения. Тр. Научн. геол. совещания АН УССР, Киев, 1949.

Соколов Б. С. О возрасте древнейшего осадочного покрова Русской платформы. Изв. АН СССР, сер. геол. № 5, 1952.

Сухаревич П. М. О стратиграфическом положении аркозовых песчаников юго-западного склона Русской платформы. ДАН СССР, т. 103, № 1, 1955.

Сухаревич П. М. О стратиграфии и литологии юрских отложений юго-западной части Причерноморской впадины. Изв. АН СССР, сер геол. № 3, 1956а.

Сухаревич П. М. Новые данные по стратиграфии юрских отложений юго-западной части Причерноморской впадины. ДАН СССР, т. 111, № 3, 1956б.

Тимофеев Б. В. Древнепалеозойские отложения в Молдавии. ДАН СССР, т. 86, № 6, 1952.

Чумаков А. А., Сухаревич П. М., Саянов В. С. Новые данные о магматических проявлениях в южной части Днестровско-Прутского водораздельного плато. ДАН СССР, т. 97, № 3, 1954.

Чумаков А. А. и Сухаревич П. М. О тектоно-магматических проявлениях в южной части Днестровско-Прутского водораздельного плато. ДАН СССР, т. 108, № 3, 1956.

Шатский Н. С. О структурных связях платформы со складчатыми геосинклинальными областями. Изв. АН СССР, сер. геол. № 5, 1947.

Я. С. Эвентов

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕ-ГАЗОНОСНОСТИ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Сарпинский водораздел и междуречье Волга — Урал известны как газоносная территория: в настоящее время здесь насчитывается около 50 пунктов, в которых установлены выходы горючих газов на земную поверхность и их проявления в буровых скважинах.

Территория эта почти целиком сложена на земной поверхности морскими четвертичными образованиями. Породы палеозоя, мезозоя и палеогена, слагающие основные геоструктурные элементы, обнажены здесь *лишь в единичных пунктах (в окрестностях оз. Эльтон и Баскунчак, у* г. Чапчачи, в Каменном Яре и др.). На всей остальной площади они погребены под мощным покровом (иногда достигающим нескольких сотен метров) верхнеплиоценовых и постплиоценовых толщ, залегающих горизонтально или дислоцированных весьма полого. В настоящее время бурением опорных, глубоких разведочных и профильных крелиусных скважин, а также по данным геологической съемки, на обнаженных участках, для данных территорий установлена характеристика пород карбона, перми, мезозоя, палеогена, плиоцена, четвертичных. Основные черты геологического строения западной части Прикаспийской впадины изложены в 1 томе настоящих очерков. [1]

Изучение стратиграфии и тектоники позволило сделать некоторые выводы о геотектонической структуре данной территории.

1. Формирование герцинских складчатых сооружений в конце карбона и начале перми привело на юге Русской платформы к образованию большой окраинной впадины, на которой в начале пермского периода отлагались гидрохимические осадки, а в конце периода красноцветные породы.

2. В различных частях Прикаспийской впадины породы осадочного комплекса покоятся на разновозрастных дислоцированных образованиях— докембрийских в северной части впадины, герцинской складчатости в южной. На юге описываемой территории, под весьма полого дислоцированными плиоценовыми образованиями, проходит погребенная складчатая система герцинского возраста, наиболее поднятый участок которой в настоящее время приходится на юго-восточное продолжение Донбасса — Южные Ергени, районы Песчаного и Промыслового. Этот участок представляет собою не что иное, как выступ герцинского фундамента, известный

[1] См. Я. С. Эвентов. «Западная часть Прикаспийской впадины». Очерки по геологии СССР (по материалам опорного бурения), т. 1. Труды ВНИГРИ, нов. сер., вып. 96. Гостоптехиздат, Л., 1956.

в геологической литературе под названием Погребенного кряжа или кряжа А. П. Карпинского.

3. К погребенному выступу герцинского фундамента приурочены большие пологие поднятия, сложенные мезозойскими породами. К их числу относится поднятие у Промыслового, а также расположенные к северо-западу от него другие поднятия, в том числе Бузгинское (у с. Песчаного). На южном крыле выступа герцинского фундамента, намечается еще два поднятия: Можарское и Каспийское. В пределах северного крыла Погребенного кряжа намечается существование поднятий в районе г. Астрахани.

4. Значительные пространства западной части Прикаспийской впадины, охватывающие ее северные, восточные и центральные районы, заняты типичными солянокупольными структурами, аналогичными соляным куполам Эмбенской нефтяной области.

5. Площадь широкого развития соляных куполов отделена от поднятой части Русской платформы переходной тектонической зоной, в которой наряду с типичными пологими поднятиями, сложенными палеозойскими породами, развиты соляные структуры, но отличные от соляных куполов Эмбенской области — имеющие ориентировку и с меньшей мощностью соли.

Прикаспийская впадина представляется как область преимущественно длительного погружения осадков или как область накопления больших мощностей. При общей тенденции к опусканию, в отдельные этапы своего формирования эта территория испытывала также движения положительного знака; так было в середине и конце триаса, в начале юры, в начале мелового периода, в отдельные времена в течение нижнемеловой и палеогеновой эпох, в миоцене, в начале плиоцена.

Из пробуренных в западной части Прикаспийской впадины 7 опорных скважин были окончены без испытаний Новоузенская, Новоказанская, Эльтонская (Аралсорская); опробовательские работы были проведены в скважинах Джанай и Черный Рынок; в скважине Артезиан испытания закончены в 1957 г. В Астраханской опорной скважине опробовательские работы проведены лишь частично, для интервалов нижней перми; юрские и меловые интервалы были испытаны в разведочной скважине, пробуренной на соседнем Тинакском участке.

Опробовательские работы были проведены также в разведочных скважинах ряда других участков. Это позволило установить новые нефтепроявления и газопроявления, иногда весьма интенсивные.

ПРИЗНАКИ НЕФТЕНОСНОСТИ В ПАЛЕОЗОЙСКИХ И ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Как известно, в восточных районах Русской платформы палеозойские отложения нефтеносны и газоносны. В непосредственной близости к Прикаспийской впадине — в пределах Саратовского и Сталинградского Поволжья — эксплуатируется несколько нефтяных и газовых месторождений, в которых нефть и газ добываются из отложений девона, нижнего и среднего карбона. К северу от Прикаспийской впадины, в Куйбышевском и Чкаловском Заволжье, промышленно нефтеносные и газоносные горизонты приурочены к нижней и верхней перми; в Башкирии, в условиях Приуральского предгорного прогиба, аналоги которому могут быть найдены и на нашей территории, продуктивные нефтеносные отложения принадлежат нижней перми (артинский ярус). В Эмбенской нефтеносной об-

ласти известно несколько месторождений, дающих промышленную нефть из пород пермотриаса.

В пределах Прикаспийской впадины отложения раннего палеозоя не известны. В южных районах описываемой территории, в которых верхнепалеозойские (каменноугольные) отложения играют роль складчатого основания и которые преимущественно состоят из метаморфизованных пород, нефтепроявления в палеозое не встречены.

В последние годы были получены новые данные о газопроявлениях в палеозойских отложениях в Саратовском Заволжье, на участке, непосредственно примыкающем к Прикаспийской впадине. На Советско-Степновской площади в 1953 г. был получен фонтан газа из сталиногорского горизонта (нижний карбон), а в 1954 г. были получены мощные фонтаны газа из девонских отложений. Открытие новых месторождений в Саратовском Заволжье серьезно повышают перспективы нефтеносности и газоносности палеозойских отложений в пределах Прикаспийской впадины, по крайней мере для ее северных и западных бортовых участков.

В северных районах западной части Прикаспийской впадины, в пределах площади развития соляных куполов, признаки нефтеносности относятся к отложениям нижней перми.

В окрестностях Баскунчакского соляного купола, в балке Шаровской, и в ряде пробуренных скважин встречены гипсы и ангидриты кунгурского возраста, содержащие до 6,5% нефтяного битума. Битум заполняет пустоты и трещины в породе; в составе битума из балки Шаровской по данным анализа, выполненного В. И. Вето, содержится смол 42,5%, масел 50,69%, асфальтенов 6,51%.

На возвышенности Чапчачи автором, совместно с В. Д. Ильиным, в 1950 г. были обнаружены битуминозные известняки казанского яруса, содержащие, по данным люминесцентного анализа, до 0,93% свободного битума «А» маслянистого типа.

В 1954 г. геологической партией под руководством В. Д. Ильина, проводившей геологическое изучение района Бис-Чохо и Худай-Берген, были встречены в нескольких пунктах нефтепроявления в породах перми и более молодых.

В юго-западной части возвышенности Худай-Берген был обнаружен выход сильно закированных известняков и ангидритов. Пласты пород на этом участке круто наклонены на ЮВ 103° под углом 70°. Известняк сильно кавернозный, крупно сферолитовой структуры. Вся порода пропитана окисленной нефтью. Трещины и каверны в породе заполнены асфальтитом. Возраст известняков, вероятно, казанский. Пробуренная на этом участке картировочная скв. 918 на глубине 18—20 *м* вскрыла трещиноватые ангидриты, белые, некрепкие. Трещины и пустоты в породе оказались заполненными темно-бурой, вязкой, окисленной нефтью. Нефть пропитывает также и часть породы, ограничивающей каверны и трещины. По данным исследования, проведенного битумной лабораторией ВНИГНИ, хлороформенный экстракт черно-коричневый, блестящий, вазелиноподобный, без запаха, серы мало; спиртобензольный экстракт грязно-коричневый, без блеска, твердый, с запахом, содержание его 0,03%.

В этой же скважине вскрывались также серые, кавернозные известняки, каверны которых были заполнены темной вязкой нефтью. Включения асфальтита, наличие песков, содержащих легкую нефть, битуминозность пород установлены в этом районе и в других пунктах.

Нефтепроявления в породах перми и триаса найдены также на соляных куполах, прилегающих к низовьям реки Урал. На куполе Кусанбай в ряде случаев отмечено наличие примазок нефти в гипсах; нефть тяжелая, окисленная, вязкая. В этом же районе известны проявления тяжелой окисленной нефти в пермотриасе.

На соляном куполе Новобогатинск зафиксировано большое количество нефтепроявлений в виде запаха нефти в породах, нефтяных вытяжек, а порою и пропитывания нефтью песков пермотриаса.

В Центральной части Прикаспийской впадины проявления в виде примазок нефти в известняках триасового возраста обнаружены на поднятии Аукитайчагыл (район Новоказанской опорной скважины). Заслуживает внимания случай, происшедший в крелиусной скв. 16, после окончания ее бурения. В ней наблюдался выброс газа, повлекший за собой обвал стенок скважины и образование пробки. Выброс произошел, вероятно, из нижнетриасовых отложений, вскрытых на глубине 535,9—544,6 *м*.

НЕФТЕ- И ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ В ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ

В восточной части Прикаспийской впадины, в пределах Урало-Эмбенской нефтеносной области, основные нефтепродуктивные горизонты принадлежат породам среднеюрского отдела. Испытание юрских интервалов в западной части Прикаспийской впадины проводилось в ограниченном количестве пунктов, в частности, в Тинаках (вместо Астраханской опорной скважины), Промысловом, Олейниково (к западу от Промыслового), Стрелецком, Азау, Джанае, Артезиане.

В скв. 3 в Тинаках было испытано 5 юрских интервалов: два байосских, один батский, один келловейский и один нижневолжский. Наиболее интересные результаты были получены при испытании байосского интервала 1471—1474 *м*. После прострела первой дыры в скважине началось переливание воды с пленками нефти и слабыми пузырьками газа; приток нефти затем усиливался и достигал 0,31 *м*^{3}/*сутки*. При повторном испытании интервала 1471—1472,2 *м* также было получено переливание воды с нефтью, причем суточный дебит нефти достигал 0,72 *м*^{3}. Нефть хорошего качества зеленоватого цвета, легкая, удельного веса 0,832. Отмечается высокое качество нефти этого интервала.

Ниже приводится характеристика нефти по данным С. Павловой. Выход фракций до 300°—61%, что приближает нефть Астрахани к нефти промыслов Кулсары 67% и Искине 63%. Содержание серы незначительное — 0,29%, смол силикагелевых — 3,57%, сернокислых — 13%; коксуемость — 0,23%, количество парафина — 0,92%. По отсутствию асфальтенов и малой коксуемости нефть г. Астрахани сходна с масляными нефтями 1 сорта Эмбенской области.

Незначительное количество нефти вместе с водой получено также при испытании другого байосского интервала — 1438—1440 *м*, опробованного в Тинаках.

Из остальных юрских интервалов при испытании получена минерализованная вода без признаков нефти и газа. Скважина была заложена в неблагоприятных структурных условиях и попала в приконтурную зону.

На соседней Стрелецкой (Разночиновской) площади юрские отложения испытывались в нескольких скважинах: во всех случаях были получены притоки минерализованной воды, иногда с пузырьками газов. При тартании воды на ее поверхности в отдельных случаях наблюдалась пленка неф-

тяной эмульсии. Состав газа из скв. 1 (интервал 1178—1182 *м*) следующий: метана 74,9%, этана — 0,2%, азота и редких — 24,1%, углекислоты — 0,8%.

Два вышележащих интервала, принадлежащих келловейскому ярусу, дали слабые притоки воды.

В разведочном районе Промыслового юрские отложения испытывались в нескольких скважинах. В скв. 8 юрский интервал 1991—1996 *м* дал переливающую воду с газом. Попавшиеся пузырьки газа оставляли густую иризирующую пленку; в составе газа содержится углекислоты — 3%, метана — 56%, азота — 34%.

Известен также состав газа, полученного при испытании интервала 1123—1124 *м* скв. 11, принадлежащего, вероятно, верхней юре: метана — 86,4%, сумма тяжелых — 0,4%, азота и редких — 11,8%, углекислоты — 1,4%.

В опорной скважине Джанай было испытано три среднеюрских интервала. Самый нижний интервал — 2335—2357 *м*, после прострела первых дыр в колонне диаметра 8″, дал слабо переливающую минерализованную воду, содержащую редкие пузырьки газа. Анализ газа, произведенный во ВНИИ, показал, что в его составе содержится метана — 79,5%, этана — 2,03%, пропана — 0,45%, бутана — 0,32%, азота и редких 15,4%, углекислоты — 2,3%. Испытание интервала 2267—2280 *м* дало приток минерализованной воды со статическим уровнем 17,4 *м* от устья скважины. Газо- и нефтепроявлений не отмечено. Перфорация колонны в интервале 2082—2097 *м* дала слабо переливающую минерализованную воду с газом. Суточный дебит воды достигал 18 $м^3$, в составе газа содержится метана 75,2%, этана 0,2%, пропана 0,4%, бутана 0,1%, азота и редких 8,5%, углекислоты 13,8%.

В опорной скважине Артезиан на глубине 3494—3498 *м* в интервале, примерно отвечающем средней (или нижней) юре, была получена нефтяная эмульсия. С глубины 3500 *м* был поднят песчаник, давший интенсивную нефтяную вытяжку. Удельный вес нефти 0,820, температура начала кипения 72°С, содержащие фракции, вскипающие до 137°—10%, до 182°—20%, до 230° — 30%, при определении фракционного состава этой нефти трубка холодильника забивалась парафиновыми углеводородами примерно с температуры 300°С.

В 1949—1952 гг. в разведочном районе Азау было пробурено 7 глубоких роторных скважин. В некоторых скважинах были проведены опробовательские работы. В скв. 1 было испытано 8 интервалов, из них 6 в породах юрской системы. В двух интервалах 937,4—941 *м* и 723—728 *м* получены притоки воды, переливавшей через устье скважины, с обильными бурлящими пузырями газа. В газе содержатся: горючие от 20,67 до 40,54%, азот и редкие от 57,47 до 71,11%. В скв. 3 опробовано 3 интервала из них два юрских: 1185,4—1190,5 *м* и 1144,74—1151,88 *м*, из которых получены притоки воды с газом. Газ интервала 1144,7—1151,9 *м* состоит на 90,98% из азота, на 2,7% из углеводородов, 1,82% кислорода, 4,5% углекислоты.

Ряд нефтепроявлений и газопроявлений из пород юрского возраста установлен в районах правобережья р. Урал, прилегающих к Эмбенской области. В Новобогатинске пески нижней юры, дающие нефтяную вытяжку, или слабо пропитанные нефтью, или с запахом нефти, были вскрыты в скв. 124. В ряде скважин вскрыты среднеюрские пески и песчаники с примазками нефти, дающие нефтяную вытяжку, или с запахом нефти; в отдельных случаях нефтяным запахом обладают среднеюрские глины.

На соляном куполе Кусанбай известно несколько случаев вскрытия песчаников и песков средней юры, пропитанных нефтью.

В районе бурения Новоказанской опорной скважины, на куполе Аукитайчагыл, нефтепроявления в юрских отложениях отмечены в крелиусных скв. 1, 15, 17. В скв. 1 мелкозернистые песчаники нижней юры из интервала 543—553 *м* пропитаны густой нефтью; в этой же скважине, при испытании нижнеюрских отложений на техническую воду, наблюдалось слабое периодическое газирование. В скв. 15 и 17 керны пород, принадлежащих нижневолжскому ярусу, издавали сильный запах или имели примазки нефти.

За пределами Прикаспийской впадины, в непосредственной близости к ее западному борту, в районе Коробков, в 1951 г. были открыты интенсивные газопроявления в породах средней юры. Газ обнаружен в верхней песчаной пачке байосского яруса средней юры. В составе газа содержится углеводородов 96,05%, азота 3,95%; дебит газа 302—310 *м³/сутки*, при давлении 7,5—8 *атм*. Из нижних песчаных пачек байосского яруса получены *притоки пресной воды*.

В ряде пунктов Саратовского Заволжья, при проведении буровых работ отмечены нефте- и газопроявления из отложений средней юры. В одной скважине, пробуренной восточнее Советского, были подняты батские песчаники розоватой окраски с интенсивным запахом бензина. Аналогичные *породы с запахом нефти наблюдались в структурных скважинах в районе* Новоузенска.

НЕФТЕ- И ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ В МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

В ряде районов Эмбенской нефтеносной области промышленная нефть добывается из неокомских, аптских и альбских отложений. Предположительно из нижнемеловых отложений добывается промышленная нефть в Терско-Кумской равнине (Озек-Суат).

В пределах описываемой территории интенсивные проявления в меловых отложениях относятся к разведочному району Промыслового. В этом районе в июле 1952 г. в скв. 1, при разбуривании цементного стакана произошел выброс воды и фонтан газа с воспламенением и пожаром. *9 декабря в этой же скважине произошел вторичный выброс газа.* 7 января 1954 г. у устья скважины образовались грифоны газа, а затем сухая воронка диаметром около 2 *м* и глубиной 0,7 *м*. Газ фонтанировал из нижнемеловых пород. Его состав: метана 95,1%, этана 2,8%, углекислоты и сероводорода 2,1%.

В процессе последующей разведки газопроявления при испытании были установлены в ряде случаев. Из них наиболее интенсивные отмечены в 1954 г., когда в одной из скважин при испытании альбских отложений произошел выброс глинистого раствора с последующим интенсивным фонтанированием сухим газом. Состав газа: метана — 95,5%, сумма тяжелых углеводородов — 0,3%, азота и редких газов — 1,6%, углекислого газа — 2,6%. В этой же скважине неокомские интервалы дали переливающие притоки горячей минерализованной воды с газом.

В опорной скв. Джанай опробовательские работы были произведены в трех меловых интервалах, из них один (1883—1907 *м*) принадлежит аптскому, альбскому ярусам, второй (1728—1732 *м*) альбскому и третий (1554—1584 *м*) верхнемеловому отделу. Испытания производились в условиях недостаточной герметичности колонны и не дали надежных результатов.

Как указано было выше, в Тинаках (скв. 3) испытания проводились взамен программы, намеченной для Астраханской опорной скважины. Всего в Тинаках было испытано 4 нижнемеловых интервала: два неокомских 1231—1233 и 1196—1201 *м*, два альбских 1102—1106 и 1047—1053 *м*. В первых двух интервалах были получены притоки воды со слабыми проявлениями газов; на поверхности переливающей воды из интервала 1231—1233 *м* наблюдалась также иризирующая пленка. Альбские интервалы дали минерализованную воду без притока нефти и газа. В составе газа из интервала 1231—1233 *м* отмечено наличие следующих компонентов: метана — 82,1%, азота и редких — 16,9%, углекислоты — 0,3%; в составе газа из интервала 1196—1201 *м*: метана — 79,9%, азота и редких — 18,6%, углекислоты — 0,1%. [1]

Испытания нижнемеловых интервалов на соседней Стрелецкой (Разночиновской) площади привели к открытию нефтяного месторождения. В одной из разведочных скважин здесь было отмечено наличие переливающей воды и приток нефти в несколько тонн в сутки; в других скважинах переливающая вода содержала пузырьки газа.

Газопроявления из меловых отложений в Азау были установлены в скв. 1 и 7. В скв. 1 в интервале 675,4—694 *м*, принадлежащем, вероятно, неокому, после прострела дыр и тартания был получен приток воды, переливающей через устье с пузырьками газа. В последнем содержится горючих углеводородных газов 92,89%, углекислоты 0,94%, азота и редких 4,74%, кислорода 1,42%.

В скв. 7 Азау было опробовано 4 нижнемеловых интервала, из них 2 апт-неокомских, 2 альбских. В апт-неокомском интервале 717—728 *м* отмечены притоки воды с газом, в составе которого содержится — метана 96,3%, тяжелых углеводородов 0,003%, азота и редких 2,4%, углекислоты 1,3%. В Азау известны газопроявления также из пород верхнего мела.

В 1957 г. было открыто промышленное нефтяное месторождение на поднятии у Олейниково. При испытании нижнемелового интервала здесь был получен фонтан легкой нефти с суточным дебитом 280 *т*. Нефтепроявления отмечены и в других скважинах. В 1954 г. нефтепроявления в породах сеномана, альба и апта в виде песков, пропитанных нефтью, или песчаников с примазками нефти или содержащих нефть по трещинам были установлены в крелиусной скважине, пробуренной в районе Бис-Чохо.

Проявления горючего газа из отложений верхнего мела известны также в Соленом Займище. Они были установлены при ликвидации колонковых скважин.

Ряд нефтепроявлений в меловых породах был установлен на соляных куполах правобережья нижнего течения р. Урал.

На соляном куполе Черная Речка были вскрыты глины с прослоями песков, пропитанных нефтью, и водо-нефтяные пески неокома (скв. 8, 10, 12), нефтяные или закированные пески апта (скв. 3, 8, 12), закированные пески альба (скв. 3, 4); в последних установлено также несколько случаев газопроявлений в альбских отложениях. В этом районе проводилось испытание аптских отложений только в скв. 16, в результате опробования (интервал 451—458 *м*) был получен слабый приток нефти, с дебитом 0,5 *л* в сутки.

---

[1] Возможно некоторое слабое загрязнение газа воздухом, так как в их составе установлено соответственно 0,7 и 1,4% кислорода.

В одной из крелиусных скважин, пробуренной в Новобогатинске (29-К), встречен песчаник неокомского возраста, местами пропитанный легкой нефтью; в других скважинах (44, 51) отмечены примазки нефти в породах апт-альбского возраста.

На соляном куполе Кусанбай нефтепроявления неокомского возраста представлены в виде песков или песчаников, насыщенных нефтью или содержащих примазки закированной нефти, в виде песчаных прослоев в глинах или в виде глин с запахом нефти. Встречены также аптские и альбские пески насыщенные нефтью, глины с примазками или запахом нефти. Известен также случай вскрытия песчаника кампанского возраста с примазками нефти.

В центральной части Прикаспийской впадины, на соляном куполе Аукитайчагыл, в крелиусных скв. 15 и 17 встречены пески неокомского возраста пропитанные нефтью.

НЕФТЕ- И ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ В ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

На территории западной части Прикаспийской впадины признаки нефти в палеогене не отмечались. Майкопские (хадумские) отложения промышленно газоносны в пределах Ставропольской возвышенности и в районах Грознефти к югу от Черных Земель (Ачикулак).

В Южных Ергенях, где палеогеновые отложения изучены значительно лучше, с майкопской свитой и фораминиферовыми слоями связан ряд нефтепроявлений. По данным Ф. Ф. Голынца, из фораминиферовых глин в районе Степного была получена нефтяная вытяжка. Из верхнемайкопских слоев Шар-Булука и Каменного бугра Ф. Ф. Голынцом [1934] были получены не только бензольные вытяжки, но и выпотевание капель нефти на поверхности извлеченных кернов. По данным Н. Ю. Успенской и Ф. П. Пантелеева [1937], среднефораминиферовые мергели, вскрытые в скважине Шар-Булука, на глубине 1014—1033 *м* дали интенсивную бурую вытяжку в бензоле.

В районе Сталинграда выход газа отмечен на Сарпинском озере в пойме Волги, и в скважинах, пробуренных вблизи поселка Бекетовка и в пойме р. Царица, выше железнодорожного моста. Приурочен этот последний выход к водоносному горизонту в подошве среднецарицинских отложений; дебит газа незначительный.

На территории Черных Земель газопроявления из майкопских отложений наблюдались в одной из артезианских скважин, пробуренных вблизи Красного Камышаника. Нефтепроявления в палеогеновых отложениях установлены на соляном куполе Черная Речка в виде пропитанных нефтью трещин в глинах и мергелях (скв. 8, 10, 12).

ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ В МИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Миоценовые отложения промышленно нефтеносны в Грозненском районе. Наиболее близкий к интересующей нас территории район, в котором известна продуктивность миоцена,—Аду-юрт—расположен в Затеречной равнине, в 100 *км* к югу от Черных Земель. В этом районе нефтеносны породы сарматского яруса.

В результате обработки материалов артезианских скважин были получены данные о том, что газопроявления на Черных Землях связаны не только с апшеронскими отложениями, как это считалось раньше, но и

с сарматскими. В свое время автором [1940] отмечалось выделение газа в скважине Семенхудука [1]; в настоящее время можно считать, что возраст газоносных отложений в этой скважине сарматский.

В последние годы были установлены газопроявления из караганского горизонта в трех артезианских скважинах, пробуренных Буденновской конторой Мелиоводстроя на Черных Землях. Отбор проб газов из этих скважин был произведен автором совместно с И. Н. Шебуевой и Т. А. Дудиной. В составе газа скважины у оз. Матхир [2] содержится метана — 96,57%, тяжелых углеводородов — 0,07%, азота — 2,62%, углекислоты — 0,74%. В скв. 275 глубина газоносного и водоносного горизонта 110—135 *м*, в составе газа метана 78,44%, тяжелых углеводородов 0,02%, азота 19,24%, углекислоты 2,3%. В скв. 280 с глубины 150—175 *м*, поступает газ, в котором содержится — метана 83,1%, тяжелых углеводородов 0,03%, азота 14,34%, углекислоты 2,55. Газопроявления отмечались также в крелиусных скважинах, пробуренных ВНИГНИ (скв. 1 из караганских и сарматских отложений, скв. 10 из караганских).

НЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ В ПЛИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

В 1913—1914 гг. в Новобогатинске добывалась промышленная нефть из отложений акчагыльского возраста. Скв. 2/64, с глубины 239,9 *м* вскрыла нефтяные пески, давшие фонтан легкой нефти, удельного веса 0,763. За первые 2,5 суток фонтаном было выброшено 1300 *т* нефти. В дальнейшем дебит резко снизился. Эксплуатация скважины продолжалась несколько месяцев.

Акчагыльский возраст эксплуатационного горизонта установлен по сопоставлению горизонта с разрезом пробуренной рядом скв. 11-К.

Нефтеносность акчагыльских отложений в Новобогатинске отмечалась еще в нескольких скважинах, в том числе в скважинах, пробуренных после Октябрьской революции. Нефть Новобогатинска высокого качества и содержит до 45—60% легких фракций — лигроина.

ГАЗОНОСНОСТЬ ПЛИОЦЕНОВЫХ И ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Газопроявления на территории северного Прикаспия известны с незапамятных времен. Как указывает А. А. Черепенников [1928], описавший несколько газовых месторождений в районе Новой Казанки, предание говорит, что в этих местах прежде выходили газы и горели священые огни. Первые сведения о газопроявлениях в скважинах, пробуренных в Астрахани, были опубликованы Г. Нешелем [1847] и И. Корниловым [1856]. Месторождения на левобережье Волги и междуречье Волга — Урал были в свое время изучены С. И. Мироновым [1926], Н. Н. Тихоновичем [1928], А. А. Черепенниковым [1928], А. А. Богдановым [1934], С. М. Киселевым [1935] и др. авторами. П. А. Православлевым [1913] были описаны газопроявления из ашперонских пород, обнаруженные в скважине, пробуренной в конце прошлого столетия вблизи Каменного Яра. Сведения о газопроявлениях в районе Черных Земель изложены в работах Ф. Ф. Голынца [1935] и автора этой работы [1940].

---

[1] Этот пункт на карте не показан, он находится вблизи с. Красный Камышаник.
[2] Вблизи с. Красный Камышаник.

В настоящее время на всей территории от возвышенности Ергеней до р. Урал и от р. Кума до Общего Сырта известно более 50 участков с газопроявлениями, большинство которых приурочено к породам плиоценового и постплиоценового возраста. Характер газопроявлений и состав газов позволяют рассматривать совместно все эти месторождения и считать их явлениями одного порядка.

Газопроявления на этой площади имеют следующие формы: а) сухие газовые выходы — газовые сопки; б) выделения газа в родниках и источниках; в) выделения газа в буровых скважинах. Наиболее интенсивные газопроявления в междуречье Урал — Волга были получены из скважин Астрахани, Азау, Аукитайчагыла, Тинак, Каргале, Алтын-бай-Арал.

В Азау в 1931 г. А. А. Богдановым было найдено несколько газовых сопок, расположенных приблизительно по одной линии, на протяжении около 600 *м*. Сопки имеют вид приплюснутых конусов, сложенных уплотненными песками, выпавшими из вод, поступавших из газового выхода; несколько десятков лет назад газовые выходы имели вид родников с газовыми грифонами. К северу от газовых сопок Азау в урочище Ази-Сор известно несколько старых газовых выходов.

Крелиусным бурением, проведенным в этом районе в 1940—1941 гг. и в 1947—1951 гг. в постплиоценовых и плиоценовых отложениях было вскрыто не менее шести газовых горизонтов, из которых четыре в апшеронском ярусе и в морских четвертичных отложениях. Давление газа в отдельных случаях превосходит 20 *атм* (замер произведен по высоте столба жидкости, выбрасываемой при фонтанировании); в составе газа содержится метана до 96,5%. В одной крелиусной скважине 24-К после прострела дыр возник фонтан газа с суточным дебитом около 6000 $м^3$ (подсчет произведен по минутному замеру) при давлении 10 *атм*. Глубоким бурением 1947—1949 гг. в этом районе вскрыт соляной шток, обнаружены газопроявления в юрских и меловых породах, но не было получено практических результатов в отношении промышленной газоносности. По соседству с Азау известно еще несколько газовых месторождений, в том числе Кукурте-Досанг и др.

В Астрахани в плиоцене и четвертичных отложениях установлено не менее 5 газоносных горизонтов. Они были опробованы при бурении скважины «Востокнефти» в 1931 г. [А. А. Богданов, 1934] и при разведочном бурении в 1947—1949 гг. В этом же районе известен и выход газа на земную поверхность.

Наиболее эффективными являются газопроявления, полученные при опробовании в скв. 5 интервала, залегающего в подошве бакинского яруса. В названном интервале скважина была обсажена двумя колоннами, поэтому испытание его проводилось торпедированием. В результате был получен выброс воды, а затем и фонтан газа с водой и песком. Фонтанирование происходило периодически, продолжалось несколько дней и прекратилось в результате образования песчаной пробки. Давление газа на выходе при фонтанировании колебалось от 4,7 до 5,2 *атм*, в затрубном пространстве поднималось до 10 *атм*, дебит газа вследствие пульсирующего характера фонтана и поступления воды не был определен. В этой же скважине, при испытании одного из апшеронских пластов был получен газ, в составе которого содержалось 96% метана, 0,9% тяжелых углеводородов и 1,7% азота и редких.

Максимальные дебиты газа из апшеронского горизонта отмечены в скважине «Востокнефти», описанной в свое время А. А. Богдановым,

дебит газа из горизонта на глубине 287,9 *м* достигал 2830 *м³/сутки*, при давлении у устья 1,25 *атм*. В колонковой скв. 26 из подошвы древнекаспийских отложений, с глубины 100—105 *м*, отмечено поступление 600 *м³* газа в сутки (минутным замером) и давление на устье до 9,5 *атм*. Вскрытые газоносные горизонты являются в то же время и водоносными и во всех случаях фиксировались в виде притоков разгазированной воды.

Интенсивные газопроявления из апшеронских и бакинских пород были вскрыты также колонковыми скважинами в Тинаках. В отдельных случаях здесь было произведено опробование пластов. В составе газа одного из апшеронских пластов (скв. 62-К) содержалось 95,19% метана. Дебит газа достигал 4000—5000 *м³/сутки*, при давлении на устье до 14—15 *атм*.

В Каргале имеется несколько газовых выходов на земную поверхность. Интенсивные газопроявления были получены в мелких скважинах, в которых дебит газа достигал 3000 *м³/сутки*, при давлении 3,15 *атм*; газ горючий, с содержанием метана до 95%. Выделения газа приурочены к апшеронским песчаным отложениям, слагающим сводовую часть пологой складки, установленной здесь ручным бурением [С. М. Киселев, 1935].

В урочище Алтын-бай-Арал газовые выходы расположены в центре имеющейся здесь возвышенности. Мелким бурением вблизи газовых выходов были установлены бурные проявления газоносности в прослое галечника, залегающего на контакте бакинских и апшеронских отложений. Дебит газа достигал 4250 *м³/сутки*, при давлении 1,85—2 *атм*. Несколько более сильные газопроявления приурочены к мелким сбросам в апшеронских отложениях.

Естественные выходы горючих газов известны в окрестностях оз. Эльтон, по балкам Родниковой и р. Солянке; в северо-западной части озера, по р. Большая Самородка, имеется выход азотного газа. Газы в этом районе опробовались С. М. Киселевым [1935], Н. С. Борихиным, Г. Е. Рябухиным и др.

В районе оз. Баскунчак наблюдаются выходы газа также двух типов: углеводородный (в нем содержится до 94% метана) и азотный. Выходы первого связаны с породами плиоцена; проявления азотного газа приурочены к выходам более древних пород.

Ряд газовых выходов расположен вблизи с. Новая Казанка, из них наибольший интерес представляет район Аукитайчагыла. Газопроявления здесь установлены в старых колодцах и в шурфах; вода в колодцах бурно клокотала вследствие выделения газа, а когда к ней подносили горящую спичку, вся поверхность воды вспыхивала. К этому же району тяготеют газовые выходы урочища Назбек-Сор, в котором шурфовочными работами был обнаружен пологий купол в отложениях апшеронского яруса. В 1950—1953 гг. здесь были пробурены опорная скважина (Новоказанская) и несколько колонковых. В последних были интенсивные фонтаны газа с водой из плиоценовых и четвертичных отложений. Фонтаны продолжались по несколько суток и прекращались в результате обвалов стенок скважин.

Проанализирована была лишь одна проба газа из скв. 19. Газ, вероятно, нацело состоит из углеводородов, так как в нем не оказалось углекислоты и окиси углерода, а количество кислорода составляет 1,1%, что при наличии в этом же газе 3,7% азота свидетельствует о недостаточно стерильном отборе пробы. Остальные 95,2% представляют собой газ с высоким содержанием тяжелых углеводородов: кроме метана (53,2%), в нем содержится этана — 23,9% и пропана — 18,1% (состав газа приведен по Р. И. Грачеву).

Все описанные выше месторождения расположены сравнительно на небольшом расстоянии друг от друга в различных участках Прикаспийской впадины. Месторождение Азау приурочено к одному из южных соляных куполов. Месторождение Каргале расположено к востоку от оз. Эльтон. Алтын-бай-Арал тяготеет к центральной части Прикаспийской впадины на площади, где известна большая группа газовых выходов Новой Казанки. Достойно внимания то обстоятельство, что наиболее интенсивные проявления газа в описанных месторождениях отмечены в сводовых частях обнаруженных здесь плиоценовых поднятий.

Неменьший интерес представляет широкое распространение газопроявлений в породах плиоцена на территории Черных Земель. Особенно часто эти газопроявления наблюдаются в артезианских колодцах, расположенных на участках закрепленных за животноводческими совхозами и колхозами в низовьях реки Кума [Я. С. Эвентов, 1940].

Краткая общая характеристика газопроявлений такова: при бурении скважин в ряде случаев вместе с водой с глубины до 200 *м* из апшеронских отложений выделяется горючий газ незначительного дебита, преимущественно метановый, с содержанием последнего до 85%. Максимальный наблюдавшийся дебит газа 115 $м^3$ (совхоз Прикумский); минимальные дебиты (доли кубометра в сутки) наблюдаются в артезианских колодцах, дающих много воды с запахом сероводорода. В большинстве случаев наблюдаемый дебит газа исчисляется единицами кубометров в сутки. Следует сказать, что замеры первоначального дебита газов почти не производились.

В одной из скважин, пробуренных в 1929 г. в районе Санзырь, в 15 *км* к югу от села Песчаного из апшеронских отложений выделялся газ, горевший желтым пламенем; дебит газа, по отдельным пульсациям, достигал 1086 $м^3/сутки$.

Необходимо, в заключение, сообщить о единичных фактах нефтеносности четвертичных отложений. На соляном куполе Кусанбай (скв. 276) был встречен ракушечник бакинского возраста, сильно пропитанный нефтью. В Новобогатинске в скв. 1/2 было оттартано несколько бочек нефти из четвертичных отложений.

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГИДРОХИМИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ ВОД

Изучение состава глубинных пластовых вод региона проводилось А. С. Дубильер, Г. М. Сухаревым и др. исследователями до получения результатов опробования опорных скважин. Полное изложение характеристики глубинных вод, вскрытых опорным и разведочным бурением, выходит за рамки настоящего очерка; ниже приводятся лишь самые краткие сведения о минерализации вод и об их составе.

По всем испытанным скважинам юрские и нижнемеловые водоносные горизонты характеризуются высокоминерализованными хлоркальциевыми водами, причем минерализация, как правило, возрастает с глубиной.

В опорной скважине Джанай, как выше указывалось, было опробовано 3 юрских горизонта, давших переливающие воды. Минерализация вод колеблется от 446 до 511 *мг-экв* на 1 *л* воды. Воды хлоркальциевые. Для самого нижнего испытанного интервала (2335—2340 *м*) отношение $\frac{rNa}{rCl} = 0{,}82$, $\frac{rCl - rNa}{rMg} = 4{,}81$. Вода бессульфатная, соотношение $\frac{rSO_4}{rCl} =$

= 0,0003. В ее составе преобладают хлориды щелочных металлов и щелочных земель: $S_1 = 81{,}94$; $S_2 = 17{,}82$. Отмечается наличие йода (9,57 *мг/л*) и брома (14,5 *мг/л*).

Такой же состав вод и двух вышележащих горизонтов. Так, для воды интервала 2267—2280 *м* отмечаются следующие значения коэффициентов:

$\frac{rNa}{rCl} = 0{,}82$, $\frac{rCl - rNa}{rMg} = 5{,}78$, $S_1 = 81{,}36$, $S_2 = 17{,}82$, $\frac{rSO_4}{rCl} = 0{,}0004$;

для воды интервала 2082—2097 *м*: $\frac{rNa}{rCl} = 0{,}84$, $\frac{rCl-rNa}{rMg}$ 5,6, $S_1 = 81{,}64$ и $S_2 = 1{,}86$, $\frac{rSO_4}{rCl} = 0{,}0002$.

В этих водах также отмечается содержание йода (соответственно 9,58 *мг/л* и 18,3 *мг/л*) и брома (187 *мг/л* и 280,68 *мг/л*).

Характеристика химического состава юрских и меловых вод, вскрытых в других разведочных и опорных скважинах, аналогична водам района Джанай.

На Промысловой площади из юрских и нижнемеловых отложений были получены притоки переливающейся минерализованной воды. Содержание солей в водах колеблется от 2129 *мг-экв/л* до 3459 *мг-экв/л*, при незначительном количестве сульфатов (до десятых долей *мг-экв/л*, а иногда и отсутствии их), характерно наличие микрокомпонентов йода (от 9,0 до 14,0 *мг/л*), брома (от 40,4 до 148 *мг/л*), бора (от 58 до 183 *мг/л*). По своему составу воды хлоркальциевые, метаморфизованные.

В скв. 3 Тинаки, испытания в которой проводились взамен Астраханской опорной скважины, было вскрыто 5 водоносных горизонтов, приуроченных к юрским, и 3 водоносных горизонта, приуроченных к нижнемеловым отложениям. Во всех перечисленных горизонтах был получен приток высокоминерализованной воды хлоркальциевого типа из неокомского, байосского и альбского ярусов. Эти же горизонты отличались и наиболее высокими дебитами воды. Минерализация воды колеблется от 3870 до 5882 *мг-экв/л*, причем с глубиной она закономерно возрастает. Удельный вес ее от 1,07 до 1,1. В водах много ионов натрия, кальция, хлора. Почти во всех случаях в них отмечено содержание йода и брома.

Анализы вод скважин разведочного района Азау показали, что с глубиной минерализация вод увеличивается. Наиболее минерализованные воды, с содержанием солей до 10000 *мг-экв/л* наблюдались в самой нижней части юрских отложений. В водах было обнаружено также присутствие йода (11,9 *мг/л*), брома (60 *мг/л*), борной кислоты (1,6 *мг/л*), стронция (27,8 *мг/л*). Воды первичносоленые, хлоридные и принадлежат к подгруппе натриевых вод.

Г. М. Сухаревым, производившим сравнительное изучение вод из мезозойских отложений северо-восточного Кавказа (Грозный, Дагестан, Затеречная равнина) и разведочного района Азау, была установлена следующая закономерность в изменении химического состава вод. Воды горных районов Кавказа, т. е. районов свободного водообмена, пресные или слабо минерализованные. Обнажаясь на склонах главного Кавказского хребта и погружаясь к северу от последнего под более молодые отложения, юрские и меловые породы, нигде почти на территории западной части Прикаспийской впадины не имеют выхода на дневную поверхность. На протяжении длительного геологического времени для вод юрских и меловых отложений отсутствуют условия разгрузки. Этим и объясняется

высокая минерализация вод в пределах западной части Прикаспийской впадины и их хлоркальциевый состав.

Верхнемеловые воды также, как правило, минерализованы и принадлежат к хлоркальциевым. При испытании верхнемеловых отложений в скв. 3 в Тинаках в интервале 1047—1053 *м* была вскрыта высокоминерализованная вода хлоркальциевого типа, с содержанием значительного количества йода (1,94 *мг/л*), брома (443 *мг/л*), бора (69,46 *мг/л*).

В 1952 и 1953 гг. в нескольких скважинах ВНИГНИ, пробуренных в безводных районах Сталинградского Заволжья, были открыты переливающие пресные артезианские воды из верхнемеловых отложений (Я.С. Эвентов, В. Д. Ильин и Г. М. Белякова, 1954). Распространение этих вод отмечается на довольно большой площади. Анализ вод показал, что минерализация их колеблется от 992 до 1035 *мг/л* (от 29,6 до 30,3 *мг-экв/л*); содержание хлора от 182,1 до 227,7 *мг/л*; сульфатов от 217,0 до 237,0 *мг/л*; натрия от 110,2 до 172,7 *мг/л*; магния от 20,54 до 27,10 *мг/л*. Воды эти относятся к сульфатно-натриевым.

Закономерность, отмеченная выше для юрских и нижнемеловых вод, остается в силе и для верхнемеловых вод; появление пресных вод в Сталинградском Заволжье лишь подтверждает эту закономерность: с приближением к области питания в Нижнем Поволжье вновь отмечается распространение пресных вод.

Плиоценовые воды изучались в Астрахани и на Черных Землях. В Астрахани вскрыто до 10 плиоценовых водоносных горизонтов. Во всех интервалах, за исключением двух, воды хлоркальциевые, высокоминерализованные и содержат солей от 670 *мг-экв/л* до 1382 *мг-экв/л*; при этом, как правило, с глубиной минерализация увеличивается. В составе вод преобладают ионы натрия, хлора, что позволяет относить эти воды к группе хлоридных. Общая жесткость вод, за исключением отдельных случаев стабильная — от 420,6 до 665,1 немецких градусов. Удельный вес, по Боме, от 1,4 до 3,04°.

На территории Черных Земель, по данным А. С. Дубильер, в плиоцене иногда отмечается до 13 водоносных горизонтов. Водоносность апшеронского яруса отмечена всюду в пределах его распространения. Воды иногда отличаются большим напором, и в ряде случаев переливают через устье скважин. Воды апшеронских отложений подразделяются на две группы —хлоридные и гидрокарбонатные. Первые из них в свою очередь делятся на чисто хлоридные, хлоридно-гидрокарбонатные (натриевые) и хлоридно-сульфатные, а вторые на воды гидрокарбонатно-хлоридные и гидрокарбонатно-сульфатные. Питание этих вод, по мнению А. С. Дубильер, происходит в северной и северо-западной частях района, в местах близкого залегания апшеронских слоев к поверхности земли — через фильтрующие древнекаспийские отложения. Другой областью питания, возможно, является Кавказ, со стороны которого идет пополнение вод Терско-Кумского бассейна, включающего и апшеронские слои.

Несмотря на явную недостаточность материалов по глубинным водам, можно все же сделать тот общий вывод, что территория западной части Прикаспийской впадины характеризуется, как правило, распространением мезозойских и третичных высокоминерализованных, иногда напорных вод, по своему составу хлоркальциевых, бессульфатных, хлоридных, содержащих соли йода, брома. Минерализация их возрастает с глубиной. Как известно, воды аналогичного состава — хлоридные, бессульфатные,

хлоркальциевые, содержащие йод и бром, — встречаются в нефтяных районах.

Пресные воды, тоже часто напорные, известны лишь на площадях, приближенных к области питания (сеноманские воды Сталинградского Заволжья, апшеронские воды Черных Земель).

ДАННЫЕ О ГЕОХИМИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ РАЗРЕЗА

На протяжении всей длительной истории формирования Прикаспийской впадины существовали условия для захоронения органического вещества и превращения его в углеводороды. Такие условия могли существовать в каменноугольный период и в нижнепермскую эпоху, в казанском веке, в среднеюрскую и нижнемеловую эпохи, в плиоцене.

В течение каменноугольного периода в северной части описываемой территории отлагались преимущественно карбонатные породы, а в южных — терригенные; пермский период характеризуется вначале развитием терригенных и карбонатных пород и гидрохимических толщ, а затем осадками мелкого моря и континентальных бассейнов. В течение мезозоя и кайнозоя западная часть Прикаспийской впадины неоднократно покрывалась морем в нижнем триасе, средней и, частично, верхней юре, в течение мелового периода, в палеогене, плиоцене и выступами со дна моря в нижнеюрскую эпоху, в верхневолжском веке, частично, в валанжине и готериве, в миоцене, в начале плиоцена. При этом отмечается неоднократное и почти постоянное развитие преимущественно мелководных бассейнов с прибрежным характером отдельных участков, развитие в застойных участках восстановительной среды, пиритизация пород, наличие большого количества обугленного растительного детрита. В частности, существование бассейнов застойного характера отмечено в среднеюрскую и нижнемеловую эпохи, в плиоценовое время.

К настоящему времени проведены люминесцентно-битуминологические и газокароттажные исследования опорных скважин Джанай, Артезиан, Астрахань, Эльтон, Новоузенск, разведочных и крелиусных скважин, пробуренных на Промысловой, Песчаной, Тинакской, Стрелецкой и других площадях.

Исследования каменноугольных пород люминесцентно-битуминологическим методом, проведенные в опорной скважине Джанай, показали полное отсутствие нефтяного битума в породе, или, в лучшем случае, очень низкие его содержания. Из 35 исследованных образцов песчаника 32 дали почти нулевые показатели, а в остальных трех содержание битума «А» не превышало 0,01%.

Юрские и меловые отложения в этой скважине отличаются повышенным содержанием битуминозного вещества, в отдельных интервалах достигающего 0,31%.

Палеоцен характеризуется рассеянной битуминозностью; в отложениях эоцена и низов олигоцена (хадум) содержание битуминозного вещества колеблется от следов до 0,012%, причем по качеству битуминозное вещество имеет кислый не нефтяной характер. Нижний и средний майкоп характеризуется битуминозностью от следов до 0,02%: по данным хлороформенного экстракта характер битумов, в основном, восстановленный.

По данным люминесцентно-битуминологического анализа кернов Астраханской опорной скважины можно судить о постепенном возрастании битуминозности пород по всему разрезу, причем максимальные значения отмечаются в отложениях артинского и кунгурского возраста. В этом от-

ношении небезынтересно проследить изменение люминесцентно-битуминологической характеристики разреза Астраханской опорной скважины сверху вниз.

Весь разрез, вскрытый Астраханской опорной скважиной, можно разбить на три довольно отчетливо выраженные зоны:

1. Зона с глубины 600 до 1000 *м*, приуроченная к отложениям нижней части акчагыльского яруса и верхнего мела, характеризуется крайне низкими значениями содержания битума в породе от 0,00063 до 0,02% с тенденцией постепенного возрастания наименьших (фоновых) значений книзу. Доминирующее положение в этом интервале занимают величины в пределах от 0,0025 до 0,005%. Капиллярные вытяжки для них характеризуются в основном желтым, буровато-желтым и серовато-желтым цветом.

2. Зона с глубины 1000 до 1440 *м*, приуроченная к отложениям от альбского до байосского возраста включительно, характеризуется средним содержанием битума в породе от 0,02 до 0,08%. Преобладают величины фоновых значений — от 0,02 до 0,04%, но на отдельных участках, как в интервале 1025—1055 (альб) и 1385—1460 *м* (байос) они возрастают до 0,08%. Капиллярные вытяжки для этой зоны характеризуются оранжево-бурым, оранжево-желтым и буровато-желтым цветом.

3. Зона с глубины 1440 до 2297 *м*, приуроченная к нижнепермским отложениям, характеризуется максимальным содержанием битума в породе. Средняя величина для этого интервала составляет 0,06—0,08%, а на отдельных участках (низы кунгура, верхи артинских) 0,12—0,234. При этом хлороформенные капиллярные вытяжки показывают присутствие в битуме в большом количестве смолистоасфальтеновых и реже маслянистых компонентов.

Аналогичная же картина наблюдается и при рассмотрении люминесцентно-битуминологической характеристики по разрезам опорных скважин Эльтон и Новоузенск.

Для стратиграфических интервалов, вскрытых в Новоузенске, отмечаются следующие средние содержания битумов, %:

Палеоген	0,009	Баррем	0,03
Датский ярус	0,007	Валанжин и готерив	0,08
Маастрихт	0,009	Нижневолжский ярус	0,101
Кампан	0,01	Оксфорд	0,133
Сантон	0,04	Келловей	0,124
Турон	0,028	Средняя юра	0,111
Альб	0,07	Нижняя юра (?)	0,109
Апт	0,08		

Примерно такое же соотношение содержания битумов в породе отмечается и для разреза Эльтонской опорной скважины (табл. 1), где намечается увеличение содержания битумов в породе с глубиной, причем наибольшее содержание битумов приходится на отложения средней юры.

Таблица 1

Интервал, *м*	Возраст	Содержание битумов, %	
		от	до
1278—1295	альб	0,0025	0,12
1295—1360	апт	0,0015	0,06
1412—1483	келловей	0,02	0,156
1483—1515	бат	0,06	0,156
1520—1674	байос	0,08	0,123

Как указывалось выше, юрские отложения в разрезах Астраханской, Эльтонской и Новоузенской опорных скважин отличаются от вышележащих отложений повышенным содержанием битумов в породе. Примерно то же самое наблюдается при люминесцентно-битуминологическом анализе образцов скважин, пробуренных на Стрелецкой, Промысловой и Тинакской разведочных площадях. При этом наиболее высокие показатели отмечаются для байосского яруса.

Люминесцентно-битуминологическая характеристика нижнемеловых отложений Астрахани приводилась выше. В этом же районе нижнемеловые породы были подвергнуты битуминологическому компонентному анализу. Ниже приводятся результаты битуминологических анализов по данным Е. Ф. Родионовой (табл. 2).

Таблица 2

Глубина, *м*	Порода, возраст	Содержание углерода: органическое вещество грамм на 100 *г* породы	Содержание свободного битума в органическом веществе	Сумма битумов грамм на 100 *г* породы	Компонентный анализ, %: Масла	Смолы	Асфальтены
1011,1	Песок, альб	0,77 / 1,03	4,0	0,041	6,41	44,01	49,56
1030,7	Песок, альб	0,792	13,3	0,080	1,71	22,96	75,31
1065,75	Песок, альб	0,412 / 0,549	6,7	0,032	7,33	46,00	46,67
1085,7	Песок, альб	0,700 / 0,93	4,5	0,042	8,06	40,32	51,61
1140,5—1142	Глауконитовый песок, неоком	0,554 / 7,38	6,2	0,048	35,89	34,17	29,93

Как указывает К. Ф. Родионова, во всех приведенных выше анализах, за исключением анализа с глубины 1140,5 *м*, битумы первичные, мало восстановленные.

Несмотря на скудость материала, изложенные выше результаты геохимических, главным образом, люминесцентно-битуминологических исследований, позволяют сделать предварительные выводы о возможном существовании благоприятных условий для образования битумов и о времени их образования.

Наиболее древние вскрытые в Прикаспийской впадине отложения — каменноугольные, в южной части исследованной территории, где они представлены осадками геосинклинальной фации, содержат ничтожные концентрации битумов. В северной части территории, где эти породы отлагались в платформенных условиях, их битуминологическая характеристика пока не известна.

Но в тех же южных участках, где карбон содержит ничтожные количества битумов, в непосредственном контакте с ним залегают породы юры и мела, в которых установлены интенсивные газопроявления, в отдельных случаях имеющие промышленное значение, как это наблюдается в Промысловом районе. Такое обстоятельство заставляет думать, что скопления газов и, возможно, нефти в южных районах исследованной территории являются первичными, образовавшимися и мигрировавшими в одновоз-

растных породах. Это предположение, возможно, справедливо, по крайней мере, для южной части описываемой территории. В подтверждение этому можно добавить, что и в таких районах как Тинаки — Астрахань проявления юрской нефти и характеристика битумов в нижнемеловых отложениях также имеют первичный характер, о чем могут свидетельствовать приведенные выше данные о составе битумов в Астрахани.

Вернемся к отложениям более древним. О каменноугольных породах в южной части описываемой территории выше было сказано — количество битумов в них ничтожное. Нижнепермские и верхнепермские отложения содержат относительно повышенные количества битумов. Этот факт отмечался выше для артинских и кунгурских отложений Астрахани. К сожалению, в этом районе не вскрыт карбон, в связи с чем сравнивать битуминологическую характеристику нижней перми и более древних пород для данного района не представляется возможным. Как указано было выше, нижнепермские породы Астрахани отлагались в условиях предгорного прогиба. Поскольку нижнепермские образования Астрахани имеют много общих черт с одновозрастными породами Приуральского прогиба, есть все основания считать, что в течение нижнепермской эпохи могли существовать условия для образования и накопления нефти, как это имело место в Предуральском прогибе и, в частности, в таких районах, как Ишимбай.

Можно найти общие черты в характере осадков не только нижнепермских, но и верхнепермских. Казанские породы Прикаспийской впадины по своему литологическому составу аналогичны образованиям этого же возраста в Волго-Уральской области, в частности, в Куйбышевском Заволжье, и также могут содержать в себе нефтяные углеводороды. В пользу этого говорят факты находок битуминозных пород казанского яруса в Чапчачи и Бис-Чохо.

Поскольку фации девона, карбона и нижней перми (артинского яруса), а также в отдельных толщах верхней перми (казанский ярус) к северу от г. Астрахани и в прибортовых участках Прикаспийской впадины аналогичны фациям других территорий Русской платформы и, в первую очередь, Волго-Уральской области, можно думать, что в северной части описываемой территории в отложениях девона, карбона и перми могли существовать условия, во-первых, для образования нефтяных углеводородов и, во-вторых, что они не только могли насыщать одноименные отложения, но и перемещаться в более молодые отложения.

Можно высказать предположение, что, если в ряде случаев на исследованной территории проявления нефти и битуминозность мезозойских и третичных отложений являются первичными, то не исключается также возможность миграции нефти и газов и из более древних образований. Что такая возможность существует, приведем несколько примеров.

По аналогии с Эмбенской областью, можно думать о первичности нефтепроявлений и битумов в мезозойских отложениях на участках, прилегающих к низовьям р. Урал. В то же время, данные битуминологического анализа позволяют предполагать, что в мезозойских и верхнепермских породах на Бис-Чохо нефть мигрировала из более древних отложений.

Можно указать также на газопроявления в юрских породах в Коробках (за пределами Прикаспийской впадины), имеющие, вероятно, вторичный характер. Также вторичными, мигрированными из более древних пород являются нефтепроявления в акчагыльских породах в Новобогатинске.

В свое время отдельными исследователями высказывалось предположение о том, что на территории степей Северного Прикаспия плиоценовые газы образовались в результате биохимического разложения растительных остатков в лагунно-наземных осадках плиоценового возраста. Вряд ли такая точка зрения может быть признана правильной. Нельзя, конечно, оспаривать того, что известное количество газов могло образоваться и от разложения растительных остатков в породах плиоцена. В то же время нельзя относить за счет образования из растительных остатков в плиоцене все газы Низменной Степи. Они в значительной части связаны, вероятно, со скоплениями газов, а быть может, и нефти в глубинных слоях.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ

Изучение коллекторских свойств пород на данной территории производилось в ограниченном объеме. Исследования пород в Астраханской опорной скважине, проведенные в лаборатории ВНИИгаза под руководством А. А. Ханина, показали для отдельных вскрытых стратиграфических комплексов следующие предельные значения пористости и проницаемости.

Нижняя пермь — пористость от 5,95 до 11,28%; проницаемость ничтожная, замеренная для одного образца, — менее 5 *мд*.

Песчаная пачка байосского яруса — пористость 11,05—26,26%, проницаемость от ничтожных величин до 291 *мд*.

Глинистая пачка батского яруса — пористость от 13,37 до 24,83%, проницаемость от 0 до 5,6 *мд*.

Глинисто-песчано-алевритовая пачка батского яруса — пористость от 10,57 до 24,95%; проницаемость от ничтожных величин, менее 5 до 1012 *мд*.

Келловейский ярус — пористость от 19,2 до 24,33%, проницаемость от нуля до 39 *мд*.

Нижневолжский ярус — пористость от 20,11 до 32,66%; проницаемость от 61 до 407 *мд*.

Неоком — пористость от 18,4 до 29%; проницаемость для одного образца 49 *мд*.

Аптский ярус — пористость 16,3—28,78%, проницаемость 1—100 *мд*.

Глинисто-алевритовая пачка альбского яруса, пористость 19,9—24,13%.

Сеноманский ярус — пористость 20,76—33,18%.

Известняково-мергелистая толща верхнего мела — пористость 11,11—27,95%, проницаемость ничтожная, для отдельных образцов менее 0,5 *мд*.

По данным В. К. Кононенко, среди апшеронских пород встречаются образцы, имеющие пористость до 34,09%, проницаемость 162,5 *мд*, а для отдельных пористых песков пористость 30—40%, проницаемость 500—1235 *мд*.

В разрезе Астрахани наименее пористые и наименее проницаемые породы, принадлежат нижней перми, глинистой пачке байоса, глинистой пачке батского яруса и верхнему мелу. Остальные части Астраханского разреза содержат в своем составе достаточное количество благоприятных коллекторских толщ. Особенный интерес представляют породы байосского и нижневолжского ярусов и нижнего мела. Последние обладают значительной фильтрующей способностью. Для образцов с глубины 1112—1123, 1102—1112, 1072—1090, 1061—1072,9 *м* коэффициент проницаемости колеблется от 49 до 156 *мд*.

В разрезе Азау, по данным В. К. Кононенко, песчаники юры и нижнего мела также обладают высокими коллекторскими свойствами: пористость

для большинства образцов от 27 до 33,8%, проницаемость превосходит 125 *мд* и в отдельных случаях достигает 1725, 3980, 4830, 8340 *мд*.

Исследование 25 образцов песчаников и алевритов юрских, меловых и третичных отложений, вскрытых в опорной скважине Артезиан, дало следующие наилучшие показатели:

интервал 2951—2956 *м* (юра) пористость 17,91%, проницаемость 67 *мд*;

интервал 2605—2627 *м* (нижний мел) пористость от 19,65 до 23,01%, проницаемость от 35 до 138 *мд*;

интервалы 640—646 и 684—690 *м* (чокрак) пористость от 27,11 до 30,36%, проницаемость от 795 до 3560 *мд*.

Юрские образцы, отобранные в скв. 2 на Промысловом поднятии из интервалов 1660—1665, 1596—1601, 1530—1535, 1460—1465, 1425—1432 *м*, дали следующие показатели: пористость от 26,3 до 32,4%, проницаемость от 86 до 150 *мд*, а местами, как это имело место в интервале 1660—1665 *м* — 2520 *мд*.

В опорной скважине Джанай при общих колебаниях значений эффективной пористости от 4 до 14,27% и проницаемости от 1 до 400 *мд* отдельные образцы юры и мела дали повышенные показатели, в том числе для юрских песчаников с глубины 2273—2286 *м* эффективная пористость 19%, проницаемость 1500 *мд*; для нижнемеловых песчаников с глубины 1821,8—1883,8 *м*, — эффективная пористость 18,9%, проницаемость 1000 *мд*, и из интервала 1859,4—1884,5 *м*, — эффективная пористость 16,17—16,71%, проницаемость 700—750 *мд* (данные А. А. Ханина).

Изложенные выше отрывочные данные позволяют сделать вывод, что в породах, слагающих территорию западной части Прикаспийской впадины, есть коллекторские толщи, причем наилучшими показателями в этом отношении обладают породы юры и нижнего мела. Возможно наличие высоких показателей пористости и проницаемости в толщах верхней перми, триаса и третичных, но они мало изучены.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ НЕФТЕ- И ГАЗОНОСНОСТИ

Изложенные выше данные позволяют сделать вывод о том, что западная часть Прикаспийской впадины принадлежит к числу весьма перспективных территорий в отношении газоносности и нефтеносности, причем наилучшими показателями обладают породы юры и нижнего мела для всей территории, девона, карбона и перми для большей северной ее части (к северу от Астрахани), палеогена для южных участков и плиоцена. Перспективы нефтеносности и газоносности западной части Прикаспийской впадины показаны на фиг. 1.

Одно промышленное месторождение газа на этой территории уже оконтурено — Промысловое. В числе благоприятных структур для нефтяной разведки в пределах западной части Прикаспийской впадины находятся:

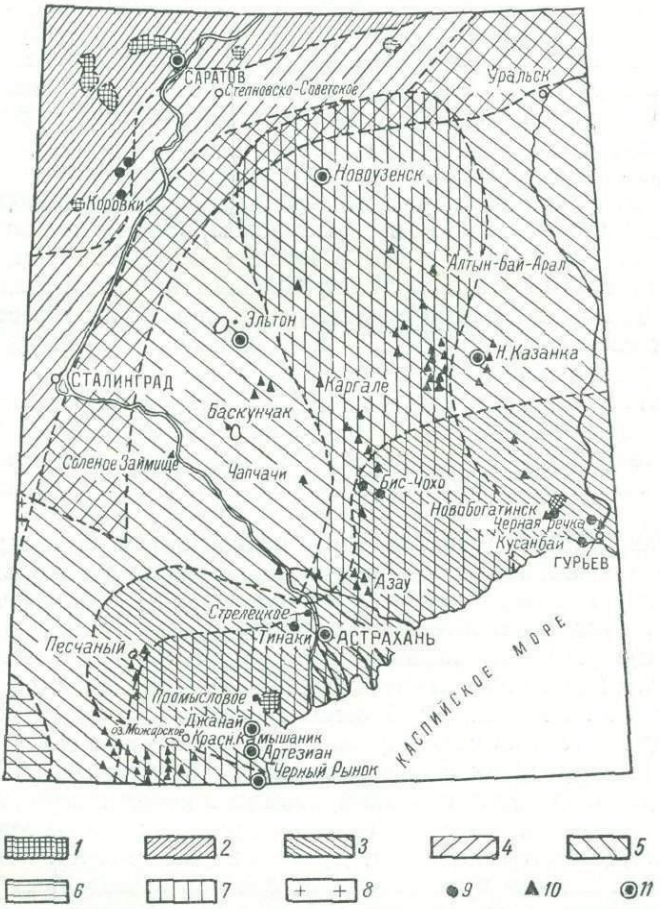
1. Пологие поднятия, приуроченные к погребенному выступу герцинского фундамента (Погребенный кряж).

2. Соляные купола и приуроченные к ним пологие поднятия в отложениях плиоцена.

3. Вторичные вздутия на фоне моноклинального падения мезозойских пород и локальные палеозойские поднятия в зоне переходной тектоники (в том числе, вероятно, линейновытянутые соляные поднятия).

4. Структуры подсолевого ложа, а также расположенные на доступных для бурения глубинах поднятия палеозойских пород в зоне развития соляной тектоники.

Необходимо упомянуть также о возможном распространении в западной части Прикаспийской впадины ловушек для зональных залежей нефти, во-первых, вдоль бортовых участков, где имеет место выклинивание ряда толщ, и, во-вторых, на площадях развития больших пологих поднятий погребенного кряжа, для которых характерно широкое участие выклинивающихся толщ.



Фиг. 1. Карта перспектив нефтеносности западной части Прикаспийской впадины.

1 — площади нефтеносные и газоносные.

Площади вероятной нефте- и газоносности: 2 — по девону и карбону; *3* — по юре и мелу (для междуречья Волга—Урал и по верхней перми).

Площади возможной нефте- и газоносности: *4* — по девону, карбону и перми, *5* — по юре и мелу (для междуречья Волга—Урал и по верхней перми, для правобережья р. Кума по мелу), *6* — по мелу и палеогену, *7* — по плиоцену; *8* — площади бесперспективные; *9* — нефтепроявления; *10* — газопроявления; *11* — опорные скважины.

Как указано было выше, территория западной части Прикаспийской впадины, и отдельных ее участков испытывала несколько движений положительного знака, зафиксированных в виде перерывов в осадкообразовании. Нам ничего не известно пока о движениях девонского и каменноугольного времени, на территории к северу от г. Астрахани, т. е. на той территории, где отложения этого возраста представляют интерес по перспективам их нефтеносности. Можно представить, что как в пределах

прибортовых участков, так и в центральных районах Прикаспийской впадины эти отложения пребывают в состоянии длительного погружения.

В конце карбона или в начале перми к югу от Астрахани произошло образование герцинской складчатой системы. Движения положительного знака происходили также в конце перми, во второй половине триаса, в верхнеюрскую эпоху, в палеогеновую эпоху, в начале неогена. Движения конца перми и второй половины триаса мало изучены и их влияние на формирование и сохранность нефтяных месторождений установить трудно.

Важные выводы в этом отношении дают наблюдения над движениями, происходившими в верхнеюрскую эпоху. В отдельных скважинах, пробуренных в Промысловом, среднеюрские породы контактируют непосредственно с породами баррема; в других скважинах между барремом и средней юрой отмечается наличие небольшой пачки сохранившихся пород верхней юры. В условиях разрушения среднеюрских пород барремской абразией, как это имеет место в Промысловом, вряд ли можно рассчитывать на сохранение скоплений нефти в юрских породах. Этим, вероятно, и объясняются слабые результаты опробования юрских отложений в Промысловом. Такой же размыв среднеюрских пород имеет место, вероятно, и в других соседних поднятиях, в пределах сводовой части погребенного выступа герцинского фундамента.

На крыльях выступа, где среднеюрские породы не подвергались размыву, должны были существовать условия для сохранения нефтяных залежей. В пользу такого предположения могут свидетельствовать результаты опробовательских работ в Тинаках и наличие нефтепроявлений в Артезиане.

Размывание пород, происходившее после подъема в начале палеогенового времени, было, вероятно, неглубоким, захватившим породы не древнее верхнемеловых: во всех случаях, где это удалось наблюдать в буровых скважинах, породы палеогена контактируют с верхним мелом.

Более глубокой была плиоценовая абразия. В районе Песчаного плиоценовые отложения подстилаются нижнемеловыми. В этом районе, в противоположность поднятию у Промыслового, лучше сохранены среднеюрские породы. Почти во всех изученных бурением или сейсмической съемкой соляных структурах Волго-Уральского междуречья (Азау, Аукитайчагыл и др.) отмечается глубокий размыв поднятых крыльев вплоть до нижней перми; опущенные крылья, наоборот, сохранены лучше и в них, как правило, размыты породы не древнее верхнего мела. Этим, вероятно, и объясняется неудача проведенных до сих пор разведочных работ в Азау и слабая интенсивность проявлений в Аукитайчагыле; разбуриванию в названных поднятиях подвергались поднятые крылья соляных структур, а не опущенные. Изложенные выше данные позволяют сделать общие выводы о перспективах поисков промышленных залежей нефти и газа в пределах Прикаспийской впадины.

В пределах сводовой части погребенного выступа герцинского фундамента, особенно в восточных районах (Промысловое), где размыты среднеюрские породы и сохранены нижнемеловые, основным объектом поисков должны быть отложения нижнего мела, в которых встречены интенсивные проявления газа и нефти; в более западных участках разведку следует ориентировать, вероятно, на отложения средней юры. Перспективы поисков месторождений нефти в среднеюрских отложениях на крыльях погребенного выступа должны быть выше, чем на своде. В этом отношении в более благоприятных условиях находится северное крыло и район Астра-

хани, где эти породы залегают на глубине не более 1500 *м* (т. е. на 1000 *м* выше, чем на южном крыле). На соляных куполах поиски следует производить на опущенных крыльях.

Сказанное выше не относится к перспективам девона, карбона и перми в бортовых участках, в которых режим колебательных движений еще не изучен. Следует все же думать, что здесь названные отложения находятся в состоянии длительного погружения, и, следовательно, в них должны были существовать условия для сохранения залежей.

Что касается плиоценовых месторождений, то несмотря на неудачный характер разведки, проведенной в Астрахани (в Азау плиоценовые отложения почти не опробовались), надо думать, что и они не лишены промышленного интереса. Необходимо иметь в виду, что до последнего времени нигде не проводилось разведки плиоценовых газов в сводовых частях поднятий. И там, где развиты большие мощности плиоценовых толщ, надо полагать, могут быть встречены месторождения газов промышленного значения.

ЛИТЕРАТУРА

Богданов А. А. Астраханское месторождение природных газов. Тр. геол. службы Востокнефти, вып. I, 1934.

Брод И. О. О структуре и перспективах нефтегазоносности южной окраины Европейской части СССР. «Советская геология», № 13, 1947.

Бэр К. Б. *Ученые записки о Каспийском море и его окрестностях*. Зап. Рус. Геогр. об-ва, кн. IX, 1856.

Голынец Ф. Ф. Калмыцко-Сальские степи, Сб. «Природные газы СССР», ОНТИ, 1935.

Голынец Ф. Ф. Геологическое строение Калмыцко-Сальских степей и перспективы района на основе работ 1932. Тр. Сев.-Кавк. конф. геол. нефт., вып. VII, 1934.

Зенченко Т. В., Глинка С., Тихонович Н. Н., Варшавский А. К вопросу о горючих газах Астрахани. Наш край, № 5—6, 1928.

Киселев С. М. Нижнее Заволжье. Сб. «Природные газы СССР». ОНТИ, 1935.

Копелиович А. В. и Эвентов Я. С. *Пермские отложения Астрахани*. ДАН СССР, т. 106, № 2, 1953.

Корнилов И. К. Горючий газ в гор. Астрахани. Горный журнал, т. IV, 1856 (подписано И. К.).

Миронов С. И. Об изысканиях в Новоузенском газоносном районе Саратовской области. Изв. Геол. ком. № 6—9, 1926.

Мирчинк М. Ф., Бакиров А. А. О геотектоническом развитии Русской платформы, в связи с изучением ее нефтегазоносности. «Нефт. хоз.» № 1, 1951.

Нешель Г. Геогностические замечания о степи между рр. Самарой, Волгой, Уралом и Манычем, Горный журнал, ч. I, 1847.

Православлев П. А. Труды к познанию нижневолжских каспийских отложений, ч. I, Астраханское Заволжье. Тр. Варш. об-ва естествоиспыт, 1908.

Православлев П. А. Некоторые дополнения по геологии придельтовой части Нижнего Поволжья (криптоструктуры и газопроявления). Уч. зап. ЛГУ, № 9, сер. геол.-почв. — геофиз, вып. 2, 1936.

Тихонович Н. Н. Месторождения естественных горючих газов Нижневолжского края. Сб. «Нижнее Поволжье», № 6, 1928.

Успенская Н. Ю. Проблема нефтеносности Калмыцко-Сальских и нижневолжских степей, ОНТИ, 1935.

Успенская Н. Ю. и Пантелеев Ф. П. Шарбулук и Белая Глина Южных Ергеней. Тр. геол. службы Грознефти, вып. VII, 1937.

Черепенников А. А. Обследования выходов природных газов в районе Новой Казанки. Вестн. Геол. ком., № 9—10, 1928.

Эвентов Я. С. Геология и газоносность Калмыцкой АССР. Сов. геол. № 10, 1940.

Эвентов Я. С. О возможности бурения на газ в районах городов Сталинграда и Астрахани. «Нефт. хоз.» № 8—9, 1945.

Эвентов Я. С., Ильин В. Д., Белякова Г. М. Обартезианских пресных водах в Сталинградском Заволжье. «Нефт. хоз.» № 12, 1954.

А. Г. Алексин и *А. И. Цатуров*

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПОРНОГО БУРЕНИЯ ПО ТЕРСКО-КУМСКОЙ РАВНИНЕ

ВВЕДЕНИЕ

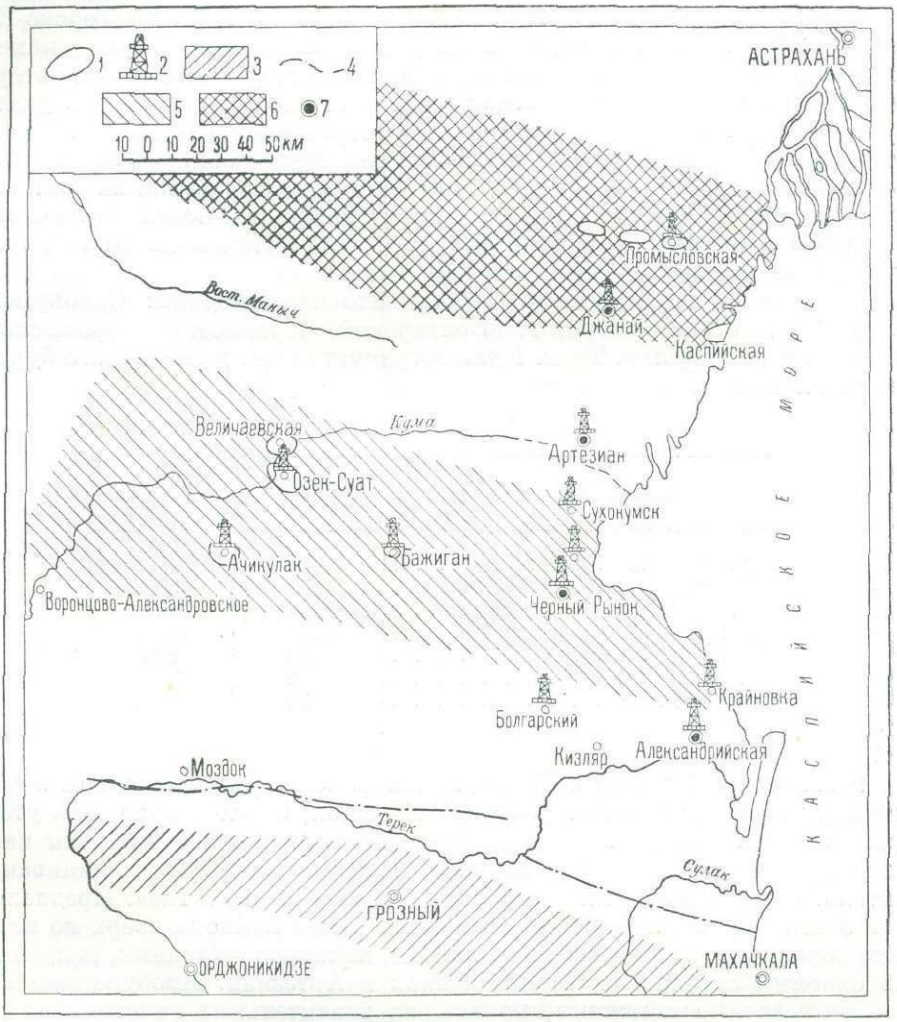
Степные пространства северо-восточного Предкавказья, где велось опорное бурение, охватывают: северную часть Грозненской области (Притеречная и Затеречная равнины), южную часть Астраханской области и восточно-юго-восточную часть Ставропольского края (Кумско-Маныческая равнина). Вся эта огромная территория, лишенная выходов на поверхность коренных пород, покрыта мощным чехлом современных образований.

Геологическое положение этой территории, а также наличие признаков газа в ряде артезианских скважин, пробуренных с целью водоснабжения, давно привлекало внимание к ней геологов-нефтяников. Однако, в силу специфики геологического строения этой территории (отсутствие выходов коренных пород) и тяжелых климатических условий, изучение ее производилось исключительно медленно. Для быстрейшего изучения этой территории, с целью оценки перспектив ее нефте-газоносности, проведение опорного бурения и комплекса геофизических исследований являлось единственно правильным с методологической точки зрения. На этой территории объединением «Грознефть», начиная с 1947 по 1952 г., проводилось бурение четырех опорных скважин, которые были заложены на площадях: Джанай, Артезиан, Черный Рынок и Александрийская. Все четыре скважины расположены по одному генеральному профилю, проходящему в меридиональном направлении и являющемуся поперечным к общекавказскому простиранию основных тектонических элементов. На прилагаемой тектонической схеме показано расположение опорных скважин (фиг. 1), которое обеспечивало полноценное изучение всей исследуемой территории.

Результаты опорного бурения позволили установить возраст и литологию отложений, участвующих в строении региона, его тектоническое строение, определить положительно перспективы нефте-газоносности и наметить рациональное направление разведочных работ для поисков новых месторождений нефти и газа.

Разведочное бурение, запроектированное по результатам опорного бурения и данным геофизических исследований, за отрезок времени в 2—3 года установило наличие новой мезозойской нефте-газоносной провинции. Она расположена на севере Грозненской области и имеет региональное распространение, протягиваясь вдоль южного обрамления Русской платформы.

Максимальный объем опорного бурения приходится на 1949 г., когда было пробурено 4608 *м*, причем проходка с отбором керна составила 3329 *м*, т. е. 72,2% при 1282,6 *м* линейного выноса керна. Незначительная проходка (87 *м*) колонковыми долотами в скважине Черный Рынок объ-



Фиг. 1. Тектоническая схема основных структурных элементов южного обрамления Русской платформы и Предкавказья.

1 — локальные антиклинальные поднятия; 2 — площади, на которых ведется или велось разведочное бурение; 3 — передовая антиклинальная зона (альпиды); 4 — ось предгорного прогиба (альпиды); 5 — Южная Озек-Суатская погребенная антиклинальная зона (киммериды); 6 — Северная—Промысловая погребенная антиклинальная зона (герциниды); 7 — опорные скважины.

ясняется тем обстоятельством, что в разряд опорных она была переведена при глубине забоя 2010 *м*.

Данные опорного бурения (керновый материал, промыслово-геофизические исследования, испытания) подвергались комплексному научному анализу, позволившему использовать их при решении стратиграфических

и тектонических вопросов, необходимых для оценки перспектив нефте-газоносности этой новой слабо изученной территории.

На основе обработки данных опорного бурения, объединением «Грознефть» были начаты форсированные сейсмические исследования, колонковое и разведочное бурение. В результате сейсмических работ, которыми охвачена еще далеко не вся территория, дана схема строения Терско-Кумской равнины. К северу от р. Маныч, в Промысловом районе, намечен погребенный герцинский кряж с кавказским простиранием, на оси которого уже выявлено три крупных самостоятельных антиклинальных поднятия. Кроме того, в северо-западной части Затеречной равнины на площадях Озек-Суат, Камыш-Бурун, Андрей-Курган, Величаевка, Владимировка, Ачикулак и других районах, сейсмическими исследованиями выявлены крупные погребенные антиклинальные поднятия. На отдельных участках северного борта Терско-Кумской депрессии устанавливаются пологие и широкие структурные террасы.

Разведочное бурение было предпринято на площадях: Сухокумское, Черный Рынок, Бажаган, х. Болгарский, Крайновка, Промысловое, Озек-Суат и Ачикулак. Табл. 1 иллюстрирует объем разведочного бурения на отдельных площадях.

Таблица 1

Название площади	Год начала бурения	Суммарная проходка на 1/I 1953 г., *м*
Сухокумская	1949	5231
Крайновка	1950	8098
х. Болгарский	1951	5474
Озек-Суат	1951	16553
Ачикулак	1952	6780
Бажиган	1952	2540
Промысловое[1]	1952	3915

Разведочное бурение в Сухокумском районе, расположенном в 40 *км* к северу от опорной скважины Черный Рынок, преследовало цели уточнения контуров выклинивания отдельных пачек майкопа в северном направлении от этой скважины и поисков, связанных с этим выклиниванием, литологических и стратиграфических залежей нефти и газа. Предположение о наличии выклинивания отдельных пачек майкопа вверх по восстанию пород, т. е. в северном направлении, вытекало из данных, полученных по опорным скважинам Черный Рынок и Артезиан. Пробуренные здесь две разведочные скважины, правда, на значительных расстояниях друг от друга и от опорной скважины Черный Рынок, подтвердили наличие последовательного выклинивания отдельных пачек майкопа в основном по направлению с юга на север, однако признаков нефти обнаружено не было. Несмотря на отсутствие прямых признаков нефти, отрицательная оценка нефте-газоносности этого района в целом преждевременна, так как разведку его нельзя считать законченной.

На трех других площадях: Черный Рынок, хутор Болгарский и Бажиган, находящихся на различных, значительно удаленных друг от друга частях моноклинали, разведочное бурение преследовало цели выяснения

[1] Без учета метража, пробуренного трестом «Союзнефтегазразведка».

закономерностей литологических изменений третичной толщи, ее нефтеносности, а также уточнения тектонического строения отдельных площадей (Черный Рынок). Актуальность постановки последней задачи диктовалась предположением о возможном антиклинальном строении структурных террас, выявленных сейсморазведкой на северном пологом борту депрессии, на которых и были заложены эти разведочные скважины. Кроме того, не исключалась возможность обнаружения антиклинального строения более древних отложений, при наличии лишь структурной террасы по молодым осадкам. Последнее предположение в настоящее время подтверждается данными разведочного бурения в Озек-Суате. В результате разведочного бурения, проведенного на всех трех вышеуказанных площадях, выявлены закономерности литологических изменений пород третичного возраста. Антиклинального строения третичных отложений на площади Черный Рынок не установлено. Однако предположение о возможном антиклинальном строении мезозойских отложений, залегающих здесь на глубине около 3500—4000 *м*, остается в силе.

Разведочное бурение, проводимое на антиклинальных поднятиях: Промысловое, Озек-Суат и Ачикулак с целью разведки нефте-газоносности отложений третичного и мезозойского возрастов, увенчалось блестящими результатами. На Промысловой структуре в скв. 1, при глубине ее 899 *м*, из отложений нижнего мела были получены фонтанные выбросы горючего газа. На Озек-Суатской антиклинальной структуре, из отложений нижнего мела, с глубин порядка 3300 *м*, получены высокодебитные фонтаны нефти, чем доказано наличие здесь крупного нефтяного месторождения. На площади Ачикулак, в одной из разведочных скважин, получен фонтанный приток нефти из нижнего майкопа, чем доказана промышленная ценность обнаруженного нефтеносного горизонта.

Ниже приводятся основные данные, полученные в результате комплексной обработки материалов опорного бурения, по вопросам стратиграфии, тектоники и нефтеносности. Необходимо отметить, что в результате обработки материалов опорного бурения впервые представилось возможным установить возраст и литологию отложений, участвующих в строении исследуемой территории.

СТРАТИГРАФИЯ

ПЕРМО-КАРБОН (?)

Наиболее древними отложениями, вскрытыми в пределах исследуемой территории, являются породы, встреченные опорной скважиной Джанай на глубине 2475 *м*, по которым было пройдено 560 *м* (фиг. 2). Эти отложения представлены переслаиванием песчаных алевритов с аргиллитами, сланцами и прослоями карбонатных пород. Все породы вскрытой толщи в различной степени метаморфизованы. Углы падения их колеблются от 45 до 75°. По внешнему виду вся толща, имеющая в верхней части серую, а в нижней — красновато-бурую окраску, представляется однообразной. Однако при микроскопическом изучении выясняется ее разнообразный состав.

Песчаники, сложенные в основном кварцевым и кремнистым материалом, милонитизированы, кварцитовидные, переходящие местами в кварциты. Они имеют многочисленные трещины, выполненные кальцитом с мраморовидной структурой. Аргиллиты темно-серые, почти черные, с различным содержанием алевритовой фракции.

Сланцы известково-слюдисто-глинистые и серицитово-глинистые, светло-бурого цвета, тонкослоистые, с многочисленными трещинами.

Известняки светло-бурые, пелитоморфной и криптокристаллической структуры, с мраморовидным сложением, милонитизированные. Макрофауна в них не обнаружена. Встреченные в отдельных шлифах фораминиферы относятся к агглютинированным родам. Чаще всего встречаются представители рода *Ammodiscus*, реже рода *Glomospira*, *Brunsia* (*v*), *Ammovertella* и, возможно, *Tolypammina*. Сравнительно редко встречаются сечения раковин фораминифер с карбонатной стенкой, видимо относящиеся к примитивным миллиолидам (*Cornuspira*). Н. А. Хуциева, изучавшая микрофауну этих пород, на основании сопоставления ее с комплексом фораминифер, известным в визейских отложениях Макаровского, Краснокамского и Подмосковного районов, а также в погребенных массивах Башкирии, пришла к выводу, что отложения, вскрытые опорной скважиной Джанай на глубине 2475 *м*, относятся или к перми или к карбону.

О каменноугольном возрасте этих пород высказалась петрограф Е. А. Кривошейнина, которой устанавливается относительное сходство минералогического состава этой толщи с породами, вскрытыми Песчанокопской и Ипатьевской скважинами в Краснодарском крае, также относящимися к карбону. Однако недостаточность кернового материала и фаунистических данных накладывает определенную условность на установленный возраст. Указанные отложения участвуют в сложении погребенного складчатого герцинского сооружения, наличие которого здесь предугадывал еще академик А. П. Карпинский.

ЮРСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

На денудированной поверхности герцинского складчатого фундамента, в районе опорной скважины Джанай, залегает глинисто-песчаная толща, мощностью 455 *м*. На погружении фундамента к югу от Джаная мощность этой толщи увеличивается и, судя по данным опорной скважины Артезиан, превышает 600 *м*, так как полностью еще не вскрыта. *

Литологически она представлена чередованием мощных глинистых и песчаных пачек с прослоями сидеритов, доломитов и известняков. Песчаники в основном светло-серые, разнозернистые, с различным содержанием карбонатов, средней плотности. Глины обычно темно-серые, почти черные, песчано-слюдистые, местами неясно слоистые и неизвестковистые. По всему разрезу встречаются многочисленные обуглившиеся растительные остатки. На основании обнаруженных ископаемых *Posidonomya* sp. и *Inoceramus* sp. возраст этой толщи определен Т. А. Мордвилко как сред-

---

* Разрезы опорных скважин, помимо литологической характеристики, сопровождаются кароттажной диаграммой, которая позволяет на разрезах выделять проницаемые, преимущественно песчаные горизонты.

Сопоставление кароттажа с литологией показывает, что между ними нет полной увязки. Во многих местах глинистые породы литологической колонки соответствуют проницаемым породам, т. е. пескам по кароттажу и обратно, что не может соответствовать действительности.

Разрезы опорных скважин Джанай, Артезиан и Черный рынок напечатаны в статье Я. С. Эвентова в 1 томе очерков. Сравнение приведенных там разрезов с разрезами этой статьи показывает на различную характеристику некоторых толщ. Помимо этого и стратиграфическое подразделение мела и юры на ярусы различное.

Так, например, в скважине Артезиан авторы настоящей статьи в интервале 570—750 *м* выделяют караганский горизонт, а Я. С. Эвентов в том же интервале выделяет караганский и чокракский горизонты (*Ред.*).

Александрийская

Черный Рынок

Артезиан

Джанай

Фиг. 2. Опорные скважины Терско-Кумской равнины (составил А. И. Цатуров).

1 — глина; *2* — алевролит; *3* — конгломерат; *4* — песчаник; *5* — известняк; *6* — мергель; *7* — пирит.

Заказ 623.

неюрский. Микрофауна в большей части разреза отсутствует. В верхней части описанной толщи (скважина Джанай) Н. А. Хуциевой определены следующие фораминиферы, характерные для юрских отложений *Cristellaria* cf. *simplex* K ü b l. et Z w., *C.* ex. gr. *brükmanni* M j a t l., *C.* ex. gr. *uhligi* W i s n., *C.* ex gr. *oppeli* S c h w a g e r, *C.* ex gr. *primaformis* M j a t l. В этой пачке также найдены иглы морских ежей. Вся встреченная фауна плохой сохранности.

По мнению М. И. Мандельштама и П. С. Любимовой, определявших остракоды, верхняя часть этой толщи (2020—2021 *м*), относится к верхней юре, вопреки мнению Т. А. Мордвилко, о ее среднеюрском возрасте. Исследования дополнительного материала, который будет получен разведочными скважинами, внесут соответствующие коррективы в произведенное стратиграфическое расчленение разреза.

МЕЛОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Отложения юры трансгрессивно перекрываются морскими осадками мелового возраста, которые представлены двумя отделами — нижним и верхним.

Нижнемеловые отложения

В отложениях нижнего мела, на основании фаунистических данных, выделены: барремский, аптский и альбский ярусы.

Барремский ярус. К отложениям барремского яруса условно отнесена вскрытая скважиной Артезиан песчано-глинистая пачка пород, залегающая непосредственно на размытой поверхности отложений юрского возраста, мощностью около 86—90 *м*. Выше, по восстанию поверхности фундамента в северном направлении, в районе скважины Джанай, отложения этого возраста отсутствуют.

Барремские отложения представлены в нижней части темными глинами с прослоями мергелей, а в верхней — песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Макрофауна не обнаружена. В нижней части этой толщи П. И. Ивахненко были найдены и определены многочисленные песчанистые фораминиферы: *Rhizammina indivisa* B r a d y и *Bathysiphon* sp.

В подошве нижнего мела, что установлено уже рядом разведочных скважин на Озек-Суатской площади, залегает песчаник, переслаивающийся прослоями глин. Песчаник в основном разнозернистый с включением хорошо окатанной гальки кварца различного размера. В подошве песчаник переходит в конгломерат, состоящий из гальки кварца размером от 2 до 13 *мм*. Общая мощность песчаника достигает 30 *м*. На Озек-Суатском месторождении этот песчаник содержит промышленную залежь нефти.

Аптский ярус. По данным скважин Джанай и Артезиан, эти отложения представлены нижним и верхним аптом. Нижний апт, в скважине Артезиан, залегает на отложениях баррема, а в скважине Джанай непосредственно на фаунистически охарактеризованных осадках юры. Нижний апт представлен черными известковистыми глинами с прослоями алевролитов, песчаников и редких прослоев мергелей небольшой мощности. Песчаники серые, светло-серые, разнозернистые с преобладанием в них средне- и крупнозернистых фракций. Местами крупнозернистые фракции переходят в мелкий гравий. В отложениях этого возраста встречена следую-

щая фауна моллюсков: *Nuculana gardneri* Nik., *Mactra* sp., *Pecten* sp. (ex gr. *gaultinus* Woods), *Dasiniopsis* sp., *Neithea* sp., *Panopaea gurgites* Brong. var. *plicata* Sow., *Deshaesites deshayesi* Leym., *Oxytoma* sp., *Grammatodon* cf. *kchitensis* Mordv., *Nicina* sp., *Astarte* sp., *Corbula juliae* Mordv., *Asturte subcostata* Orb., *Ancyloceras* sp. Микрофауна немногочисленна и бедна видами. Мощность нижнего апта 114—117 *м*.

Верхний апт представлен в нижней части алевролитами, темно-серыми, переходящими выше в среднезернистые песчаники с тонкими прослоями песчанистой глины. В этой толще Л. А. Колыхаловой была найдена следующая фауна пелиципод: *Nucula pectinata* Sow. var. *caucasica* Mordv. и *Cardium ibbestoni* Orb., а также остатки рыб.

Микрофауна здесь еще беднее, чем в нижнем апте. Однако если в нижнем апте преобладают известковистые фораминиферы, то в верхнем — песчанистые фораминиферы. Судя по характеру микрофауны, осадки апта типично морские. Отсутствие планктонных фораминифер и развитие песчаных, как отмечает П. И. Ивахненко, указывает на то, что аптский бассейн характеризовался большими глубинами.

Альбский ярус. Отложения альба охарактеризованы фаунистически и представлены полным разрезом. Общая мощность их составляет 288 *м* (Артезиан).

Нижний альб выражен слюдисто-кварцевыми песчаниками различной зернистости с прослоями черных глин и включениями конкреций пирита и сидерита. В этой толще Л. А. Колыхаловой была обнаружена типичная для альба фауна: *Nucula arduennensis* Orb., *Exogyra* cf. *arduennensis* Orb., *Aucellina caucasica* Buch, *Astarte* sp., *Inoceramus* sp. Микрофауна представлена немногочисленными преимущественно известковистыми фораминиферами *Epistomina* sp. Мощность отложений нижнего альба — 136 *м*.

Отложения среднего и верхнего альба расчленить по макрофауне и микрофауне не представляется возможным. Общая мощность их составляет 150 *м* (скв. Артезиан). Мелководные осадки этого возраста представлены пачкой чередования пластов кварцевого песчаника с прослоями слабоизвестковистых и песчанистых глин. В отложениях альба Т. А. Мордвилко определены: *Inoceramus concentricus* Park, *I.* cf. *anglicus* Woods, *Nucula pectinata* Sow. В прослоях черных глин была обнаружена богатая микрофауна, в которой преобладают: *Epistomina spinulifera* (Reuss), *E. reticulata* (Reuss) и *E. carpenteri* (Reuss).

Интересным является различие в разрезе альба состава минералов легкой фракции. Если в районе Озек-Суат и Артезиан легкая фракция состоит преимущественно из кварца, то в Промысловом районе содержание кварца в ней не превышает 50%.

Общая мощность альбских отложений резко колеблется. Если в районе Джаная она равна 275 *м*, в районе Артезиан — 288 *м*, и в Промысловом — 374 *м*, то к востоку, в районе Озек-Суат, мощность их увеличивается до 509 *м*.

Верхнемеловые отложения

Наиболее полно верхнемеловые отложения представлены в районе опорной скважины Артезиан, где мощность их достигает 264 *м*. По микрофаунистическим данным они расчленяются на сеноманский, туронский, сантонский, кампанский, маастрихтский и датский ярусы.

К северу, по восстанию моноклинали, мощность верхнего мела резко сокращается. Так, в районе Джанай она составляет — 169 *м*, а в Промысловом — 147 *м*. Сокращение мощности происходит за счет выклинивания и размыва отдельных ярусов верхнего мела. Так, например, в районе опорной скважины Джанай на размытой поверхности альбских отложений залегают отложения сантонского яруса, выше которого следуют породы кампанского и маастрихтского ярусов. Таким образом, в этом районе отсутствуют отложения сеноманского, туронского, коньякского и датского ярусов. Литологически осадки верхнего мела в основном представлены известняками.

Сеноманский ярус. Отложения сеноманского возраста выделены лишь в опорной скважине Артезиан, так как в скважинах, расположенных к северу от нее, они отсутствуют. В разрезе этой скважины к отложениям сеномана П. И. Ивахненко отнесена 6—8-метровая толща осадков неглубоководного бассейна. Она представлена, в нижней части мергелистым кварцево-глауконитовым слабо сцементированным песчаником, содержащим большое количество включений глауконита, а в верхней — темно-серыми плотными карбонатными глинами с прослоями мергелей. Эта толща относительно бедна микрофауной, которая находится в плохой сохранности.

П. И. Ивахненко здесь определены следующие фораминиферы: *Rhizammina indivisa* H. B. B r a d y, *Ammodiscus incertus* O r b., *Arenobulimina preslii* (R e u s s), *A. orbigny* (R e u s s), *Textularia* ex gr. *trochus* O r b., *Tritaxia tricarinata* (R e u s s), *Verneulina* sp., *Gümbelina globulosa* (E h r e n b.), *G. cenomana* (K e l l e r), *Bulimina ovulum* R e u s s, *Anomalina schloenbachi* (R e u s s), A. *ammonoides* R e u s s, *Gyroidina* ex gr. *pralexsculpta* (K e l l e r), *Pulvinulinella culter* (P a r k e r et J o n e s), *Globigerina cretacea* O r b., *Globotruncana* aff. *appeninica* (O. R e n z).

Туронский ярус. К отложениям туронского яруса, выделенного также только в одной опорной скважине Артезиан, условно отнесена 8—10 метровая пачка зеленовато-серых мергелей.

В этих отложениях П. И. Ивахненко обнаружены следующие широко распространенные фораминиферы: *Ammodiscus incertus* (O r b.), *Arenobulimina preslii* (R e u s s), *A. orbigny* (R e u s s), *Textularia trochus* O r b., *T. turris* O r b., *Gaudryina laevigata* F r a n k e, *Globotruncana* ex gr. *lineiana* O r b., *Planulina (Anomalina) schloenbachi* (R e u s s) var. *kelleri* M j a t l., *Anomalina ammonoides* (R e u s s), *A. praeinfrasantonica* V a s s., *Gyroidina exsculpta* (R e u s s). Судя по развитому комплексу фораминифер, осадки туронского яруса являются типично морскими.

Сантонский ярус. К отложениям сантонского яруса отнесена толща светло-серых песчано-слюдистых известняков, переслаивающаяся с зеленовато-серыми мергелями и прослоями темно-серой глины, содержащей в значительном количестве микрофауну.

В районе опорной скважины Джанай отложениями сантонского возраста начинается разрез верхнего мела, который лежит на размытой поверхности альбских отложений. В опорной скважине Артезиан нижняя граница сантона намечается по появлению: *Anomalina (Planulina) schloenbachi* (R e u s s) var. *dainae* M j a t l., *A. (Planulina) schloenbachi* (R e u s s) var. *kalinini* M j a t l. Верхняя же граница устанавливается по появлению представителей *Orbignyna* и других кампанских форм.

Микрофауна сантона представлена довольно большим количеством фораминифер и небольшим числом остракод (плохой сохранности). Характерными фораминиферами для нижней части сантона являются: *Marssonella oxycona* (Reuss) *Gaudryina laevigata* Franke, *Tritaxia tricarinata* (Reuss), *Anomalina infrasantonica* Balakh. *Globotruncana linneiana* Orb., *Bulimina ovulum* (Reuss). Для верхней его части характерны: *Ataxophragmium orbignynaeformis* Mjatl., *Gaudryina* cf. *pupoidea* Orb., *Anomalina (Planulina) schloenbachi* (Reuss) var. *kelleri* Mjatl. Отложения сантонского возраста, как и осадки турона, отложились в условиях морского бассейна с нормальной соленостью. Причем бассейн сантона, по сравнению с туронским морем, характеризовался пониженной температурой, так как в отложениях сантона отсутствуют теплолюбивые виды фораминифер.

Кампанский ярус. Осадки кампанского яруса имеют значительное развитие в районе опорной скважины Артезиан, где их мощность достигает 110 *м*, в то время как к северу мощность их уменьшается до 64 *м* (Джанай).

Осадки этого яруса слагаются известняками серого и светло-серого цветов, переслаивающимися с песчанистыми мергелями зеленовато-серого цвета и редкими прослоями темно-серых глин. В разрезе скважины Джанай в этих слоях В. П. Рентгартеном определены *Inoceramus koeneni* Müll. и обломки *Inoceramus* sp.

В составе общей ассоциации фораминифер кампанского яруса преобладают фораминиферы с известковой раковинкой, которыми переполнена вся порода. Песчанистые фораминиферы прослеживаются лишь в отдельных прослоях. Наиболее многочисленной группой являются представители планктонных фораминифер: *Globotruncana arca* Cushm., *G. marginata* (Reuss), *Globigerina cretacea* Orb., *Gümbelina* ex gr. *globifera* (Reuss), *Globigerinella aspera* (Ehr.). Кроме того, в большом количестве встречаются представители родов: *Gyroidina soldanii* (Orb.), *G. exsculpta* (Reuss) и реже — *G. micheliniana* (Orb.). Большинство сантонских форм переходит в кампанские слои.

Нижнюю границу кампанского яруса П. И. Ивахненко определяет по появлению *Cibicides spiropunctatus* Gall. et Morr. и *Trochammina borealis* Keller. Верхняя же граница намечается менее твердо — по появлению *Bolivina incrassata* (Reuss).

Породы верхней части кампанского яруса значительно богаче нижней, как числом видов, так и количеством особей. Характерными для этой части разреза являются: *Textularia baudouiniana* Orb., *Cibicides voltzianus* (Orb.) *Cibicides* aff. *alleni* (Plumm.), *C. eriksdalensis* (Brotzen), *C. aktulagayensis* (Vass.), *Buliminella laevis* (Beissel), *Plectina convergens* (Keller), *Bolivina kalinini* Vass, *Gyroidina florealis* White, *G. moskvini* Keller, *Anomalina clementiana* Orb. var. *laevigata* Marie.

Осадки кампанского яруса, как и вышележащие отложения маастрихтского яруса, отлагались в условиях морского бассейна с несколько повышенной температурой и карбонатностью. На это указывают развитие планктонных фораминифер и наличие толстостенных раковинок большинства фораминифер.

Маастрихтский ярус. Отложения маастрихтского яруса, так же как и отложения нижележащего кампанского яруса, имеют наибольшее развитие в районе Артезиан, где они достигают мощности 76 *м*. Литологически

отложения этого яруса выражены светло-серыми плотными известняками с прослоями мергелей. Далее к северу, в районе скважины Джанай, мощность их уменьшается до 22 *м*. В этом районе маастрихтский ярус представлен глиной темно-серой, местами зеленовато-серой, песчано-слюдистой, известковистой, тонкослоистой. Отложения этого яруса хорошо охарактеризованы микрофаунистически. Нижняя граница яруса намечается по появлению в большом количестве *Bolivina incrassata* (Reuss), *B. plaita* Carsey, *B. decurrens* (Ehr.), *Orbignyna inflata* (Reuss), *Bolivinoides draco* (Marss.). Верхняя граница яруса устанавливается по исчезновению *Globotruncana*, *Gyroidina exsculpta* (Reuss).

Микрофауна представлена большим числом видов, из которых наиболее часто встречаются: *Globotruncana arca* (Cushm.), *G. arca* var. *contusa* (Cushm.), *Cibicides spiropunctatus* Gall. et Morr., *Globigerinella aspera* (Ehr.), *Gyroidina exsculpta* (Reuss), *G. soldanii* (Orb.), *Anomalina clementiana* Orb.

По данным микрофауны, маастрихтский ярус подразделяется П. И. Ивахненко на два горизонта: нижний — мощностью 21 *м* и верхний — 55 *м*.

Датский ярус. Отложения датского яруса вскрыты только опорной скважиной Артезиан, где мощность их составляет 50 *м*. В районе же опорной скважины Джанай на размытой поверхности отложений маастрихтского яруса залегают осадки третичного возраста. Однако здесь, в самой верхней части маастрихтского яруса Н. А. Хуциевой, изучавшей разрез Джанайской опорной скважины, выделяется двухметровая толща пород, содержащая нехарактерную фауну фораминифер плохой сохранности, среди которой ей удалось определить: *Buliminella carseyae* (Plummm.) и *Gyroidina exsculpta* (Reuss).

По предположению Н. А. Хуциевой, эта толща может быть отнесена к датскому ярусу.

Отложения датского яруса представлены светло-серыми плотными известняками.

Микрофауна в датском ярусе многочисленна и разнообразна. Руководящими фораминиферами являются: *Gyroidina caucasica* Subb., *Globorotalia conicotruncata* (Subb.), *G. membranacea* (Ehr.). Здесь появляются также: *Globigerina pseudobulloides* Plummm., *Siphonina prima* Plummm., которые наибольшего расцвета достигают в палеоцене.

По микрофауне датский ярус расчленяется на две части: нижнюю и верхнюю, причем верхняя некоторыми геологами относится уже к фораминиферовым слоям.

ТРЕТИЧНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Фораминиферовые слои. Эти отложения в основном представлены известняками с прослоями мергелей и глин. Известняки серого и зеленовато-серого цвета, тонкослоистые, плотные, с незначительным содержанием алевролитового материала. Глины темно-серые, плотные, слюдистые и карбонатные. В районе опорной скважины Джанай мощность фораминиферовых слоев достигает 230 *м*, в то время как в Артезиане она уменьшается до 146 *м*. По фауне фораминифер в разрезе скважины Джанай, эти отложения расчленены Н. А. Хуциевой на три части: нижнюю F_1, среднюю F_2 и верхнюю F_3. Одновременно в них удалось проследить микрофаунистические зоны, выделенные Н. Н. Субботиной для районов Северного Кавказа.

В нижнюю часть (F_1) входят: зона «датских» фораминифер, зона *Globorotalia conariensis* и зона *Globorotalia crassaformis*. Средняя часть фораминиферовых слоев (F_2) включает зону планктонных фораминифер, а в верхнюю (F_3) входят: зона *Globigerinoides conglobatus*, зона крупных *Globigerina* и зона *Bolivina*.

Все эти зоны четко сопоставляются с аналогичными зонами в разрезе опорной скважины Артезиан, выделенными П. И. Ивахненко.

Майкопская свита. Эта свита *по литологическим признакам* разделяется на четыре толщи (снизу вверх).

Первая толща, мощностью 85 *м*, выражена серыми оскольчатыми неизвестковистыми глинами с несколькими пачками частого переслаивания светло-серых тонкозернистых песчаников с глинами. Мощность отдельных прослоев песчаников достигает 2—3 *м*.

Вторая толща, мощностью до 300 *м*, сложена серыми, плотными, оскольчатыми, неизвестковистыми глинами с редкими тонкими прослойками светло-серого песчаника и включениями пирита. На плоскостях наслоения встречаются остатки рыб.

Третья толща, мощностью около 704 *м*, образована чередованием серых, местами светло-серых неизвестковистых глин с песчаниками светло-серыми, тонкозернистыми, плотными, местами глинистыми.

Четвертая толща, мощностью около 250 *м*, выражена глиной серой, темно-серой плотной, оскольчатой, слабо слюдистой, неизвестковистой с включениями пирита и тонкими линзовидными прослоями буровато-серого мелкозернистого песчаника. Редко встречаются прослои сидерита *и доломитизированной плотной неизвестковистой глины.*

Палеонтологом А. А. Герке, изучавшим микрофауну майкопских отложений Затеречной равнины, выделены в них следующие микропалеонтологические зоны (снизу вверх): 1 — зона мелких глобигерин; 2 — промежуточная зона, характеризующаяся почти полным отсутствием микрофауны; 3 — зона мелких *Cibicides*; 4 — зона калифорнийских фораминифер, характеризующаяся преобладанием известковистых фораминифер; 5 — зона *Haplophragmoides* с резким преобладанием песчаных фораминифер.

В отложениях майкопской свиты была определена следующая фауна моллюсков: *Nucula kalmikensis* Liv., *Cardium* cf. *abundans* Liv., *Tellina* sp. (aff. *nystii* Desh.), *Corbula* aff. *gibba* Ol., *Natica* cf. *llepunctata* Liv., *Planorbella* sp.

Мощность майкопских отложений сокращается по направлению с юга на север. Если в районе опорной скважины Черный Рынок мощность майкопской свиты составляет 1429 *м*, а в Артезиане — 1280 *м*, то в районе скважины Джанай она составляет всего 645 *м*, а в Промысловом, расположенном в 150 *км* к северу от Черного рынка, отложения майкопа полностью денудированы.

В Александрийской опорной скважине, являющейся по своему положению среди опорных скважин самой южной, кровля майкопской свиты была вскрыта на глубине 2713 *м*. Поэтому полная мощность этих отложений не была пройдена. В западной части Терско-Кумской равнины мощность майкопских отложений, как показало разведочное бурение на площадях Ачикулак и Озек-Суат, равна 1465 *м*.

Сопоставление майкопских отложений по разрезам опорных и разведочных скважин указывает на то, что уменьшение их мощности в северном направлении происходит не только за счет размыва верхних частей разреза, но и в связи с выклиниванием в том же направлении отдельных слоев.

Песчано-глинистые отложения первой толщи, фиксируемые в районе скважины Черный Рынок, к северу переходят в глинистые. Песчаные прослои, развитые во второй толще скважин Артезиан и Сухокумском, выклиниваются как в северном, так и в южном направлениях. Песчанистость третьей толщи, представленной, как указывалось выше, чередованием глин и песчаников, судя по данным Сухокумской разведочной скв. 1, в северном и восточном направлениях увеличивается за счет сокращения мощности глинистых слоев и увеличения суммарной мощности песчаных прослоев. Мощность четвертой толщи в скважине Черный Рынок составляет 219 *м*, а в районе скважины Артезиан уменьшается до 72 *м*, что связано с наличием глубокого размыва ее в караганское время. Появление в низах этой толщи песчаной пачки мощностью 22 *м*, соответствующей в разрезе скважины Черный Рынок, указывает на увеличение песчанистости майкопской свиты в северном направлении.

Чокракский горизонт. В пределах Терско-Кумской равнины отложения чокракского горизонта имеют небольшую мощность и ограниченное распространение по площади. Они обнаружены в районе Александрийской опорной скважины и на площадях, расположенных в южной части Терско-Кумской равнины (Крайновка и хутор Болгарский). Мощность чокракского горизонта достигает максимального значения 174 *м* в Александрийской опорной скважине. В северном направлении мощность этого горизонта постепенно уменьшается и в Черном Рынке отложения чокрака отсутствуют. В районе Крайновки мощность чокракских отложений колеблется от 141 до 159 *м*, а в районе хр. Болгарского она составляет 101—111 *м*. В западной части Терско-Кумской равнины чокракские отложения зафиксированы на ряде площадей, где мощность их составляет: на Ново-Крестьянской — 200 *м*, Ачикулакской — 29 *м* и Озек-Суатской — 13 *м*. Таким образом, мощность чокракских отложений в пределах Терско-Кумской равнины значительно меньше, чем в районах передовых хребтов.

Литологически отложения чокракского горизонта, так же как и на передовых хребтах, расчленяются на две части: нижнюю — глинистую и верхнюю — песчано-глинистую. Нижняя часть сложена темно-бурыми листоватыми глинами, а верхняя — мелко- и тонкозернистыми кварцевыми песчаниками с прослоями глин. В разрезе опорной скважины Александрийская (2549,6—2664,5 *м*) обнаружена следующая фауна моллюсков: *Syndesmya alba* Wood, *Leda fragilis* Andrus., *L. prendeli* Andrus., *Spirialis* cf. *subtarchanensis* Zhiz. Чокракская микрофауна в разрезе Александрийской скважины относительно бедна.

Сопоставление разрезов чокракского горизонта восточной и западной частей исследуемой территории указывает на увеличение его песчанистости в восточном направлении, что согласуется с ранее установленной закономерностью фациальных изменений для площадей передовых хребтов.

Караганский горизонт. Отложения караганского горизонта имеют значительное распространение в пределах Терско-Кумской равнины и лишь на востоке Ставропольского края несколько южнее района Джаная, они отсутствуют. Максимальная мощность этого горизонта достигает в восточной части равнины 198 *м* (скважина Александрийская), а в западной ее части — 365 *м* (Ново-Крестьянский район).

Отложения карагана выражены чередованием мощных пластов песчаников с глинами. Песчаники в основном мелко- и среднезернистые. Глины темно-серого, серого и бурого цвета.

В Александрийской скважине, начиная с глубины 2353,5 *м*, обнаружена типичная караганская фауна моллюсков: *Spaniodontella pulchella* Baily. Из микрофауны в этих отложениях были найдены только песчаные фораминиферы *Saccammina ovalis* Subb., которые оказались приуроченными к отдельным более песчаным прослоям. Кроме того, в отложениях карагана были встречены отолиты рыб, из которых *Otolithus* (*Rhombus*) *karaganensis* Suzin. встречается по всему разрезу и является руководящим для караганского горизонта Крымско-Кавказской области.

Несмотря на относительное постоянство литологического состава караганского горизонта в региональном масштабе, что отмечается и для районов передовых хребтов, все же при тщательном анализе обнаруживается, что его глинистость увеличивается к западу.

Конкский горизонт развит слабо и в Александрийской скважине имеет мощность в 2 *м*.

Сарматский ярус. Эти отложения представлены нижним, средним и верхним сарматом. В северной части описываемой территории, к северу опорной скважины Артезиан, отложения сармата отсутствуют. На западе Терско-Кумской равнины полный разрез сарматских отложений известен в Ново-Крестьянском и Ачикулакском районах. Севернее, в районе Озек-Суат, присутствуют только отложения нижнего сармата.

Нижний сармат представлен глинами с тонкими прослоями кварцевых песчаников. В Ново-Крестьянском районе разрез нижнего сармата более песчанистый, чем в районах восточной части. Необходимо указать, что в пределах Терско-Кумской равнины не отмечаются прослои мергелей, столь характерные для нижнего сармата передовых хребтов.

Наиболее полно отложения нижнего сармата освещены Александрийской опорной скважиной. В этой скважине он пройден на глубине 2274—2341 *м*. Мощность его равна 67 *м*. Нижний сармат представлен глинами темно-серыми, часто бурыми, очень плотными, слоистыми, с прослоечками зеленовато-серого, мелкозернистого кварцевого песчаника.

В подошве — прослой серого плотного мергеля. В нижнем сармате встречена фауна: *Cardium ruthenicum* (Hibl.) Lask., *C. niratamens* Koles., *C. pium* Zhiz., *Mactra pseudotellina* Kolles., *Syndesmya reflexa* Eichw. и др. Нижняя граница нижнего сармата определяется по исчезновению характерных для конкского горизонта *Otolithus* (*Rhombus*) *konkensis* Suzin и по появлению нижнесарматских милиолид.

Средний сармат сложен глинами с прослоями мергелей и лишь в Ново-Крестьянском районе и Ачикулаке в нижней части разреза встречаются глинистые пески.

В Ачикулакском районе средний сармат представлен глинами с частыми прослоями (мощностью 0,1—1 *м*), известняков и песчаников мелко- и тонкозернистых. В нижней части среднего сармата залегает пласт песчаника с прослоями глин и известняков. Мощность отмеченного пласта песчаника изменяется в пределах 20—28 *м*. Общая мощность среднего сармата колеблется в пределах от 49 до 60 *м*. Верхняя граница отложений среднего сармата отбивается по исчезновению руководящей формы *Cryptomactra pes-anseris* Andrus.

В районе Озек-Суат средний сармат представлен глинами с прослоями светло-серых плотных мергелей. В подошве горизонта залегает 16-метровый пласт серого тонкозернистого песчаника с прослоями глин. Общая мощность среднего сармата здесь колеблется от 13 до 76 *м*.

В восточной части Терско-Кумской равнины среднесарматские отложения пройдены опорной скважиной Александрийской, где, судя по отобранным образцам пород, он сложен глинами с частыми прослойками светло-серых крепких мергелей.

В этой толще встречена следующая фауна: *Cryptomactra pes-anseris* Andrus., *Cardium subfittoni* Andrus., *Modiola sarmatica* Gat., *Trochus urupensis* Usp. Криптомактровые слои содержат богатую микрофауну, главным образом, — фораминифер. Среди последних преобладают представители семейства Millolidae. Кроме фораминифер, встречены остракоды, отолиты рыб и другие остатки. Мощность криптомактровых слоев составляет 71 *м* (2203—2214 *м*).

В разрезе опорной скважины Черный Рынок 1 отложения среднего сармата представлены известковистыми глинами с тончайшими прослоями серых песков. Редко встречаются тонкие прослои светло-серого известняка. В подошве выделяется песчаник мощностью до 15 *м*. В интервале 1373—1374 и 1412—1414 *м* обнаружена типичная среднесарматская фауна моллюсков: *Cryptomactra pes-anseris* Andrus., и *Cardium subfittoni* Andrus. Мощность среднего сармата по этой скважине составляет 80 *м*.

Верхний сармат юго-восточной части Терско-Кумской равнины представлен, в основном, глинами с тончайшими прослоями песков, а в северо-западной — преимущественно песками и песчаниками. В юго-западной части Затеречной равнины верхнесарматские отложения полностью пройдены глубокими скважинами в районе Ново-Крестьянска, где их мощность составила 256 *м*. Нижняя часть сложена глинами с тонкими прослоями песчаника, а верхняя, главным образом, песками и в меньшей степени — глинами. В верхней части встречена *Mactra caspia* Eichw., в нижней — глинистой — обнаружены многочисленные остракоды.

В восточной части равнины верхний сармат вскрыт Александрийской опорной скважиной. Отложения этого возраста в нижней части представлены глинами зеленовато-серыми и темно-серыми, плотными с частыми прослоями желтовато-серых и серых мергелей. Верхняя часть разреза выражена темно-серыми слоистыми глинами с тонкими прослоечками песка. Нижняя граница верхнего сармата выделяется по полному и резкому исчезновению фауны криптомактровых слоев. Здесь встречены остракоды: *Cryptocandona suzini* Schn., *C. elongata* Schn., *Eycypris dagestanica* Schn., *E.* ex gr. *granulosa* (Daday), *Herpetocypris* ex gr. *belgua* Daday. Кроме того здесь встречены: *Potamocypris alpherovi* Schn., *Candona neglecta* Sars., *C. candida* Müller, *C. natata* Schn., *Candona* sp. и отолиты рыб. Мощность верхнего сармата в этом районе достигает 416 *м*.

Необходимо отметить, что верхнесарматские слои по своему литологическому характеру трудно отличимы от вышележащих — переходных слоев и низов меотиса.

Отложения верхнего сармата в разрезе опорной скважины Черный Рынок палеонтологически обосновать не удалось. Здесь, ниже отложений, отнесенных к акчагылу, залегает толща, предоставленная глинами серыми плотными с тонкими прослоями мелкозернистых песчаников. В нижней их части отмечаются прослои мергелей. Мощность этой толщи равна 171 *м*. Из органических остатков встречены только остракоды: *Loxoconcha tamarindus* (Jones), *Cythere collativa* Suzin. Указанные формы имеют достаточно широкое вертикальное распространение (от акчагыла до верхнего сармата) и поэтому не могут охарактеризовать возраст слоев, в кото-

рых они обнаружены. Таким образом, отнесение указанной толщи к верхнему сармату произведено условно и базируется в основном на ее положении между охарактеризованными фаунистически отложениями акчагыла и среднего сармата.

Мощность отложений сарматского яруса, в связи с размывом, резко колеблется и уменьшается с юга на север. В восточной части Терско-Кумской равнины, в районе Александрийской опорной скважины, мощность сармата достигает 558 *м*, в Черном Рынке она уменьшается до 290 *м*, а в Артезианском районе отложения сармата полностью отсутствуют. В западной части равнины, в Ачикулакском и Ново-Крестьянском районах, мощность сармата колеблется в пределах 397—417 *м*, а в Озек-Суатском районе она сокращается до 15—58 *м*.

Переходные слои и отложения меотиса. Эти отложения наиболее полно развиты в южной части Терско-Кумской равнины. К северу их мощность сокращается и в районе опорной скважины Артезиан они отсутствуют. В Озек-Суатском, Ачикулакском и Ново-Крестьянском районах они также не фиксируются. Максимальная мощность этих отложений наблюдается в районе Александрийской опорной скважины, где она достигает 137 *м*.

Переходные слои и отложения меотиса представлены толщей мелкозернистых глинистых песчаников, чередующихся с песчанистыми глинами. Отложения этого возраста содержат небольшое количество видов остракод и фораминифер. По фораминиферам в самой верхней части этих отложений выделяется зона с большим количеством раковинок *Discorbis plioceni*cus N. Chutz.

Отложения понтического яруса на территории Терско-Кумской равнины не установлены.

Терская свита. Толща континентальных осадков, залегающая между фаунистически охарактеризованными отложениями акчагыла и меотиса (Аду-юрт, Червленная), или между меотисом и понтом, носит название терской свиты.

Северная граница распространения терской свиты проходит между районами Черный Рынок и Тарумовка, северо-западная — между Ачикулаком и Аду-юртом и южная — по южному борту Сунженской долины. Мощность свиты резко колеблется. Так, в районе Червленной она составляет 465 *м*, а в Александрийском — 132 *м*.

Терская свита представлена бесструктурными глинами с прослоями песчаников различной зернистости и конгломератов. В разрезе Александрийской опорной скважины терская свита залегает между фаунистически охарактеризованными акчагыльскими отложениями и меотическими слоями. Верхняя граница этой свиты установлена на глубине 1512 *м* по полному исчезновению всей акчагыльской микрофауны. Нижняя граница отбивается по появлению (1642 *м*) *Discorbis rotaliformis* Berdinsk., и другой типичной меотической микрофауны. В терской свите встречена следующая микрофауна: *Miliolina* sp., *Nonion* sp., *Elphidium macellum* (Ficht. et Moll.), *Cythere collativa* Suzin, *C.* sp., *Otolithus* (Gobius), *sarmatus* Suzin. и растительные остатки. Вся эта фауна плохой сохранности не может иметь корреляционного значения.

По литологическим данным разрез терской свиты расчленяется на три горизонта.

I горизонт (1512—1572 *м*) — песчаник кварцевый, мелко- и среднезернистый, светло-серый со слабым зеленоватым оттенком (примесь глау-

конита), известковистый, слабо сцементированный, местами с прослоями и прослоечками жирных вязких и бесструктурных глин. Глины желто-бурые и буровато-зеленые.

II горизонт (1572—1618 *м*) — песчаник кварцевый, желтого цвета, реже светло-серый мелко- и среднезернистый, известковистый, местами глинистый, слабо сцементированный с прослоями желто-бурой глины. *В песчанике встречаются крупные (до 3 мм) окатанные зерна кварца.*

III горизонт (1618—1642 *м*) — песчаник кварцевый мелкозернистый желто-бурый и желто-зеленый, известковистый, уплотненный с прослоями желто-бурой и серо-зеленой глины.

Как видно из приведенного разреза терской свиты, она представлена главным образом песчаниками. Причем, содержание кварца в них доходит до 90%.

Акчагыльский ярус. Отложения акчагыльского возраста имеют широкое распространение и встречаются всюду за исключением Промыслового района. В Джанайской и Артезианской опорных скважинах акчагыл залегает непосредственно на майкопских слоях, в Черном Рынке — на отложениях меотиса и в Александрийской опорной скважине — на терской свите (фиг. 2). В западной части, в районах Ачикулак и Ново-Крестьянском, акчагыл залегает на отложениях верхнего сармата, а в районе Озек-Суат — на нижнем сармате.

Мощность акчагыльских отложений по отдельным площадям следующая: в Александрийском районе — 102, в Черном Рынке — 154, в Артезианском — 75, в Джанайском — 177, в Озек-Суатском — 136 и в Ново-Крестьянском — 259 *м*.

Акчагыльские отложения представлены глинами с частыми и тонкими прослоями тонкозернистого песка. В западной части равнины (Ново-Крестьянский район) мощность отдельных песчаных прослоев увеличивается до 10—20 *м*. Н. А. Хуциевой, изучавшей микрофауну акчагыла по крелиусным скважинам, пробуренным в районах опорных скважин Артезиан и Черный Рынок, удалось выделить в нем следующие горизонты (*снизу вверх*):

1 горизонт с бедной фауной, в котором встречены единичные экземпляры: *Nonion subgranosus* Egger, *N.* aff. *punctatus* (Orb.), *N. tortuosum* Chutz., *Cytheridea litoralis* Brady;

2 горизонт с *Bolivina*;

3 горизонт с *Cibicides*, *Cassidulina*;

4 горизонт с *Eucythere* и *Cassidulinella*.

В отложениях акчагыла встречена также следующая макрофауна, типичная для акчагыльского яруса: *Caraium dombra* Andrus., *C. pseudoedule* Andrus., *Mactra subcaspia* Andrus., *M. inostranzevi* Andrus.

Апшеронский ярус. Отложения апшеронского яруса в пределах Терско-Кумской равнины имеют повсеместное распространение. Максимальная мощность их 894 *м* наблюдается в Александрийской опорной скважине. К северу мощность апшерона уменьшается, и в опорной скважине Джанай составляет 183 *м*. В районах Озек-Суат, Ачикулак и Ново-Крестьянском мощность отложений апшеронского яруса колеблется от 240 до 530 *м*. Верхняя граница апшеронских отложений отбивается по появлению в разрезе руководящей фауны: *Apscheronia propinqua* Eichw. и *Monodacna sjaegreni* Andrus. Кроме того, здесь встречены многочисленные представители родов *Dressensia*, *Monodacna*, *Didacna* и *Adacna*. Гастроподы

по своему распространению значительно уступают пелециподам. Наиболее часто встречаются: *Clessiniola* и *Micromelania*. Микрофауна представлена в основном остракодами. Наиболее распространены представители родов: *Cythere*, *Loxoconcha*, *Candona*, *Limnocythere*, *Cythereis*, *Cytherissa*.

По литологическому составу апшеронские отложения восточной части рассматриваемой территории расчленяются на две толщи: нижнюю — глинистую и верхнюю — песчано-глинистую. В западной части отложения этого возраста представлены, главным образом, песками и песчаниками с незначительными прослоями глин.

ЧЕТВЕРТИЧНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

На территории Терско-Кумской равнины четвертичные отложения имеют широкое развитие. Они представлены бакинскими и хвалыно-хазарскими слоями. Максимальная мощность четвертичных отложений в южной части территории достигает 516 *м* (Александрийская). К северу мощность их уменьшается и в районе Джанай составляет 185 *м*. В западной части Терско-Кумской равнины, на площадях Озек-Суат и Ачикулак, мощность четвертичных отложений колеблется от 74 до 117 *м*.

Бакинский ярус сложен комплексом песчано-глинистых отложений, сходных по характеру с нижней частью хвалыно-хазарских слоев. В отложениях бакинского яруса встречаются *Didacna parvula* Nal., *D.* cf. *catillus* Eichw., *D.* cf. *catillus rudis* Nal. и *Dressensia rostriformis* Desh.

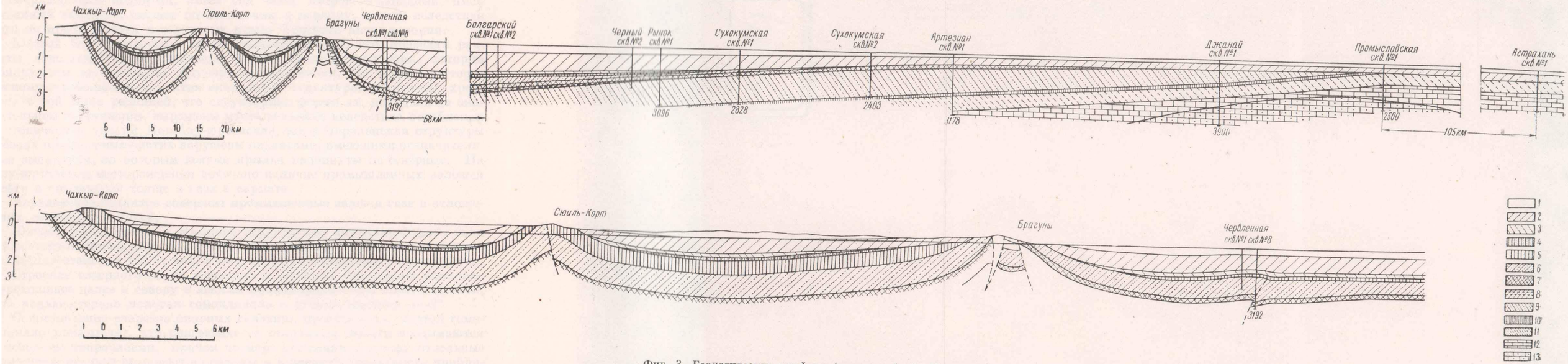
Хвалыно-хазарские слои представлены в нижней части пачкой чередования тонкозернистых глинистых песков, песчаников и глин, а в верхней — глинами с линзовидными прослоями тонкозернистых песков. В эти слоях встречаются (Черный Рынок): *Didacna protracta* Eichw. и *D. parvula* Nal.

ТЕКТОНИКА

В свете данных опорного бурения и сейсмических исследований, тектоническое строение Терско-Кумской равнины выглядит более сложным, чем это представлялось ранее. Мощный покров четвертичных и современных образований скрывает под собой различные по строению и возрасту структурные элементы Терско-Кумской равнины. Южная часть исследуемой территории, охватывающая собственно Притеречную и часть Затеречной равнин, в тектоническом отношении представляет глубокий предгорный прогиб, отделяющий альпийскую складчатость передовых хребтов от южного борта Русской платформы. Южный борт этого прогиба крутой и несколько прижат к северному крылу Терского антиклинория, северный — очень пологий. В пределах центральной части прогиба развиты значительной мощности плиоценовые и четвертичные образования. Судя по данным Александрийской опорной скважины, их суммарная мощность превышает 1500 *м* (фиг. 3).

По последним данным сейсмических исследований известный ранее глубокий предгорный прогиб, открывающийся в сторону Каспийского моря, расчленяется на два прогиба: Присулакский и Затеречный. Эти прогибы разделены выступом — террасой. Ось Присулакского прогиба по отношению к оси Затеречного прогиба смещена несколько к югу.

В свою очередь Затеречная часть предгорного прогиба также расчленяется на два прогиба: один, расположенный непосредственно к северу



Фиг. 3. Геологические профили (составил А. И. Цатуров).

1 — древне-каспийские отложения; *2* — апшерон-ачгагыл; *3* — терская свита; *4* — понт; *5* — меотис; *6* — сармат; *7* — караган; *8* — чокрак; *9* — майкоп; *10* — фораминиферовые слои; *11* — мел; *12* — юра; *13* — пермо-карбон.

Заказ 623

ака, карагана, сармата, меотиса и терской свиты, 10 в районе скважин

от Червленского поднятия, имеет вид чаши, второй — западный, имея линейный характер, смещен по отношению к первому, к югу, вследствие чего он приближается к северному крылу Терского антиклинория.

Южный борт депрессии также дислоцирован. В его пределах развиты отдельные самостоятельные антиклинальные поднятия, которые обнаружены на площадях Аду-юрт и Червленная. По своему тектоническому строению эти поднятия аналогичны структурам передовых хребтов, с той лишь разницей, что структурные формы их, находясь на значительном погружении, выражены менее рельефно вследствие ослабления тектонических усилий. Как Аду-юртовская, так и Червленская структуры в своих присводовых частях нарушены надвигами, имеющими незначительные амплитуды, по которым южные крылья надвинуты на северные. На Аду-юртовском месторождении доказано наличие промышленных залежей нефти в чокракской толще и газа в сармате.

Червленское поднятие содержит промышленные залежи газа в отложениях сарматского яруса.

Южный борт депрессии осложнен структурами антиклинального типа и к востоку от Червленского поднятия. Сейсмическими работами, уже в пределах Дагестанской АССР, выявлено Аксайское антиклинальное поднятие.

Строение северного борта депрессии в пределах Затеречной равнины, переходящее далее к северу в южный приплатформенный борт, рисуется, как исключительно пологая гомоклиналь с углами падения 1—2°.

Сопоставление разрезов опорных скважин, пробуренных на этой гомоклинали показывает, что слагающие ее отложения полого воздымаются в северном направлении, причем по мере движения к северу отдельные комплексы осадков выпадают из разреза и к дневной поверхности приближаются более древние. Так, например, в районе Александрийской опорной скважины отложения майкопской свиты залегают на глубине 2713 *м*, а в районе опорной скважины Джанай они обнаружены уже на глубине 545 *м*, причем следует учесть, что верхняя часть их, как указывалось ранее, размыта (фиг. 3). Если в разрезе Александрийской опорной скважины между майкопской свитой и акчагылом залегают отложения чокрака, карагана, сармата, меотиса и терской свиты, то в районе опорной скважины Джанай акчагыльские слои ложатся непосредственно на нижнюю часть майкопа.

Строение гомоклинали характеризуется двумя крупными региональными погребенными антиклинальными зонами: южной — Озек-Суатской и северной — Промысловой. Обе антиклинальные зоны имеют кавказское простирание. Южная — Озек-Суатская — антиклинальная зона располагается несколько южнее широтного простирания р. Кумы, а северная — Промысловая — в 130—150 *км* к северу от первой (см. фиг. 1).

К южной антиклинальной зоне приурочены выявленные сейсмическими исследованиями отдельные погребенные антиклинальные поднятия и осложнения в виде структурных террас. Антиклинальные поднятия обнаружены в северо-западной части зоны на площадях: Озек-Суат, Величаевка, Андрей-Курган, Камыш-Бурун и Ачикулак. В юго-восточной же части этой антиклинальной зоны выявлены лишь структурные террасы (Черный Рынок, Крайновка др.).

В пределах северной антиклинальной зоны к настоящему времени выявлены три линейно расположенных брахиантиклинальных поднятия: Промысловое, Оленичево и Цубукское. Дальнейшие сейсмические исследования вдоль оси этой крупной погребенной складчатой зоны без-

условно выявляет еще не одно новое антиклинальное поднятие. Опорная скважина Джанай и разведочное бурение на Промысловой площади показали, что указанные поднятия меловых и юрских пород приурочены к подъему метаморфизованного складчатого фундамента пермокарбонового возраста. В сводовой части меловой и среднеюрский осадочные комплексы, имеющие пологие углы, ложатся непосредственно на денудированную поверхность интенсивно дислоцированных и метаморфизованных пермокарбоновых пород. Наличие стратиграфического несогласия и метаморфизации пород пермокарбонового возраста указывает на проявление здесь герцинской фазы тектогенеза.

Указанная погребенная метаморфизованная зона, расположенная на линии Донбасс — Мангышлакской складчатости, и является тем погребенным кряжем, существование которого предполагал еще академик А. П. Карпинский.

Поднятия, обнаруженные в пределах повышенной части погребенного кряжа, представляют из себя брахиантиклинальные структуры с пологими крыльями. Углы падения в мезозое не превышают 2—3°. В строении их, как указывалось выше, принимают участие осадки мезозоя, причем в повышенной части складчатого фундамента мезозойские осадки имеют сокращенную мощность по сравнению с крыльями. К западу от Промыслового участка погребенный кряж проявляет тенденцию к подъему. В результате этого осадочный комплекс мезозойских отложений, принимающий участие в строении отдельных структур, в западном направлении сокращается.

Южная антиклинальная зона, протягивающаяся в пределы Восточного Предкавказья из Ставрополья, имеет тенденцию к погружению в восточном направлении. Погребенные структуры, обнаруженные в западной части этой зоны, являются типично платформенными. Они характеризуются большими размерами и пологими углами падения крыльев. Характерным является несовпадение структурных планов по отдельным стратиграфическим комплексам. Несовпадение структурных форм связано с изменениями мощностей отдельных горизонтов по площади, что является характерным при формировании структур, вследствие непрерывных волнообразно-колебательных движений. Наиболее четко выраженными структурными формами характеризуются более древние отложения. Так, на Озек-Суатской площади антиклинальное строение выявляется лишь по майкопским и более древним отложениям, в то время как по более молодым строение рисуется в виде моноклинали.

Истинное строение отдельных поднятий, выявленных сейсмическими работами в восточной части этой зоны и интерпретируемых, как структурные террасы, к настоящему времени недостаточно ясно. Дело в том, что степень точности сейсмических исследований не превышает по глубине 50 *м*, вследствие чего возможные поднятия на моноклинали с амплитудой менее 50 *м* могли быть не зафиксированы.

О возрасте фундамента южной антиклинальной зоны можно высказаться лишь предположительно. Расположение этой зоны между герцинским поясом (Промысловая зона) окаймления Русской платформы и передовыми складчатыми сооружениями альпийского Кавказа наводит на мысль о его киммерийском возрасте. В этом случае полностью будет выдержан принцип закономерного и последовательного, в возрастном отношении, обрамления платформы новыми зонами консолидации.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЮ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Анализ геологического строения исследуемой территории, а также прямые данные о нефтеносности отдельных стратиграфических толщ со всей очевидностью указывают на наличие в Терско-Кумской равнине новой, имеющей региональное распространение, нефтеносной провинции, относящейся к южному мезозойскому обрамлению Русской платформы. Геологическое строение, благоприятное для возможного скопления залежей нефти и газа, в виде наличия отдельных погребенных поднятий и зон выклинивания освещено в разделе «Тектоника». Наличие в разрезе третичных и мезозойских отложений коллекторов в виде песков и песчаников, а также подстилающих и покрывающих их глинистых непроницаемых пачек описано в разделе «Стратиграфия». Таким образом, в пределах Терско-Кумской равнины имеются все условия, необходимые для формирования промышленных залежей нефти и газа. Для расчленения этой территории по степени ее перспективности в отношении нефте-газоносности рассмотрим фактические данные по нефте-газопроявлениям.

Наличие горючего газа в ряде артезианских скважин, пробуренных на воду в Терско-Кумской равнине, уже давно привлекало к себе внимание геологов-нефтяников, предполагавших существование газовых залежей на глубине. Кроме того, при опробовании отдельных песчаных прослоев нижнего сармата, карагана, чокрака и майкопа в ряде скважин, пробуренных в восточной части Терско-Кумской равнины, была получена вода, содержащая горючий газ. С этой точки зрения весьма показательны данные по опорной скважине Черный Рынок. В процессе бурения этой скважины газопроявления, в виде отдельных пузырьков на поверхности глинистого раствора, имели места в апшеронских (1002, 1010—1093 *м*), верхнесарматских (1320—1332 *м*) и майкопских (1862—1979, 2564—2735, 3073—3075 *м*) отложениях. При испытании девяти песчаных прослоев майкопской свиты были получены притоки воды с дебитом до 1200 *м*^{3}/*сутки*, содержащей горючие газы. Столь значительный приток жидкости свидетельствует о хороших коллекторских свойствах песчаных пластов майкопской свиты. Фонтанные выбросы газа из отложений нижнего мела были получены в разведочной скв. 1, пробуренной на Промысловой антиклинальной структуре.

Первые данные о нефтеносности этой территории были отмечены на структурах Озек-Суат и Ачикулак. В разведочной скв. 5 при испытании среднеюрских песчаников был получен приток воды с нефтью. В связи с отсутствием данных о характеристике пластовых вод остается неясным природа воды в скважине. Является ли она пластовой, или ее появление связано с недоброкачественностью тампонажа? При опробовании горизонта, залегающего в подошве нижнего мела в скв. 1, 3, 5, получены фонтанные притоки нефти. При пробной эксплуатации, через 5 *мм* штуцера, скважины фонтанировали с дебитом нефти до 80 *т/сутки*. Нефть парафинистая, с удельным весом 0,830 и содержанием светлых фракций (выкипающих до 315°) — 42%. Данные первых разведочных скважин указывают на значительные размеры площади нефтеносности, что, при наличии больших дебитов, дает возможность высоко оценить перспективы этого месторождения. На площади Ачикулак, расположенной в 45 *км* к юго-западу от месторождения Озек-Суат, при испытании скв. 2, из отложений нижнего майкопа получен промышленный приток нефти до 90 *т/сутки* при 10 *мм*

штуцера. Таким образом, на территории Терско-Кумской равнины в настоящее время доказана нефте-газоносность отложений юры, нижнего мела и низов майкопской свиты, чем определились основные стратиграфические объекты разведочных работ.

При наличии указанных выше данных о геологическом строении и нефтеносности Терско-Кумской равнины представляется возможным произвести ее районирование по перспективам нефтеносности. С этой точки зрения на территории равнины можно выделить две зоны: южную антиклинальную и северную антиклинальную — Промысловую. Первая зона включает в себя районы: Озек-Суат, Величаевка, Андрей-Курган, Ачикулак и др. на северо-западе и Черный Рынок, Крайновка и другие на юго-востоке. О большой перспективности южной антиклинальной зоны свидетельствуют данные о промышленной нефтеносности структур Озек-Суат и Ачикулака. Основными перспективными стратиграфическими объектами в этой зоне являются отложения мезозоя (нижний мел и юра), а также отложения нижнего майкопа. Что касается очередности постановки разведочных работ, то в первую очередь они должны развиваться в северо-западной части южной антиклинальной зоны, т. е. в более повышенной части ее, где уже к настоящему времени выявлен ряд самостоятельных антиклинальных поднятий.

Второй перспективной зоной является северная (Промысловая) антиклинальная зона, где выявлен ряд самостоятельных антиклинальных поднятий, на одном из которых из нижнего мела получены фонтанные выбросы газа. Сокращенная мощность осадочного комплекса структур, расположенных в пределах сводовой части погруженного герцинского кряжа, несколько снижает перспективность этих поднятий. В связи с этим особую актуальность приобретает разведка склонов этого кряжа, на которых также могут быть развиты самостоятельные антиклинальные поднятия. Подтверждением этого является Каспийская структура, выявленная сейсмикой на южном борту Промысловой зоны. Одновременно необходимо подчеркнуть целесообразность поисков здесь залежей нефти, связанных с региональным выклиниванием отдельных мезозойских комплексов.

Кроме того, в полосе между опорными скважинами Артезиан и Черный Рынок представляет интерес постановка работ с целью поисков литологических залежей нефти в нижней части майкопской свиты. Из приведенных данных вытекает основное направление поисковоразведочных работ на нефть и газ.

В первую очередь разведочное бурение необходимо концентрировать в юго-западной части южной антиклинальной зоны с целью подготовки к разработке уже выявленных месторождений (Озек-Суат и Ачикулак), а также для оценки промышленной нефте-газоносности всей этой зоны в целом. Для решения последней задачи необходимо ввести в разведку антиклинальные поднятия, выявленные в пределах этой зоны: Величаевское, Андрей-Курган, Камыш-Бурун и др. Наряду с проведением разведочного бурения необходимо широким фронтом вести гравитационные и особенно сейсмические исследования во всей северо-западной части Терско-Кумской равнины, оставшейся еще к настоящему времени недоисследованной.

Проведение этих работ позволит выявить продолжение обнаруженных ранее структурных линий в первую очередь на запад, в область Центрального Предкавказья. Эти работы позволят также уточнить строение юж-

ного борта Промысловой антиклинальной зоны, где возможно развитие антиклинальных поднятий и зон выклинивания. Перспективность их трудно переоценить, если учесть, что на Промысловом поднятии из отложений нижнего мела, залегающего на глубинах 650—1100 *м*, получены фонтанные выбросы газа, а в районе Озек-Суата из отложений того же возраста, залегающих на глубине 2650—3300 *м*, получены высокодебитные фонтаны нефти. Сейсмические исследования должны иметь, как рекогносцировочный характер, с целью освещения общего строения всей описываемой территории, так и детальный, для подготовки отдельных площадей к разведочному бурению.

Одновременно следовало бы поставить также и геохимические исследования на уже выявленных поднятиях по региональным профилям меридионального направления, пересекающим вкрест простирания, выявленные тектонические зоны от Передовых хребтов на юге, до северных склонов погребенного герцинского кряжа на севере.

В пределах Промысловой зоны, наряду с продолжением разведки Промыслового поднятия для оценки его промышленной нефтеносности, следовало бы ввести в разведку еще одну структуру, расположенную в сводовой части погребенного кряжа, после чего уже дать окончательные выводы о перспективности структур, расположенных в аналогичных условиях. По мере выявления новых поднятий на южном склоне Промысловой зоны, их следует немедленно вводить в разведку. С этой точки зрения не следует затягивать разведочного бурения и на Каспийской структуре, хотя на суше находится только часть этого поднятия, а другая часть его покрыта водами Каспия.

Основными стратиграфическими объектами разведки являются отложения нижнего мела, юры и нижнего майкопа.

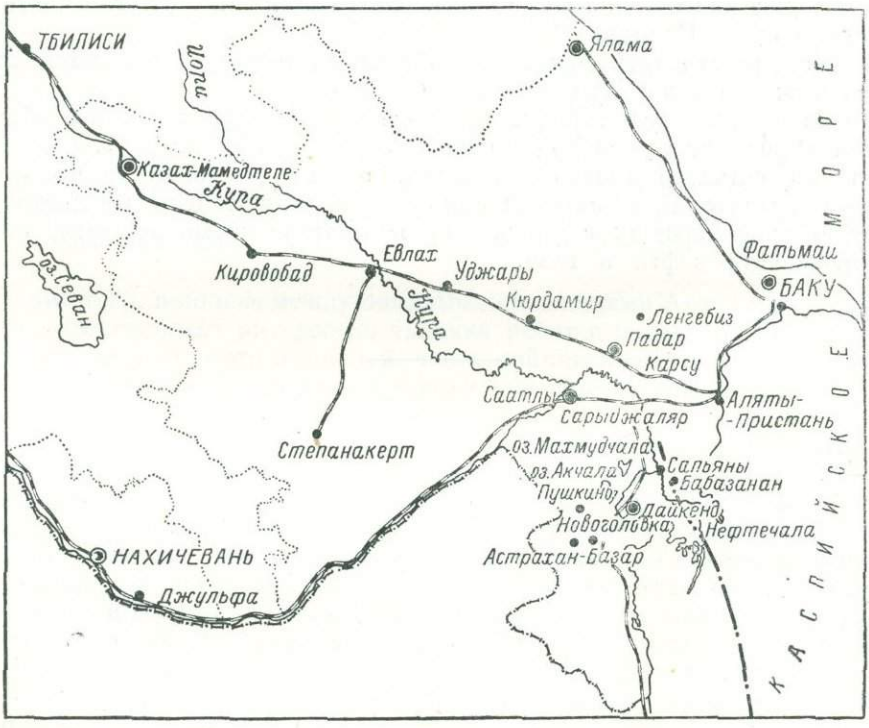
Подводя итоги результатам опорного бурения, проведенного объединением «Грознефть», необходимо подчеркнуть его исключительную роль в деле правильного прогноза перспектив нефте-газоносности новых обширных территорий и определения направления поисково-разведочных работ, обеспечивающих в максимально короткое время открытие новых месторождений нефти и газа.

В. Е. Хаин и Г. А. Ахмедов

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР ПО МАТЕРИАЛАМ ОПОРНОГО БУРЕНИЯ

ВВЕДЕНИЕ

На территории Азербайджанской ССР в 1947—1955 гг. были пробурены опорные скважины: 1) Ялама; 2) Фатьмаи; 3) Дайкенд; 4) Сарыджаляр; 5) Казах-Мамедтепе и 6) Велидаг (Нахичевань), а в бурении находится скважина Падар. Эти скважины разбросаны почти по всей площади республики — от ее северной границы (Ялама) до южной (Велидаг), от западной (Казах) до восточной (Дайкенд). (Фиг. 1.)



Фиг. 1. Обзорная карта.

1 — опорные скважины; *2* — ось антиклинальной складки по данным сейсмики.

Территория Азербайджана включает восточные отрезки четырех основных структурных единиц Кавказа — мегантиклинория Большого Кавказа, мегасинклинория Куринской впадины, мегантиклинория Малого Кавказа, Араксинского мегасинклинория. Несколько особое место занимает Кусаро-Дивичинский синклинорий, который, с одной стороны, может рассматриваться как юго-восточное продолжение Предкавказского передового прогиба (по кайнозою) и, с другой стороны, как часть северного крыла поднятия Большого Кавказа (по мезозою).

Мегантиклинорий Большого Кавказа в пределах Азербайджана сложен на поверхности отложениями, начиная с нижнеюрских. Нижняя юра *распространена незначительно — в приводораздельной части южного* склона Главного хребта в Белоканском и Закатальском районах; это черные глинистые сланцы и песчаники. Средняя юра широко развита в верхней части южного склона, а также на северном склоне в пределах Таранского и Тенгинско-Бешбармакского антиклинориев; ее крайние к востоку выходы почти достигают Каспийского моря. Среднеюрские отложения представляют собой мощную (до 2,5—3,0 *км*) толщу темных глин (глинистых сланцев) и песчаников. Они перекрываются осадками верхней юры, выраженными разнообразными литофациями. В геосинклинальной полосе южного склона верхняя юра залегает согласно на средней юре и представлена терригенным флишем, вверху пестроцветным (титон). В средней полосе верхняя юра выклинивается, начиная со своих нижних горизонтов, и нижний мел ложится прямо на среднюю юру. В северной полосе *нижние горизонты верхней* юры, а *также кимеридж, по-видимому*, отсутствуют; лузитан и титон сложены известняками, отчасти доломитизированными; мощность их достигает 0,8 *км* (Шахдаг). Верхняя юра здесь залегает со значительным несогласием на средней.

Распределение литофаций нижнего мела сходно с таковым верхней юры. Валанжин в геосинклинали южного склона (Дибрарской) был отложен в виде мощной (до 1,5 *км* и более) толщи карбонатного флиша, пластующейся согласно с титоном. В средней полосе мегантиклинория разрез валанжина обогащается прослоями конгломератов, до глыбовых; в зоне мезозойских геоантиклиналей он местами отсутствует или залегает несогласно на верхней юре. Севернее, в зоне Шахдага, валанжин представлен зоогенными известняками. Трансгрессия валанжина на среднюю юру наблюдается и по южному борту Дибрарской геосинклинали.

Вышележащие горизонты нижнего мела имеют в двух южных зонах терригенный, в основном глинистый состав. В южной части Дибрарской зоны весь разрез этой толщи насыщен прослоями алевролитов, которые севернее выклиниваются. Верхний альб в южной части южного склона выражен вулканогенными (преимущественно туфопесчаники) образованиями; севернее в основании верхнего альба прослеживается пачка алевролитов мощностью в несколько десятков метров (так называемый горизонт кюлюлинских песчаников). В Шахдагской зоне разрез нижнего мела заканчивается аптом; альб размыт; готерив-апт сложен известняками с плослоями глин и песчаников. Мощность терригенного нижнего мела в Дибрарской зоне составляет до 2,5—3,0 *км*. На юге — в Вандамской зоне — значительная часть нижнего мела выпадает из разреза, и верхний альб залегает местами прямо на валанжине.

Верхний мел на большей части области сохраняет флишевый характер. Сеноман на крайнем юге является вулканогенным (Нухинско-Вандамский антиклинорий — см. ниже), а севернее выражен терригенным флишем.

Начиная с верхнего турона, в разрезе господствует карбонатный флиш. В Дибрарской зоне разрез непрерывен и мощность верхнего мела достигает 2,0—2,2 *км*. В северной—Шахдагской—зоне развит лишь маломощный мергельный верхний сенон.

Отложения палеогена и неогена окаймляют мезозойское ядро погружающегося мегантиклинория Большого Кавказа. Нижнему палеогену (палеоцен-эоцен) отвечают терригенно-карбонатные сумгаитская и коунская свиты, флишевые в области южного склона (Шемахинский район, Кобыстан, Апшерон), мергельно-глинистые на северном склоне. Олигоцен и низы миоцена представлены майкопской свитой, почти чисто глинистой в центральной части Шемахинского района, в Северном и Центральном Кобыстане и на Апшероне (кроме его юго-западного участка) и содержащей прослои алевро-песчаных пород в своей нижней части вдоль северного склона и в средней и верхней частях в южном и отчасти Центральном Кобыстане и на юге Шемахинского района. Мощность палеогена достигает в Кобыстане 3,5 *км*.

Аналогично майкопской свите выглядит в Шемахино-Кобыстано-Апшеронской области и литофациальная зональность среднего и верхнего миоцена (включая меотис). По северному склону Большого Кавказа эти горизонты имеют песчано-глинистый состав, а в верхнем сармате наблюдаются конгломераты.

Понтические отложения развиты на юго-восточном Кавказе в двух литофациях — глин и известняков-ракушечников, причем последняя тяготеет к поднятию центральной части юго-восточного Кавказа, а первая распространена дальше на периферии. Понт и более древние образования, до средней юры в бассейне Самура, несогласно перекрываются продуктивной толщей среднего плиоцена, сложенной песчано-глинистым чередованием и достигающей мощности более 3,5 *км* (юго-восточный Апшерон). Выше залегает акчагыльский ярус верхнего плиоцена, целиком сложенный глинами на периферии Большого Кавказа и имеющий более пестрый литологический состав (глины, пески-песчаники, известняки-ракушечники, галечники-конгломераты) ближе к центральному поднятию. Примерно аналогичный характер носит литофациальная зональность апшеронского яруса, отличием которого служит более широкое распространение мелководных образований.

Четвертичные отложения представлены континентальными суглинково-галечниковыми накоплениями на обоих склонах юго-восточного Кавказа и морскими террасами, преимущественно ракушечникового состава, близ современной береговой линии Каспия.

Внутренняя структура мегантиклинория Большого Кавказа в своих основных чертах состоит из нескольких крупных антиклинориев и синклинориев. Центральное положение занимает Тфанский антиклинорий (антиклинорий Главного хребта), в осевой зоне которого широкой полосой выступают интенсивно-складчатые средне-юрские образования; к востоку от р. Вельвелячай антиклинорий испытывает резкое погружение, и средняя юра сменяется верхней юрой, а затем нижним мелом. Севернее протягивается узкий Тенгинско-Бешбармакский антиклинорий (продолжение антиклинория Бокового хребта Дагестана), в своде которого также обнажены среднеюрские слои. Оба антиклинория построены веерообразно. Они разделяются Шахдагско-Хизинским антиклинорием, выполненным мощной толщей верхнеюрских и меловых образований.

На южном крыле Тфанского антиклинория, начиная с горы Бабадаг и далее к востоку, развивается Алтыагач-Куркачидагский антиклинорий, сложенный нижнемеловыми слоями. Между этим антиклинорием и Тфанским протягивается Дибраро-Яшминский синклинорий, заполненный мощным верхнемеловым флишем, а на востоке и третичными отложениями. Далее к югу идет общее погружение слоев; мел сменяется мощными осадками палеогена и неогена, образующими крупный Шемахино-Кобыстанский синклинорий. С запада в этот синклинорий вклинивается Нухинско-Вандамский антиклинорий, представляющий собой мощное поднятие мезозойских пород, размытое до средней юры и погружающееся под третичный покров несколько северо-западнее Шемахи. На юге Шемахино-Кобыстанский синклинорий переходит в Ленгебизско-Алятский антиклинорий, в осевой зоне которого на западе еще имеются выходы мела.

Как отмечалось выше, северо-восточную часть Азербайджана занимает Кусаро-Дивичинский синклинорий, образующий передовой прогиб юго-восточной части Большого Кавказа. По верхнему плиоцену это полого наклоненная на ССВ, к Каспийскому морю, моноклиналь. По верхнему миоцену — среднему плиоцену это уже крупный прогиб, осевая зона которого совпадает с гравиметрическим минимумом; прогиб осложнен несколькими антиклинальными и синклинальными зонами, из которых южная отражена и в верхнем плиоцене. По более глубоким горизонтам в северо-западной части синклинория вырисовывается крупное погребенное Кусарское поднятие, в сводовой части которого непосредственно под сарматом залегает средняя юра.

Осадки средней юры имеют тот же состав, что и в пределах Большого Кавказа. Нижний мел развит по тому же типу, что и в зоне Шахдага и Дагестане — преимущественно известняковый неоком сменяется песчано-глинистым апт-альбом. Верхний мел также представлен литофациями северо-кавказского типа — карбонатными, в основном мергельными породами. Нижний палеоген имеет мергельно-глинистый состав и неотличим от фораминиферовых слоев Северного Кавказа. Выше залегают майкопская свита и средний миоцен также обычного состава. Верхний миоцен представлен одним сарматским ярусом (присутствие меотиса возможно лишь на крайнем юго-востоке), имеющим пестрый литологический состав— глины, песчаники, конгломераты, известняки. Продуктивная толща на юго-востоке носит песчано-глинистый характер и достигает мощности в 2,0—2,5 *км*, а на северо-западе резко сокращается в мощности и слагается почти исключительно галечниками. Акчагыл и нижний апшерон образованы глинами, песчаниками, галечниками, известняками-ракушечниками; средний апшерон представлен галечниковой кусарской свитой. Мощность верхнего плиоцена составляет на юго-востоке около 2 *км*. Четвертичные отложения распространены в пределах Хачмасской низменности, где континентальные фации переслаиваются с морскими; мощность этих отложений доходит до 0,5 *км*.

Следующим крупным элементом структуры Азербайджана является Куринская впадина. В основании разреза впадины залегают отложения мезозоя, развитые примерно в тех же литофациях, что на Малом Кавказе, и вдоль южного подножия Главного хребта (Нухинско-Вандамский антиклинорий). Иначе говоря, мы здесь встречаем вулканогенную среднюю юру, известняки верхней юры и, возможно, неокома, вулканогенно-терригенный апт-альб, вулканогенные и, отчасти, карбонатные сеноман, турон и нижний сенон, известняково-мергельный верхний сенон. Нижний

палеоген выражен по типу фораминиферовых слоев и обладает мощностью до 1,0 *км*, а верхний палеоген и нижний миоцен представлены майкопской свитой, достигающей в прималокавказской части впадины мощности в 3,5 *км* и содержащей, наряду с глинами, мощные пачки песчаников. Отложения среднего и верхнего миоцена представлены песчано-глинистыми образованиями с прослоями мергелей (чокрак — нижний сармат) и известняков-ракушечников (средний и верхний сармат).

Начиная с верхнего сармата (а местами и раньше), в разрезе западной части впадины появляются мощные песчано-глинистые и суглинково-конгломератовые континентальные образования, охватывающие также меотис и понт и известные в Степной Кахетии и Западном Азербайджане под названием ширакской свиты. Мощность ширакской свиты достигает 2,0—2,5 *км*. В восточной части впадины, начиная, по-видимому, с р. Туржанчай, понт переходит в морскую фацию и появляется продуктивная толща, как и везде песчано-глинистого состава; в районе Сальян ее вскрытая скважинами мощность составляет более 2,5 *км*. Акчагыл и апшерон *на западе обладают огромной* (до 2,5—3,0 *км*) *мощностью и в значительной* степени сложены континентальными и мелководно-прибрежными образованиями — галечниками, песчаниками, суглинками, глинами, *известняками-ракушечниками. На востоке эти отложения резко уменьшаются* в мощности и представлены чисто морскими фациями. Акчагыл целиком сложен глинами, апшерон — песчано-глинистыми осадками.

К западу от меридиана Кюрдамира Куринская впадина состоит из трех основных структурных зон: Алазано-Агричайского синклинория на севере, Ширакско-Аджинаурского антиклинория в средней части и Караязско-Евлахского (Палантекянского) синклинория на юге.

Строение первой из этих зон нам пока почти не известно, поскольку она выполнена толщей континентальных четвертичных галечниковых образований, еще не вскрытой бурением.

Вторая, наиболее широкая зона, имеет сложную структуру и, в свою очередь, распадается на Красноколодско-Дашюзский антиклинорий, Мирзаано-Арешский синклинорий и Чатминско-Геокчайский антиклинорий. Эти структурные единицы состоят из системы параллельных антиклинальных и синклинальных зон, причем первые уже и круче вторых, что характерно для складчатости переходного от линейного к прерывистому типу. Антиклинальные зоны на западе осложнены пологими надвигами, с полным перекрытием своих южных крыльев. В своде складок здесь выступает миоцен, большей частью сармат. На востоке эти антиклинальные зоны объединяют четковидно расположенные удлиненные брахиантиклинали, размытые в своде до акчагыла или нижнего апшерона.

Складчатость третьей зоны—Караязско-Евлахского синклинория—*представлена более короткими брахиантиклиналями верхнего плиоцена и нижнего* антропогена, к западу от Самуха местами с выходами сармата в ядре. К востоку от меридиана Кюрдамира Караязско-Евлахский синклинорий *испытывает резкое расширение, охватывая центральную часть об*ширной Кура-Араксинской низменности, целиком закрытую новейшими отложениями и по верхнему плиоцену представляющую огромную синклинорную депрессию, почти не осложненную складчатостью. Алазано-Агричайский синклинорий переходит к востоку от р. Гердыманчай в Шемахино-Кобыстанский синклинорий, а Красноколодско-Дашюзский антиклинорий — в Ленгебизско-Алятский антиклинорий. Южное звено Ширакско-Аджинаурского сложного поднятия — Чатминско-Геокчайский

антиклинорий — переходит на востоке в Харамино-Сальянский антиклинорий, состоящий из ряда кулисообразно расположенных удлиненных брахиантиклиналей верхнего и среднего плиоцена. Между этим и Ленгебизско-Алятским антиклинорием простирается выполненный мощной толщей новейших осадков Каргалинский синклинорий, могущий рассматриваться в качестве восточного продолжения Мирзаано-Арешского синклинория.

Третья крупная структурная единица Азербайджана — Малый Кавказ — относится к бесперспективным в отношении нефте-газоносности территориям и поэтому описывается весьма кратко. Сложное поднятие Малого Кавказа распадается на три зоны: Сомхето-Карабахский антиклинорий, Севано-Акеринский синклинорий и Мисхано-Зангезурский антиклинорий. Разрезы и структура этих зон существенно различны.

В основании разреза Сомхето-Карабахского антиклинория залегают метаморфические сланцы нижнего палеозоя, на которых непосредственно располагается юра: терригенная в своем нижнем отделе (около 0,5 *км*), преимущественно вулканогенная в среднем (2—3 *км*) и преимущественно известняковая в верхнем (1,5—2 *км*). Неоком отсутствует, а апт-альб пользуется ограниченным распространением, обладает небольшой мощностью и туфогенно-терригенным составом. Сеноман имеет изменчивые состав и мощность, турон и нижний сенон представлены, главным образом, туфогенными образованиями и лавами, верхний сенон и локально развитый датский ярус — известняками и мергелями. Общая мощность верхнего мела составляет 2,5—3,0 *км*. Разрез Севано-Акеринского синклинория в общем сходен с описанным, но юрские образования здесь почти не выходят на поверхность, зато верхний мел и альб отличаются весьма значительной мощностью и сильным развитием вулканических пород. Кроме того, в этом синклинории широко распространены и палеогеновые отложения — вулканогенный эоцен на северо-западе, песчано-глинистый олигоцен на юго-востоке; некоторым развитием обладают также плиоценово-четвертичные лавы и туфы.

Тектоника Сомхето-Карабахского антиклинория в целом относительно спокойная, за исключением отдельных интенсивно дислоцированных участков. Значительно более напряженной является складчатая структура мела Севано-Акеринского синклинория, осложненная многочисленными разрывами, преимущественно надвигами; третичные отложения залегают несогласно на меле и нарушены гораздо слабее.

Мисхано-Зангезурский антиклинорий входит в пределы Азербайджана лишь небольшим участком своего северо-восточного крыла, образующего одновременно юго-западное крыло Севано-Акеринского антиклинория. Этот участок, находящийся в бассейне р. Акеры, сложен полого дислоцированными вулканогенными толщами средней юры и известняками верхней юры и баррем-апта.

Территория Нахичеванской АССР, расположенная на крайнем юго-западе Азербайджана, относится к зоне Араксинского мегасинклинория. Последний в пределах Нахичеванской АССР распадается на три структурных элемента второго порядка (с СВ на ЮЗ) — Ордубадский синклинорий, Даралагез-Джульфинский антиклинорий и Нахичеванский синклинорий.

В пределах Даралагез-Джульфинского антиклинория на поверхность выходят наиболее древние отложения Нахичеванской АССР — слои девона, карбона, перми и триаса. Девон представлен своим средним и верх-

ним отделами, состоящими из чередования известняков, кварцито-песчаников, глинистых сланцев; обнаженная мощность — до 1,5 *км*. Карбон представлен лишь нижним отделом, сложенным почти нацело известняками, мощностью около 0,5 *км* (некоторые авторы допускают присутствие также верхов верхнего карбона). Пермь присутствует в составе обоих отделов и образована преимущественно известняками и мергелями; мощность — до 1 *км*. Выше согласно залегает триас, также выраженный всеми тремя отделами и сложенный мергелями, известняками и доломитами; *мощность его достигает* 1,5 *км*.

Юрские и меловые отложения пользуются здесь довольно ограниченным развитием. К нижней юре условно относят порфириты Джульфинского поднятия. Средняя юра представлена песчаниками и мергелями мощностью до 0,3 *км*; такой же состав имеет и келловей; более молодые горизонты юры, а также весь нижний мел [1] выпадают из разреза. Верхний мел развит в крыльевых частях Даралагезского и Джульфинского поднятий и выступает также в сводах наиболее высоких антиклиналей Ордубадского синклинория; ему отвечает толща чередования карбонатных глин, мергелей и известняков, мощностью до 1,5 *км*.

Даралагез-Джульфинский антиклинорий в пределах Нахичеванской АССР состоит из двух обособленных поднятий, расположенных один на продолжении другого в направлении СЗ—ЮВ, но разобщенных более молодыми породами. На северо-западе выделяется крупное Даралагезское поднятие, уходящее на территорию Армянской ССР; на юго-востоке находится северное крыло Джульфинского поднятия, большей своей частью расположенного на территории Ирана. Даралагезское поднятие состоит из ряда крупных, довольно сильно сжатых складок, осложненных надвигами.

Ордубадский синклинорий выполнен, в основном, исключительно мощной (до 3,5 *км*) толщей эффузивных, туфогенных и осадочных (известняки, мергели, глины, песчаники) пород эоцена, из-под которой местами выступает верхний мел. На юго-востоке, в Джульфинском районе, эоцен перекрывается 1,5-километровой туфогенной свитой олигоцена. Эти отложения слагают целую серию складок линейного и промежуточного типа, частично сопровождающихся разрывами надвигового характера.

Юго-западную часть Нахичеванской АССР занимает Нахичеванский синклинорий — типичный наложенный прогиб («наложенная мульда»), в котором накопилась мощная толща лагунно-морских осадков среднего и верхнего миоцена: глины, мергели, песчаники, линзы каменной соли, прослои известняков общей мощностью до 2 *км*. Структура впадины определяется небольшим числом пологих брахиантиклинальных поднятий, частично имеющих поперечное к кавказскому простирание.

Такова, в самом сжатом виде, общая картина геологического строения Азербайджана.

ОБЪЕМ ОПОРНОГО БУРЕНИЯ

В Азербайджане находилось в бурении 7 опорных скважин, из которых закончены бурением, выполнив свое проектное назначение, 5 скважин— Дайкенд № 1, Казах-Мамедтепе № 1, Ялама № 1, Сарыджаляр № 1, Нахичевань № 1; ликвидирована по техническим причинам, не выполнив проектного задания, одна скважина Фатьмаи № 24.

[1] *За возможным исключением верхнего альба.*

Общий объем пробуренного за период 1947—1952 гг. метража составляет 14 290 *м*, в том числе колонковыми долотами с отбором керна пробурено 10 058 *м*, что составляет 70,4% от общего метража опорного бурения. Средний вынос керна по перечисленным выше скважинам составляет 35%.

Камеральная обработка материала опорных скважин осуществлялась в АзНИИГРИ, где производились лабораторные исследования образцов керна, шлама, вод и глинистого раствора.

СТРАТИГРАФИЯ [1]

ДЕВОНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Наиболее древние отложения вскрыты опорной скважиной Велидаг (Нахичевань). Эта скважина была заложена на слоях эйфельского яруса среднего девона с расчетом вскрыть терригенные отложения нижнего девона, предполагавшиеся здесь по аналогии с Эльбурсом (Иран). Имелось в виду, что эти отложения могут оказаться нефтеносными. В действительности скважина Велидаг, достигшая глубины 1820 *м*, на всем протяжении вскрытого разреза проходила весьма однообразные черные глинистые сланцы и известняки, сильно метаморфизованные и лишенные достаточно характерных остатков макро- и микрофауны. В верхней части разреза была встречена микрофауна фораминифер, остракод и др. Отсюда Н. А. Аракеловой при консультации Д. М. Раузер-Черноусовой и Е. А. Рейтлингер определены:

в интервале 36—98 *м* — *Parathurammina cushmani* var. *minima* Antr., *Vicinisphaera parva* Reitl., *Bisphaera irregularis* Bir., *Girvanella* sp., *Archaesphaera* sp., *Capiaoides* sp., *Tentaculites* sp., *Rauserina* sp., мшанки;

в интервале 98—298 *м* — *Parathurammina dagmarae* Reitl., *P. suleimanovi* var. *stellata* Lip., *P. dagmarae* Reitl., *P. tuberculata* Lip., *P. angulata* Antr.

Перечисленные фораминиферы на Русской платформе считаются характерными для верхнего девона, но микрофауна среднего и нижнего девона здесь недостаточно изучена. В связи с таким положением вещей трудно сказать, является ли вскрытый разрез продолжением эйфельского яруса, обладающего в таком случае очень большой мощностью, или же эти слои принадлежат уже нижнему девону, не известному в Закавказье. Как бы то ни было, данные скважины Велидаг свидетельствуют о том, что девонские отложения обладают в Араксинской зоне весьма большой мощностью, более 2000 *м*, и подтверждают представление о геосинклинальном характере этих образований, оспаривавшееся некоторыми исследователями.

Отложения вышележащих систем палеозоя, а также триаса и юры в опорных скважинах, пробуренных на территории Азербайджанской ССР, вскрыты не были.

МЕЛОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Меловые отложения были пройдены и изучены в опорной скважине Ялама № 1, расположенной в северо-восточном Азербайджане, в пределах Кусаро-Дивичинского синклинория (фиг. 2).

[1] Палеонтологические исследования производились З. В. Кузнецовой, В. М. Побединой, А. Г. Ворошиловой и другими.

Скважина № 1 Ялама, заложенная среди сплошного покрова четвертичных образований и на значительном удалении от естественных выходов пород меловой системы, вскрыла относительно полный разрез последней от датского яруса до баррема включительно. Разрез этот представляется в следующем виде (снизу вверх):

Баррем (верхний). Глины с маломощными прослоями песчаников и мергелей. Фауна: *Lima cottaldina* Orb., *Astarte pseudostriatula* Orb., *Trigonia* sp. Вскрытая мощность 19 *м*.

Нижний апт. Внизу песчаники и глины, вверху известняки, мергели, глины, прослои песчаников. Фауна: моллюски — *Trigonia longa* Ag., *Nucula* cf. *impressa* Sow., *Pecten* sp., *Aucellina* n. sp., *Terebratula dutempleana* Orb. и мн. др.; фораминиферы *Patellina aptica* Ag., *Globigerina aptica* Ag., *Cornuspira bulloides* Ag., *Miliolina* sp. Мощность 149 *м*.

Верхний апт, нижний и средний альб отсутствуют.

Верхний альб. Внизу песчаники (аналоги горизонта кюлюлинских песчаников зоны Дибрара), вверху мергели (аналоги ауцеллинового горизонта той же зоны). В нижнем горизонте встречены: моллюски — *Hoplites dentatus* Sow., *H.* cf. *jachromensis* (Nik.), *Inoceramus concentricus* Park. и мн. др. В верхнем горизонте обнаружены: моллюски — *Inoceramus etheridgei* Woods, *Neohibolites stylioides* Renng., *Aucellina* cf. *nassibianzi* Sok., *Aucellina* sp. и др.; фораминиферы *Globotruncana* cf. *appenninica* Renz, *Globigerina infracretacea* Glaess. Мощность — 64 *м*, из которой на долю песчаников приходится 10 *м*.

Сеноман и нижний турон, по-видимому, отсутствуют.

Верхний турон — коньяк. Белые и светло-серые мергели (мергелистые известняки) с прослоем песчаника в основании. Фауна: моллюски — *Inoceramus lamarcki* Park. var. 1 Renng., *In.* ex gr. *inconstans* Woods, *Globigerinella aspera* (Ehr.), *Globigerina* ex gr. *digitata* Br., *Gümbelina* sp., *Radiolaria*. Мощность — 218 *м*.

Сантон — нижний кампан. Белые и светло-серые мергелистые известняки и мергели с отдельными прослоями песчаников. Фауна: *Endocostea inflexa* Reyer, *Inoceramus decipiens* Zitt., *Spiroplectammina praelonga* Reuss., *Bolivina incrassata* Reuss. Мощность — 217 *м*.

Верхний кампан — маастрихт. Белые и светло-серые мергелистые известняки и мергели. Фауна: *Terebratula cornea* Sow., *Magas pumilis* Sow., *Plicatula* sp., *Pachyodiscus* sp., *Planoglobulina acervulinoides* (Egg.), *Globotruncana* sp. Мощность — 173 *м*.

Датский ярус. Светло-серые и серые мергели, содержащие обломки *Nautilus* sp., иглы *Cidaris* sp., а также характерную фауну фораминифер: *Verneuilina kelleri* Mor., *Clavulinoides dagestanicus* Mor., *Spiroplectammina carinata* (Orb.), *Bolivina plaita* Carsey. Мощность — 93 *м*.

Яламинский разрез мела литофациально достаточно резко отличается от разреза флишевого мела зоны Дибрара и напоминает, с одной стороны, разрезы зоны Шахдага и, с другой стороны, разрезы Южного Дагестана. Общим моментом с южнодагестанскими и, отчасти, шахдагскими разрезами являются и перерывы, отвечающие первый — верхнему апту, нижнему и среднему альбу, второй — сеноману и нижнему турону.

ТРЕТИЧНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Палеогеновые отложения изучены в трех опорных скважинах Азербайджана — в Яламе, в Казах-Мамедтепе и в Фатьмаи. Полный разрез их вскрыт в Яламе, в то время как в Казах-Мамедтепе разрез начинается с вер-

хов среднего эоцена, а в Фатьмаи — с нижнего олигоцена — низов майкопской свиты.

Приведем вначале разрез палеогена по скважине № 1 Ялама. Палеоцен выражен здесь серыми мергелями с прослоями темно-серых карбонатных, отчасти песчанистых глин. В этих слоях обнаружена фауна фораминифер, характерная для верхнего горизонта сумгаитской свиты юго-восточного Кавказа, т. е. верхнего палеоцена: *Glomospira charoides* (P. et J.), *Trochamminoides irregularis* (W h i t e), *Hormosina ovulum* G r z y b., *Ammodiscus incertus* O r b., *Haplophragmoides* sp. Наряду с этими формами, встречены формы, распространенные как в палеоцене, так и в датском ярусе: *Textularia plummerae* L a l i c k e r, *Pullenia coryelli* W h i t e, *Ellipsoglandulina exponens* H. B. B r a d y, *Globorotalia angulata* (W h i t e) и другие. Мощность — 49 *м*.

Эоцен развит в литофациях, характерных для фораминиферовых слоев северо-восточного Кавказа. Здесь легко распознаются все три горизонта («отдела») фораминиферовых слоев, выделяемые в Дагестане.

Нижний горизонт (нижний и средний эоцен) сложен крепкими белесоватыми и бледно-зелеными мергелями с тонкими пропластками голубовато-серых глин. В верхней части горизонта выделяется микрофаунистическая зона *Globorotalia crassaformis* (G. et W.), содержащая, наряду с этой руководящей формой, *Heterostomella dalmatina* L i e b u s, *Hantkenina alabamensis* C u s h m. и др. Мощность горизонта — 15 *м*.

Средний горизонт (низы верхнего эоцена) представлен коричневато-серыми глинами с тонкими прослоями светло-серых песчанистых глин и весьма скудной и однообразной фауной фораминифер: *Globigerinella micra* (C o l e), *Globigerina* sp. Мощность — 35 *м*.

Верхний горизонт (верхи верхнего эоцена) состоит из светло-серых и бледно-зеленых мергелей, мощностью 11 *м*. В нем выделяются две микрофаунистические зоны: внизу зона *Globigerinoides conglobatus* (H. B. B r a d y), содержащая также *Glomospira charoides* (P. et J.), *Eponides umbonatus* (R e u s s) и др., вверху зона крупных *Globigerina*, в которой присутствуют *Cibicides midwayensis* P l., *C. pygmaeus* (H a n t k e n), *Pulvinulinella culter* (P. et J.), и ряд других форм, но отсутствуют боливины.

Майкопская свита в разрезе скважины № 1 Ялама выражена почти исключительно глинами и притом небольшой мощности. В нижней части разреза глины темно-серые с буроватым оттенком, в верхней части — темно-серые с зеленоватым оттенком. Песчаники встречаются в виде тонких (до 0,2 *м*) и редких прослоев; они серые и темно-серые; как песчаники, так и глины некарбонатны. Общая мощность — 135 *м*.

В низах свиты встречена фауна фораминифер, давшая основание выделить эти слои в хадумский горизонт: *Globigerina pseudobulloides* P l., *G. triloculinoides* P l., *Cibicides lobatulus* (W. et J.), *Gümbelina globulosa* (E h r.), *Bolivina plicata* G ö e s. (non O r b.), *Globigerinella voluta* (W h i t e). Фауна эта переотложенная; появляется она в 26 *м* выше подошвы свиты.

В верхах свиты палеонтологические находки представлены лишь остатками рыб, радиоляриями и растительным детритом. Кровля свиты отбита по исчезновению характерных для чокрака спириалисов и появлению рыбьих остатков.

Таков разрез палеогена Яламы. Он обнаруживает наибольшее сходство с палеогеновыми разрезами Южного Дагестана, также отмечающимися сокращенной мощностью майкопской свиты. Вместе с тем, намечаются

некоторые элементы сходства с палеогеном южной части Кубинско-Прикаспийской нефтеносной области и Апшерона; так, фауна палеоцена является общей с фауной сумгаитской свиты.

Существенно иначе выражен палеоген в опорной скважине Казах-Мамедтепе, разрез которой приводится ниже (см. фиг. 2).

Средний эоцен. В основании вскрытого скважиной разреза встречены авгито-плагиоклазовые порфириты, пройденные в интервале 1370—1456,5 *м*. При этом в интервале 1396—1397 *м* был поднят керн пиритизированного мраморизованного известняка. Указанные порфириты первоначально рассматривались в качестве обломков брекчии, аналогичной «горизонту запутанного напластования», известного со времен Абиха в Притбилисском районе. Это представление подтверждается появлением в керне обломка известняка, но, с другой стороны, ему несколько противоречит то обстоятельство, что за этим исключением на протяжении более 80 *м* были пройдены однообразные порфириты.

Обнаружение аспирантом Ереванского университета А. А. Атабекяном [1] к югу от г. Казаха выхода нуммулитовых известняков среднего эоцена, перекрываемых эффузивными породами, аналогичными породам опорной скважины, проливает новый свет на вопрос о природе этих образований. Возможно, что мы здесь имеем лавовый поток в коренном залегании. Следует отметить, что и в окрестностях Тбилиси брекчии «горизонта запутанного напластования» образовались за счет перемыва находившихся поблизости продуктов излияния среднеэоценовых вулканов. [2]

Вышележащий разрез эоцена представлен отложениями типа фораминиферовых слоев; в них можно выделить средний и верхний горизонты. Среднефораминиферовые слои (низы верхнего эоцена) в своей нижней части сложены глинами разных оттенков серого цвета, от светло-серых до черных, с прослоями крепких, звонких мергелей и тонкими, сантиметровыми пропластками серых мелкозернистых известковистых песчаников. В верхней части горизонта глины становятся коричневато-бурыми; в пределах всего горизонта они карбонатные. В глинах встречаются чешуи рыб и обугленные растительные остатки; между слоями проходят тончайшие пропластки дрюита.

Горизонт содержит довольно богатую фауну планктонных (в основном) фораминифер, наиболее характерными из которых являются: *Globigerina turcmenica* Chalil., *G. bulloides* Orb., *G. mirbaschirica* Kusn. (in coll.), *Globigerinella micra* (Cole), *Cibicides* aff. *ungerianus* (Orb.), *Anomalina affinis* (Hantken). Мощность горизонта — 98 *м*.

Верхнефораминиферовые слои (верхи верхнего эоцена) подразделяются по фауне фораминифер на три зоны (снизу вверх): 1) зону *Globigerinoides conglobatus* (H. B. Brady); 2) зону крупных *Globigerina*; 3) зону *Bolivina*.

Зона *Globigerinoides conglobatus* (H. B. Brady) состоит из переслаивания светло-зеленых, зеленовато-серых и буровато-серых известковистых глин, среди которого наблюдаются подчиненные прослои темно-серых мергелей и тонкие, нередко линзовидные пропластки светло-серого мелкозернистого песчаника. В толще глин встречаются конкреции пирита и растительные остатки. Она содержит, кроме того, обильную фауну форами-

[1] А. А. Атабекян. Открытие среднеэоценовых вулканогенных отложений в Казахском районе Азерб. ССР. ДАН Арм. ССР, № 3, 1953.

[2] См. Г. С. Дзоценидзе. Домиоценовый эффузивный вулканизм Грузии. Изд. АН Груз. ССР, 1948.

нифер: *Globigerinoides conglobatus* (H. B. Brady), *Hantkenina* aff. *alabamensis* Cushm., *Clavulina* ex gr. *cyclostomata* (Gallow. et Morrey). Мощность — 110 *м*.

Зона крупных *Globigerina* сложена светло-зелеными и зеленовато-серыми сильно известковистыми глинами с тонкими и редкими прослоями серых мелкозернистых известковистых песчаников с обуглившимися растительными остатками и листочками биотита. Фауна фораминифер этой зоны представлена большим количеством *Globigerina bulloides* Orb., *G. bulloides* Orb. var. *cryptomphala* Glaessn., *G. pseudobulloides* Pl., *G. inflata* Orb. Мощность — 36 *м*.

Зона *Bolivina* выражена серыми, частично с буроватым и зеленоватым оттенком, сильно известковистыми глинами с прослоями песчаников, известняков и мергелей мощностью до 0,05 *м* и рыбьими и растительными остатками, а также фауной фораминифер, представленной *Bolivina nobilis* Hantken, *B. aenariensis* (Costa), *Uvigerina* aff. *jacksonensis* Cushm., *Bulimina sculptilis* Cushm., *Marginulina böhmi* Reuss., *Clavulina szaboi* Hantken и др. В контакте с вышележащим хадумским горизонтом в глинах появляются включения глин и песчаников того же возраста, что указывает на признаки резкого обмеления бассейна и возможное проявление перерыва в отложении осадков на границе эоцена и олигоцена. Мощность — 72 *м*.

Майкопская свита по литологическим и фаунистическим признакам разделена в данном разрезе на несколько горизонтов, описываемых снизу вверх.

Хадумский горизонт сложен серыми, отчасти с зеленоватым оттенком, слабо песчанистыми и слабо известковистыми глинами с небольшими (от 0,005—0,3 до 1,0—1,5 *м*) прослоями серых мелкозернистых песков и песчаников и двумя пластами светло-серого вулканического пепла. В глинах и песчаниках наблюдаются рыбьи и растительные остатки, а также мелкорослая фауна фораминифер: *Globigerina bulloides* Orb., *Globigerinella micra* (Cole), *G. voluta* (White), *Globorotalia pseudoscitula* Glaessn., *Gibicides lobatulus* (W. et J.), *Bolivina plicata* Göes. (non Orb.), *Angulogerina angulosa* (Will.) и многие другие. Мощность — 169 *м*.

Раздел, лишенный остатков микрофауны, образован темно-серыми, буровато-серыми и серыми тонкоотмученными неизвестковистыми глинами с прослоями светло-серых песков (до 0,01 *м*), мергелей (до 0,24 *м*) и миллиметровыми пропластками вулканического пепла. В глинах имеются рыбьи и растительные остатки, а также единичные экземпляры *Globigerina bulloides* Orb., *Uvigerina* sp. и некоторых других фораминифер. Карбонатность пород этого горизонта не превышает 2%; тяжелая фракция отличается повышенным содержанием пирита (50—90%). Мощность—145 *м*.

Зона *Bolivina* ex gr. *floridana* Cushm. сложена буровато-серыми, слабо известковистыми, тонкоотмученными глинами с присыпками серого тонкозернистого песка и пропластками вулканического пепла. По-прежнему встречаются чешуи рыб и обуглившиеся остатки растений. Зона *Bulimina poilinica* Kusn. (in coll.). литологически не отличается от ниже- и вышележащих слоев, но заключает большое количество фораминифер, причем наряду с *Bolivina* ex gr. *floridana* Cushm. здесь появляется *Bulimina poilinica*. Мощность — 131 *м*.

Раздел без микрофауны — глины того же типа, что и в вышележащей зоне, не содержащие фораминифер. Мощность — 155 *м*.

Зона *Bulimina elongata* Orb. var. *leninabadica* Kusn. (in coll.) состоит из бурых слабопесчанистых неизвестковистых глин с чешуей рыб, листьями растений и обильными фораминиферами. Мощность — 45 *м*. На этом заканчивается разрез майкопской свиты в скважине Казах-Мамедтепе. Выше несогласно срезаны слои майкопской свиты, трансгрессивно залегают отложения акчагыльского яруса.

Эоценовые слои, вскрытые данной опорной скважиной, в целом принадлежат к той же литофациальной зоне, что и эоценовые образования Кировабадского нефтеносного района. Вместе с тем, в них появляются признаки, сближающие их с эоценом Аджаро-Триалетской зоны; таково появление порфиритов в среднем эоцене. Эти признаки вполне естественны, учитывая географическое положение скважины.

Майкопские отложения района Казах-Мамедтепе довольно резко отличаются от своих аналогов как в Прикировабадском, так и в Притбилисском районах весьма незначительной песчанистостью. Микрофаунистические зоны, установленные здесь З. В. Кузнецовой в верхнем майкопе, в дальнейшем удалось проследить вдоль всей северо-восточной и восточной периферии Малого Кавказа, вплоть до р. Аракс на юго-востоке.

Последняя опорная скважина, в которой частично вскрыт разрез палеогена, — это скважина Фатьмаи № 24. Здесь бурением изучены отложения майкопской свиты, подразделенные на три части.

Хадумский горизонт сложен серыми, темно-серыми и других оттенков сильно известковистыми, отчасти слабо песчанистыми глинами, содержащими в большом количестве крупные *Globigerina* с примесью мелких *Globigerina pseudobulloides* Pl., *G. compressa* Pl., *Gümbelina globulosa* (Ehr.), *Globorotalia crassa* Orb., *G.* ex gr. *membranacea* Cushm., *Globotruncana* sp., *Discorbis* sp. и другие формы, несущие следы окатанности и переотложенные, вероятно, из фораминиферовых слоев. Мощность — 477 *м*.

Нижняя часть собственно майкопской свиты выражена серыми, темно-серыми, зеленовато-серыми известковистыми глинами с прослоями мергелей и линзовидными пропластками серого мелкозернистого песка и песчаника. В этом горизонте также встречена обильная микрофауна: *Globigerina bulloides* Orb., *G. pseudobulloides* Pl., *G. triloculinoides* Pl., *G. compressa* Pl., *Globigerinella micra* (Cole), *Bolivina advena* Cushm., *Bulimina* sp., *Eponides* sp., *Globorotalia crassa* Orb., *Cibicides lobatulus* W. et J.), *Gümbelina globulosa* (Ehr.), *Radiolaria* и рыбьи остатки. По мнению А. Г. Ворошиловой, из этого списка только глобигерины и остатки рыб находятся в коренном залегании: остальная же микрофауна является переотложенной.

По петрографическим данным — отсутствию пирита и значительному содержанию мергелей — верхнюю часть этого горизонта Э. А. Даидбекова и Б. М. Ибрагимова склонны параллелизовать горизонту рики, т. е. нижнему горизонту верхнего майкопа Апшерона и Кобыстана.

Верхняя часть майкопской свиты представлена серыми, светло-серыми, зеленовато-серыми песчанистыми глинами с прослоями песчаников, песков и алевритов; породы довольно сильно известковисты, что вообще необычно для верхнего майкопа. Общая мощность свиты около 446 *м*.

Миоценовые отложения полностью [1] вскрыты в двух опорных скважинах — Ялама № 1 и Фатьмаи № 24; кроме того, в скважине Дайкенд № 1 вскрыты верхи среднего сармата (см. фиг. 2).

[1] Не считая относящихся к миоцену верхов майкопской свиты.

Описание миоцена начнем с разреза Яламинской скважины, где непосредственно выше майкопа выделен чокракский горизонт. Выпадение тарханского горизонта является либо кажущимся, вследствие пропуска в процессе бурения этой обычно маломощной пачки слоев, либо его надо связывать с предчокракским перерывом. И то, и другое равно вероятны, поскольку в Южном Дагестане тархан известен, а в остальной части Прикаспийско-Кубинской зоны он не установлен, за исключением далеко отстоящего Советабада.

Чокракский горизонт образован чередованием темно-серых темнослоистых известковистых глин с прослоями мелкозернистых песков. В низах горизонта, отличающихся преобладанием глин, наблюдается наиболее обильная микрофауна; кроме милиолид, здесь присутствуют *Bolivina tarchanensis* (S u b b. et C h u t z.), *Nonion boueanus* O r b., *Gümbelina* sp., а из макрофауны О. И. Рыбиной определены *Spirialis tarchanensis* K i t t l., *S. andrussovi* K i t t l., *Leda fragilis* C h e m n., *L.* cf. *prendeli* A n d r u s., *Lucina dujardini* D e s h., *Cryptodon sinuosus* A n d r u s., *Ervilia trigonula* S o k. (?), *Syndesmia* sp., *Nassa restitutiana* F o n t. Средняя часть горизонта (мощность — около 50 *м*) отличается повышенной песчанистостью и представляет собой пачку частого чередования светло-серых песчаников, песков и алевритов, обычно глинистых, слабоизвестковистых. Обращает на себя внимание значительное содержание в породах кварца — до 75%, в среднем — 49%, присутствие в тяжелой фракции дистена — 3,5%, ставролита — 2%, повышенное содержание устойчивых минералов (19,5% в среднем). Эта пачка содержит лишь скудную микрофауну. Верхи горизонта снова имеют более глинистый состав; глины обладают здесь зеленоватым оттенком; микрофауна представлена в основном милиолидами. Общая мощность чокрака — 340 *м*.

Караганский горизонт — темно-серые и темно-коричневые, почти черные, отчасти слоистые слабоизвестковистые глины с прослоями светло-серых мелко- и среднезернистых песков. Пески сконцентрированы преимущественно в две песчаные пачки, одна из которых, мощностью в 36 *м*, залегает в 86 *м* выше подошвы горизонта, а вторая, мощностью в 45 *м*, на 77 *м* выше первой пачки. Пески карагана, подобно чокракским пескам, отличаются повышенным содержанием кварца — до 75%, а в среднем — 42%; в тяжелой фракции преобладают устойчивые минералы, эпидот и цоизит, магнетит и ильменит и присутствуют дистен, ставролит и силлиманит. Фаунистически горизонт охарактеризован довольно скудно. Из моллюсков встречена лишь *Spaniodontella pulchella* B a i l y, а из рыбных остатков руководящее значение имеют *Otolithus* (R h o m b u s) *karaganensis* S u z., *Ot. (Gobius) sarmatus* S u z., *Ot. (Clupea) sarmatus* S u z., *Ot. (Clupea) angulatus* S u z. Мощность горизонта — 264 *м*.

Конкский горизонт в разрезе данной скважины не установлен и, повидимому, отсутствует, подобно тому как он отсутствует во всей западной части Прикаспийско-Кубинской зоны.

Сарматский ярус представлен в Яламе нижним и средним подъярусами; верхний сармат отсутствует.

Нижний сармат сложен серыми, темно-серыми песчанистыми известковистыми глинами с маломощными прослоями тонко- и мелкозернистых обычно глинистых песчаников. По фауне в нем выделяются две зоны. Нижняя зона содержит *Syndesmya reflexa* E i c h w. и обильную микрофауну: *Miliolina reussi* (A. B o g d.) var. *bulloides* f. *collaris* G e r k e, f. *rotunda* G e r k e, f. *media* G e r k e, *M. consobrina* var. *sarmatica* A. B o g d.,

Elphidium macellum (F. et M.), *Nonion martkobi* A. B o g d., *N.* aff. *punctatus* O r b., *Globigerinella aspera* (E h r.), *Otolithus (Gadidarum)* sp., *Ot. (Mugil) longisulcatus* S u z., *Ot. (Mugil) oviformis* S u z., *Ot. (Sparidarum) duniamalovi* S u z., и др.

Верхняя зона характеризуется *Mactra eichwaldi* L a s k., и из фораминифер *Nonion martkobi* A. B o g d., *N. punctatus* O r b., *Entosolenia cubanica* A. B o g d. Мощность нижнего сармата — 19 *м*.

Средний сармат литологически сходен с нижним, отличаясь лишь несколько меньшей песчанистостью; местами в глинах встречаются включения мелкой (до 3 *мм*) галечки. Из микрофауны наиболее характерны: *Miliolina reussi* A. B o g d., *M. voloschinovae* A. B o g d., *M. consobrina* O r b., *Articulina problema* A. B o g d., *Dogielina sarmatica* A. B o g d. Мощность среднего сармата — 228 *м*.

В породах нижнего и среднего сармата, по сравнению с чокраком и карагапом, резко снижается содержание кварца, но в тяжелой фракции еще сохраняется преобладание устойчивых минералов и присутствуют, правда в небольшом количестве, дистен и ставролит.

Таков разрез среднего и верхнего миоцена в Яламе. Он обнаруживает весьма значительное сходство с дагестанскими разрезами: здесь выдерживается трехчленное деление чокрака; наблюдаются пески в чокраке и карагане; ассоциации микрофауны отдельных горизонтов весьма близки грозненско-дагестанским. Вместе с тем, имеются и некоторые отличия — разрез является менее полным — отсутствуют тарханский и конкский горизонты, нет верхнего сармата; мощность и песчанистость разреза меньше, чем в Дагестане.

В скважине Фатьман № 24 выделены отложения чокракского горизонта и диатомовой свиты.

Чокракский горизонт — серые, темно-серые и зеленовато-серые, жирные, частью песчанистые известковистые глины с отдельными прослоями серых мелкозернистых слабоизвестковистых песчаников и зеленовато-серых мергелей. Из макрофауны встречены лишь раковины *Spirialis* sp. Фораминиферы и остракоды представлены малохарактерными формами. Мощность около 79 *м*.

Диатомовая свита (средний сармат) — серые, темно-серые, в низах зеленовато-серые жирные, местами песчанистые и листоватые глины с редкими и тонкими прослоями мелкозернистых песчаников. Из фауны найдены отолиты, характерные для среднего сармата: *Otolithus (Guadidarum) minusculus* S c h u b., *Ot. (Clupeidarum) angulatum* S u z., *Ot. (Gobius) sarmatus* S u z., *Otolithus (Gobius)* sp.

Из фораминифер обнаружены *Nonion granosus* O r b., *Globigerina pseudobulloides* P l., *Rotalia beccarii* (L i n n é), встречены также *Spirialis* sp. и рыбьи остатки.

Учитывая, что еще в работе 1927 г. по Фатьмаинскому району С. М. Апресов сообщал о находке им в диатомовой свите среднесарматского вида *Cardium obsoletum* E i c h w., можно думать, что диатомовые слои данной площади целиком относятся к среднему сармату; следовательно, караганский и конкский горизонты, нижний и верхний сармат здесь отсутствуют. По петрографическим данным Э. А. Даидбековой и Б. М. Ибрагимовой, выделяют в составе рассматриваемой свиты 3 пачки, но они мало чем отличаются одна от другой. Мощность — около 362 *м*.

Данные, полученные в результате бурения скважин Фатьман № 24, ничего не прибавляют к определившейся уже ранее характеристике оли-

гоцен-миоценовых отложений Апшеронского полуострова. Напомним, что в задачу этой опорной скважины входило в основном изучение разреза меловых образований, поэтому ничего другого и не следовало ожидать.

Осадков меотиса не обнаружено ни в одной из опорных скважин Азербайджана; все они оказались заложенными на участках, которые в меотическое время оставались сушей. Отсутствие меотиса в скважине Дайкенд № 1 дает возможность уточнить южный контур меотического бассейна юго-восточного Кавказа. То же самое следует заметить относительно слоев понтического яруса, которые вскрыты лишь в скважине Фатьмаи № 24 и то не полностью, поскольку скважина заложена на этих слоях. Подобно олигоцену и миоцену, понтические отложения здесь выражены в обычной для Апшерона глинистой литофации.

Продуктивная толща выявлена в скважинах № 1 Ялама и Сарыджаляр № 1; ее присутствие в этих скважинах и отсутствие в скважине № 1 Дайкенд позволило значительно уточнить границы распространения продуктивной толщи на севере и на юге.

В Яламинской скважине продуктивная толща выражена бурыми сильно известковистыми глинами, песчанистыми глинами и алевритами; в подошве ее имеется мелкая черная галька и обломки известняков. Мощность — 268 *м*.

Встреченная в этих осадках микрофауна является в основном переотложенной из мела и миоцена; преобладают миоценовые *Nonion* и *Elphidium*. Из остракод здесь присутствуют: *Paracypris filona* L i v., *Loxoconcha eichwaldi* L i v., *L. petasus* L i v., *Cythere* ex gr. *rostrata* E v l., *Cyprideis littoralis* (B r a d y), *Eucythere naphtotscholana* L i v., *Xestoleberis* ex gr. *lutrae* S c h n.

В Сарыджалярской скважине продуктивная толща выражена сходным образом: буровато-коричневыми в основном глинами, песками и песчаниками; разрез здесь гораздо более песчанистый, чем в Яламе. Вскрытая мощность — 335 *м*, подошва толщи не вскрыта.

Микрофауна представлена сильно окатанными, переотложенными из мела, палеогена и миоцена радиоляриями и фораминиферами: *Globotruncana* sp., *Globigerina pseudobulloides* P l., *Cibicides lobatulus* (W. et J.), *Elphidium macellum* (F. et M.), а также *Rotalia becarii* (L i n n é).

Акчагыльский ярус пройден в четырех опорных скважинах — Ялама № 1, Дайкенд № 1, Сарыджаляр № 1 и Казах-Мамедтепе № 1.

В Яламе он имеет почти целиком глинистый состав — это чередование светло-серых и темно-серых слабопесчанистых, редко жирных известковистых глин, среди которого наблюдаются редкие и тонкие пропластки серых алевритов. Из фораминифер присутствуют: *Cassidulinella prima* S u z., *Discorbis arculus* C h u t z.; из остракод: *Candona abichi* L i v., *C. gracilis* L i v., *Candona* sp., *Ilyocypris gibba* R a m d o h r, *Loxoconcha laevatula* L i v. По микрофауне выделяется две зоны: нижняя с остракодами и верхняя — с *Cassidulina* и *Cibicides*. Мощность — 218 *м*.

В Дайкенде литологический характер остается в основном тот же: темно-серые, серые, реже светло-серые слоистые известковистые глины, с очень тонкими пропластками красно-бурых глин и редкими прослоями мелкозернистых известковистых песков и песчаников; некоторые разности плохо отсортированы. В низах яруса наблюдаются прослои черных неизвестковистых глин. Из фауны встречены *Mactra venjukovi* A n d r u s. и остракоды: *Cyprideis littoralis* (B r a d y), *Cytherissa bogatschovi* L i v., *Cythereis azerbaidjanica* L i v. Мощность — 336 *м*.

В Сарыджаляре нижняя часть акчагыла (около $^1/_3$ по мощности) является песчано-глинистой, верхняя — чисто глинистой. Глины темно-серые, темно-зеленовато серые, частично слабопесчанистые, известковистые; *наблюдаются тонкие пропластки коричневых глин.* Пески и песчаники — серые, темно-серые, тонкозернистые.

Низы яруса содержат *Candona abichi* Liv., *C. convexa* Liv., *Limnocythere* sp., указывающие на опресненный характер бассейна. В верхней же части яруса встречены фораминиферы: *Miliolina seminulum* (Linné), *Nonion martkobi* A. Bogd., *Cassidulina crassa* Orb., а из остракод *Cythere quadrituberculata* Liv. В самой кровле яруса найдена и фауна моллюсков: *Mactra acutecarinata* Andrus., *Cardium dombra* Andrus., *Clessiniola utvensis* Andrus. Мощность акчагыла здесь составляет 582 *м*.

В Падаре акчагылу отвечают серые и темно-серые известковистые глины с прослоями серых мелко- и среднезернистых песчаников. Фауна представлена в основном остракодами: *Candona abichi* Liv., *C. convexa* Liv., *C. gracilis* Liv., *Paracypris candida* Liv., *P.* ex gr. *candida* Liv., *Paracypria acronasuta* Liv., *Loxoconcha eichwaldi* Liv., *L. petasus* Liv., *Cythere palimpsesta* Liv., *C. andrussovi* Liv., *C. bicornis* Liv., *C. saljanica* Liv., *C. quadrituberculata* Liv., *Cyprideis littoralis* (Brady), *Eucythere naphtotscholana* Liv., *E. urticulata* Liv., *E* sp., *Limnocythere luculenta* Liv., *Limnocythere* sp. Из фораминифер встречены: *Cassidulina crassa* Orb., *Cibicides lobatulus* (W. et J.), *Rotalia beccarii* (Linné), *Nonion* sp., и переотложенные формы из рода *Gümbelina*. Значительно распространена также известковая водоросль *Ovulites renata* Liv. Мощность акчагыла в Падаре — 728 *м*.

В районе Казах-Мамедтепе акчагыл представлен мелководно-прибрежными образованиями — серыми, зеленоватo-серыми, зеленоватыми песчанистыми известковистыми глинами с галькой и прослоями плохо отсортированных песчаников. Имеется фауна моллюсков: *Mactra inostranzevi* Andrus., *M. venjukovi* Andrus., *M. subcaspia* Andrus., *Cardium* aff. *nikitini* Andrus., *Clessiniola utvensis* Andrus., *C. vexatilis* Andrus. и остракод: *Cyprideis littoralis* (Brady), *Cyprideis punctillata* Brady, *Loxoconcha laevatula* Liv., *Cythere gubkini* Liv. Мощность — 72 *м*.

Апшеронский ярус в морской фации вскрыт в Дайкендской и Сарыджалярской скважинах, в континентальной — в Яламе и Казах-Мамедтепе. В Дайкенде апшерон выражен светло-серыми и темно-серыми жирными, реже песчанистыми глинами с тонкими прослоями серых и светло-серых, от мелко- до крупнозернистых известковистых песков со включениями гальки и обломков черных глин. По фауне выделяются все три подъяруса.

Нижний апшерон характеризуется *Apscheronia raricostata* Sjogr., *Dreissensia* sp., *Micromelania subcaspia* Andrus., остракодами — *Loxoconcha eichwaldi* Liv., *Cytherissa bogatschovi* Liv., *Cytheridea apatoica* Evl. и фораминиферами — *Rotalia beccarii* (Linné), *Discorbis* ex gr. *arculus* Chutz., *Nonion* ex gr. *punctatus* Orb. и др.

В среднем апшероне найдены *Apscheronia propinqua* Eichw., *Monodacna beibatica* Andrus., *Adacna* sp., *Paracypria acronasuta* Liv., *Cythereis azerbaidjanica* Liv., *Cytheridea apatoica* Evl., и фораминиферы, тождественные нижнеапшеронским.

Верхний апшерон охарактеризован *Monodacna* cf. *carinifera* Andrus., *Neritina* cf. *liturata* Eichw., *Cyprideis littoralis* (Brady), *Cy-*

there malva Liv., *Rotalia beccarii* (Linné), *Elphidium* ex gr. *macellum* (F. et M.).

Общая мощность апшерона здесь весьма значительна — 1937 *м*. В разрезе скважины Сарыджаляр уверенно выделяется нижний подъярус, а средний и верхний не могут быть отделены друг от друга. Нижний апшерон сложен темно-серыми и бурыми известковистыми глинами, содержащими пропластки серых, буровато-серых и зеленоватых песков и песчаников. Фауна представлена: *Dreissensia polymorpha* var. *arnouldi* Andrus., *D.* cf. *golubiatnikovi* Ruz., *D. rostriformis* var. aff. *distincta* May, *D. rostriformis* var. cp. *subgibba* Andrus., *Micromelania subcaspia* Andrus., *Limnaea* sp., *Planorbis* sp. (последние две — в отдельных прослоях), *Cythere quadrituberculata* Liv., *Candona abichi* Liv., *Ilyocypris gibba* Ramdohr, *Cyprideis littoralis* (Brady), *Cytheridea apatoica* Evl., *Cythereis azerbaidjanica* Liv., *Globigerina pseudobulloides* Pl., *G. bulloides* Orb., *Cloborotalia crassa* Orb., *Gyroidina* sp., *Radiolaria*, изредка отолиты; встречаются также *Ovulites* (известковые водоросли). Микрофауна частично является переотложенной из акчагыла и сармата. Мощность подъяруса — 694 *м*.

Средний и верхний апшерон представлен серыми известковистыми глинами, с прослоями бурых глин и серых мелкозернистых песков и песчаников — в нижней части и серых песчанистых глин — в верхней части. Фауна более скудная, чем в нижнем апшероне: *Apscheronia propinqua* Eichw., *A. eurydesma* Andrus., *Didacna intermedia* Andrus., *Cyprideis littoralis* (Brady), *Cytheridea apatoica* Evl., *Paracypris candida* Liv. Мощность среднего и верхнего апшерона — 353 *м*.

Общая мощность апшерона — 1047 *м*, т. е. почти вдвое меньше, чем в Дайкенде.

В Падаре отложения нижнего апшерона представлены серыми известковистыми глинами с редкими и тонкими прослоями песков; мощность этих отложений — 840 *м*. Средний апшерон сложен бурыми, буровато-серыми известковистыми глинами с частыми прослоями песков; мощность — 360 *м*.

Из фауны присутствуют в обоих горизонтах в основном остракоды: *Loxoconcha eichwaldi* Liv., *L. petasus* Liv., *Candona abichi* Liv., *Cythere cellula* var. *remisa* Liv., *C. cellula* var. *frequens* Liv., *C. litica* Liv., *C. bonii* Liv., *C. oforta* Liv., *C. picturata* Liv., *C. bicornis* Liv., *Cyprideis littoralis* (Brady), *Cytherissa bogatschovi* Liv., *Cythereis azerbaidjanica* Liv., из фораминифер в коренном залегании встречаются: *Cassidulina crassa* Orb., *Rotalia beccarii* (Linné) и переотложенные глобигерины и гюмбелины. Встречены также радиолярии, спикулы губок, харовые водоросли, растительные остатки. Из макрофауны наблюдались дрейссенсии и ядра, похожие на *Apscheronia* ex gr. *propinqua* Eichw.

В Яламе апшерон представлен отложениями опресненного залива — светло-серыми, серыми, темно-серыми песчанистыми известковистыми глинами с *Paracypris* Liv., *P. lirata* Liv., *P. filona* Liv., *P. gracilis* Liv., *Cytheridea apatoica* Evl., *Cythere andrussovi* Liv., *C. saljanica* Liv., *Cythereis azerbaidjanica* Liv., *Rotalia beccarii* (Linné), *Nonion granosus* Orb. Любопытно присутствие в тяжелой фракции дистена и ставролита, в количестве до 8%. Мощность 298 *м*.

В Казах-Мамедтепе апшерон чисто континентальный — это желтобурые, неслоистые глины с прослоями бурых песков и песчаников, прослоями и линзами галечников; все породы сильно известковисты. Из фауны встречена лишь *Cyprideis littoralis* (Brady). Мощность — 203 *м*.

ЧЕТВЕРТИЧНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Почти во всех опорных скважинах Азербайджана (кроме Фатьмаинской) были вскрыты четвертичные образования значительной мощности; в скважинах Дайкенд, Сарыджаляр и Падар эта мощность достигает 1000 *м*, что составляет максимальную в СССР величину для данного стратиграфического интервала. В этих же трех скважинах большая — нижняя — часть четвертичного разреза слагается морскими осадками, в основании которых выделяется бакинский ярус.

Бакинский ярус охарактеризован в Дайкенде и Сарыджаляре типичными для него *Didacna parvula* N a l., *D.* ex gr. *catillus* E i c h w., *Dreissensia pontocaspia* A n d r u s., *Micromelania caspia* E i c h w. Из микрофауны здесь найдены *Eucythere naphtotscholana* L i v., *Cythere oforta* L i v., *C. bicornis* L i v., *Ilyocypris gibba* R a m d o h r. (Дайкенд). Надбакинские (хазарско-хвалынские) отложения по макрофауне не выделяются и не расчленяются: лишь в Дайкенде найдены *Didacna kovalevskii* B o g. и *Didacna* sp. По микрофауне в этой же скважине надбакинские слои расчленены на два горизонта: нижний (476—785 *м*) с *Pontocypris guriana* L i v., *Paracypria acronasuta* L i v., *Cytherissa bogatschovi* L i v., *Cyprideis littoralis* (B r a d y), *Rotalia beccarii* (L i n n é), *Radiolaria* и верхний (406—476 *м*) с *Cythereis pseudoconvexa* L i v., *Cyprideis littoralis* (B r a d y), *Cythere cellula* Liv., *Globigerina pseudobulloides* P l., *Globigerinella* sp. Нижняя часть нижнего горизонта в какой-то мере охватывает и бакинский ярус, поскольку кровля последнего по макрофауне отбивается на глубине 722 *м*.

В Сарыджаляре по всему разрезу морских четвертичных отложений распространены: *Cyprideis littoralis* (B r a d y), *Loxoconcha gibboides* L i v., *Cytherissa bogatschovi* L i v., *Rotalia beccarii* (L i n n é), *Globigerina* ex gr. *bulloides* O r b. Литологически морские четвертичные образования представлены в Дайкенде серыми, бурыми, отчасти красно-бурыми, оливковыми, зелеными песчанистыми глинами с тонкими прослоями вулканического пепла. В Сарыджаляре это чередование глин, песков и песчаников, с преобладанием глин в средней части, песчаных пород — в низах и верхах разреза. Глины темно-серые, зеленовато-серые, бурые, песчанистые, известковистые. Пески и песчаники — серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, реже крупнозернистые, также известковистые. В Падаре наблюдаются серые, темно-серые и бурые известковистые глины, содержащие *Pontocypris guriana* L i v., *Cytherissa bogatschovi* L i v., *C. lacustris* L i v., *Paracypria acronasuta* L i v., *Candona albicans* B r a d y, *Loxoconcha eichwaldi* L i v., *L. petasus* L i v., *L. bifidis* A s l., *Cythere caspia* L i v., *C. baquana* L i v., *C. cellula* var. *frequens* L i v., *C. bendovanica* L i v., *C. palimpsesta* L i v., *C. litica* L i v., *C.* aff. *arevina* L i v., *Cyprideis littoralis* (B r a d y), *C. torosa* J o n e s, *Limnocythere* sp., *Rotalia beccarii* (L i n n é) и *Nonion* sp. Мощность четвертичных осадков здесь 1065 *м*.

Верхние 290 *м* разреза в Дайкенде, 406 *м* в Сарыджаляре, а в Яламе 460 *м* отложений, залегающих над апшероном, не охарактеризованы образцами и, по-видимому, представляют собой в основном континентальные образования. В Казах-Мамедтепе четвертичные континентальные отложения не отделены от континентальных пород апшеронского яруса.

ТЕКТОНИКА

В отношении тектоники существенные новые данные, изменяющие или дополняющие принятые ранее представления, были получены лишь в результате бурения скважин Ялама, Дайкенд и Сарыджаляр. Скважина Фатьмаи 24 ничего не добавила к тому, что уже было ранее известно о структуре Фатьмаинской складки, подтвердив только сведения о крутом залегании слоев в присводовой части этой антиклинали. Скважина Казах-Мамедтепе приурочена к моноклинальному южному борту Куринской впадины, к участку, строение которого было уже изучено структурно-картировочными скважинами; данная опорная скважина позволила лишь несколько уточнить наклон слоев палеогена на большем удалении от южной границы, третичной моноклинали. Скважина Нахичевань (Велидаг) не вышла из слоев девона, согласно повторяющих поверхностную структуру среднедевонских отложений.

Яламинская опорная скважина, в сочетании с другими скважинами (поисковыми), пробуренными в пределах Кусаро-Дивичинского синклинория — у Кусаров (Кусары 1), между Кусарами и Яламой (Кусары 2), у Худата (Худат 10), Хачмаса (Хачмас 1), позволила осветить глубинное строение этого синклинория, достаточно резко отличное от его поверхностной структуры.

Напомним, что по данным обнажений на поверхности строение Кусаро-Дивичинского синклинория рисуется в следующем виде. Вдоль восточной части южного борта синклинория, к востоку от р. Карачай, третичные отложения, выполняющие его, примыкают к северному крылу Тенгинско-Бешбарманского антиклинория, отделяясь от него разрывом. Разрыв этот на большей части своего протяжения представляет собой направленный к северу надвиг мезозойских отложений на третичные. К западу от р. Карачай с южным бортом Кусаро-Дивичинского синклинория граничит складчатая полоса меловых и третичных отложений (последние сохранились в осевых частях синклиналей), известная под названием Судурской зоны; контакт третичных отложений с мезозоем здесь уже не тектонический, а трансгрессивный.

Вдоль южной окраины синклинория протягивается моноклинально построенный пояс палеогеновых, миоценовых и нижнеплиоценовых отложений. На востоке, в принадвиговой зоне, слои залегают весьма круто и у надвига обычно опрокинуты. В этой же части синклинория палеоген-нижнеплиоценовая синклиналь переходит севернее в синклиналь, а затем антиклиналь, образованные мощными отложениями продуктивной толщи; антиклиналь носит название кайнарджинского поднятия. На западе эти складки затухают в слои среднего и верхнего плиоцена, слагают широкую и весьма пологую моноклиналь, поднимающуюся к северо-северо-западу; в пределах развития среднеапшеронского галечникового покрова она выражена орографически Кусарской наклонной равниной; последняя сменяется Хачмасской приморской равниной, поверхность которой сложена уже четвертичными накоплениями — морскими и дельтовыми.

Данные бурения показывают, что в средней части Кусарской наклонной равнины непосредственно под продуктивной толщей залегает маломощный средний сармат, а ниже среднего сармата, судя по разрезу скважины Кусары 1, — черные глинистые сланцы (аргиллиты), лишенные фауны и весьма напоминающие породы средней и нижней юры. Это дает основание предполагать в полосе Гильяр — Кусары — Куба наличие

крупного погребенного поднятия (Кусарское поднятие), представляющего восточное продолжение антиклинория Бокового хребта Дагестана. Кусарскому погребенному поднятию соответствует Кубинский гравиметрический максимум.

Кусарское поднятие ограничивает с севера узкий прогиб, выполненный мощной толщей верхнеюрских, меловых и третичных отложений — Кубинский краевой прогиб. В направлении этого поднятия все горизонты, промежуточные между средней юрой и продуктивной толщей, выклиниваются, за исключением среднего сармата; аналогичная картина наблюдается уже по поверхностным обнажениям в долине Самура ниже впадения р. Усухчай.

Обнажения по долине Самура показывают, что юрские слои смяты в систему довольно узких складок; то же можно предполагать и для юры Кусарского погребенного поднятия. Возможно, что в этих складках, судя по данным бурения в Гильяре, участвуют и нижнемеловые — апт-альбские слои.

Судурскую зону можно рассматривать в качестве южного крыла Кубинского прогиба. К западу от Тагерджалчая из-под третичных отложений осевой зоны прогиба также выступают меловые образования. На левом берегу Самура последним представителем верхнемезозойского выполнения этой синклинальной зоны является останцовая вершина горы Геттинкиль. Северное крыло Кубинского прогиба ныне скрыто под плиоценовым покровом и в поверхностной структуре эта зона рисуется поэтому как моноклиналь.

В восточном направлении Кусарское поднятие, по-видимому, погружается, а Кубинский прогиб расширяется и углубляется, особенно благодаря резкому нарастанию мощности продуктивной толщи, превышающей 2 *км* на р. Гильгинчай, и появлению за р. Кудиалчай верхнего сармата, достигающего вскоре почти 1,5-километровой мощности. В связи с этим третичные отложения вовлекаются в складчатость — возникают кайнарджинская и талабинская антиклинальные складки, затухающие в бассейне р. Кудиалчай.

К северу от Кусарского погребенного поднятия вырисовывается новый прогиб (Ладжетский), примерно в осевой зоне которого была пробурена скважина Кусары 2, на глубине 2748 *м* не вышедшая из отложений продуктивной толщи.

Ось этого прогиба соответствует оси Прикаспийского гравитационного минимума. Здесь резко возрастает мощность продуктивной толщи и вновь появляются, очевидно, те горизонты мезо-кайнозоя, которые отсутствовали на Кусарском поднятии. Еще севернее на фоне продолжающегося погружения верхнеплиоценовых и четвертичных слоев в сторону Каспийского моря начинается обратный подъем более древних образований, находящий свое полное отражение на гравиметрической карте.

В пределах северного крыла Прикаспийского прогиба устанавливается, с большей или меньшей уверенностью, наличие трех пологих антиклинальных складок, продолжающихся на территорию Кусаро-Дивичинского синклинория со стороны Южного Дагестана. Помимо экстраполяции дагестанских данных, проведение этих складок основывается на материалах сейсморазведки, бурения и, отчасти, электроразведки.

Так называемая западная антиклинальная зона приморского Дагестана, последним проявлением которой в Дагестане служит брахиантиклинальное поднятие у оз. Аджиноур, протягивается в направлении Хач-

маса, в районе которого сейсморазведка уверенно рисует удлиненную брахиантиклиналь СЗ—ЮВ простирания. Пробуренная примерно в центре последней, скважина на глубине 3265 *м* была остановлена в майкопских (верхнемайкопских) отложениях. В промежутке между Аджиноурским и Хачмасским поднятиями на правобережье Самура против с. Магарамкент условно намечается, по данным электроразведки, еще одно поднятие.

Восточная антиклинальная зона Дагестана простирается от Хошмензила, где расположено наиболее южное, в пределах Дагестана, ее звено, в направлении ст. Худат, в районе которой сейсморазведка отмечает брахиантиклинальную складку ЗСЗ—ВЮВ простирания; наиболее четко выявляются северо-восточное крыло и юго-восточная периклиналь складки. Скважина Худат 10 подтвердила существование этого поднятия, вскрыв на относительно небольшой глубине не только меловые (сокращенной мощности), но и юрские (средняя юра) отложения. В строении складки участвуют также палеоген, миоцен и продуктивная толща.

Третья антиклинальная зона устанавливается менее уверенно, чем первые две. В пределах Азербайджана она проявляется антиклинальным поднятием, намечающимся в районе станции Ялама по материалам сейсморазведки (и ранее электроразведки). Наличие яламинского поднятия получило некоторое подтверждение при бурении скважин Ялама 1, Ялама 2 и Ялама 14. Наиболее высокое положение (2190 *м*) кровля мела занимает в последней скважине, находящейся в 3 *км* к северо-востоку от ст. Ялама. В скв. 2, в 6 *км* к юго-западу от станции и 9 *км* от скв. 14, кровля мела вскрыта на глубине 2325 *м*, т. е. на 135 *м* ниже, что указывает на весьма пологое залегание слоев.

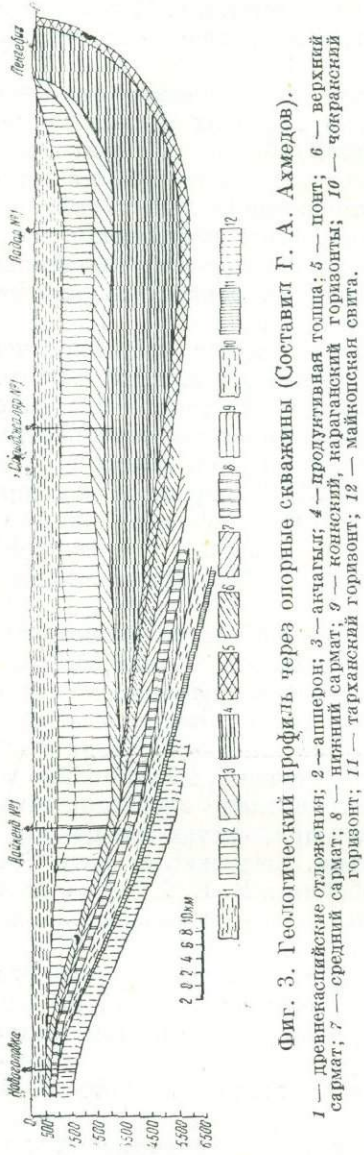
В Дагестане продолжение данной антиклинальной зоны можно усматривать прежде всего в Дербентском поднятии, расположенном на берегу моря у г. Дербента. Еще севернее к этой зоне следует отнести поднятие, установленное в море против ст. Инчхе, и отделенную от него седлом Избербашскую антиклиналь, своей большей частью находящуюся уже на суше. Далее к северу к этой же зоне принадлежит, очевидно, Махачкалинская брахиантиклиналь. Таким образом, рассматриваемая антиклинальная зона частью проходит по суше, вдоль берега моря, частью же по морю, в непосредственной близости к береговой линии. Ее можно назвать Приморской антиклинальной зоной (Ф. С. Ахмедбейли и В. Е. Хаин): в работах по Дагестану она не выделялась, и обычно ограничивались выделением Западной и Восточной антиклинальных зон.

Следует отметить, что при переходе через Самур все три антиклинальные зоны испытывают изменение своего простирания с СЗ—ЮВ или даже ССЗ—ЮЮВ на более широтное ЗСЗ—ВЮВ, уходя дальше в этом направлении под уровень Каспийского моря.

Таково строение Кусаро-Дивичинского синклинория в свете имеющихся данных.

Группа опорных скважин, расположенных в Нижнекуринской впадине — у Дайкенда, Сарыджаляра и Падара, позволила уточнить строение осевой полосы и, отчасти, южного крыла этой впадины (фиг. 3). Сарыджалярская и Падарская скважины расположены, по-видимому, в зоне наиболее глубокого прогиба; здесь мощность одних только четвертичных и верхнеплиоценовых отложений достигает 3 *км*, а с продуктивной толщей превышает, очевидно, 4,5—5 *км*; при этом еще следует учесть, что Падарская скважина заложена на своде локального поднятия.

Дайкендская скважина находится уже южнее осевой зоны впадины. Мощность четвертичных и верхнеплиоценовых отложений здесь еще очень велика, но продуктивная толща выпадает из разреза и акчагыл залегает непосредственно на среднем сармате. Выклинивание продуктивной толщи происходит чрезвычайно быстро, так как в 18 *км* от Дайкенда, на Бабазананском поднятии, продуктивная толща имеет еще мощность более 2.5 *км*. Вместе с продуктивной толщей такая же судьба постигает отложения понта, обнаруженные Д. А. Агаларовой в выбросах грязевого вулкана Дуровдаг и, вероятно, меотиса и верхнего сармата. Это приводит к резкому сокращению общей мощности третичного комплекса и отражается быстрым нарастанием значений силы тяжести к юго-западу в полосе, проходящей через район Дайкенда.



Фиг. 3. Геологический профиль через опорные скважины (Составил Г. А. Ахмедов).
1 — древнекаспийские отложения; *2* — апшерон; *3* — акчагыл; *4* — продуктивная толща; *5* — понт; *6* — верхний сармат; *7* — средний сармат; *8* — нижний сармат; *9* — конкский, караганский горизонты; *10* — чокракский горизонт; *11* — тарханский горизонт; *12* — майкопская свита.

Сокращение мощности третичного комплекса продолжается и далее к юго-западу, как об этом свидетельствует сопоставление разрезов Дайкендской скважины с поисковыми скважинами, пробуренными в районе с. Новоголовки. Из разреза выпадают нижний сармат, конкский, караганский, чокракский и тарханский горизонты и средний сармат оказывается залегающим прямо на майкопе. Выклинивается также апшеронский ярус; береговая линия апшеронского моря проходила, по-видимому, где-то между Дайкендом и Новоголовкой. Акчагыл сильно сокращается в мощности и оказывается представленным уже в прибрежно-мелководных фациях. Но все эти изменения происходят на данном участке менее резко, чем на участке Дайкенд — Бабазанан.

Возможно, что в полосе, проходящей через район Дайкенда, погружение северо-восточного крыла Мильско-Муганского погребенного поднятия, к осевой зоне которого приурочена Новоголовская антиклиналь, осложнено на глубине разрывом типа глубинного разлома, имеющим доакчагыльский возраст. Это подтверждается приуроченностью к данной полосе очагов землетрясений. Сарыджалярская скважина, судя по присутствию в ней продуктивной толщи, расположена несколько северо-восточнее этой границы, но, судя по геофизическим данным, в непосредственной близости от нее.

Таковы те уточнения, которые внесло опорное бурение в известную нам картину строения Куринской впадины.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ

Результаты бурения опорных скважин и научной обработки полученного каменного материала значительно уточнили также стратиграфию, литофациальный состав и перспективы нефтеносности третичных и меловых *отложений отдельных нефтеносных районов Азербайджана.*

Переходя к оценке перспектив нефте-газоносности районов расположения опорных скважин, следует отметить, что ни в процессе бурения и опробования этих скважин, ни при детальном изучении образцов керна, прямых признаков нефти и газа не отмечалось. Однако относительно высокие *значения некоторых параметров литофизических свойств* вскрытых скважинами песчано-алевритовых пластов показывают, что эти последние в благоприятных тектонических условиях могли бы служить хорошими коллекторами для скопления нефти и газа.

Рассматривая с этой точки зрения перспективы нефте-газоносности вскрытых опорными скважинами отложений, можно выделить заслуживающие внимания объекты.

По скважинам Дайкенд 1 и Сарыджаляр 1 — песчаные горизонты среднего отдела апшеронского яруса, характеризующиеся общей пористостью 25—34%, эффективной пористостью — 3—10% и проницаемостью 110—650 *миллидарси*, при мощности отдельных пластов-коллекторов в 10—14 *м*. Следует отметить, что песчаные горизонты с подобными литофизическими параметрами на соседних участках Прикуринской низменности (Нефтечала, Хиллы, Дуровдаг) являются промышленно нефтегазоносными. По площади Нефтечала песчаные горизонты среднего апшерона (I, II, III горизонты по местной схеме деления разреза) служат основными объектами разработки в течение более чем 20 лет. На площади Хиллы промышленные *притоки нефти и газа из песчаных горизонтов среднего* апшерона (I и III горизонты) были отмечены в ряде скважин, но залежи их пока не оконтурены в силу ряда организационно-технических причин. На площади Дуровдаг из верхнего песчаного горизонта (I горизонт) среднего апшерона был получен газовый фонтан, с начальным дебитом газа около 75000 $м^3$/*сутки*. Промышленные притоки нефти и газа были получены из среднего апшерона также в ряде скважин на площадях Пирсагат и Калмас, расположенных в северо-восточной части Нижнекуринской депрессии и на площади Кюровдаг в северо-западной части рассматриваемой области. Таким образом, разрез среднего апшерона, отличающийся наличием ряда заслуживающих практического внимания горизонтов-коллекторов, является регионально нефте-газоносным на ряде антиклинальных складок восточной части Нижнекуринской впадины.

В разрезе верхней части продуктивной толщи, вскрытой опорной скважиной Сарыджаляр 1, выделяются три горизонта-коллектора (I, II, III горизонты), соответственно залегающие в интервалах 2662—2689, 2715—2754, 2800—2818 *м*. Отличаются они повышенными значениями общей пористости: I гор. — 17—26,5%, II гор. — 18—34%, III гор. — 22,5—31,4%, эффективной пористости: I гор. — 7—13%, II гор. — 7—16%, III гор. — 7—12%; проницаемости: I гор. — 100—1000 *миллидарси*, II гор. — 110—1170 *миллидарси*, III гор. — 450—800 *миллидарси*.

Сопоставление этих горизонтов-коллекторов с песчаными горизонтами *верхней части продуктивной толщи более восточных площадей* Нижнекуринской впадины (Бабазанан, Карабаглы) показывает заметное улучшение литофаций коллекторов на участке Сарыджаляр. Несомненно, что

в благоприятных структурных условиях подобные горизонты-коллекторы могут служить хорошими резервуарами и для промышленных залежей нефти и газа.

По скважине Казах-Мамедтепе 1 в качестве коллекторов для скопления нефти и газа при благоприятных тектонических условиях могут быть выделены отдельные пласты песчано-глинистого чередования в нижнем отделе майкопской свиты, характеризующиеся общей пористостью 20,5—28,8%, проницаемостью — 100—150 *миллидарси* и эффективной пористостью 1,5—3,5%.

В пределах Кировабадской нефтеносной области подобные пласты частого чередования песчаников, песков и глин являются объектами разведки, а на некоторых площадях (Казанбулаг, Аджидере, Мир-Башир) и промышленной разработки нефти.

По скважине Ялама 1 песчаные пласты с благоприятными коллекторскими свойствами отмечены в разрезе продуктивной толщи, среднего сармата, нижнего сармата, караганского и чокракского горизонтов, альба и апта.

В табл. 1 даются пределы колебания значений основных параметров свойств коллекторов по отдельным стратиграфическим горизонтам, вскрытым опорной скважиной Ялама 1.

Таблица 1

Свойства коллекторов опорной скважины Ялама 1

Свиты и горизонты	Интервалы залегания песчаных пачек, считая от устья скважины, *м*	Пористость, %		*Проницаемость, миллидарси*	Примечание
		общая	эффективная		
Продуктивная толща (верхи)	955—995	24,0—25,7	5,2—12,8	35—177	Цемент глинистый
Продуктивная толща (низы)	1100—1190	12,5—24,0	4,5—6,0	20—120	Цемент известковистый
Средний сармат . .	*1385—1460*	*15,0—30,0*	*6,0—9,0*	*50—117*	Цемент глинистый
Караган (верхи) . .	1490—1525	16,0—35,0	7,5—16,0	210—2000	То же
Караган (средняя часть)	1610—1645	15,0—32,8	8,0—14,0	575—2500	» »
Чокрак (верхи) . . .	1805—1860	20,0—31,0	6,0—11,0	250—2800	» »
Альб	3060—3080	6,5—12,0	3,0—3,5	проницаемость слабая	Цемент известковистый
Апт	3130—3210	4,5—9,0	0,5—3,5	То же	То же

Выделяемые в разрезе продуктивной толщи и сармата песчаные пачки представлены частым чередованием песков, песчаников и глин, причем мощность отдельных песчаных прослоев колеблется в пределах 1,5—4,5 *м*.

Песчаные пачки карагана представляют собой серию сближенных пластов хорошо отсортированного песка, мощностью в 8—15 *м*, отделенных друг от друга 4—10-метровыми глинистыми разделами.

Особого внимания заслуживает выделяемый в верхней части чокрака 55-метровый горизонт-коллектор, состоящий почти целиком из хорошо отсортированных песков с тончайшими прослоями глин. Как видно из табл. 3, наибольшими значениями эффективной пористости и проницаемости обладают песчаные породы-коллекторы карагана и чокрака.

Учитывая, что в пределах Северного Кавказа богатые залежи нефти связаны с чокракским и караганским горизонтами, есть основание считать эти отложения в полосе Ялама — Худат перспективными объектами для скопления нефти, при наличии благоприятных тектонических условий.

Практическое значение имеют также песчаные пачки нижнего мела, с которыми в Прикаспийской низменности (как в Дагестане, так и в Азербайджане) связаны многочисленные нефте-газопроявления как естественные, так и в скважинах.

На основании изложенных выше данных можно рекомендовать следующий план дальнейших поисково-разведочных работ на нефть и газ в отдельных районах.

1. В пределах юго-западной части Нижнекуринской впадины, в полосе Дайкенд — Ахчала — Сарыджаляр, провести детальную сейсморазведку методом отраженных волн и аэрогеологическую съемку в целях выявления антиклинальных поднятий между двумя четко выраженными Кюровдаг-Бабазанан-Нефтечалинской и Пушкинско-Новоголовской антиклинальными зонами.

Кроме того, дополнительные сейсморазведочные работы необходимы для установления юго-западной границы распространения основного объекта разведки — продуктивной толщи, в разрезе которой в данной полосе должны присутствовать выклинивающиеся песчаные пласты с возможными залежами нефти «стратиграфического» типа.

2. Ввиду того, что вскрытые опорной скважиной Казах-Мамедтепе 1 песчаные пачки нижнего майкопа характеризуются средними и низкими значениями эффективной пористости и проницаемости, а фораминиферовые слои лишены песчаных прослоев для скопления нефти и газа, не следует проводить на этом участке Кировабадской области дополнительных работ. Такие работы должны быть проведены севернее, на среднем и западном участках азербайджанской части междуречья Куры и Иоры (площадь Молладаг и другие).

3. Геологические данные, полученные в результате бурения и опробования опорной скважины Ялама 1, главным образом наличие в разрезе целого ряда свит и горизонтов с хорошими коллекторами, дали основание форсировать в данном регионе сейсморазведочные работы в целях выявления антиклинальных поднятий, а также поисково-разведочное бурение на миоценовые (чокрак, караган, сармат) и нижнемеловые (альб, апт) отложения.

Анализ геологического материала опорной скважины Ялама 1 и разведочных скважин, пробуренных в 1950—1953 гг. в полосе Худат — Ялама, показывает, что есть основание усилить здесь буровые работы вдоль всей полосы от р. Самура на северо-западе до ст. Хачмас на юго-востоке. Особого внимания заслуживает поднятие у ст. Худат, установленное сейсморазведкой и подтвержденное бурением.

В свете новых данных по Грозному (Карабулак) и Дагестану (Селли, Гаша), основное внимание должно быть уделено выяснению нефте-газоносности карбонатных пород мела.

А. И. Месропян

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ АРМЯНСКОЙ ССР И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ

ВВЕДЕНИЕ

До последнего времени Армянская ССР на всех нефтепрогнозных картах Союза относилась к бесперспективным областям, исходя, очевидно, из широкого развития в ее пределах вулканогенных фаций. В связи с этим до 1948 г. в Армении не проводилось никаких работ по выяснению возможной нефтеносности ее территории. Однако геологическая изученность территории республики к 1948 г. позволила уже наметить здесь некоторые площади, сложенные в основном осадочными породами, внимательное изучение которых дало основание предполагать в них возможность наличия нефтеносных пластов.

В связи с этим, по инициативе Академии наук Армянской ССР, с 1948 г. были начаты широкие комплексные геологические, литологические, геохимические, геофизические и другие виды исследований, наиболее перспективных песчано-глинистых третичных отложений, выступающих в относительно благоприятных условиях в пределах западной половины Араратской депрессии, в частности в Приереванском районе.

С 1949 г. в республике проводились полевые геолого-поисковые работы на нефть в пределах распространения меловых отложений.

В начале 1950 г. утверждено бурение первой опорной скважины в Армении на Аванском участке Котайкского района с проектной глубиной 2500 *м*.

Вопросом о возможной нефтеносности палеозойских отложений Институт геологических наук АН Армянской ССР занимается также с 1948 г. Работы проводятся в Вединском и Азизбековском районах и имеют целью на основе составленной детальной геологической карты и изучения палеозойских пород представить прогнозную карту исследованной площади и ответить на вопрос, какие объекты могут оказаться интересными в отношении нефте-газоносности. Следует отметить, что значительной битуминозностью отличаются известняки пермского возраста.

Целью настоящей статьи является охарактеризовать результаты бурения и обработки кернового материала опорной скважины, а также обобщить материалы бурения структурно-картировочных скважин в Приереванском районе. На этой основе в статье намечаются дальнейшие научно-исследовательские и буровые работы по поискам нефти и газа в республике.

В процессе обработки материалов опорной скважины принимали участие: И. Г. Гаспарян, Г. Б. Нисанян, М. А. Абгарян, А. А. Григорян, А. А. Аракелян и др.

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

По вопросу о стратиграфическом расчленении отложений третичного возраста у исследователей Армении пока еще нет единого мнения. В то время как К. Н. Паффенгольц, изучавший территорию республики на протяжении 25 с лишним лет, исходя из региональных данных исследований всего Малого Кавказа, придерживается более древнего возраста осадочных образований третичной системы, значительная часть геологов Армении, в том числе А. А. Габриелян, А. Т. Асланян и др., на основании изучения, главным образом, палеонтологического материала, высказываются за более молодой возраст указанных отложений. Вопрос этот важный и, конечно, для окончательного решения необходимо выйти далеко за рамки рассматриваемого нами района. В частности, по мнению К. Н. Паффенгольца, все осадочные отложения третичной системы, мощностью примерно в 6000 *м*, относятся к эоцену, в то время как А. А. Габриелян и А. Т. Асланян всю эту систему по возрасту расчленяют снизу вверх на эоценовые, олигоценовые, среднемиоценовые, сарматские и меотические ярусы и отделы.

В строении Араратской депрессии, в западную половину которой входит описываемый нами Приереванский район, принимают участие осадочные, вулканогенно-осадочные и изверженные породы различных возрастов. Ниже описывается разрез третичных отложений, которыми в основном сложена отмеченная нами перспективная площадь.[1]

В основании третичной системы на верхнем меле трансгрессивно залегают отложения, представленные светло-серыми нуммулитовыми песчаниками, белыми толстослоистыми известняками и другими породами, возраст которых К. Н. Паффенгольц, по региональным данным, относит к нижнему эоцену, а А. Т. Асланян — к среднему эоцену, исходя из заключенной в них фауны *Nummulites laevigatus* B r u g., *N. brongniart* d'A r c h. и др.

Туфогенные слоистые породы имеют общую мощность свыше 1,5 *км* и заключают в себе иногда несколько покровов порфиритов, прослои нуммулитовых известняков и песчаников (с. Байбурт). Указанные отложения литологически делятся на три свиты: верхнюю, состоящую из желтых железисто-серых туфопесчаников, туфосланцев; среднюю — из зеленых туфопесчаников с маркирующим красным прослоем в основании, и нижнюю свиту, представленную серыми флишеподобными туфопесчаниками. По данным А. Т. Асланяна, мощность терригенной части толщи увеличивается в южном и юго-западном направлении, а туфогенной — в северо-восточном. Общая мощность толщи увеличивается в северном и в северо-восточном направлении.

Над описанной толщей согласно залегает свита туфопесчаников, гипсоносных плотных аргиллитов с туфовым материалом общей мощностью свыше 600 *м*. А. А. Габриелян и А. Т. Асланян эту свиту, на основании

[1] Глава составлена по литературным и фондовым данным К. Н. Паффенгольца, А. А. Габриеляна, А. Т. Асланяна, Р. А. Аракеляна, В. Л. Егояна и др., а также по собственным наблюдениям и исследованиям.

заключенной в ней фауны *Nummulites striatus* (A) B r u g., *N. contortus* (B) L e s h. и др., относят к верхнему эоцену.

Высокая плотность отложений является характерной особенностью пород эоценового возраста. Описанные образования широко развиты по всей Армении, но более детально они изучены в пределах Араратской депрессии. Выше описанных отложений трансгрессивно над ними залегает так называемая шорагбюрская толща, состоящая из глин, песчаников, в той или иной степени туфогенных, мергелей, имеющая широкое распространение в междуречье рр. Раздан и Азат. Эти отложения детально изучены в глубоко размытой Шорагбюрской антиклинальной складке, где они выступают на поверхность общей истинной мощностью в 900 *м*.

Шорагбюрская толща литологически также делится на 3 свиты: нижняя свита, состоящая из желтовато-серых бесструктурных песчаников с редкими прослоями шаровых и матрацевидных песчаников, серых и бурых глин, содержит следующую макрофауну: *Pecten arcuatus* B r o c c h i, *Cerithium margaritaceum* B r o c c i, *Natica crassatina* L a m., *Variamussium falax* K o r., *Nummulites intermedius* d'A r c h. и др. и микрофауну *Bulimina sculptilis* C u s h m. и др.

Средняя и верхняя свиты состоят преимущественно из глин с редкими пластами песчаника, заключающего характерную макрофауну *Pectunculus obovatum* L a m., *Cyrena semistriata* D e s h., *Nummulites* sp. и др. и микрофауну *Nonion umbilicatulum* M o n t., *Elphidium* sp. и др.

Описанной толще К. Н. Паффенгольц, как и последующим образованиям, придает эоценовый возраст. Другие исследователи (А. Т. Асланян, А. А. Габриелян, Н. А. Саакян и др.) относят эти отложения к олигоценовому возрасту.

Выше залегают мощные (до 750 *м*) отложения конгломератов, красных грубозернистых песчаников, красных глин; при этом количество глин снизу вверх по разрезу увеличивается. В том же направлении уменьшается зернистость песчаников.

Верхняя часть толщи состоит почти из бурых и серых глин с редкими прослоями мелкозернистых глинистых песчаников. По своей окраске эти отложения в Армении названы пестроцветной толщей.

До начала бурения опорной скважины в Аване, а также крелиусных скважин, в стратиграфической колонке Приереванского района, выше пестроцветной толщи, показывалась 500-метровая свита гипсоносных глин серого цвета с зеленоватым оттенком и с прослоями кристаллического гипса, мощностью до 5 *м*.

Пестроцветная и гипсоносная толщи лишены макро- и микрофауны.

Над гипсоносной толщей залегают песчано-глинистые отложения с прослоями ракушечников, оолитовых известняков, горючих сланцев, иногда с рыбными остатками, выступающие на поверхности в ущелье р. Раздан и известные под названием зангинской толщи. Мощность ее составляет 800—1000 *м* и толща заключает в себе мактру (или по К. Н. Паффенгольцу — мактровидные корбулы) *Mactra crassicolis* S i n z. и др. — по А. А. Габриеляну, Л. М. Радопуло. На этом основании А. А. Габриелян, А. Т. Асланян и др. зангинскую толщу относят к сармату, а нижезалегающие гипсоносные и пестроцветные слои — к среднему миоцену.

Микрофаунистически толща характеризуется остракодами *Cyprideis sarmatica* (Z a l.), *Condona* sp., *Iliocypris* sp., *Limnocythere* sp. и др., изученные Н. А. Саакян.

В Приереванском районе разрез осадочных третичных отложений заканчивается описанной зангинской толщей. За пределами района — на западе Араратской депрессии (в Октемберянском районе) — над указанными отложениями залегают рыхлые конгломераты, зеленовато-серые песчаные глины, ракушечники и туффиты общей мощностью до 2000 *м*. В этой толще обнаружены пресноводные формы *Unio flabelatus* G o l d f., *U. mactrella* B o g. и другие, *Bifhina venfricosta* G r e y., *Melanopsis bicci-norden* O l i v. и др., позволившие А. Т. Асланяну отнести толщу к меотическому ярусу.

Описанные выше третичные отложения дислоцированы, и на размытой поверхности их залегают мощные (от 60 до 300 *м*) потоки долеритовых базальтов — миоплиоценового возраста, по А. Т. Асланяну, и олигоценового — по К. Н. Паффенгольцу, а над ними — озерные, валунно-галечниковые отложения, туфы и другие образования четвертичного возраста.

Ниже представляется в кратких чертах тектоника изученной области до бурения опорной скважины и проведения геофизических работ.

Характерная особенность Араратской депрессии заключается в том, что в направлении с юго-востока на северо-запад на поверхность выступают породы все более молодого возраста, от палеозойских — в восточной части, верхнемеловых и третичных — в Приереванском районе и до верхнетретичных — в Октемберянском. Все складчатые структуры имеют в основном куполовидно-вытянутую и редко линейную форму. Ниже приводим краткое описание антиклинальных структур интересующей нас западной половины Араратской котловины, ядра которых слагаются отложениями от верхнего эоцена до меотиса.

В Приереванском районе выступают складки северо-восточного направления. Самой южной из складок района является Шорагбюрская — асимметричная глубоко размытая (на 2000 *м*) антиклинальная структура длиной в 12—15 *км*, в ядре которой выступают породы низов шорагбюрской толщи. На крыльях структуры выходят на поверхность шорагбюрская, пестроцветная и гипсоносная толщи, а также свита белесоватых вулканогенных, более молодых по возрасту, пород. Складка асимметричная с пологим юго-восточным и относительно крутым (до 40°) северо-западным крылом. Первоначальное всестороннее изучение третичных отложений произведено именно здесь, в пределах этой складки.

Северо-западнее Шорагбюрской антиклинали, на расстоянии около 15 *км* от нее, в ущелье р. Раздан, выступающие на поверхность зангинские слои образуют вторую антиклинальную складку, имеющую такое же северо-восточное простирание. Значительная часть складки скрыта под мощными долеритовыми базальтами. По некоторым неполным данным, в Приереванском районе намечается еще ряд складок также северо-восточного направления (Кетранская и др.), выяснение наличия которых сильно затрудняет мощная толща долеритовых базальтов, покрывающая не только этот район, но и почти всю западную половину Араратской депрессии.

Осадочные породы меотического возраста выступают из-под размытых базальтов в западной части Араратской депрессии, в районе с. Бахчалар. Здесь пласты образуют периклинальный заворот, являющийся западной периклинальной частью предполагаемой большой складки (Карабахской), южное крыло которой переходит на турецкую сторону, где оно ясно обнажается; а северное крыло и сводовая часть прикрыты 300-метровыми

базальтами на левобережье р. Аракс. Морфология складки неуточнена, длина ее достигает, по некоторым данным, 20 *км*.

Согласно гравиомагнитным съемкам на юго-западе (в Октемберянском районе) отмечается раздув изолиний силы тяжести и намечается максимум в районе сс. Шаварут-Бахчалар, о природе которого будет сказано ниже.

ОБЪЕМ ОПОРНОГО БУРЕНИЯ

Геологическая изученность Армении к 1948 г., на основании работ геологов Армении и, прежде всего, К. Н. Паффенгольца, позволила наметить здесь площади, сложенные в основном осадочными породами, в которых можно было предполагать наличие нефтеносных пластов.

Такой областью распространения осадочных пород с благоприятными литологическими и тектоническими условиями залегания (закрытые складки) явилась западная половина Араратской депрессии, сложенная в основном верхнетретичными песчано-глинистыми отложениями. В этой области, особенно с 1948 г., были сосредоточены научно-исследовательские работы по детальному изучению геологического строения. Исследования коллекторских свойств третичных отложений показали, что некоторые песчаники шорагбюрского возраста характеризуются газопроницаемостью до 40 *миллидарси*. Хорошей проницаемостью обладают также пески и песчаники зангинской толщи. Поэтому геологопоисковые работы на нефть в Армении в первую очередь были направлены в западную половину Араратской депрессии, сложенную третичными песчано-глинистыми отложениями, и, прежде всего, в Приереванский район (фиг. 1).

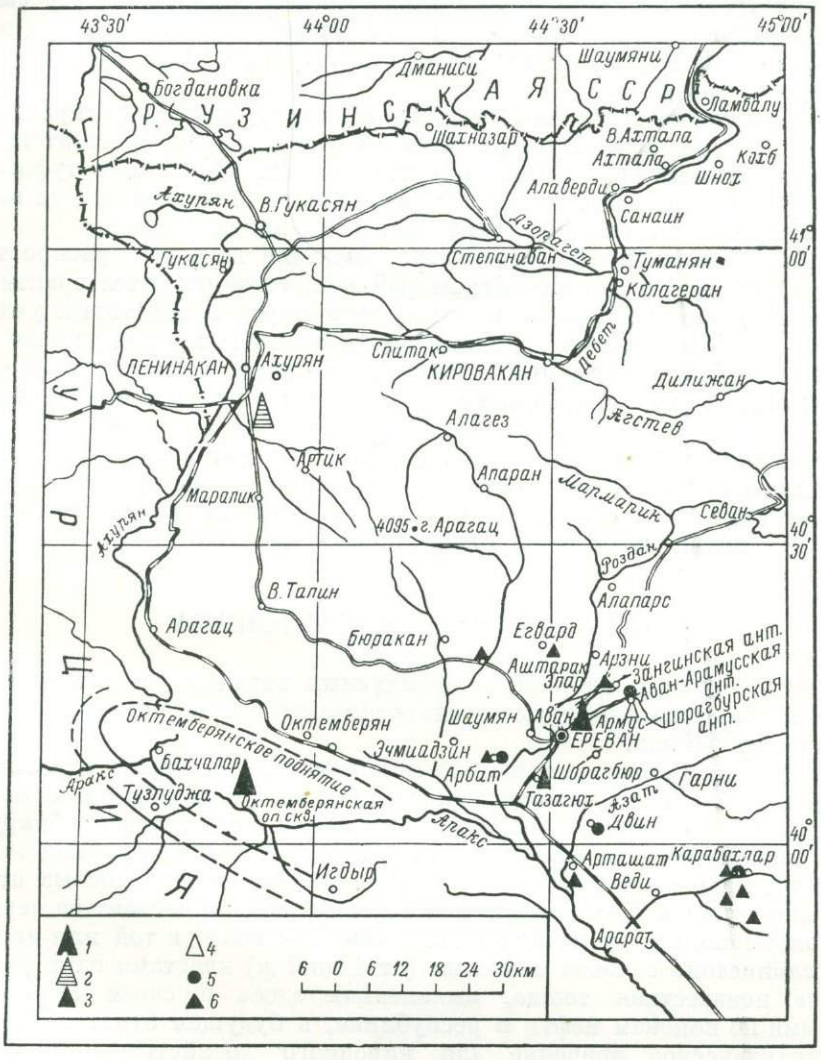
Отдельные участки исследовались нефте-газосъемочными и люминесцентно-битумипологическими методами. На всей территории депрессии с 1948 г. проводились в основном детальные гравиметрические и магнитометрические съемки.

В течение трех лет та же площадь исследовалась сейсморазведочными методами. В 1949 г. в Приереванском районе проводились опытные электроразведочные работы, в принципе доказавшие возможность применения этого метода для выявления погребенных структур в Приереванском районе. В последние годы были начаты и завершены гидрохимические работы в междуречье рр. Азат и Веди.

Начиная с 1949 г., на западе Араратской депрессии, в основном в Приереванском районе, проводилось интенсивное бурение мелких скважин, давшее ценные результаты по изучению геологического строения территории, в значительной степени покрытой мощной толщей долеритовых базальтов. Научно-лабораторная обработка кернового материала указанных скважин и из обнажений производилась в Институте геологических наук АН Армянской ССР.

В результате проведенных геологопоисковых, научно-исследовательских, физико-химических и геофизических работ, а также бурения первых крелиусных скважин, давших прямые признаки нефти в гипсоносных отложениях (огипсованные глины с примазками легкой, быстро испаряющейся нефти и т. д.), учитывая также и относительно благоприятные геологические условия, Ученый совет по опорному бурению в январе 1950 г. постановил заложить опорную скважину в Армении на Аванском участке. Скважина проектировалась на глубину 2500 *м*, при этом она должна была прорезать все отложения от четвертичного до эоценового возраста.

Опорная скважина в Аване имела целью определить глубинное строение недр Приереванского района и на основе тщательной научно-лабораторной обработки и изучения кернового материала установить направление поисково-разведочных работ на нефть в этой новой провинции. Пред-



Фиг. 1. Обзорная карта западной части Армянской ССР.

1 — пробуренные опорные скважины; *2* — проектируемые опорные скважины; *3* — пробуренные разведочные скважины; *4* — проектные разведочные скважины; *5* — пробуренные структурные скважины; *6* — проектируемые структурные скважины.

полагалось, что бурение опорной скв. 1 в Аване позволит более детально изучить стратиграфию, литологию и тектонику отложений, слагающих район, полнее осветить коллекторские свойства пород и вопросы наличия нефтематеринских свит в третичных отложениях Приереванского района.

Опорная скважина, начатая бурением в январе 1951 г., пересекла весь комплекс отложений от четвертичного возраста до шорагбюрской толщи,

которую вскрыла лишь на 65 *м*, и была приостановлена в конце 1952 г. ввиду сложных аварий на глубине 1734 *м*.

В результате проведения отмеченных работ получены и установлены важные лабораторные критерии, четко характеризующие породы отдельных свит третичной системы. Выявленные характерные особенности отдельных пачек имели впоследствии при бурении других скважин весьма важное значение для правильного стратиграфического расчленения и корреляции разрезов.

Нижняя толща третичных отложений (эоцен), широко распространенная в восточной части Араратской депрессии и вне ее, состоит преимущественно из весьма плотных, практически непроницаемых туфогенных пород, мергелисто-пелитовых отложений. Меловые отложения, за небольшим исключением, также состоят из весьма плотных пород.

Породы палеозойского возраста, имеющие широкое распространение в Вединском и Азизбековском районах, тоже являются практически непроницаемыми. Однако часть описанных пород в некоторых участках характеризуется большей пористостью и проницаемостью; кроме того, к пермским отложениям приурочиваются мощные битуминозные известняки, которые, как показали анализы, содержат в себе и нефтяные битумы.

Специальному изучению были подвергнуты песчано-глинистые отложения мела и юры в Северной Армении. Полевые работы и лабораторное изучение каменного материала показало бесперспективность этих отложений в отношении возможной их нефтеносности.

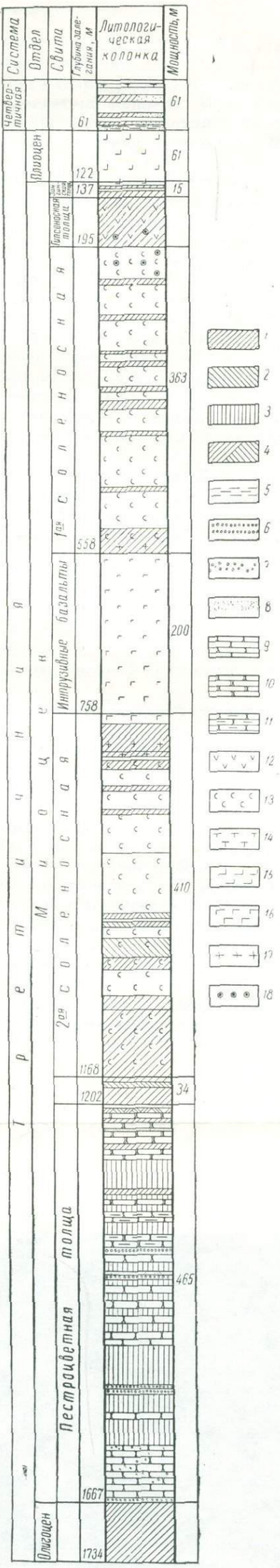
СТРАТИГРАФИЯ И ТЕКТОНИКА

Данные бурения опорной и крелиусных скважин вносят изменение в общую, до этого принятую стратиграфическую схему отложений Приереванского района.

Как указано выше, раньше над пестроцветной толщей в стратиграфической колонке показывалась гипсоносная толща. Бурением опорной и крелиусных скважин в Аване над пестроцветной толщей обнаружена новая пятидесятиметровая ангидритовая глинистая свита, над которой выступает впервые обнаруженная в Армении пачка соленосных отложений мощностью в 700 с лишним метров. Эта толща состоит из чередования более мощных (до 25 *м*) пластов каменной соли, в той или иной степени глинистой, с менее мощными (от 1 до 7 *м*) пластами глин (фиг. 2). Раньше неизвестная толща, выявленная здесь в связи с работами, начатыми по поискам нефти в республике, в будущем будет иметь большое практическое значение для народного хозяйства и экономики Армянской ССР.

Залежь каменной соли выявлена вначале скважинами в Аванском участке, затем она была обнаружена в пределах г. Еревана, в районах сс. Давиташен, Маяковский, Шаумян, на р. Раздан, у с. Нурнус и на расстоянии 70 *км* от Авана, — в Октемберянском районе. Максимальная мощность соленосных отложений наблюдается пока в Аване, где она достигает, как сказано, 700 *м*. Выявленная залежь каменной соли в Армении по своим грандиозным запасам и по качеству выгодно отличается от остальных отечественных и зарубежных месторождений соли и, возможно, не уступает крупнейшим месторождениям каменной соли Союза.

А В А Н



Фиг. 2. Разрез опорной скв. 1 в Аване.

1 — глина серая, частью зеленоватая; *2* — глина бурая; *3* — глина красная; *4* — глина пестроцветная; *5* — глина светло-серая, диатомовая; *6* — конгломерат; *7* — галька; *8* — песок (мелко-средне-крупно-грубозернистый); *9* — песчаник; *10* — песчаник красный; *11* — песчаник глинистый; *12* — гипс; *13* — каменная соль; *14* — туф; *15*—базальтовые покровы; *16* — интрузивные базальты; *17* — пирит; *18* — битуминозность.

Заказ 623.

Стратиграфическая схема третичных отложений Приереванского района бурением опорной скважины также пополнена новой свитой серых и буроватых глин со значительным содержанием ангидрита, залегающей между соленосной и пестроцветной толщами. Мощность свиты, названной промежуточной (или ангидритовой), составляет около 50 *м*. Наличие указанной свиты подтверждено бурением скв. 4 и 5 в Шаумянском районе и т. д.

Бурением опорной скв. 1 в Аванском участке установлено внедрение в соленосную толщу силловой залежи мощностью в 200 *м*, состоящей из крепких, весьма плотных базальтов темно-серого цвета. Эта толща долеритовых интрузивных базальтов обнаружена в Аване не везде, а лишь в нескольких скважинах и имеет локальный характер. По некоторым данным она к северо-западу к с. Канакер, возможно, выклинивается. До начала работ, имевших целью поиски нефти на территории Армении, на существование упомянутых базальтов никем не указывалось.

В разрезе опорной скважины в Аване, в основании сильно размытой зангинской толщи, имеющей здесь мощность всего лишь 16 *м*, обнаружены были гальки из эффузивных пород, чуждые для залегающих выше отложений. В глинисто-песчаных пластах, кроме того, были найдены гальки из оолитовых известняков. Эти гальки, по-видимому, базальные, указывают на возможное трансгрессивное залегание зангинских отложений над гипсоносной толщей.

Изучение показало, что вскрытые опорной скв. 1 в Аване верхние глинистые отложения гипсоносной толщи лишены пород с удовлетворительными коллекторскими свойствами, и в этих фациях они не могут, даже в более благоприятных тектонических условиях, заключать в себе залежи нефти. Глинисто-песчанистые породы пестроцветной толщи, несмотря на удовлетворительную пористость (от 7 до 23%) характеризуются ничтожной газопроницаемостью (до 5—10 *миллидарси*). Отложения шорагбюрской толщи заключают в себе некоторые пласты песчаников с удовлетворительной проницаемостью, с которыми связываются основные перспективы возможной нефтеносности третичных пород Араратской депрессии. Эти породы, к сожалению, опорной скважиной вскрыты лишь на 67 *м* (верхняя глинистая часть).

Электрокароттажные диаграммы опорной скважины показывают, что отдельные стратиграфические горизонты хорошо, а иногда и резко выделяются по кривой сопротивления и кривой PS. Базальты и породы соленосной толщи — пласты каменной соли отличаются высоким сопротивлением, достигающим нескольких сотен омов. Породы зангинской, гипсоносной, промежуточной свит и глины шорагбюрской толщи характеризуются на кароттажной диаграмме почти прямой линией сопротивления, без заметных пик и обладают небольшим омическим сопротивлением (2—3 *ом м*). Песчаники и глины пестроцветной толщи также обнаруживают на диаграммах небольшое сопротивление, с пиками до 10 *ом м*.

Исследования показали, что в Приереванском районе, а также во всей западной половине Араратской депрессии, в пределах отмеченных выше толщ третичной системы, возможно проведение глубоких буровых скважин без систематического отбора образцов керна, руководствуясь в основном лишь кароттажными диаграммами.

Представляет интерес электротемпературная кривая опорной скважины, показывающая, что геотермическая ступень для этой части площади равна 34 *м*.

Как результаты химических исследований фильтрата глинистого раствора опорной скважины, так и кривые резистивиметра не показали наличия водоносных горизонтов в разрезе Аванского участка от 0 до 1660 *м*.

Гидрохимические исследования, проведенные в междуречье рр. Азат и Веди, дали положительные результаты; были выявлены гидрохимические аномальные участки с минерализованными водами хлоркальциевого или гидрокарбонатно-натриевого типов, которые могут рассматриваться как благоприятные гидрогеологические показатели для поисков нефти (с. Двин).

Начиная с 1948 г., Институт геологических наук, а в последние годы Бакинская контора «Азнефтегеофизразведка» проводили в Араратской долине детальные гравимагнитные съемки в масштабе 1 : 100 000. По данным этой съемки на юго-западе (в Октемберянском районе) в пределах сс. Н. Калацут — Октемберян — Б. Шагриар наблюдается обширная зона максимума силы тяжести, которая в значительной степени смещена от Карабахской складки на север. Это явление возможно обусловлено наличием более древней структуры, смещенной на север в отношении Карабахской антиклинали. Гравиметрическими работами еще раньше был выявлен максимум силы тяжести в районе сс. Агавнатун — Енгиджа — Тазагюх, известный под названием Енгиджинского максимума.

Бурение крелиусных скважин дает материал, указывающий на возможное наличие здесь северо-восточного крыла какого-то антиклинального поднятия.

Опорная скважина в Аване, ряд крелиусных скважин, в том числе и скв. 13 в районе с. Маяковский, обнаружив гипсоносные слои на небольших глубинах (100—200 *м* вместо ожидавшихся 700—800 *м*), дали материал, позволяющий наметить наличие нового второстепенного промежуточного поднятия северо-восточного направления между Шорагбюрской и Зангинской складками, параллельно им, сложенного зангинско-соленосными отложениями. Это поднятие образовано или обычными тектоническими движениями или вследствие выжимания из недр каменной соли. В последнем случае мы не вправе ожидать дислоцированности нижезалегающих слоев в той же системе. Бурение будущих глубоких скважин даст окончательный ответ на этот вопрос.

Решение этого вопроса имеет важное значение, так как закрытая антиклинальная складка, сложенная песчано-глинистыми отложениями, является весьма благоприятным объектом с точки зрения поисков нефти в рассматриваемом районе.

В заключение главы отметим, что если до начала геологопоисковых работ на нефть на территории Армении не были известны какие-либо признаки газа и нефти, то после 1948 г. прямые признаки нефти были обнаружены как в обнажениях (сводовая часть Шорагбюрской антиклинали), так и во многих скважинах Приереванского района. В частности, в пределах Аванского участка, в гипсоносно-соленосной толще скважины, обнаружили огипсованные или сланцеватые глины с резким запахом легкой нефти и включениями закированных образований. В некоторых скважинах зафиксированы случаи небольших (на 1—2 *м*) выбросов раствора, а в скв. 6 (Арбат) — газирование (с тяжелыми углеводородами) происходило в течение всего времени бурения от 429 до 612 *м*. Хорошая вытяжка с бензином получена из зангинских слоев в скважинах Зангинского участка.

Таковы вкратце важнейшие теоретические и практические данные, полученные в результате бурения опорной и крелиусных скважин и проведения научно-исследовательских работ за период 1948—1953 гг.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕ-ГАЗОНОСНОСТИ ТРЕТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ АРАРАТСКОЙ ДЕПРЕССИИ

Оценка перспектив нефтеносности осадочных отложений Армении может быть произведена в результате выяснения общих условий геологического формирования области и правильного структурно-фациального анализа.

Для выяснения возможной нефтеносности региона важным является геотектонический фактор, в частности, установление факта постепенного погружения дна бассейна в период седиментации. Поэтому для выяснения перспектив наличия возможных промышленных залежей нефти в третичных отложениях Армении имеет важное значение, прежде всего, уточнение палеогеографической обстановки формирования отложений, что может быть сделано на основании результатов геологического, литологического, геохимического изучения разреза отложений Араратской депрессии.

Мы ограничиваемся здесь рассмотрением лишь отложений шорагбюрской и эоценовой толщ, так как отложения пестроцветной, соленосной и гипсоносной толщ представлены газонепроницаемыми породами (глинами) или характеризуются весьма небольшой проницаемостью (песчаники пестроцветной толщи).

Некоторый интерес при благоприятных структурных условиях могут представить отложения песков и песчаников меотиса (по А. Т. Асланяну) Октемберянского района, известные своей нефтеносностью как в Грузии (ширакская свита), так и в Турции.

Глинистые гипсоносно-соленосные отложения, образовавшиеся при восстановительном режиме осадконакопления (большое количество пирита в глинах) в относительно больших лагунах, несмотря на большую их мощность в несколько сот метров, ввиду засоленности пород не могли служить солидными источниками питания нефтью вышезалегающих песчано-глинистых зангинских отложений, образования которых отличаются удовлетворительной газопроницаемостью. Тем не менее надо считать, что при положительных тектонических условиях песчаные образования этих слоев могут оказаться нефтеносными (скв. 2 Зангу).

Геологическое изучение территории Араратской депрессии показывает, что отложения открытого моря эоцена и шорагбюрской толщи формировались в обстановке непрерывного погружения дна бассейна, что повлекло за собой накопление мощной (до 3,5 *км*) толщи отложений.

Это море в Армении занимало довольно обширное пространство. В пределах значительной части районов Араратской депрессии в Даралагезе туфогенно-осадочные отложения нижнего яруса третичной системы отличаются необыкновенной плотностью и практической газонепроницаемостью. В Карахачском, Шагаплинском и некоторых других участках Вединского района эти породы довольно пористые и рыхлые, но они находятся здесь в значительно худших структурных условиях, чем на западе. Описываемые отложения состоят из чередующихся мощных пластов туфопесчаников (туффитов), глин, аргиллитов, а также известняков и порфиритов. Туфопесчаники характеризуются полимиктовой, разнозернистой

структурой и содержат некоторое количество терригенных минералов; глинистые породы заключают в себе туфовый материал. В этих отложениях наблюдаются иногда скопления органических веществ. Осаждение материала мелководного характера, мощностью в 2,5 *км*, указывает на компенсированное погружение бассейна. Глубина бассейна в течение всего века, судя по фауне (нуммулиты и различные дискоциклины), не превышала 200 *м*. Глинисто-аргиллитовые илы эоцена могут рассматриваться, в известной степени, как нефтематеринские отложения. Что касается туфопесчаников, то, по крайней мере, в пределах Приереванского района они, в смысле содержания нефти, должны быть рассмотрены как неблагоприятные породы.

Породы нижней свиты шорагбюрского возраста в пределах Шорагбюрской антиклинали состоят в основном из серых, бесструктурных, разнозернистых песчаников и содержат прослои шаровидных или матрацевидных известковистых песчаников. В основании свиты залегают темно-серые глины с пиритом. Наличие пирита, отсутствие ржаво-бурых пород, серый, темно-серый цвет отложений этого возраста указывают на восстановительный режим бассейна, в котором они отлагались.

Средняя и верхняя свиты шорагбюрской толщи сложены преимущественно серыми и зеленовато-бурыми глинами, аргиллитами и мергелями; в верхней части встречаются отдельные пласты крупнозернистых песчаников, мощностью до 2—3 *м*, коралловые известняки и т. д. В описываемой толще наблюдаются частые фациальные переходы между песчаниками и глинами, которые, вместе с коралловыми известняками, указывают на мелководный характер осадконакопления.

Нефте-газопроницаемость некоторых песчаников этой толщи, по данным проф. С. Г. Саркисяна, составляет около 40 *миллидарси*. В составе песчаников принимает участие тот же туфовый материал, но в значительно меньшем количестве, чем в ниже залегающих эоценовых отложениях, и тем меньше, чем выше залегает пласт. Песчаники характеризуются полимиктовой, псаммитовой структурой и заключают в себе больше терригенных минералов, чем эоценовые отложения.

Шорагбюрское море, по сравнению с эоценовым, занимало значительно меньшую площадь. Мощные отложения этого моря (до 1000 *м*), характер содержащейся в них фауны (нуммулиты, пелециподы, гастроподы, кораллы и др.), изучение вещественного состава пластов, выяснение характера последующих за седиментацией тектонических движений и денудационных процессов позволяют восстановить палеогеографическую картину века. Теплый и влажный климат века (кораллы и фауна) способствовал развитию и поступлению в бассейн большого количества органического материала. Восстановительный режим осадконакопления, существовавший в бассейне с начала до конца века, надо полагать, оказался благоприятным условием для сохранения органического вещества и дальнейшего преобразования его в нефть. Впоследствии, под влиянием тектонических и физико-химических процессов, при наличии благоприятных структур могли образоваться залежи нефти.

На фоне нарисованной палеогеографической схемы шорагбюрские отложения западной половины Араратской депрессии приобретают относительно большой интерес в отношении возможной их нефтеносности.

Интересно отметить, что лишь в сводовой части Шорагбюрской складки образцы некоторых песчаников при обработке их бензином дали желтоватую вытяжку, указывающую на слабую нефтенасыщенность песчаников.

Это обстоятельство в лучшем случае (т. е. при наличии залежи здесь до размыва) может навести на мысль, что возможно нефтеносная площадь до размыва свода складки занимала узкую присводовую полосу. Отрицательным моментом является также недостаточная проницаемость песчаников, вызванная, вероятно, туфогенным их характером. Но нам известны случаи промышленной нефтеносности туфогенных песчаников (Япония) и, в конечном итоге, для насыщения коллекторов нефтью играют решающую роль проницаемость и трещиноватость пород.

Таким образом, основными горизонтами, с которыми могут быть связаны залежи нефти в третичной системе Армении, являются шорагбюрские отложения, которые, по мнению большинства геологов, имеют олигоценовый возраст; аналоги последних известны за пределами республики своей повсеместной нефтеносностью. Поэтому отложения этого яруса явились проектным горизонтом также в опорной скважине в Аване, но, к сожалению, интересующие нас песчаники в средних и нижних частях толщи скважиной здесь из-за сложных аварий не были вскрыты.

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПОИСКАМ И РАЗВЕДКЕ НЕФТИ

Наиболее перспективной на нефть областью Армении является западная половина Араратской депрессии. Представляют некоторый интерес также отложения перми в Вединском районе и третичные отложения в Ленинаканской котловине, причем интересно отметить, что, в отношении геологического строения и истории геологического развития, Ленинаканская и Араратская котловины имеют между собой большое сходство.

Результаты бурения скважин позволяют рекомендовать и наметить ближайшие задачи по исследовательским работам, поискам и разведкам на нефть Армении.

1. Территорию Араратской депрессии желательно исследовать геохимическими методами для выделения наиболее перспективных участков. В пределах западной половины депрессии следует провести электроразведочные съемки с целью выявления погребенных структур и уточнения контуров залежи каменной соли.

2. Для детального изучения площадей Ленинаканской котловины и Кироваканского района необходимы гравиметрические и магнитометрические исследования, после чего может быть намечено бурение опорной скважины.

3. Для правильного направления дальнейших поисковых и разведочных работ на нефть в Армении необходимы прежде всего новые фактические данные по строению отдельных районов, для чего следует:

а) пробурить 2 крелиусные скважины: одну — у с. Егвард, другую — в Аштаракском районе, в районе с. Карби, глубиной до 500 *м* каждая, чтобы на предполагаемой антиклинали северо-восточного направления вскрыть песчано-глинистые отложения зангинской толщи мощностью до 1000 *м*, залегающие под мощными лавовыми покровами;

б) пробурить одну скважину глубиной в 1200 *м* в районе с. Арташат, где третичные отложения по гравиметрическим данным должны иметь максимальную мощность;

в) для уточнения строения выявленного промежуточного антиклинального поднятия между Шорагбюрской и Зангинской складками от с. Аван до с. Маяковский пробурить три крелиусные скважины глубиной до 500 *м* каждая, расположенные по профилю вкрест простирания пластов, после

чего может быть поставлен вопрос о месте заложения глубокой поисково-структурной скважины с целью более детального выяснения вопроса о строении складки;

г) бурение двух крелиусных скважин около с. Двин Арташатского района с целью выяснения происхождения вод, типичных для нефтяных месторождений, найденных в междуречье рек Раздан и Веди;

д) для выяснения возможной нефтеносности пермских отложений пробурить в Вединском районе шесть скважин: три скважины глубиной 500—600 *м в Шуганбском участке, сложенном меловыми, а на крыльях — палеогеновыми* отложениями, и три — на Карабахлярской антиклинали, глубиной в 1200—1500 *м*;

е) заложить одну глубокую скважину на выявленной геофизическими методами крупной Карабахской (Октемберянской) антиклинали, значительная часть которой скрывается под базальтовым покровом. Бурение такой скважины утверждено Советом по опорному бурению.

Намеченным объемом разведочных работ, можно надеяться, будет выяснено глубинное строение основных депрессий Западной Армении и определены их перспективы нефтеносности.

Д. А. Булейшвили

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕЖГОРНОЙ ДЕПРЕССИИ ГРУЗИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЕ НЕФТЕНОСНОСТИ

ВВЕДЕНИЕ

Обширная территория депрессионной части Грузии, расположенная между горными сооружениями Большого Кавказа и Аджаро-Триалетского хребта, наряду с другими районами Кавказа, содержащими богатые залежи полезных ископаемых, давно привлекала внимание исследователей. История ее изучения, начавшаяся с первой половины прошлого столетия, тесно связана с историей исследования всего Кавказа. Кавказ изучался в течение почти ста лет, в результате чего для отдельных областей имеются хорошо разработанные схемы стратиграфии, тектоники, фаций, палеогеографии, истории геологического развития и др., позволяющие правильно подойти к решению весьма важных практических геологических задач.

Однако проблема геологического строения некоторых областей осталась далеко не разрешенной. В первую очередь это относится к интересующей нас депрессионной части Грузии, где ввиду развития мощных слабодислоцированных плиоценовых морских и пресноводно-континентальных осадков и четвертичных отложений, большая ее часть недоступна для непосредственного геологического наблюдения. С другой стороны, до последнего времени она еще не подвергалась соответствующим геофизическим исследованиям и глубокому разведочному бурению в достаточном для ее освещения объеме.

По сравнению со смежными складчатыми областями Кавказа, она изучена слабо и до сих пор служит предметом дискуссии.

Тем не менее выявление ее геологической природы имеет большое практическое значение для поисков и разведки нефти и газа. В этом отношении особенно большой практический интерес представляют ее внутренние и краевые прогибы, формировавшиеся в разные геологические эпохи у предгорий складчатых систем южного склона Б. Кавказа и Аджаро-Триалетских гор. Поэтому естественно, что наибольший объем опорного бурения и вслед за ним глубокого разведочного бурения по Грузии был сосредоточен именно в этих районах.

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ РЕГИОНА

Описываемая территория Грузии представляет собой широкую депрессию, расположенную между складчатыми областями южного склона Большого Кавказа и Аджаро-Триалетских гор. На западе она охватывает

всю низменную часть Западной Грузии от Сурамского хребта до берегов Черного моря и соседние области предгорий южного склона Большого Кавказа и Аджаро-Имеретинского хребта. На востоке она распространяется на всю Картлийскую депрессию от Сурамского хребта на западе до степной Кахетии включительно на востоке и смежных с ней областей южного склона Большого Кавказа и Кахетинского хребта на севере и северного склона Триалетского хребта — на юге. В пределах данной территории развит комплекс пород от докембрийских и палеозойских гранитов, гнейсов и кристаллических сланцев до постплиоценовых отложений включительно. Из всего этого комплекса осадков наиболее широкое развитие имеют отложения мела, палеогена, миоцена и особенно пресноводные континентальные морские осадки верхнего миоцена и плиоцена.

Докембрийские и палеозойские образования развиты в области Дзирульского массива.

Осадочные комплексы мезо- и кайнозойских отложений хорошо обнажаются в бортовых частях депрессии, где они образуют сильно смятые, сжатые, часто разорванные узкие, но длинные антиклинальные и крупные широкие синклинальные складки; причем в восходящем разрезе наблюдается некоторая ступенчатость в степени дислоцированности, в морфологии, размерах и в направлениях осей складок.

Система юрских складок (батских) характеризуется развитием крупных сильно смятых асимметричных, часто разорванных антиклиналей общекавказского простирания.

Меловые и палеогеновые складки отличаются относительно меньшей степенью дислоцированности, меньшими размерами и как морфологически, так и по простиранию осей во многих случаях не совпадают со складками юры. Это расхождение складчатости, по-видимому, обусловлено общей конфигурацией и геотектонической структурой залегающих под меловыми и палеогеновыми отложениями уже консолидировавшихся в батское время внутренних геотектонических элементов Грузинской глыбы.

В миоценовых и особенно плиоценовых отложениях складчатость выражена еще слабее. Для них характерны широкие и крупные синклинальные прогибы в виде депрессии и сравнительно небольшие антиклинальные поднятия. Кроме того, наблюдается определенная закономерность в развитии складчатости и в горизонтальном направлении. В частности, с бортовых частей депрессии к ее центральной части замечено постепенное уменьшение степени складчатости вплоть до полного затухания складок. Особенно хорошо это выражено в отложениях миоцена и плиоцена. Однако, ввиду развития мощного плиоценового и постплиоценового покрова в депрессионной части Грузии, выявить ее тектоническую структуру и взаимоотношения как между складчатыми системами, так и слагающими их отложениями, становится весьма затруднительным.

Поэтому взгляды исследователей о геотектонической структуре Рионско-Куринской депрессии весьма разнообразны. Они исходят в основном из общих региональных соображений и дают лишь общее представление. Поэтому данные этих исследователей не могут удовлетворить практические запросы современности.

Не останавливаясь на взглядах отдельных исследователей, мы отметим, что их можно в основном разделить на две группы.

Одни, причем большинство исследователей Кавказа, исходя из концепции В. П. Ренгартена, в принципе допускают наличие жесткого,

относительно стабильного, фундамента под маломощными слабодислоцированными отложениями мезозоя и кайнозоя. Однако в понимании характера этого фундамента и его роли в геотектоническом развитии Кавказа между отдельными исследователями существуют значительные расхождения. Описывают его как плиту, жесткий фундамент, глыбу, серединную массу и др.

Другие исследователи рассматривают его как зону погружения, или как крупный синклинальный прогиб, или как геосинклинальную область, являющуюся составной частью огромной Кавказской геосинклинали и служившую областью накопления осадков огромной мощности.

Забегая немного вперед, можно отметить, что анализ фактического материала, полученного в результате опорного и разведочного бурения в совокупности с данными геологических и геофизических исследований, позволяет сказать, что геотектонические процессы, обусловливающие закономерное распределение фаций и мощностей осадков и покровный характер складчатости, в отличие от смежных геосинклинальных областей, здесь развивались по такому же плану, что вообще характерно для стабильных зон орогена.

В первую очередь следует подчеркнуть, что формирование и развитие Рионско-Куринской депрессии, как одного из основных геотектонических элементов Кавказа, протекало непрерывно в течение длительных геологических периодов. Она полностью отражает все этапы развития всей Грузии в общем Кавказском геотектоническом цикле. В определенные геологические эпохи она претерпевала существенную перестройку, в результате чего в ее пределах формируются более мелкие внутренние геотектонические единицы, обусловливающие закономерное распределение фаций и мощностей осадков и в последующем соответствующих структурных форм.

По геологическому строению и тектонической структуре она резко отличается от смежных с ней складчатых систем южного склона Большого Кавказа и Аджаро-Триалетских гор. В целом она характеризуется развитием слабодислоцированных осадков мезо- и кайнозоя платформенноидного типа. Изменение фаций осадков и увеличение их мощности происходит, с одной стороны, от ее средней части, т. е. от Дзирульского массива в восточном и западном направлениях, а с другой — от центральной, осевой части к бортовым частям.

Аналогичная картина наблюдается и в степени складчатости. Существует определенная зависимость между распределением мощностей осадков и ростом складчатости, в частности она проявляется с разной интенсивностью: от сравнительно сильной дислоцированности слоев в зонах погружений и прогибов до пологих складок и полного затухания к центральной части депрессии.

По характеру складчатости, литологическому составу пород и распределению фаций и мощностей осадков в пределах Рионско-Куринской депрессии, охватывающей почти всю территорию Грузинской глыбы, выделяются 3 зоны: Картлийская, Дзирульская и Колхидская (П. Д. Гамкрелидзе, 1951, и М. М. Рубинштейн, 1951).

Процесс развития этих геотектонических элементов протекал на общем фоне развития всей глыбы; однако основные черты их индивидуальности намечаются уже с конца верхнемелового времени.

Каждая из этих зон имеет свои черты развития, обусловливающие образование своеобразной геологической природы этих элементов. Сле-

довательно, роль этих геотектонических элементов в образовании нефтеносных фаций и нефтяных залежей не одинакова. Поэтому при изложении результатов опорного бурения мы будем их рассматривать по отдельности, что позволит более правильно подойти к оценке перспективности как отдельных областей, так и всего региона.

ОБЪЕМ ОПОРНОГО БУРЕНИЯ

За период 1947—1955 гг. на территории Грузии было пробурено семь опорных скважин с общим метражом 16 384 *м*.

Из них на 1/IV 1955 г. бурением закончено 5 скважин: Поти при забое 2654 *м*, Мокви — 2653 *м*, Бзыби — 2040 *м*, Гори — 3022 *м* и Какабети — 2570 *м* (фиг. 1).



Фиг. 1. Обзорная карта.

1 — опорные скважины.

Одна скважина, заложенная на Бицминдской антиклинали, ликвидирована ввиду геологически нецелесообразного ее дальнейшего бурения при забое 1716 *м*. Одна скважина, буривша яся на Карзманской антиклинали в р-не Сачхере, также была ликвидирована, но по технической причине, при забое 1733 *м*.

Общий линейный выход керна по скважинам следующий: Поти — 551,7 *м*, Мокви — 1140,3 *м*, Бзыби — 100,2 *м*, Сачхере — 136,2 *м*, Гори — 1112,5 *м*, Бицминда — 641,8 *м* и Какабети — 193,2 *м*. Всего 3875,9 *м*, что составляет 23,6% к общей проходке.

Небольшой вынос керна объясняется тем, что некоторые скважины до значительных глубин бурились в заведомо известных отложениях.

Весь керновый материал, отобранный с указанных по инструкции интервалов, был обработан на все виды исследования ЦНИЛом треста «Грузнефть».

Петрографические исследования производились кандидатами геолого-минералогических наук К. Г. Чубинишвили и Т. М. Шатиришвили и петрографом С. Р. Геладзе, микропалеонтологические — палеонтологами З. А. Имнадзе и К. М. Арчвадзе, макропалеонтологические — палеонтологом К. Ф. Сирадзе и автором настоящей статьи; спорово-пыльце-

вой анализ — Т. М. Джинчарадзе; битуминологический анализ — геологом О. А. Туркия и химиком И. Г. Спевачевской; геохимические исследования кернов и анализ воды — химиками Т. А. Давришевой и М. Е. Беглецовой; определение физических свойств пород — литологами И. А. Спарсиашвили и К. П. Каличава и геофизические исследования инженером Грузинской геофизической конторы Ананов ым Г. М.

Материал по опорным скважинам был обобщен и составлены отчеты геологами: Е. К. Вахания (Мокви), Д. А. Булейшвили (Бицминда), Ш. К. Китовани (Сачхере), Г. Н. Никурадзе (Бзыби и Поти), Г. Н. Хатискаци (Какабети), Н. Т. Чолокашвили (Гори).

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПОРНОГО БУРЕНИЯ

ВОСТОЧНАЯ ГРУЗИЯ

Имеющиеся геологические данные по бортовым частям депрессии разными исследователями истолковываются по-разному, вследствие чего на сегодняшний день не имеется единого законченного представления о геологическом строении депрессионной части Восточной Грузии; тем не менее от того, как квалифицировать ее геотектоническую структуру, зависит выработка правильного направления геологопоисковых и разведочных работ полезных ископаемых на данной территории.

Для решения этой весьма актуальной задачи в пределах Картлийской депрессии и в смежной с ней области южного склона Кахетинского хребта за период 1949—1953 гг. были заложены 3 опорные скважины в районах Гори и сс. Бицминда и Какабети.

Опорная скважина Гори

Горийская опорная скважина с проектной глубиной 3300 *м* заложена в западной части Картлийской депрессии в бассейне р. Б. Лиахви вблизи жел.-дор. ст. Шиндиси Сталинирской ветки Закавказской жел. дор., в 12 *км* к северо-западу от г. Гори.

Перед опорной скважиной стояла задача изучения разреза миоценовых и олигоценовых отложений и соотношения глубинной и поверхностной тектоники этого района, а также освещение вопросов нефтеносности этих отложений.

Горийская опорная скважина, несмотря на отрицательные результаты в смысле нефтеносности, дала исключительно богатый и качественный фактический материал, позволяющий совершенно по-новому рассмотреть вопросы геологического строения Картлийской депрессии и, следовательно, правильно подойти к решению практических вопросов об оценке перспектив нефтеносности и направления геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ.

Горийская опорная скважина начата бурением в декабре 1950 г. и окончена в январе 1954 г. при забое 3022 *м*.

На основе комплексного изучения кернового материала пройденный скважиной разрез четко расчленяется на следующие стратиграфические горизонты (фиг. 2):

от 0 до 4 *м* — четвертичные отложения: галечники, пески и суглинки;

4 — 695 *м* — миоплиоцен (душетская свита). Слабосцементированные конгломераты с редкими прослоями желтовато-серых и зеленоватых пес-

чаников и глин. Конгломераты состоят из галек, кварцевых и кварцево-полевошпатовых, местами слюдистых песчаников, известняков, порфиритов, аргиллитов и редко темного кремня. Мощность свиты 691 *м*.

695—1549 *м* — верхний сармат (нацхорская свита). Глины песчанистые плотные, голубовато- и зеленовато-серые с ржавыми пятнами или желтыми оттенками, плохослоистые с прослоями плохоотсортированных, мелко- и среднезернистых песчаников с включениями галек. Мощность 854 *м*.

1549—1875 *м* — средний сармат. Чередование светло-серых, зеленовато-серых и серых плотных песчаников с голубовато-серыми и серыми, редко песчанистыми глинами. Весь разрез хорошо охарактеризован среднесарматской фауной моллюсков, состоящей из следующих форм: *Modiola sarmatica* Gat., *M. multicostata* Gat., *Donax dentiger* Eichw., *D. priscus* Eichw., *Mactra* cf. *urupica* Dan., *M. fabreana* Orb., *M. pallasii* Baily, *M. subvitaliana* Koles., *M.* cf. *naviculata* Baily, *Tapes vitalianus* Orb., *T. naviculatus* Andrus., *T. gregarius* Goldf., *Cardium ingratum* Koles., *C. fittoni* Orb., *C. obsoletum* Koles., *C. moldavicum* Sim., *Trochus praecurvilineatus* Sint., *Buccinum* sp., *Cerithium* sp., *Bulla urupensis* Koles.

Наряду с этими формами в глинистых прослоях встречена также богатая фауна фораминифер: *Nonion subgranosus* (Egger), *N. martkobi* Bogd., *N. bogdanowiczi* Vol., *Elphidium macellum* (Ficht. et Moll.), *E. crispum* (Linné), *E. aculeatum* (Orb.), *Miliolina* ex gr. *voloshinovae* Bogd., *M. consobrina* (Orb.) var. *nitens* Reuss, *Cyprideis torosa litoralis* (Brady), *Cythere mironovi* Schn., *C. guttata* Sus., *Loxoconcha laevatula* Schn., *Xestoleberis elongata* Schn. и определенный комплекс спор и пыльца *Pinus* n/p *haploxylon*, Juglandaceae, Myricacea, *Quercus*, Pinaceae, *Picea*, *Abies*, *Pterocarya*, Umbelliferae, Polypodiaceae, *Leiotriletes*. Мощность 206 *м*.

1875—2035 *м* — нижний сармат. Песчаники серые и светло-серые, плотные, разнозернистые, часто слюдистые, обычно глинистые с частыми прослоями голубовато- и темно-серых глин, плотных, изредка песчанистых. Разрез хорошо охарактеризован фауной моллюсков: *Modiola multicostata* Gat., *M. incrassata* Koles., *M. sarmatica* Gat., *Syndesmya reflexa* Eichw., *Evilia dissita* Eichw., *Mactra eichwaldi* Lask., *Tapes vasluensis* Sim. et Barb., *T. aksajikus* Bog., *T. naviculatus* Andrus., *T. tricuspis* Eichw., *Cardium vindobonense* Lask., *C. lythopodolicum* Dub., *Trochus valvatoides* Sinz., *Hydrobia enikalensis* Koles., *H. pseudocaspia* Sinz., *Akburunella* sp., *Bulla lajonkireana* Bast и др. и фораминифер *Nonion martkobi* Bogd., *N. subgranosus* (Egger), *N. bogdanowiczi* Vol., *Elphidium macellum* (Ficht. et Moll.), *Cythereis kolesnicovi* Schn., *C. mironovi* Schn., *C. guttata* Sus., *Loxoconcha quadrituberaluta* Schn., *L. laevatula* Schn., *Xestoleberis elongata* Schn. Наряду с фауной породы содержат споры и пыльцу Pinaceae, Taxodiaceae, *Juglans*, Gramineae, Ulmaceae, *Quercus*, *Pteris*, Betulaceae, *Alnus*, *Sequoia*, *Magnolia*, Polypodiaceae.

Угол падения 4—6°. Мощность 160 *м*.

2035—2092 *м* — конкский горизонт. Песчаники глинистые серые, обычно известковистые, плотные с прослоями серых и темно-серых глин с фауной моллюсков: *Barnea sinzovi* Ossip., *B. pseudoustjurtensis* Bog., *B. scrinium* Bog., *Syndesmya reflexa* Eichw., *Ervilia dissita* Eichw., *E. trigonula* Sok. Ассоциация спор и пыльца состоит Betulaceae, Fagaceae, Taxodiaceae, Aceraceae, *Salix*, Ericaceae, *Zonotriletes*, Polypodiaceae,

Угол падения 5—8°. Мощность 57 *м*.

2092—2150 *м* — караганский горизонт. Глины зеленовато- и буровато-серые, плотные с прослоями известковистых, плотных желтовато-серых песчаников с фауной моллюсков: *Mohrensternia grandis* Andrus., *Spaniodontella umbonata* Andrus., *S. tapesoides* Andrus., *S. gentilis* Eichw., *S. opisthodon* Andrus. var. *squamigera* Andrus., *S. pulchella* Baily, споры и пыльца Cupressaceae, Welwitschiaceae, Juglandaceae, Aceraceae, Betulaceae, Fagaceae, *Quercus*, Ulmaceae, Pinaceae. *Picea*, *Pinus*, *Alnus*.

Угол падения 5—6°. Мощность 57 *м*.

2150—2204 *м* — чокракский горизонт. Глины зеленовато-серые, зеленые, красновато-коричневатые, местами вишнево-коричневатые с редкими прослоями зеленоватых и желтоватых песчаников и микроконгломерата в основании. Эта пестроцветная толща чокрака охарактеризована следующими формами моллюсков: *Donax bajarunasi* Andrus., *Venus* sp., *V. marginata M.* Horn., *Spaniodontella intermedia* Andrus., *Tellina sokolovi* Bajar., *Dosinia* sp., *Pecten* sp. и фораминифер *Nonion granosus* (Orb.), *Rotalia* ex gr. *beccarii* (Linné), *Polymorphina* sp., *Miliolina akneriana* (Orb.)., *Sigmoilina tschokrakensis* Gerke, *Articulina tschokrakensis* A. Bogd.

Угол падения 5—6°. Мощность 54 *м*.

2204—2356 *м* — нижний миоцен (сакараульско-онкофоровые слои). Пески и песчаники разнозернистые, рыхлые, обычно некарбонатные, в основном кварцево-полевошпатовые, редко с примесью туфогенного материала, светло- и желтовато-серые, с включениями мелких темных, кремнистых галек с линзовидными пропластками и линзами микроконгломератов в основании. Конгломераты также состоят из галек кварца, полевого шпата и, редко, кремня. Мощность — 152 *м*.

2356—2391 *м* — сенон. Известняки светло-серые и молочно-белые слоистые, тонко- и мелкозернистые с включениями мелкой кремнистой гальки и прослоями окремненных участков. В шлифах фауна: *Globotruncana* sp. и *Globigerina* sp. Мощность — 35 *м*.

2391 — 2420 *м* — турон. Известняки розовато-коричневые, красноватые и сиреневатые, плотные, слоистые, средне- и мелкозернистые с прослоями мергелей. В шлифах фауна: *Globotruncana* ex gr. *linneina* (Orb.) *G.* ex gr. *cretacea* (Orb.). Мощность 29 *м*.

2420—2449 *м* — сеноман. Переслаивание светло-серых, серых и зеленовато-серых плотных, мелкозернистых и слабо карбонатных глауконитовых алевролитов, алевритовых песчаников и алевритовых глин. В песчаниках встречена *Aucellina gryphaeoides* Sow. в шлифах фауна: *Rotalipora* ex gr. *appeninica* (Renz.), *Globigerina* aff. *kelleri* Subb., *Globigerina* sp. Мощность 29 *м*.

2449—2511 *м* — альб. Переслаивание плотных тонкозернистых известковистых алевролитов, алевритовых глин и глинистых алевролитов серого и светло-серого цвета с прослоями мергеля. В шлифах фауна: *Anomalina* sp., *Gyroidina* sp., много *Textularia* sp., *Globigerina* sp., *Globigerina* ex gr. *infracretacea* Glaesn. Мощность 62 *м*.

2511—2555 *м* — апт. Толща светло-серых, темно-серых и желтоватых карбонатных глауконитовых песчаников, глинисто-песчанистых алевролитов и глауконитовых мергелей. В шлифах фауна: *Anomalina* sp., *Gyroidina* sp., *Textularia* sp., *Globigerina* ex gr. *infracretacea* Claesn. Мощность 44 *м*.

2555—2649 *м* — баррем. Известняки серые, светло-серые, молочно-белые, розоватые и зеленоватые плотные, мелко- и среднезернистые, большей частью доломитизированные, с единичными прослоями мергеля. В шлифах фауна: *Globigerina* sp., *Ammodiscus* sp., *Miliolina* sp. Мощность 94 *м*.

2649—2726 *м* — валанжин — готерив. Известняки серые, светло-серые, молочно-белые, желтоватые и зеленоватые, плотные, мелкозернистые и поровые. В основании залегают кварцево-полевошпатовые неотсортированные песчаники мощностью 9 *м*. В шлифах фауна: *Ammodiscus* sp., *Globigerina* sp., *Miliolina* sp., *Cristellaria* sp. Мощность 77 *м*.

2726—2790 *м* — верхняя часть байосского яруса. Слабокарбонатные и некарбонатные, туфогенные, хорошо слоистые глинисто-алевритовые породы серого, темно-серого и зеленовато-бурого до черного цвета. Мощность 64 *м*.

2790—2890 *м* — средняя часть байосского яруса. Агломератно-кристаллические и кристаллические алевропелитовые туфы лабрадоровых порфиритов. Мощность 100 *м*.

2890—3022 *м* — агломератно-кристаллические, кристаллические и пелито-стекловатые туфы роговообманковых и пироксеновых порфиритов. Мощность 132 *м*.

Детальный разрез Горийской опорной скважины дал исключительно богатый геологический материал о фациях, мощностях и стратиграфических соотношениях мезо-кайнозойских отложений, а также о структурной природе этой закрытой части Картлийской депрессии.

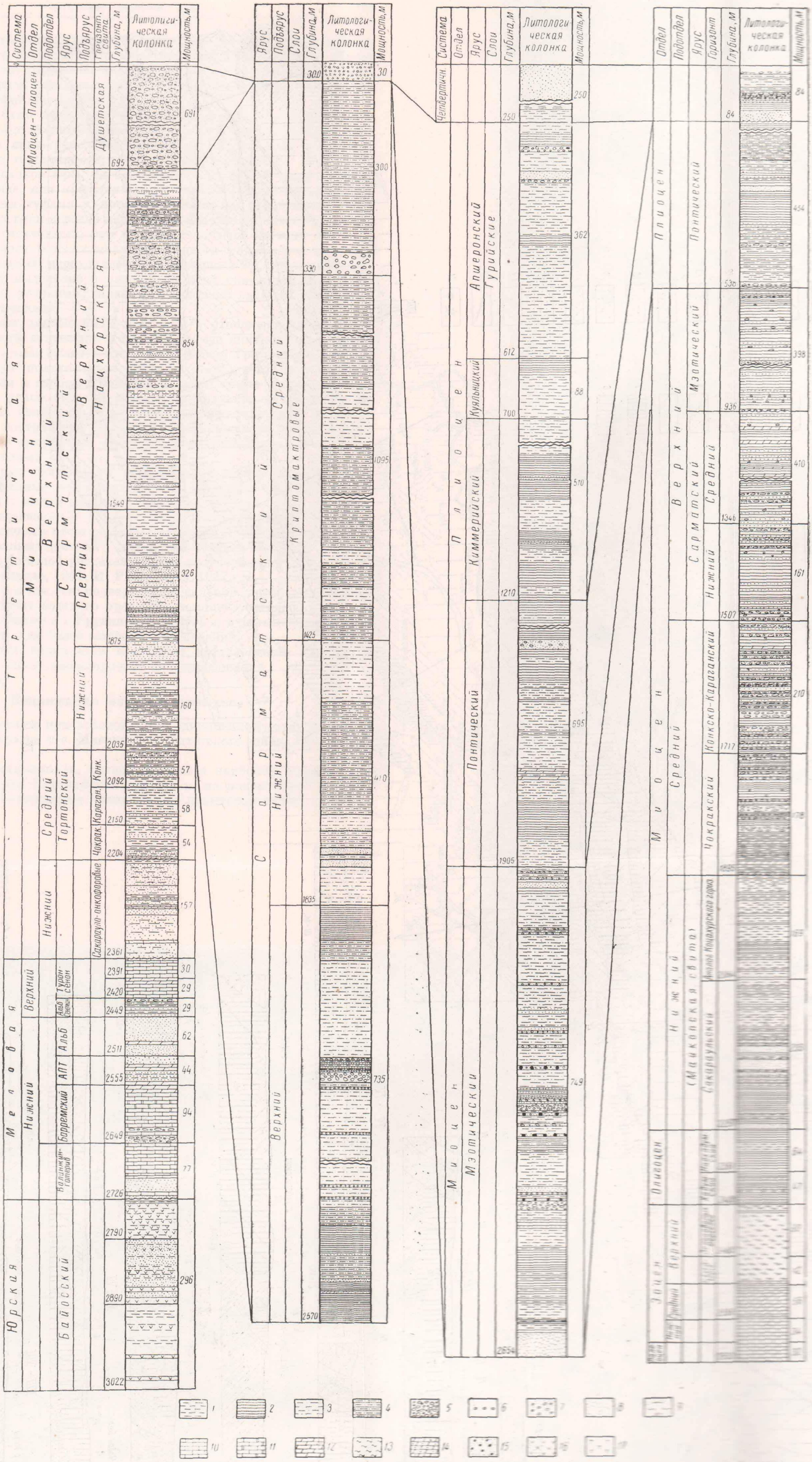
В отличие от разрезов бортовых частей здесь полностью отсутствуют отложения всего палеогена и аналоги сакараульско-онкофоровых слоев трансгрессивно залегают на размытой поверхности мела.

Отсутствие этих осадков по некоторым фактическим данным (присутствие мощных конгломератов в основании хадума и майкопа в соседних к югу районах с продуктами размыва мела и пород Дзирульского массива) и общим региональным соображениям, по нашему мнению, является первичным. Подтверждением этого может служить также стратиграфическое выклинивание пород палеогена от южного к северному борту депрессии и присутствие переотложенных обломков меловых брахиопод в аналогах сакараульско-онкофоровых слоев.

По фациально-литологической характеристике и мощностям горизонтов миоценовые отложения, вскрытые Горийской опорной скважиной, носят какой-то переходный характер между осадками миоцена южного и северного бортов. Однако больше сходства они проявляют с осадками южного борта.

Несмотря на увеличение мощностей отдельных стратиграфических горизонтов (2—3 раза) от южного борта к опорной скважине, весь общий фаунистический и фациальный характер осадков в основном выдерживается. На это указывает появление песчано-глинистых осадков сармата, пестроцветных глин чокрака с фауной *Pecten* и с базальным конгломератом в основании, отсутствие тарханского горизонта, трансгрессивное залегание чокрака на сакараульско-онкофоровых слоях, литологический характер последних и др.

На северном борту мы имеем непрерывный разрез (без следов трансгрессии) третичных отложений от среднего эоцена до миоплиоцена включительно. Чокрак представлен типичной спириалисовой фацией и согласно залегает на глинах майкопской фации, по возрасту охватывающих нижний миоцен и низы среднего миоцена (включая и тархан).


Гори
Какабети
Поти
Мокви
Система
Отдел
Подотдел
Ярус
Подъярус
Горизонт, свита
Глубина, м
Литологическая колонка
Мощность, м
Слои
Третичная
Меловая
Юрская
Миоцен
Верхний
Средний
Нижний
Сарматский
Верхний
Средний
Нижний
Тортонский
Нацхорская
Душетская
Сакараульо-опоковидные
Чокрак
Карагон.
Конк.
Турон-сенон
Альб
Апт
Барремский
Валанжин-готерив
Келловей-оксфорд
Байосский
Плиоцен
Апшеронский
Гурийские
Куяльницкий
Киммерийский
Понтический
Мэотический
Криптомактровые
Чатвертичн.
Плиоцен
Понтический
Мэотический
Караганский
Конкско-Карагански
Чокракский
Олигоцен
Эоцен
Майкопская свита
Сакараульский
Ананаурская свита
Конкская свита
Ахалцихская свита
Ахалцихская серия
Ахалцихская свита
Ахалцихская серия
Ахалцихская свита
Ахалцихская серия

Нижний сармат представлен относительно глубоководными осадками, а в низах среднего сармата появляется криптомактровая фация. Кроме того, здесь почти все горизонты миоцена по мощности в 5—6 раз больше, чем в разрезе опорной скважины, и в 10—15 иногда в 20 раз больше, чем на южном борту (фиг. 3, профиль *II—II*).

Меловые отложения представлены в той же фации, что и на юго-восточном склоне Дзирульского массива, т. е. осадками глыбового характера; наблюдается лишь некоторое уменьшение общей мощности всего мела и увеличение терригенного и туфогенного материала.

Что касается осадков юры, то в вскрытой скважиной части разреза, как мы видели выше, они представлены в основном пелитизированными и кристаллическими туфами с прослоями плотных туфогенных песчаников, сланцеватых глин и редко известняка. По своему литологическому характеру (фауна отсутствует) они не сопоставляются не только с осадками лейаса и байоса геосинклинальной области южного склона, но и с таковыми в ее краевой, переходной части (северный борт, полоса Ксани-Ананури). Поэтому выделение в разрезе опорной скважины Гори отложений байоса носит условный характер и основано лишь на общих геологических соображениях.

Не менее важные данные были получены в отношении структурной природы Картлийской депрессии. Установлено, что никаких погребенных под четвертичным чехлом складок здесь мы не имеем. Третичные и меловые отложения залегают полого (угол падения 5—8°), что, по-видимому, является первичным и отвечает наклону южного крыла депрессии.

Наличие таких углов падения слоев в центральной части депрессии при таких глубинах залегания отдельных стратиграфических горизонтов не позволяет (по построению) допустить сколько-нибудь значительных складок в пределах депрессии, что хорошо подтверждается и геофизическими исследованиями.

Кроме имеющихся фактических данных по бортам депрессии, на это указывают также данные сейсмических исследований о наличии единой крупной депрессии с общим наклоном широкого южного крыла на север.

Эти полого залегающие (5—8°) отложения мела и миоцена трансгрессивно с большим угловым несогласием залегают на размытой поверхности сильно дислоцированных (45—55°) отложений средней юры.

Все эти факты с большой убедительностью подтверждают давно высказанное А. И. Джанелидзе, 1941, И. Р. Кахадзе, 1947, П. Д. Гамкрелидзе, 1951, предположение о том, что подвергшийся сильной дислокации и консолидации в результате батского орогенеза комплекс отложений нижней и средней юры сочленяется с Грузинской глыбой и в дальнейшем служит твердым основанием для более молодых образований.

Ввиду отсутствия каких-либо признаков нефтеносности Горийская опорная скважина была ликвидирована без опробования.

Бицминдская опорная скважина

Скважина заложена в присводовой части одноименной антиклинали на правом берегу р. Арагви у с. Мисакциели Мцхетского района Грузинской ССР.

Бицминдская антиклиналь, расположенная в наиболее погруженной части северного борта Картлийской депрессии, на поверхности сложена пресноводно-континентальными отложениями душетской свиты миоплио-

цена. Складка эта длиной 10 *км* и шириной 2—3 *км* имеет асимметричное строение с сравнительно пологим северным (30°) и крутым (50°) южным крылом.

По данным Грузинской нефтяной экспедиции Института нефти АН СССР, Бицминдская антиклиналь является хорошо закрытой, нормального строения структурой и по своему геотектоническому положению заслуживает большого интереса для опорного бурения.

Опорная скважина Бицминди начата бурением в мае 1949 г. и остановлена в июле 1951 г. при забое 1716 *м* (фиг. 2).

Скважиной пройден следующий разрез.

От 0 до 410 *м* скважиной была вскрыта толща конгломератов с прослоями песчаников, алевролитов и глин. Мощные пласты конгломератов приурочены к верхней части разреза, где примерно до глубины 220 *м* среди них чередуются маломощные пласты зеленоватых и желтовато-коричневатых глин.

В интервале 220—410 *м* мощность и количество прослоев конгломератов значительно уменьшается.

Параллельно с этим постепенно исчезают прослои зеленых и коричневатых глин и они замещаются буровато-серыми песчанистыми глинами и песчаниками, роль которых заметно возрастает.

По литологическим признакам, в частности по присутствию мощных пластов конгломератов, состоящих преимущественно из галек кварцевых и кварцево-полевошпатовых песчаников, а также прослоев зеленых и коричневатых глин, описанный разрез хорошо сопоставляется с нижней частью душетской свиты.

С глубины 410 до 1410 *м* вскрытый опорной скважиной разрез в основном сложен пресноводно-континентальными песчано-глинистыми осадками. Основную часть разреза занимают алевритовые глины и глинистые алевролиты.

По своему стратиграфическому положению, литологическому признаку, минералогической и битуминолого-геохимической характеристике описанный интервал разреза опорной скважины сопоставляется с отложениями верхней части нацхорской свиты верхнего сармата.

Ниже с глубины 1410 *м* эти песчано-глинистые отложения без каких-нибудь признаков постепенного перехода сразу сменяются толщей конгломератов.

Конгломераты плохо отсортированные, слабо сцементированные, на песчаном цементе, состоят из хорошо окатанных галек диаметром от 1 до 20 *см*.

Конгломераты состоят главным образом из галек светло-серых, желтовато-серых, розоватых, светлых, плотных и песчанистых известняков серых, светло-серых, темно-серых, кварцево-полевошпатовых, кварцево-известковистых и кварцевых песчаников, светло-серых и темных мергелей, кремнистых известняков, темных кремней, красных известковистых песчаников, туфов, роговиков, сланцев и др.

В разрезе третичных отложений бортовых частей депрессии такой разрез сплошных, плохо отсортированных и слабо сцементированных конгломератов, мощностью 306 *м*, указанного выше состава нигде не наблюдается, за исключением верхов душетской свиты. По северному борту в верхах среднего сармата встречаются мощные пласты конгломератов по 10—20 *м*, но суммарная их мощность не превышает 70—80 *м*.

Также нельзя допустить присутствие таких мощных конгломератов в низах нацхорской свиты в рассматриваемой полосе.

Даже в бортовых частях депрессии, где мощность песчано-глинистых отложений нацхорской свиты достигает 2000 *м*, прослои конгломератов встречаются в самых верхах разреза мощностью 5—10 *м*. Они и здесь резко подчинены глинам и песчаникам. Мощность этой переходной толщи с прослоями конгломератов нигде не превышает 30—120 *м*.

Таким образом анализ имеющихся данных позволяет заключить, что толща конгломератов мощностью 306 *м*, вскрытая опорной скважиной Бицминди в интервале 1410—1716 *м*, относится к верхам душетской свиты, что подтверждается также геофизическими, петрографическими, геохимическими и другими данными.

Повторение разреза молодых слоев душетской свиты с глубины 1410 *м* непосредственно под песчано-глинистыми отложениями нацхорской свиты верхнего сармата убедительно указывает на наличие на этой глубине разрыва надвигового характера (см. фиг. 3, профиль *IV—IV*).

По сравнению с разрезами нацхорской свиты бортовых частей депрессии, мощность нацхорской свиты в разрезе опорной скважины сильно сокращена, что, несомненно, обусловлено также наличием разрыва.

Ввиду отмеченных выше условий, опорная скважина Бицминди при заданной проектом глубине на данной площади не могла вскрыть возможно нефтеносные горизонты среднего миоцена и майкопской свиты и была ликвидирована.

Опорная скважина Какабети

Какабетская опорная скважина заложена на северном крыле одноименной антиклинали, расположенной в полосе южного склона Кахетинского хребта у с. Какабети Качретского района Грузинской ССР, в 75 *км* к востоку от г. Тбилиси.

Какабетская антиклинальная складка длиной 9—10 *км* и шириной 3—4 *км* на поверхности сложена отложениями среднего и верхнего сармата.

Нижняя часть среднего сармата, развитая в присводовой части складки, представлена криптомактровой глинистой фацией с характерной для этого горизонта фауной. В верхней части горизонта, наряду с глинами, появляются пропластки и прослои известковисто-пелитовых, алевролитовых песчаников и конгломератов. Последние приурочены к самым верхам горизонта.

Верхнесарматские отложения, слагающие крылья складки, представлены пресноводно-континентальными осадками — глинами, песчаниками и конгломератами.

В геотектоническом отношении Какабетская складка расположена в зоне миоценового предгорного прогиба южного склона Кахетинского хребта на юго-восточном погружении полосы антиклинальных поднятий Эрцо — Гомбори — Жати — Манави — Какабети.

Складка имеет асимметричное строение. Северо-восточное крыло падает под углом 50—60° и юго-западное под углом 70—80°. Последнее на значительном расстоянии опрокинуто на юг и нарушено разрывом, в результате чего северное крыло надвинуто на южное, перекрывая его значительную часть.

По данным структурно-картировочного бурения установлено, что плоскость разрыва наклонена на север и до глубины 500—600 *м* падает под углом 30—40°.

Основной задачей перед опорной скважиной Какабети стояло изучение разреза и освещение нефтеносности отложений именно в поднадвиговой части структуры.

Скважина начата бурением в марте 1952 г. и закончена в апреле 1955 г. при забое 2570 *м* (см. фиг. 2). Она вскрыла следующий разрез.

0—30 *м* — современные образования, представленные суглинками, глинами и галечниками.

30—330 *м*—верхняя часть среднего сармата, представленная в основном алевритовыми глинами и алевролитами. В низах толщи алевролиты содержат многочисленные включения хорошо окатанных галек.

330—1425 *м* — нижняя часть среднего сармата, представленная темно-серыми, серыми и голубовато-серыми глинами и известковистопелитовыми алевролитами с тонкими прослоями плотных, сильно карбонатных песчаников. Толща охарактеризована: *Hydrobia elongata* Eichw., *H. enikalensis* Koles., *Mactra* sp. и микрофауной *Miliolina woloschinovae* Bogd., *M. complanata* G. et M., *M. grosnyensis* (Bogd.), *M. delicatula* Koles., *M. consobrina* (Orb.) var. *nitens* Reuss, *M. reussi* Bogd. var. *plana* Gerke, *Dogielina woloschinovae* Bogd., *Spiroloculina kolesnikovi* Bogd., *Articulina woloschinovae* Bogd., *A. sarmatica* Karr., *A. problema* Bogd., *A. kaliskii* Bogd., *Nonion subgranosus* (Egger), *N. bogdanovivzi* Woll,. *N. martkobi* Bogd., *Elphidium maccellum* (Ficht. et Moll).

1425—1835 *м* — нижний сармат представлен алевритовыми глинами, глинистыми алевролитами, песчаниками и редкими пропластками мергелей. Песчаники и мергели сосредоточены в основном в нижней части разреза. Толща охарактеризована фауной моллюсков: *Ervilia* sp., *Donax* sp., *Mactra* sp., *Cardium* sp., *Ervilia trigonula* Sok., *E. dissita* Eichw., *Donax dentiger* Eichw., *Tapes vitalianus* Orb., *Syndesmya reflexa* Eichw., *Mactra eichwaldi* Lask., *Cardium vindobonense* Lask.

1835—2570 *м* — верхний сармат представлен одной пресноводно-континентальной толщей глинистых алевролитов, алевритовых глин с прослоями рыхлых песчаников и гравелитов. В породах встречаются *Chara escheri* Heer и единичные экземпляры пресноводных форм *Candona* aff. *angulata* Müll. и переотложенные палеогеновые формы микрофораминифер: Globigerinidae, *Globorotalia*, *Epoides*.

Анализ имеющегося материала и сопоставление фактического разреза опорной скважины с нормальной стратиграфической схемой позволяют заключить, что на глубине 1835 *м* скважина пересекла плоскость разрыва и из нижнего сармата северного надвинутого крыла врезалась в верхнесарматские континентальные отложения далекого южного крыла в поднадвиговой части складки. Эти фактические данные свидетельствуют о большой амплитуде разрыва, достигающего на центральном профиле 2000—2300 *м*. Естественно, что в условиях такого сложного строения складки опорная скважина Какабети при заданной проектной глубине (3200 *м*) не могла вскрыть возможно нефтеносные отложения среднего миоцена и майкопской свиты. Поэтому скважина была ликвидирована при забое 2570 *м* ввиду нецелесообразности дальнейшего бурения (фиг. 3, профиль *VI—VI*).

В процессе бурения нефтепроявления наблюдались в интервалах глубин 895—900 *м* и 978—982 *м* в виде слабой пропитанности жидкой нефтью прослоек песчаников в среднем сармате.

В отложениях нижнего сармата на глубине 1425—1430 *м* были встречены тонкие прослойки рыхлых песчаников, пропитанных нефтью.

В интервале глубин 1628—1633 *м* в процессе бурения глинистый раствор окрашивался пленками нефти, наблюдалось и слабое выделение газа.

Пропитанный нефтью песчаник был встречен также и на глубине 1696—1702 *м*.

В результате обработки электрокароттажных диаграмм и БКЗ было выделено несколько интервалов со сравнительно положительной электрокароттажной характеристикой, однако испытание (перфорация и торпедирование) не дало положительных результатов. При торпедировании интервала 500—1000 *м* с целью вырезки 10″ колонны пошла минерализованная вода с первоначальным суточным дебитом 15 $м^3$. По химическому составу вода принадлежит к типу хлоркальциевых вод, с содержанием значительного количества йода и брома и является характерной водой для отложений сармата.

СТРАТИГРАФИЯ

В пределах рассматриваемой территории развит комплекс пород от докембрия и палеозоя до постплиоценовых отложений включительно. Докембрийские и палеозойские граниты, гнейсы и кристаллические сланцы развиты в области Дзирульского массива. Из всего комплекса осадочных образований наиболее широким развитием пользуются отложения палеогена и миоцена, обнажающиеся в бортовых частях депрессии и пресноводно-континентальные отложения верхнего миоцена и плиоцена, заполняющие всю депрессионную часть Картли и Гаре Кахетии.

Юрские отложения

Породы нижней юры обнажаются на северном борту депрессии в бассейне р. Ксани у с. Каринта, откуда они тянутся непрерывной полосой на восток почти в широтном направлении вплоть до р. Арагви. Они представлены мощной толщей темно-серых, местами почти черных или темно-зеленых глинистых сланцев и глин с прослоями светло-серых и желтовато-розоватых, мелко- и крупнозернистых кварцево-полевошпатовых песчаников. Во всех разрезах этой полосы глинистые сланцы и глины содержат довольно богатую фауну моллюсков, доказывающую верхнелейасский возраст этой глинисто-песчанистой толщи нижней юры.

Выше по разрезу в бассейне р. Ксани выделяется также мощная толща туфогенных пород порфиритовой серии средней юры. В данной полосе она имеет ограниченное развитие и хорошо обнажается на левом берегу ущелья р. Ксани между сс. Икоти и Коринта, откуда они протягиваются далее на восток до верховьев р. Нареквава. Небольшие изолированные выходы пород этой толщи наблюдаются в районе г. Душети у с. Етвалиси.

Наиболее широким распространением пользуется порфиритовая серия на западном борту Картлийской депрессии вдоль юго-восточной периферии Дзирульского массива и верховьях рр. Черат-хеви, Проне, Тилиани и на правобережье р. Лиахви северо-западнее г. Сталинири. Во всех упомянутых разрезах она представлена темно-серыми и зеленоватыми рогово-обманковыми и авгитовыми порфиритами, туфами, туфобрекчиями и туфопесчаниками и, реже, аргиллитами в верхней части.

Батские отложения отсутствуют, и байос непосредственно трансгрессивно перекрывается известняками верхней юры. Последняя обнажается

на северном борту депрессии в виде огромных изолированных массивов и выражена характерной для глыбы фацией рифовых известняков титона. В аналогичной фации титон развит и в окрестностях с. Цители-Цхаро. На северо-западном продолжении данного массива рифовые известняки выступают среди континентальных образований верхнего плиоцена в виде изолированных глыб на протяжении почти 15—20 *км*, что свидетельствует о широком развитии верхнеюрских отложений под чехлом плиоцена.

Меловые отложения

Вдоль юго-восточного склона Дзирульского массива наблюдаются наиболее полные разрезы нижне- и верхнемеловых отложений, представленных в основном карбонатной фацией Грузинской глыбы. Разрез хорошо охарактеризован фауной и четко расчленяется на отдельные горизонты. Нижний мел представлен органогенными известняками и доломитами нижнего неокома, доломитизированными известняками баррема, фораминиферовыми известняками и мергелями апта с прослоями глауконитовых песчаников и мергелями, глинами и глауконитовыми песчаниками альба.

Верхний мел в полных разрезах представлен желтовато-зелеными глауконитовыми песчаниками сеномана, светло-серыми и красными известняками и мергелями с пластами мела, органогенными и обломочными известняками турон-сенона. Мощность мела 350—450 *м*.

По данным опорной скважины Гори, меловые отложения имеют аналогичный характер и в центральной части Картлийской депрессии, где они почти горизонтально (1—5°), с резким угловым несогласием (45°), залегают на размытой поверхности туфогенных песчаников байоса.

Третичные отложения

Эоцен. На территории Восточной Грузии мел заканчивается регрессией датского яруса. Вышезалегающие отложения нижнего палеогена выражены в трех фациях: глинисто-мергелистой (зона собственно депрессии), флишево-вулканогенной (Аджаро-Триалетская зона), глинисто-песчанистой (зона южного склона Б. Кавказа). В пределах самой депрессии нижнепалеогеновые отложения не обнажаются, за исключением юго-восточного погружения Дзирульского массива (полоса с. Вака-Урбниси), где они представлены мелководной песчано-глинистой и карбонатной фацией среднего и верхнего эоцена. В центральной части депрессии, по данным опорной скважины Гори они вовсе отсутствуют.

В аналогичной фации эоцен развит и на северном борту Картлийской депрессии, где в основании верхнего и местами среднего эоцена появляется мощная свита брекчии, состоящая из известняков титон-неокома и подстилающих слоев средней и нижней юры, и трансгрессивно залегающая на различных горизонтах мела и юры (Ксани-Ананурская полоса). Нижнеэоценовые отложения выделяются лишь в разрезе по р. Саманис-хеви (Душетский район), где они представлены темно-серыми глинами с характерной фауной.

В Аджаро-Триалетской зоне мощную нижнепалеогеновую формацию можно грубо расчленить на три части. Нижняя из них, представленная мощной (до 1,5 *км*) флишевой толщей, сложена чередованием песчаников и глин (боржомский флиш, охеребская свита) и в ряде разрезов содержит

пачку базального конгломерата в основании. Она несогласно залегает на верхнемеловых образованиях и содержит в низах нуммулитовую фауну палеоцена, а в верхах — фауну нуммулитов нижнего эоцена.

Вторая часть нижнепалеогеновой формации представлена громадной толщей вулканогенно-осадочных пород со среднеэоценовой нуммулитовой фауной. Этой части формации в Тбилисском районе соответствуют дабаханская свита и брекчии горизонта запутанного напластования.

Третья и самая верхняя часть нижнего палеогена представлена мелководно-морской фацией песчано-глинистых, а также карбонатных осадков (до 2 *км*) и содержит нуммулитовую и другую богатую верхнеэоценовую фауну. В Тбилисском районе к верхнему эоцену относятся навтлугский горизонт, тбилисская свита, авлабарский горизонт и ахалсопельские слои.

Олигоцен и нижний миоцен. На большой части территории Восточной Грузии выражены осадками майкопской свиты, в нормальных разрезах, залегающих между верхним эоценом и тарханским горизонтом среднего миоцена. В основании свиты выделяются планорбелловые глины хадумского горизонта.

Наиболее широкое распространение отложения хадумского горизонта имеют в Прикуринской полосе на южном борту Картлийской депрессии, особенно в его западной части в районе Хашури. Здесь они представлены темно-серыми тонкослоистыми карбонатными глинами с прослоями голубовато-серых грубозернистых песчаников.

Аналогичный характер имеет разрез и на востоке по всей южной полосе, почти вплоть до р. Арагви. Во всех разрезах они хорошо охарактеризованы микрофауной, наряду с которой в западных разрезах появляются представители моллюсков нижнего олигоцена.

Мощность горизонта в этой полосе колеблется от 50 до 120 *м*.

Вышележащий разрез майкопской свиты представлен мощной толщей типично майкопских глин. Они имеют широкое развитие на южном борту депрессии, где непрерывной полосой тянутся на побережье р. Куры от с. Сурами с запада до г. Мцхета и далее на восток до Гаре Кахетии включительно.

На северном борту лучшие разрезы наблюдаются в Душетском районе по р. Поте и Аркала, где в основании майкопской свиты выделяется 25-метровая толща аналогов хадумского горизонта, выше по своему литологическому характеру она четко делится на две части. Нижняя часть, мощностью 265 *м*, выражена чередованием глин и песчаников с незначительным преобладанием глин. Мощность отдельных пачек песчаников достигает 10—15 *м*, а суммарная их мощность равна 120 *м*. Верхняя часть майкопа (эквивалент сакараульско-онкофоровых слоев нижнего миоцена) здесь представлена характерными для этой свиты тонкослоистыми буровато-серыми глинами. Мощность верхней части майкопской свиты равняется 172 *м*. Общая мощность майкопа равна 437 *м*, в западном направлении она постепенно уменьшается и доходит до 170 *м* (у с. Цольда).

На южном борту депрессии майкопская свита с запада на восток впервые появляется в Хашурском районе. Здесь в наиболее полном разрезе по р. Черат-хеви майкопская свита, мощностью 1020 *м*, четко делится на два литологических горизонта.

Первый горизонт (сверху вниз), мощностью 470 *м*, представлен толщей светло-серых и желтовато-серых кварцевых песчаников, известных в литературе под названием набатхевских песчаников и по возрасту соответствующих онкофоровым слоям нижнего миоцена (гельвет).

Второй горизонт, мощностью 552 *м*, представлен характерными для майкопа шоколадно-бурыми и темно-серыми глинами с выцветами ярозита и редкими тонкими пропластками серых мелкозернистых песчаников и толщей кварцево-полевошпатовых песчаников с конгломератами в основании. В верхней части второго горизонта по микрофаунистическим данным (К. М. Арчвадзе) выделяются и возрастные аналоги сакараульского горизонта (бурдигаль) мощностью около 200 *м*.

Особенно широкое развитие приобретают майкопские отложения в полосе Гори — Каспи, Мцхета и дальше на восток от Норио-Марткоби до хр. Аладжиги включительно, где они принимают участие в строении развитых здесь крупных антиклинальных складок.

В наиболее полных разрезах этой полосы мощность майкопской свиты (включая песчанистую фацию сакараульско-онкофоровых слоев) намного превышает 2300 *м*. Кроме того, майкопская свита в этой полосе претерпевает значительные фациальные изменения, параллельно с которыми изменяется и общая мощность осадков. Прежде всего следует отметить, что песчанистая фация сакараульско-онкофоровых слоев верхней части верхнего отдела майкопской свиты хорошо прослеживается по всему южному борту депрессии от Сурами до Каспи, восточнее последнего полностью замещается глинистой фацией, характерной для верхнего майкопа.

Аналогичные разрезы наблюдаются и в Притбилисском районе в полосе Норио—Марктоби—Патардзеули, где верхний отдел майкопа представлен также мощной толщей (600—700 *м*) темно-серых и коричневато-бурых глин с редкими тонкими прослоями песчаников. Нижний отдел майкопа, мощностью 1000 *м*, здесь выражен толщей темно-серых и коричневато-бурых глин с мощными пачками (50 *м*) светло-серых, грубозернистых полимиктовых песчаников.

Еще юго-восточнее в полосе водораздельного хребта между рр. Иори и Куры майкопская свита в основном выражена своим верхним глинистым отделом и лишь в двух местах (Архашен-су и Удабно) обнажается и незначительная песчанистая часть нижнего отдела свиты.

Таким образом, восточнее с. Каспи песчаники сакараульско-онкофоровых слоев нижнего миоцена вновь замещаются типичными майкопскими глинами, постепенно захватывающими все более и более молодые горизонты этих слоев и уже у г. Мцхета и дальше на восток полностью представлены ими. Глины во многих местах (Патардзеули, Нацвал-цхали, Сатибе и др.) содержат микрофауну нижнего миоцена. Начиная от Сурами и до Притбилисского района на западе (Сурами—Каспи) песчанистые образования сакараульско-онкофоровых слоев и на востоке (Каспи—Тбилиси), замещающие их майкопские глины трансгрессивно перекрываются отложениями чокракского горизонта с базальным конгломератом, причем чокрак в западном направлении от г. Мцхета залегает на различных горизонтах онкофоровых слоев и их аналогов. Восточнее же г. Тбилиси (район Нацвал-цхали) между чокракским горизонтом и майкопскими глинами появляются маломощные (8—10 *м*) глинисто-мергелистые осадки тарханского горизонта с богатой фауной, причем в этом направлении совершенно исчезают как базальные конгломераты чокрака, так и следы трансгрессивного залегания этого горизонта на тарханские слои.

Таким образом, нижний миоцен в Восточной Грузии представлен в двух литофациях: мелководно-прибрежной и относительно глубоководной. В первой фации они представлены песчаниками и песчано-глинистыми осадками сакараульско-онкофоровых слоев (Сурами—Каспи) и в

большинстве разрезов охарактеризованы богатой фауной моллюсков. Во второй фации (Мцхета—Сатибе) они выражены майкопскими глинами, теряющими фауну моллюсков, но местами (Патардзеули—Сатибе) содержащими микрофауну нижнего миоцена.

В районах развития глинистой фации нижнего миоцена средний миоцен с тарханским горизонтом в основании согласно следует за майкопскими глинами и представлен непрерывным разрезом без всяких следов трансгрессивного залегания. В западном же направлении, наоборот, чокракская трансгрессия выражена отчетливо. На участке Норио—Каспи ею полностью размыты тарханские слои, а еще западнее значительная часть и коцахурского горизонта. Эти данные (с учетом фаунистических данных) позволяют заключить, что коцахурским горизонтом, являющимся регрессивной частью майкопа, заканчивается цикл седиментации нижнего миоцена, который в основном охватывает два этапа резкого изменения гидрологического режима.

Средний миоцен. Тарханский горизонт представлен маломощной (5—10 *м*) глинисто-песчанистой толщей с прослоями мергелей. В такой фации тархан прослеживается на значительном расстоянии от района Норио до Гаре Кахетии и во многих разрезах (Норио—Нацвалцхали) содержит характерную для горизонта макро- и микрофауну. В данной полосе он согласно залегает на майкопской свите и согласно перекрывается глинистыми осадками чокрака. На северном борту тарханские слои не обнажаются на поверхности, они перекрыты более молодыми образованиями миоцена. Таким образом, в полных разрезах тарханский горизонт нигде на изученной территории не опускается ниже кровли майкопской свиты и не замещается фацией этой свиты, чем исключается синхроничность коцахурских слоев и тарханского горизонта. Что же касается чокракского горизонта, то он с отложениями тарханского связан как фациально, так и литологически совершенно постепенным переходом, что часто затрудняет (?) проведение границы между этими горизонтами. Особенно четко это явление наблюдается в областях развития относительно глубоководных глинистых осадков.

Отложения чокрака в Картлийской депрессии имеют незначительное развитие, в особенности на северном борту, где они обнажаются в виде небольших выходов вдоль тектонических нарушений.

В наиболее полных разрезах северного борта (района Душети) чокракские отложения согласно залегают на верхнемайкопских глинах и представлены однообразными темно-серыми песчанистыми, карбонатными глинами с тонкими прослойками мелкозернистых известковистых песчаников и мергелей. В нижней части разреза с песчанистыми образованиями появляются пропластки доломитизированного мергеля и сидерита.

Данный интервал разреза совершенно условно нами относится к тархану. Выше вся глинистая толща, мощностью 120 *м*, охарактеризована фауной спириалис, наряду с которой редко встречаются раковины синдесмиа, чешуи рыб и растительные остатки. Еще восточнее на северном борту чокракские отложения обнажаются в районе Ерцо у с. Симониантхеви, где они представлены глинисто-песчанистыми осадками значительной мощности.

На западном борту депрессии чокрак обнажается в районе г. Сурами (около с. Цоцхнара), где он представлен вишневато-красными и зеленоватыми плохо слоистыми глинами, трансгрессивно залегающими на размытую поверхность верхнего мела. Мощность горизонта не превышает 20 *м*.

В аналогичной фации представлены чокракские слои в депрессионной части Картли (по данным опорной скважины Гори) и по южному борту депрессии, где они узкой полосой протягиваются на левом берегу р. Куры с запада на восток, от Сурами до г. Мцхета, но в отличие от других разрезов по всей упомянутой полосе эти пестроцветные глины чокрака с 2—3-метровым базальным конгломератом в основании трансгрессивно ложатся на сакараульско-онкофоровые слои и их аналоги. Глины почти во всех разрезах содержат характерную фауну чокрака, мощность не превышает 25—50 *м*. На юго-восточном продолжении этой полосы на территории Гаре Кахетии чокрак представлен относительно глубоководными глинами с характерной микро- и макрофауной. Мощность горизонта здесь колеблется в пределах 120—250 *м*.

Караганский горизонт широко развит на северном борту депрессии между рр. Ксани и Меджуда. По простиранию отложения карагана претерпевают сильные фациальные изменения. В Эрцойском и Душетском районах нижняя часть горизонта представлена желтовато-серыми и буровато-серыми песчанистыми глинами с прослоями желтоватых песчаников. Выше по разрезу эти глины сменяются грубозернистыми, сильно известковистыми песчаниками с редкими прослоями тонкослоистых зеленоватых глин.

В полосе между рр. Ксани и Лехура весь разрез карагана представлен исключительно грубозернистыми желтовато-бурыми песчаниками с редкими прослоями тонкослоистых, полосчатых зеленоватых глин. Мощность горизонта 329 *м*. В бассейне р. Меджуда в нижней значительной части горизонта вновь появляются буровато-серые глины, которые в западном направлении в бассейне р. Лиахви уже принимают преобладающее значение и в верхней части карагана (мощность 225 *м*). Во всех упомянутых разрезах караганский горизонт хорошо охарактеризован фауной спаниодонтелл.

На восточном склоне Дзирульского массива между г. Сталинири и Сурами караганские отложения обнажаются отдельными клочками и везде трансгрессивно залегают на верхний мел. Литологически здесь они представлены исключительно плотными кварцевыми песчаниками с гальками кварца, полевого шпата, порфирита и, редко, известняка и мергеля. Мощность горизонта не превышает 15—30 *м*.

Иной характер имеет караганский горизонт на южном борту депрессии. Здесь, начиная от Хашурского района до г. Мцхета, отложения карагана представлены прибрежно-мелководными песчано-глинистыми осадками мощностью 20—45 *м*. К западу от г. Гори к Сурамскому району в разрезе все еще преобладают песчанистые образования, а восточнее Гори и дальше на юго-восток, в Южной Кахетии, — глинистые породы, причем в этом направлении увеличивается и мощность горизонта, достигая местами 250 *м*.

Фаунистически караган везде охарактеризован однообразной фауной спаниодонтелл. Караганским горизонтом, составляющим верхнюю регрессивную часть среднего миоцена заканчивается среднемиоценовый цикл седиментации и второй этап развития фауны миоцена.

Конкский горизонт. По северному борту депрессии, начиная от района Эрцо и дальше на запад, отложения конкского горизонта представлены тонкослоистыми темно-серыми глинами с прослоями серых песчаников. Количество и мощность песчанистых образований увеличиваются с востока на запад, особенно в бассейне р. Меджуда, где (левый приток

р. Андоретис-хеви) в верхах горизонта, наряду с песчаниками, появляются и мощные прослои конгломератов. Наряду с фолладами глинистые породы содержат представителей собственно конкской фауны. Мощность горизонта в этой полосе колеблется в пределах 80—245 *м*.

На восточной периферии Дзирульского массива слои этого горизонта были обнаружены у с. Цагвли, где в рыхлых песчаниках и зеленовато-серых глинах вместе с представителями церитид, кардиид и мактрид встречаются ломкие раковины фолад.

На южном борту депрессии конкские слои узкой полосой протягиваются от Сурами до Мцхета и дальше на восток в Гаре Кахетии. Литологически здесь они представлены ржаво-бурыми песчаниками, зеленовато-серыми известковистыми глинами и сильно известковистыми песчаниками с прослоями мергелистых глин. Мощность этих прибрежных осадков в этой полосе колеблется в пределах 10—150 *м*.

Фауна конкского горизонта, состоящая большей частью из представителей средиземноморских элементов и 30—40 общих с сарматом солоноватоводных форм, убедительно показывает на восстановление нормального морского или близкого к нему режима в конкское время—с одной стороны, и на тесную генетическую связь с фауной сармата — с другой. Резкое отличие конкской фауны от фауны более древних горизонтов и возникновение и быстрое развитие сарматских элементов в конкское время позволяют рассматривать конкский горизонт как начальный период нового верхнемиоценового цикла развития фауны и считать его литологически и фаунистически обособленным горизонтом верхнего миоцена.

Верхний миоцен. Нижний сармат. Отложения нижнего отдела сармата на северном борту депрессии согласно залегают на конкских слоях и представлены морскими песчано-глинистыми осадками. В восточной части в Эрцо-Душетском районе нижняя часть горизонта, мощностью 100 *м*, представлена в основном грубозернистыми песчаниками и песками с включениями многочисленных галек и валунов. Редко встречаются прослои крупногалечниковых плохо отсортированных конгломератов.

Верхняя часть выражена темно-серыми карбонатными глинами с редкими прослоями песчаников. В западном направлении в бассейнах рр. Лехура, Меджуда и Лиахви, наоборот, песчанистые образования приобретают преобладающее значение в верхней части разреза, тогда как глинистые породы приурочены к нижней части разреза отложений нижнего сармата.

Во всех разрезах слои особенно глинистых пород хорошо охарактеризованы богатой нижнесарматской фауной. Мощность нижнего сармата по северному борту колеблется в пределах 250—300 *м*.

На восточном склоне Дзирульского массива нижнесарматские отложения повсеместно залегают трансгрессивно на размытой поверхности древних пород от гранитов палеозоя вплоть до карагана включительно. Литологически они представлены фаунистически хорошо охарактеризованными прибрежными кварцевыми песками и песчаниками с прослоями глин и конгломератов. Мощность горизонта 50—90 *м*.

На южном борту депрессии от Сурами до Норио-Патардзеульской полосы нижний сармат выражен также прибрежно-мелководными песчано-глинистыми осадками с прослоями известняков-ракушников и оолитовых известняков. Мощность горизонта в этой полосе 44—140 *м*.

Начиная от этой полосы и дальше на юго-восток по водоразделу между рр. Иори и Куры, нижний сармат представлен в двух литофациях. На

северных склонах этого водораздела развиты глубоководные глинистые осадки (250—400 *м*) с прослоями маломощных песчаников, на южных же склонах широкое распространение имеют мелководные песчанистые образования с прослоями известняков, конгломератов и пестроцветных глин, причем в южном направлении мощность этих осадков сокращается от 400 до 80 *м*.

Средний сармат. По фациально-литологическому характеру в пределах депрессии четко выделяются три фациальные зоны: северная, западная и южная. В северной зоне средний сармат представлен глинисто-песчанистыми породами с прослоями довольно мощных конгломератов в верхах горизонта. В наиболее полных разрезах на северном борту (полоса Какабети-Манави-Гомбори) в нижней части выделяются криптомактровые слои мощностью 500—600 *м*.

В западной зоне (восточный склон Сурамского хребта) среднесарматские отложения обычно согласно лежат на нижнем сармате, однако во многих местах они трансгрессивно залегают на размытой поверхности более древних пород от гранитов палеозоя и порфиритов средней юры вплоть до песчаников карагана включительно. Литологически средний сармат здесь представлен прибрежными кварцево-полевошпатовыми песками и песчаниками с прослоями глин и конгломератов. Мощность горизонта в этой зоне не превышает 100—140 *м*.

В южной зоне средний сармат представлен также прибрежными песчано-глинистыми осадками с прослоями известняков-ракушников и конгломератов. Мощность горизонта 140—340 *м*.

Аналогично с нижним сарматом, на территории Гаре Кахетии средний сармат представлен в двух литофациях. В северо-западной части водораздельного хребта между рр. Иори и Кура и на его южных склонах он выражен мелководно-прибрежными песчано-глинистыми осадками с прослоями оолитовых известняков, известняков-ракушников, конгломератов и пестроцветных глин. На северных склонах этого хребта в приморской полосе средний сармат представлен глубоководными глинисто-песчанистыми осадками огромной мощности и по фациально-литологическому и фаунистическому характеру четко делится на криптомактровые слои (600 *м*) и слои с фауной южнорусского типа (650 *м*). Последние в восточных районах Гаре Кахетии (правобережье р. Иори) замещаются песчано-глинистыми осадками так называемой чобандагской свиты.

Во всех разрезах этих трех зон отложения среднего сармата везде хорошо охарактеризованы фауной. Однако в ее распределении наблюдается определенная закономерность, обусловленная распределением отдельных фациальных типов осадков как в вертикальном восходящем разрезе, так и по простиранию пород.

Верхний сармат. В Картлийской депрессии этот подъярус представлен мощной толщей пресноводно-континентальных глин и песчаников с прослоями конгломератов в верхней части горизонта.

Несмотря на однообразие пород верхнего сармата все же можно уловить определенную фациальную изменчивость осадков, обусловленную, по-видимому, наличием различных физико-географических режимов на различных участках окружающих депрессию областей, характером размывающихся пород и разной интенсивностью размыва и сноса материалов.

На северном борту породы этого горизонта состоят в основном из продуктов размыва флишевых отложений мезозоя и палеогена южного склона Кавказа.

В западной части депрессии четко наблюдается влияние Дзирульского кристаллического массива, поставляющего кварцево-полевошпатовый материал в данную область. На южном борту прикуринской полосы господствует материал размыва туфогенных пород мела и палеогена Триалетских гор. Кроме того, характерной чертой для верхнего сармата этой полосы является присутствие в низах горизонта 80—200 *м* толщи пестроцветных глин с двумя прослоями микроконгломератов, состоящих исключительно из галек туфогенных пород.

Мощность верхнего сармата на северном борту 1500—2500 *м*, на западном — 200—300 *м* и на южном — 270—1400 *м*.

Стратиграфическое положение этих континентальных образований, заканчивающих верхнемиоценовый цикл осадконакопления, определяется, с одной стороны, согласным залеганием их на фаунистически охарактеризованных слоях среднего сармата, а с другой, — замещением их в юго-восточном направлении морскими осадками с фауной верхнесарматских мактр.

В собственно Гаре Кахетии, начиная примерно от меридиана Удабно, эти континентальные отложения постепенно сменяются морскими осадками, охватывающими все более и более молодые слои верхнего сармата и уже в крайней юго-восточной части Южной Кахетии полностью представлены ими.

Таким образом, на территории Гаре Кахетии верхний сармат в верхней части выражен пресноводно-континентальными пестроцветными глинами так называемой эльдарской свиты (150—350 *м*) и морскими песчано-глинистыми осадками в нижней части, мощностью 250—350 *м*.

Плиоцен. В Картлийской депрессии к нижнему плиоцену (мэотис-понт) относится мощная толща пресноводно-континентальных молассовых образований так называемой душетской свиты. В Гаре Кахетии ей соответствуют конгломераты свит Циви и Элеби, именуемые также миоплиоценом.

Литологически континентальные образования мэотис-понта представлены мощными пачками конгломератов с прослоями различной окраски глин, суглинков и грубозернистых песчаников. В юго-восточном направлении от Сагареджо-Какабетской полосы конгломератовые образования постепенно замещаются пресноводно-континентальными глинисто-песчанистыми осадками ширакской свиты.

В приморской полосе Гаре Кахетии весь разрез мэотис-понта представлен однообразными глинисто-песчанистыми осадками ширакской свиты со значительным преобладанием глин. Мощность как душетской, так и ширакской свит колеблется от 1500 до 2500 *м*.

Среднему плиоцену в Восточной Грузии соответствует перерыв, связанный, по-видимому, с Восточно-Кавказской орофазой складчатости. После отложения куяльницких слоев последовала акчагыльская трансгрессия, охватившая приморскую полосу Гаре Кахетии и достигшая почти до Тбилисского меридиана. Акчагыльский ярус (470—600 *м*) начинается мощной пачкой базального конгломерата и резко несогласно залегает на более древние горизонты неогена. Акчагыл представлен песчано-глинистыми осадками с прослоями конгломератов. Аналогичной фацией представлен в Гаре Кахетии и апшеронский ярус верхнего плиоцена, согласно следующий за акчагыльскими слоями.

Континентальные аналоги акчагыльского и апшеронского ярусов в Горной Кахетии и в смежных районах представлены мощной (до 3 *км*) свитой конгломератов и суглинков, известной в литературе под названием алазанской серии или конгломератов Кахетинского хребта.

ТЕКТОНИКА

Исходя из стратиграфических, фациально-литологических и тектонических особенностей, описанную область мы рассматриваем как единую крупную геотектоническую единицу, формировавшуюся на фоне развития восточного погружения Грузинской глыбы. Исследованиями А. И. Джанелидзе [1942], И. Р. Кахадзе [1947], П. Д. Гамкрелидзе [1948], Г. С. Дзоценидзе [1949] установлено, что Грузинская глыба, находясь в зоне орогенических движений, не являлась неизменной, а вовлекалась в общее движение, в результате чего происходило как поднятие и погружение, так и постепенное нарастание глыбы. По-видимому, именно эти процессы обусловили закономерное распределение внутренних геотектонических элементов и, следовательно, распределение фаций и мощностей осадков в рассматриваемой области.

Несмотря на развитие в целом покровной тектоники, здесь наблюдается закономерное распределение и степени складчатости.

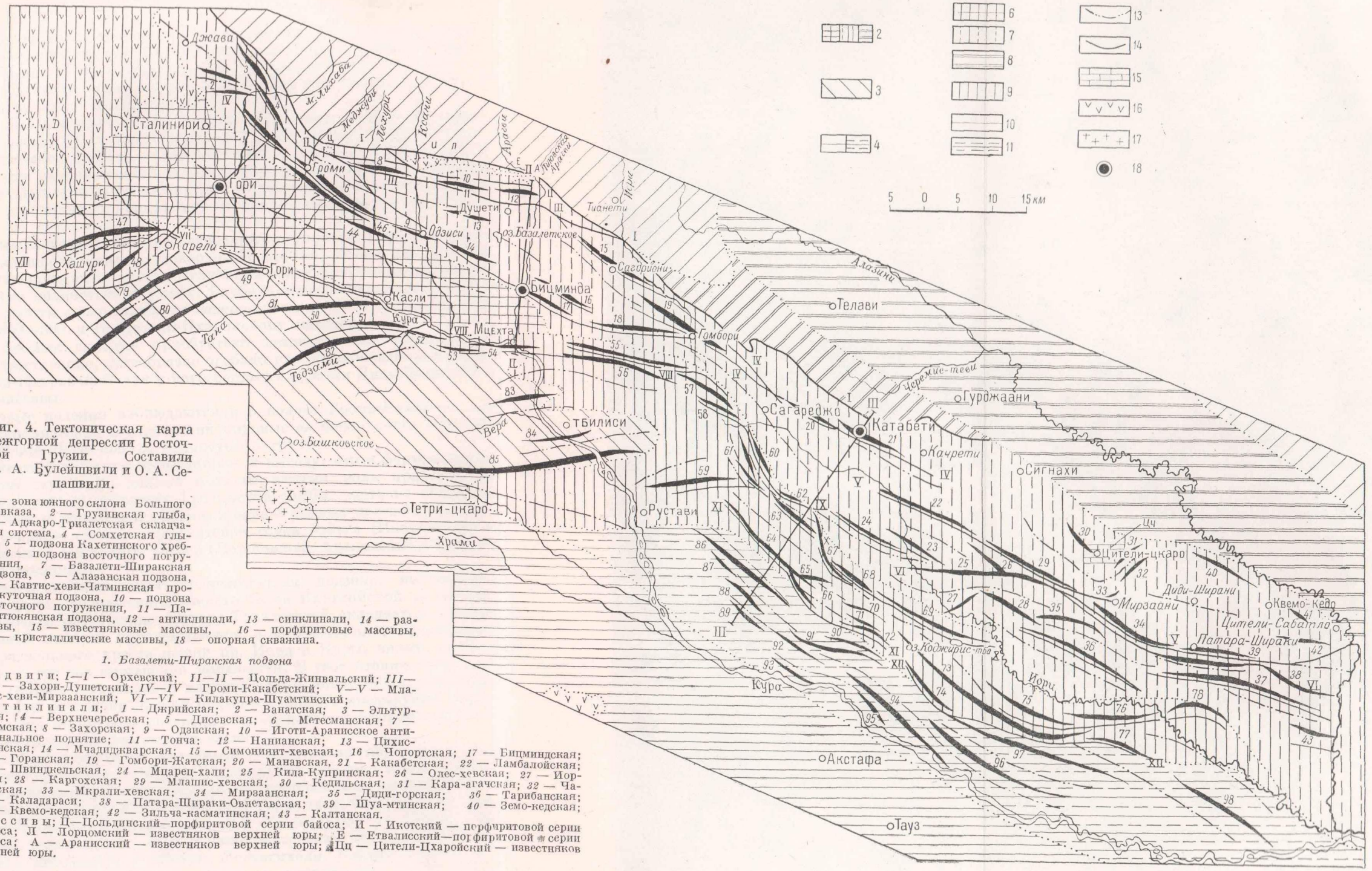
Относительно интенсивной складчатостью отличаются зоны предгорных прогибов южного и северного бортов депрессии (Картли) и их юго-восточные продолжения в Гаре Кахетии, характеризующиеся развитием максимальных мощностей осадков олигоцена и миоцена.

Степень складчатости постепенно уменьшается от зон прогибов к центральной части депрессии.

По современному плану тектоники, с учетом фациально-литологических особенностей осадков и их мощностей в рассматриваемой части зоны Грузинской глыбы и смежной с ней Сомхетской глыбе, естественно, выделяются (фиг. 3 и 4): 1) подзона восточного выступа Грузинской глыбы (Джанелидзе, 1953); 2) Базалети-Ширакская подзона; 3) Кавтис-хеви-Чатминская промежуточная подзона; 4) Палан-тюкянская подзона.

1. Подзона восточного выступа Грузинской глыбы, охватывающая территорию Тирипонско-Мухранской депрессии, в тектоническом отношении представляет собой огромную весьма пологую синклинальную депрессию. Она сложена почти горизонтально залегающими, с небольшим наклоном на север (1—5°), осадками мела и неогена незначительной мощности. Присутствие гранитного материала в осадках верхнего лейаса (в полосе Икоти — Душети), олигоцена и нижнего миоцена (Мцхета, Каспи — Гори), а также отсутствие всего комплекса осадков от палеоцена до нижнего миоцена в центральной ее части (данные опорной скважины Гори) убедительно показывает, что в течение мезо- и кайнозоя рассматриваемая подзона представляла область преимущественно размыва. В определенные геологические эпохи она покрывалась, частично или полностью, местами довольно мощной, но почти горизонтально залегающей толщей осадков, что, несомненно, связано с отрицательными движениями кристаллического субстрата Грузинской глыбы.

2. Базалети-Ширакская подзона, охватывающая северный борт Картлийской депрессии и всю левобережную часть р. Иори до подножия Кахетинского хребта, сложена комплексом осадков от эоцена до апшеронского яруса включительно, образующих ряд крупных и пологих синкли-



Фиг. 4. Тектоническая карта межгорной депрессии Восточной Грузии. Составили Д. А. Булейшвили и О. А. Сепашвили.

1 — зона южного склона Большого Кавказа, *2* — Грузинская глыба, *3* — Аджаро-Триалетская складчатая система, *4* — Сомхетская глыба, *5* — подзона Кахетинского хребта, *6* — подзона восточного погружения, *7* — Базалети-Ширакская подзона, *8* — Алазанская подзона, *9* — Кавтис-хеви-Чатминская промежуточная подзона, *10* — подзона восточного погружения, *11* — Палантюкянская подзона, *12* — антиклинали, *13* — синклинали, *14* — разрывы, *15* — известняковые массивы, *16* — порфиритовые массивы, *17* — кристаллические массивы, *18* — опорная скважина.

I. Базалети-Ширакская подзона

Надвиги: *I—I* — Орхевский; *II—II* — Цольда-Жинвальский; *III—III* — Захори-Душетский; *IV—IV* — Громи-Какабетский; *V—V* — Млашис-хеви-Мирзаанский; *VI—VI* — Килакупра-Шуамтинский;
Антиклинали: *1* — Джрийская; *2* — Ванатская; *3* — Эльтурская; *4* — Верхнечеребская; *5* — Дисевская; *6* — Метесманская; *7* — Громская; *8* — Захорская; *9* — Одзиская; *10* — Иготи-Араниссское антиклинальное поднятие; *11* — Тонча; *12* — Нанианская; *13* — Цихисубанская; *14* — Мчадиджварская; *15* — Симонияит-хевская; *16* — Чопортская; *17* — Бицминдская; *18* — Горанская; *19* — Гомбори-Жатская; *20* — Манавская, *21* — Какабетская; *22* — Ламбалойская; *23* — Швиндкельская; *24* — Мцарец-хали; *25* — Кила-Купринская; *26* — Олес-хевская; *27* — Иорская; *28* — Каргохская; *29* — Млашис-хевская; *30* — Кедильская; *31* — Кара-агачская; *32* — Чаларская; *33* — Мкрали-хевская; *34* — Мирзаанская; *35* — Диди-горская; *36* — Тарибанская; *37* — Каладараси; *38* — Патара-Шираки-Овлетавская; *39* — Шуа-мтинская; *40* — Земо-кедская; *41* — Квемо-кедская; *42* — Зильча-касматинская; *43* — Калтанская.
Массивы: Ц—Цольдинский—порфиритовой серии байоса; И — Икотский — порфиритовой серии байоса; Л — Лорцомский — известняков верхней юры; Е — Етвалисский—порфиритовой серии байоса; А — Араниссский — известняков верхней юры; Цц — Цители-Цхаройский — известняков верхней юры.

II. Подзона восточного погружения Грузинской глыбы

44 — Картлинская депрессия; *45* — Кемперская депрессия; *46* — Орчосанская антиклиналь. Д — Дзирульский массив кристаллических пород палеозоя и порфиритовой серии байоса.

III. Кавтис-хеви-Чатминская подзона

Надвиги; *VII—VII* — Квишхетский; *VIII—VIII* — Джачви-Хашминский.
Разрывы; *IX—IX* — Патардзеули-Азамбурский; *X—X* — Аладжигский; *XI—XI* — Удабнинский, *XII—XII* — Эрик-таринский.
Антиклинали; *47* — Черат-хевская; *48* — Хциская; *49* — Горийская; *50* — Каспи-Метехская; *51* — Кавтис-хевская; *52* — Сисхлис-горская; *53* — Сасхорская; *54* — Мцхетская; *55* — Хвтаеба-Лелубанская; *56* — Норио-Марткобская; *57* — Назвревская; *58* — Богир-хевская; *59* — Нацвал-цхальская; *60* — Казанианская; *61* — Азамбурская; *62* — Аклемис; *63* — Таура-тапинская; *64* — Удабнинская; *65* — Тах-тапинская; *66* — Мало-удабнинская; *67* — Сатибская; *68* — Яладжигская; *69* — Аладжихская; *70* — Демур-тапа; *71* — Легвис-цхалская; *72* — Саж-даг; *73* — Чобан-дагская, *74* — Молла-дагская; *75* — Ахта-тапинская; *76* — Эйлар-оуги; *77* — Джейранчельская; *78* — Эльдарская.

IV. Аджаро-Триалетская складчатая система

Антиклинали: *79* — Дзамсская; *80* — Кодманская; *81* — Атени-Ховлинская; *82* — Тедзамская; *83* — Дигомская; *84* — Тбилисская; *85* — Телетская.

V. Палан-тюкянская подзона

Антиклинали: *86* — Кара-быхская; *87* — З. Оглу-тапа; *88* — Верхн. Оглу-тапа; *89* — Циви-Цхали; *90* — Салоглы; *91* — Мамед-тапа; *92* — Кушкуна — *1*; *93* — В. Пойлы; *94* — Ортагаш-Буюрух-энч; *95* — В. Пойлы; *96* — Курюн-Келан; *97* — Гюрзун-дагская; *98* — Палан-текянская.

Заказ 623.

налей в виде широких депрессий (Ленингорская, Базалетская, Эрцойская, Ваке-Питецхаройская, Диди-Ширакская, Цицматианская, Наомарская, Квабебская, Бурда-мтинская и другие синклинали). Эти широкие синклинали разделены узкими и крутыми, обычно разорванными по своду и опрокинутыми на юг антиклиналями.

Кроме частых перерывов и несогласий, отмечаемых в полосе развития древних массивов, характерной чертой для этой подзоны является уменьшение степени складчатости с глубиной как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях, за исключением некоторых отклонений, наблюдаемых на поверхности в бортовых частях крупных синклинальных депрессий и вызванных, по-видимому, опрокидыванием на юг самых массивов.

По данным сейсмических исследований и глубокого разведочного бурения сложнопостроенные на поверхности крутые, обычно разорванные и опрокинутые на юг антиклинали с глубиной постепенно выполаживаются и затем частью полностью затухают. Глубина затухания складок закономерно уменьшается с юго-запада на северо-восток от 3500 *м* (приморская полоса) до 800—500 *м* (к Цители-Цхаройскому массиву).

Вблизи массива складки приобретают симметричный характер и, меняя свое простирание, дугообразно огибают как обнаженный на поверхности Цители-Цхаройский, так и погребенный в области Диди-Ширакской депрессии массивы.

Аналогичные явления наблюдаются и в полосе Громи-Базалети, где по данным сейсмических исследований крупные на поверхности антиклинали на глубине 2500—3000 *м* полностью затухают.

Вышеприведенные факты приводят нас к выводу, что в формировании тектонической структуры данной подзоны важная роль принадлежит погребенному юрскому субстрату Грузинской глыбы, частично обнажающемуся в северной периферии подзоны в виде огромных массивов песчано-глинистых осадков лейаса, порфиритовой серии байоса (Икоти-Ангнурский) и рифовых известняков титона (Лорцомский, Аранисский и Цители-Цхаройский массивы).

3. Кавтис-хеви-Чатминская промежуточная подзона, являющаяся непосредственным продолжением южного борта Картлийской депрессии, огибает восточное погружение Аджаро-Триалетской складчатой системы и непрерывной полосой прослеживается в юго-восточном направлении вдоль водораздельного хребта между рр. Иори и Куры, вплоть до Эльдарской степи, где она постепенно замыкается. В геотектоническом отношении она соответствует полосе максимального погружения депрессии. Основные черты тектоники данной подзоны сходны с предыдущей. Отличие заключается в широком развитии олигоценовых и миоценовых осадков и в степени дислоцированности слоев.

Подзона характеризуется развитием относительно крупных, разорванных вдоль сводовых линий и опрокинутых на юг антиклиналей, обычно осложненных многочисленными второстепенными складками (полоса антиклинальных поднятий Азамбури-Таура-тапа, Сатибе, Аладжиги, Чобан-Даг, Ахтатапа, Эйлар-Суги и др.). Разделяющие их синклинали, за некоторым исключением, обычно узкие и сложены отложениями верхнего миоцена синклинали Натбеури, Легвисцхали, Гоктеби и др.).

4. Палан-тюканская подзона занимает территорию левобережной части р. Куры до водораздела и, в отличие от описанных подзон, характеризуется широким развитием верхнеплиоценовых отложений, собранных

в узкие и пологие антиклинальные складки, разделенные также пологими и широкими синклиналями. Складки этой подзоны обычно симметричные, за исключением некоторых отклонений. Интенсивность складчатости постепенно уменьшается с севера на юг, по мере приближения к подзоне восточного погружения Сомхетской глыбы вплоть до полного затухания их на правобережье р. Куры. Кроме слабой дислоцированности слоев, указывающей на постепенное воздымание фундаментов в южном направлении, характерной чертой данной подзоны является резкая фациальная изменчивость миоценовых осадков, выступающих в сводах некоторых антиклинальных складок и представленных прибрежными грубообломочными осадками незначительной мощности.

Характер геологического строения описанных подзон полностью отражает геотектоническую природу соответствующих частей рассматриваемой области. Близкое сходство и взаимосвязь между этими подзонами, указывающие на единство погруженного субстрата Грузинской глыбы, не позволяют допустить крупные перемещения целых масс в виде аллохтонного покрова, как это предполагают некоторые исследователи. Различия между ними, на основе которых зону субстрата мы подразделяем на отдельные подзоны, заключаются лишь в различной степени погружения глыбы в различных его частях.

Таким образом, современное геолого-тектоническое строение описываемой области позволяет рассматривать ее как составную часть Грузинской глыбы, во всяком случае после батского орогенеза, т. е. с того этапа складчатости, когда она приобрела свою индивидуальность. Этот вывод станет более ясным, если мы проследим историю геологического развития восточного погружения Грузинской глыбы.

ЗАПАДНАЯ ГРУЗИЯ (КОЛХИДСКАЯ ЗОНА)

Западная Грузия относится к Колхидской зоне Грузинской глыбы [П. Д. Гамкрелидзе, 1949] или *пологоскладчатой зоне* В. П. Ренгартена [1937, 1941].

Опорное и глубокое разведочное бурение в Западной Грузии проводилось именно в этой более погруженной зоне, охватывающей территорию собственно Колхидской долины и прилегающих к ней областей — Абхазии, Мегрелии и Гурии.

Геологопоисковые и разведочные работы, проведенные в этих районах Западной Грузии, показали, что явные признаки нефтеносности в виде выходов жидкой нефти, закированных пород и горючего газа приурочены к самым разнообразным по возрасту горизонтам третичных отложений.

Характер нефтеносности, ее выдержанность на значительной территории, закономерность в распределении фации и мощность третичных отложений с юга на север, а также тектоническая особенность — послужили исходными данными для разведки этой зоны, в первую очередь собственно Колхидской долины и прилегающих к ней с северо-запада полосы третичных отложений в Абхазии (Очамчирский район).

Разведка Колхидской зоны по существу началась структурно-картировочным бурением в приморской полосе в окрестностях г. Поти, с. Набада и г. Сухуми. Картировочное бурение не дало ожидаемых результатов из-за развития в данной полосе мощного (до 400 *м*) четвертичного покрова. Однако полученные в результате бурения хотя скудные, но весьма необходимые данные о мощности четвертичных осадков и весьма слабой дисло-

цированности верхнеплиоценовых отложений были в полной мере учтены при проектировании опорных скважин Поти и Мокви.

Одновременно с бурением опорных и крелиусных скважин были развернуты и полевые геофизические исследования сейсмическим, гравитационным и другими методами.

Данные геофизических исследований опорной скважины, структурно-картировочного и глубокого разведочного бурения на территории Колхиды с учетом предыдущих данных по смежным районам были обобщены А. Г. Лалиевым, данные которого позволили тресту Грузнефть выработать план и направление глубокого разведочного бурения в Колхидской долине. В дальнейшем имеющийся материал по Колхидской разведке подвергался всестороннему анализу бригадой геологов под руководством Е.К.Ва хания. Результаты бурения опорной скважины Мокви были обобщены последним.

При составлении данного очерка по Западной Грузии мы пользовались данными именно этих авторов, любезно предоставивших нам весь необходимый графический и текстовой материал, местами приводимый в данном очерке без изменений.

Пользуясь случаем, выражаю авторам мою искреннюю благодарность.

Опорная скважина Поти № 1

Потийская опорная скважина с проектной глубиной 3000 *м* заложена в северной части г. Поти в 200 *м* от берега Черного моря с целью изучения разреза третичных отложений от плиоцена до палеоцена включительно. Начата она бурением в октябре 1948 г. и закончена в ноябре 1950 г. при забое 2654 *м*.

На основании всестороннего лабораторного и макроскопического изучения кернового материала и шлама, а также анализа промысловых геофизических исследований разрез скважины, по данным А. Г. Лалиева, расчленяется на следующие горизонты (см. фиг. 2).

0—250 *м* — серые и темно-серые крупнозернистые слюдистые пески с прослоями песчанистых глин с включением мелких галек разных вулканогенных пород. В породе содержится фауна: *Paracypris (Kaspiella) dorsoarcudta* (Z a l.), *P. acranasuta* L i v., *Cythere azerbaidjanica* L i v., *Dreissensia* sp., *Congeria* sp., указывающая на постплиоценовый возраст этих слоев.

250—612 *м* — гурийские слои и слои чауда представлены песчанистыми глинами серого и темно-серого цвета с прослоями мелкозернистых песков и конгломератов и содержащими остракоды *Loxoconcha petasus* L i v., *Cythere picturata* L i v., *C.* aff. *prateli* L i v., *C. pirsagatica* L i v., *Cythere* sp.$_2$, *Cythere* sp.$_3$, *Cythereis azerbaidjanica* L i v., *Cytherissa bogatschovi* L i v., *Paracypris (Kaspiella) acronasuta* (L i v.).

612—700 *м* — куяльницкие слои представлены песчанистыми глинами серого цвета с тонкими прослойками мелкозернистого песка и с линзами обуглившихся растительных остатков. Содержит остракоды *Loxoconcha olata* S c h n., *L. petasus* L i v., *L. eichwaldii* L i v., *Cythere picturata* L i v., *Cytherissa bogatchovi* L i v., *Paracypris (Kaspiella) acronasuta* (L i v.).

700—1210 *м* — киммерийский ярус представлен серыми и темно-серыми глинами с прослоями песчанистых глин и мелкозернистых песков: остракоды *Loxoconcha petasus* S c h n., *L. eichwaldii* L i v., *Loxoconcha* sp., *Cythere picturata* L i v., *C. andrusovi* L i v., *C.* aff. *striatocostata* S c h w., *Cythere* sp.

1210—1905 *м* — понтический ярус представлен сильно известковистыми темно-серыми глинами с многочисленными растительными остатками с прослоями мощных пластов песков и мергелей.

1905—2654 *м* — мэотический ярус представлен серыми глинами и песчанистыми глинами с прослоями и пропластками песков, песчаников и конгломератов.

В глинах встречаются моллюски *Abra tellinoides* S i n z., фораминиферы *Cassidulina crassa* O r b., *Miliolina seminulum* (L i n n é) var. *meotica* G., *Miliolina* sp. и остракоды *Cyprideis torosa litoralis* (B r a d y).

Таким образом, плиоценовые отложения здесь представлены фаунистически охарактеризованными однообразными светло-голубоватыми и серыми глинами, песчанистыми глинами с редкими прослоями и пачками песков и рыхлых песчаников. Количество и мощность песчанистых образований увеличивается сверху вниз по разрезу. Ниже с 1540 *м* до забоя скважиной были вскрыты 8 песчанистых пачек, разобщенных друг от друга мощными глинистыми толщами.

Наиболее мощные пачки песков и песчаников были встречены:

Интервал, *м*	Мощность, *м*
1540—1566	26
1620—1628	8
1905—1940	35
2159—2168	9
2250—2300	50

Последние три пачки песчаников залегают между фаунистически охарактеризованными слоями понта и мэотиса и по всей вероятности относятся к последнему. Как выяснилось более поздними данными, в восточном направлении они выклиниваются, по-видимому, в связи с трансгрессивным залеганием понта.

В процессе бурения опорной скважины 1 Поти из различных интервалов (от 1759 до 2513 *м*) наблюдались газопроявления, а в кернах — примазки нефти.

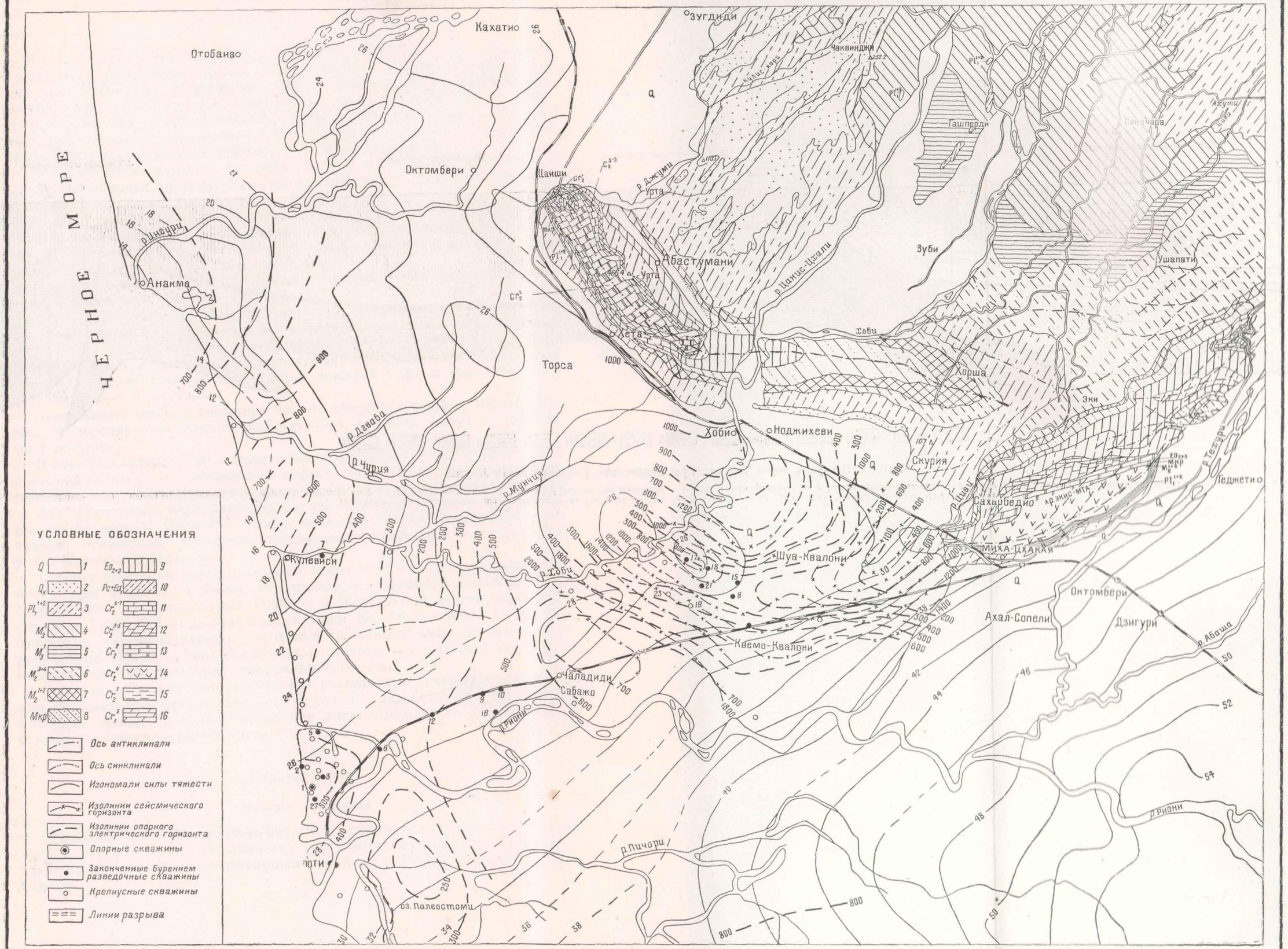
Разведочное бурение на участке Поти—Набада

Многочисленные нефтепроявления в опорной скважине послужили основанием произвести разведку района Поти—Набада, для чего были пробурены три скважины (фиг. 5).

Скв. 2 и 4 вскрыли аналогичный опорной скв. 1 геологический разрез. Что касается скв. 3, заложенной восточнее скв. 1 на расстоянии 1 *км*, то она маркирующие горизонты плиоцена вскрыла на 35 *м* выше, чем скв. 1. На глубине 1601—2265 *м* в этой скважине наблюдались нефте- и газопроявления.

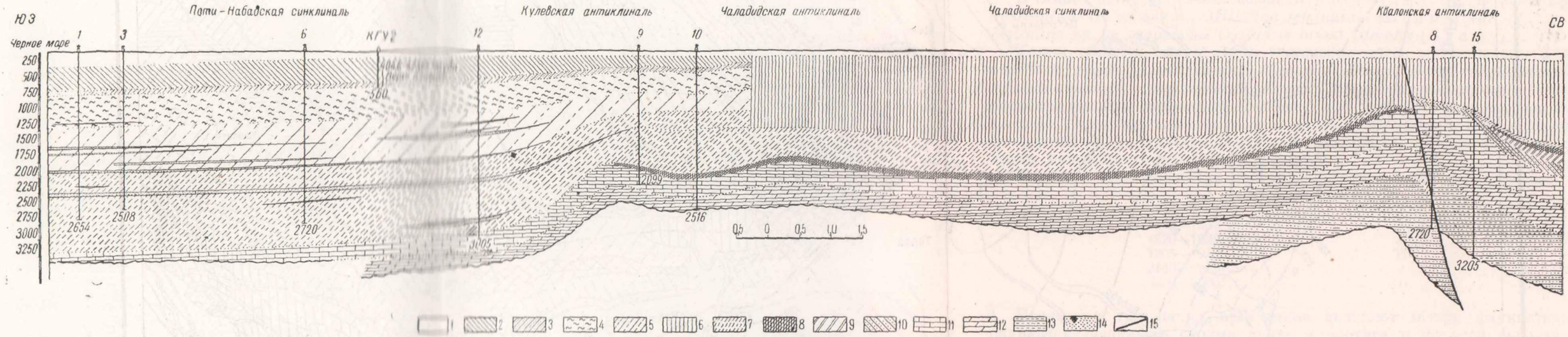
По данным А. Г. Лалиева, сопоставление разрезов этих скважин указывает на наличие слабого подъема плиоценовых осадков в восточном направлении от скв. 1 Поти. Таким образом в структурном отношении опорная скв. 1 и скв. 2, 3 и 4 находятся на далеком крыле пологой Кулевской антиклинали (фиг. 6).

Опорная скв. 1 Поти была ликвидирована без опробования, как выполнившая свою геологическую задачу. Опробование же песчанистых горизонтов мэотиса и понта было возложено на скв. 3, вскрывшую их в структурном отношении выше, чем опорная скв. 1 Поти.



Фиг. 5. Геолого-географическая карта западной части Колхидской депрессии. Составлена по материалам треста Грузнефть, Грузнефтегеофизики и Грузинского Геологического управления.

1 — верхнечетвертичные отложения; *2* — древнечетвертичные; *3* — меотис—понт; *4* — средний сармат; *5* — нижний сармат; *6* — конк—караган; *7* — тархан-чокрак; *8* — майкопская свита; *9* — средний и верхний эоцен; *10* — палеоцен-нижний эоцен; *11* — маастрихт— датский ярус; *12* — коньяк—сантон—кампан; *13* — турон; *14* — турон — свита мтавари; *15* — сеноман; *16* — альб.



Фиг. 6. Профиль через Колхидскую депрессию. Составил А. Г. Лалиев.

1 — постплиоцен; *2* — гурийские и чаудские слои; *3* — куяльницкий ярус; *4* — киммерийский ярус; *5* — понтический ярус; *6* — плиоцен без подразделений; *7* — меотический ярус; *8* — средний миоцен; *9* — майкопская свита; *10* — эоцен — палеоцен; *11* — верхний мел (сенон, турон, сеноман); *12* — альб; *13* — апт — неоком; *14* — песчанистые горизонты; *15* — разрывы.

Заказ 623.

В конце 1950 г. было начато бурение новых скв. 5 и 6. Эти скважины с забоями соответственно 2503 и 2720 *м*, так же как и предыдущие скважины, не вышли из мэотических слоев и вскрыли вполне аналогичный непрерывный разрез постплиоценовых и плиоценовых осадков. После прострела колонны в скв. 3 появилась вода с пленками нефти. Это послужило основанием для заложения новых скважин, в структурном отношении в более благоприятной приподнятой части структуры.

Основной задачей новых скважин (7, 8 и 9) являлось вскрытие не *только выявленных предыдущими скважинами песков и песчаников понта* и мэотиса, но и более древних горизонтов миоцена.

Скв. 7, заложенная в 11 *км* к северу от опорной скв. 1 Поти, пробурена у с. Кулеви с забоем 2672 *м*. Она после четвертичных и плиоценовых отложений вошла в нижнепалеогеновые мергели и известняки, а затем (с глубины 1430 *м*) в верхнемеловые отложения.

При опробовании пористых горизонтов плиоцена был получен приток воды с пленками нефти.

Скв. 9, пробуренная (забой 2099 *м*) в 9 *км* северо-восточнее от опорной скв. 1 Поти у с. Чаладиди, шла в четвертичных и плиоценовых отложениях, после чего вскрыла сенонские известняки верхнего мела. С интервала 1945—1989 *м* из пелитоморфных трещиноватых светлых известняков *скважина начала переливаться густой тяжелой нефтью* (*уд. вес* 0,94) с дебитом 2—2,5 *т/сутки*.

Заслуживает особого внимания то, что вот уже в течение четырех лет скв. 9 переливается чистой нефтью (без подпора воды) с дебитом до 1 *т/сутки*.

В скв. 8 с глубины 2720 *м* были доставлены шлам и керн черной битуминозной глины альба, насыщенной нефтью. Опробование этого интервала скважины дало фонтанирующую воду (дебит 407 $м^3$) с пленками нефти.

Эти эффективные нефтепроявления в скв. 8 и 9 (с учетом данных о нефтеносности мезозоя Южной Осетии и Западной Грузии) послужили основанием изменения прежнего направления разведки на площадях у сс. Квалони и Чаладиди.

С *целью изучения разреза меловых отложений и возможной нефтеносности* этих осадков, а также тектонической структуры Квалонской и Чаладидской антиклинальных складок в Колхидской долине было еще заложено 12 (10—22 *м*) разведочных скважин. Все эти скважины закончены бурением. Однако испытания некоторых горизонтов дали отрицательные результаты. Почти во всех скважинах из меловых отложений были получены значительные протоки хлоркальциевых вод.

Опорная скважина Поти и глубокие разведочные скважины, заложенные на основании данных опорного бурения, дали богатый фактический материал, анализ которого позволяет иметь представление о геологическом строении закрытой части Колхиды.

Стратиграфия

Меловые отложения

Наиболее древней стратиграфической единицей в пределах Колхидской долины (скв. 15, 21) является свита массивных и толстослоистых, кристаллических и доломитизированных известняков ургонской фации баррема.

Выше баррема (скв. 8, 15, 17, 21) залегают мергелистые известняки и мергели апта мощностью 50—60 *м*.

Выше апта в разрезах скв. 7, 8, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 21 залегают темно-серые мергелистые глины, переходящие выше по разрезу в чередование аналогичных глин, мергелей, туфогенных песчаников и туфобрекчий с покровом эффузивных пород. По петрографическим данным нижняя значительная часть (около 500 *м*) этих мергельно-вулканических отложений относится к альбу, а верхняя, мощностью до 100 *м*, — к сеноману.

Над сеноманом залегает почти однообразная свита вначале пелитоморфных, а выше криптокристаллических, слоистых, розоватых и светлых известняков с конкрециями розоватого и дымчатого кремня. Мощность этой свиты турон-сенона достигает 300—400 *м*.

Третичные и четвертичные отложения

Из всего комплекса осадков палеогена Колхидской долины, по данным глубоких разведочных скв. 7, 9, 10, 12, 16, пробуренных западнее г. Поти, присутствуют лишь отложения среднего эоцена, которые трансгрессивно залегают на размытой поверхности верхнего мела. Со своей стороны средний эоцен, представленный мергелями и мергелистыми глинами, трансгрессивно покрывается песчано-глинистыми осадками плиоцена.

Интересно отметить, что палеоген и миоцен в бортовых частях долины представлены почти всеми своими горизонтами вплоть до среднего сармата включительно и имеют значительную мощность, в частности по южному борту. Кроме того, с севера на юг эти осадки представляют значительные фациальные изменения.

Вдоль северного борта долины на крыльях Цхакаевской и Цаишской антиклиналей, выше верхнемеловых известняков несогласно залегают органогенные известняки с фауной палеоцена и нижних горизонтов среднего эоцена. Мощность этих отложений не превышает 50 *м*. Еще выше залегают фораминиферовые слои верхов среднего и верхнего эоцена. Они представлены в основном мергелистыми породами и четко делятся на три горизонта. Нижний и верхний из них представлены зеленоватыми глинистыми мергелями, а средний горизонт — плитчатыми буроватыми мергелями с чешуями рыб.

Последний сопоставляется с лиролеписовыми слоями Кавказа.

Фораминиферовые мергели в бортовых частях долины покрываются отложениями майкопской свиты, в низах которой выделяется хадумский горизонт мощностью до 30 *м*.

Майкоп представлен характерной для этой свиты фацией некарбонатных листоватых глин с выцветами ярозита. Мощность майкопа не превышает 200 *м* на северном крыле Цаишской антиклинали. В южном направлении мощность постепенно уменьшается (на южном крыле 100 *м*) и до с. Квалони полностью выклинивается.

Тарханский горизонт согласно залегает на майкопской свите и представлен карбонатными глинами с прослоями мергелей (мощность 10—15 *м*). Он везде уцелел от последующего размыва, а в непрерывных разрезах Южной Мегрелии нормально переходит в сходные отложения чокракского горизонта.

Чокрак и вышележащие горизонты миоцена вплоть до среднего сармата включительно представлены глинисто-песчанистыми осадками, широко

развитыми в центральной Мегрельской депрессии и на северном ее борту. На южных крыльях Цаишской и Цхакаевской антиклиналей или вовсе отсутствуют (сармат), или выходят на поверхность отдельными клочками, в силу несогласного залегания мэотического и понтического ярусов.

Переходя теперь к характеристике палеогена и миоцена южного борта долины, необходимо отметить, что в отличие от северного борта нижний палеоцен здесь (Аджаро-Триалетская зона) представлен мощными (более 3 *км*) вулканогенными флишевыми геосинклинальными образованиями палеоцена — среднего эоцена. Ясно, что в северном направлении упомянутые образования постепенно замещаются фацией известняков и мергелей эпиконтинентальных осадков палеогена Западной Грузии. Верхи среднего эоцена и верхний эоцен вдоль периферии Аджаро-Триалетской зоны представлены той же, что и в Мегрелии и Абхазии фацией мергелей с той лишь разницей, что здесь в них появляются прослои туфогенных образований.

Майкопская свита с хадумским горизонтом в основании представлена преимущественно глинами, в верхней части которых выделяется мощная пачка песчаников, приравненная к коцахурскому горизонту. Мощность свиты достигает 900 *м*.

Вышележащие горизонты, включая средний сармат, представлены *карбонатными глинисто-песчанистыми мелководными осадками мощностью* около 3000 *м*. В восточном направлении вплоть до периферии Аджаро-Триалетского хребта в сторону Дзирульского массива как суммарная мощность, так и мощность отдельных горизонтов постепенно убывает. Аналогичное явление наблюдается и в северном направлении к Колхидской долине, где они полностью размыты последующей трансгрессией мэотиса.

Верхнему сармату соответствует крупный перерыв в седиментации *осадков почти повсеместно по всей Западной Грузии. Континентально*-пресноводные осадки этого времени сохранились лишь в наиболее глубоко погруженных крупных синклинальных прогибах мощностью до 500 *м*.

Плиоценовые отложения пройдены многими скважинами в Колхидской долине, где они представлены почти всеми своими горизонтами и претерпевают фациальные изменения с востока на запад и с юга на север.

Сопоставление разрезов скважин показывает, что плиоцен и мэотис в Колхидской долине представлены всеми своими, известными для Черноморского бассейна, стратиграфическими единицами от мэотического яруса до слоев чауды включительно.

По данным опорной и разведочных скважин, в разрезе плиоцена выше мэотиса выделяются последовательно понтический, киммерийский и куяльницкий ярусы и гурийские слои и слои чауды. Литологически они представлены однообразными светло-голубоватыми глинами, песчанистыми глинами с прослоями и пачками песков и рыхлых высокопроницаемых песчаников и, реже, конгломератов. Количество и мощность песков и песчаников увеличивается сверху вниз по разрезу плиоценовых отложений.

Аналогичное явление наблюдается и с востока на запад, где (Поти—Набада), наряду с увеличением количества и мощности песчанистых образований, *увеличивается и общая мощность плиоцена* (2850 *м*). В этой связи заслуживает быть отмеченным присутствие мощных пачек песчанистых образований в разрезе понта, а также мэотиса в скв. 1, 2, 3, 4, 5 и 6.

Четвертичные отложения сплошь покрывают Колхидскую долину и представлены глинами и суглинками с прослоями песков, реже — гравелитов и слабо сцементированных конгломератов. Разрез этих осадков на основе фаунистических данных разбивается на древне-эвксинский, узунларский, караганский, новоэвксинский и древне-черноморский горизонты и современные слои. Общая мощность четвертичных отложений в полосе морского побережья достигает 400 *м*.

Тектоника

По бортам Колхидской долины сформированы хорошо выраженные антиклинальные складки: Цаишская (Уртинская) и Цхакаевская (Экская) — на севере и Супса — Омпаретская и Чикветская — на юге.

Эти антиклинали, расположенные за пределами долины, изучены хорошо, поэтому останавливаться на них здесь мы не будем.

Для нас особый интерес представляют структуры, выявленные в пределах Колхидской долины в результате опорного и глубокого разведочного бурения и геофизических исследований. К таковым относятся Квалонская, Ноджихевская, Кулевская, Чаладидская и Григолети-Пичорская антиклинальные складки.

Квалонская антиклиналь расположена в окрестностях жел.-дор. ст. Квемо-Квалони. Судя по сейсмической карте, составленной Г. Прангишвили, она имеет ЮВ—СЗ простирание оси и прослеживается параллельно Цаишской антиклинали на расстоянии около 18 *км*. Наличие этой антиклинали достаточно четко отражается на гравиметрической карте и подтверждено, наконец, бурением скв. 8, 15, 17, 18, 19, 20. Начиная с глубины 700—800 *м*, складка сложена меловыми породами, выше которых трансгрессивно залегают плиоценовые отложения. В разбуренной части антиклинали она построена асимметрично. Южное ее крыло в меловых горизонтах, по данным А. Г. Лалиева, падает под углом в среднем 30°. Те же горизонты на северном крыле падают круче, под углом 60—70°. Вышележащие верхнетретичные отложения образуют слабо выраженный перегиб. При этом присводовая часть северного крыла, по данным А. Г. Лалиева, разорвана взбросом, падающим в северном направлении под углом 70°. Амплитуда разрыва около 700 *м*. На северо-западе складка, по-видимому, постепенно погружается в юго-восточном направлении; по всей вероятности, после заметной ундуляции оси она связывается с Цхакаевской антиклиналью. Анализ фактических данных приводит нас к предположению, что Цхакаевский надвиг в своем непосредственном продолжении на западе связывается с Квалонским взбросом. Это мотивируется тем, что простирание этих разрывов, где только наличие их убедительно установлено бурением у г. Цхакая и у с. Квалони составляет одну общую линию, протягивающуюся параллельно с осевыми линиями Цаишской структуры и смежной с ней к югу (Земо-Квалонской) синклинали.

Что же касается Ноджихевской антиклинали, то она, по-видимому, является непосредственным западным продолжением Цхакаевской антиклинали. Она, возможно, отделяется от Квалонской антиклинали весьма небольшим прогибом. Не исключена возможность, что в этом прогибе Цхакаевский надвиг переходит в Квалонский взброс, прослеживаемый далее на СЗ уже в северном крыле Квалонской антиклинали.

Бурение установило отсутствие на значительной площади Квалонской антиклинали отложения палеогена и миоцена и резко несогласное залега-

ние плиоцена на меловые отложения. Бурением установлено также, что Квалонская антиклиналь еще до начала плиоцена в основном уже была сформирована. Наклон ее крыльев в то время, судя по характеру несогласия между меловыми и плиоценовыми осадками, достигал 20—30°, а местами и больше.

Чаладидская и Кулевская антиклинали, расположенные в пределах одноименных селений к юго-западу от Квалонской структуры, были выявлены впервые на основе сейсмической съемки. Наличие ее несколько позже подтвердилось бурением скв. 7, 9, 16, 10, 12. Однако для детальной характеристики строения этих структур достаточных данных еще не имеется. Имеющиеся же данные сейсмической съемки и бурения говорят, что структуры имеют форму пологих брахиантиклиналей с простиранием осей с ЮЗ на СЗ.

Первая из них прослеживается на протяжении 12 *км*, а Кулевская антиклиналь — на протяжении 17 *км*. У ст. Чаладиди они кулисообразно связаны между собой.

Бурение показало, что обе структуры имеют пологие крылья. В строении обеих антиклиналей принимают участие меловые отложения, выше которых в Кулевской *антиклинали* залегает *нижний палеоген, трансгрессивно* перекрытый плиоценом (с мэотисом в основании).

В Чаладидской антиклинали нижний палеоген, по-видимому, отсутствует, по крайней мере в разбуренной части структуры и на верхнемеловых известняках несогласно лежит мэотис. Эти структуры сформировались в два приема — до и после мэотиса, о чем свидетельствует характер несогласий между мэотисом и верхним мелом и менее слабая сжатость (дислоцированность) плиоценовых осадков, чем меловых горизонтов.

Бурение скв. 9, 10, 12 показывает, что Кулевская антиклиналь имеет пологое, несколько асимметричное строение.

Юго-западное ее крыло в меловых отложениях падает под углом 40°, а северо-восточное — под углом до 10°. Вышележащие плиоценовые осадки образуют еще менее выраженную структуру.

Кроме описанных выше складок, на основе анализа сейсмических и гравиметрических данных и бурения скважин в пределах рассматриваемой западной части долины выделяется еще одна антиклинальная структура, названная Григолети-Пичорской. Последняя отражается на сейсмической, а также на гравиметрических картах юго-западной части долины.

Более детальная характеристика ее не может быть приведена из-за отсутствия фактических материалов. Можно допустить, что она, простираясь почти в широтном направлении, имеет более 30 *км* в длину и сложена, по-видимому, так же, как и предыдущие складки, меловыми и плиоценовыми осадками. Однако нет сомнения, что на южном крыле этой антиклинали между мелом и плиоценом сохранен более или менее полный разрез палеогена и миоцена.

Выводы

Таким образом, опорная скважина 1 Поти и глубокие разведочные скважины, заложенные на основе данных опорного бурения, дали богатейший фактический материал о стратиграфии и тектонике Колхидской низменности.

1. Установлено, что на всей территории Колхидской долины в разрезе третичных отложений отсутствуют осадки верхнего эоцена, олигоцена и миоцена.

2. Отложения плиоцена имеют широкое развитие и представлены всеми своими горизонтами (от мэотиса до слоев чауды) значительной мощности. Мощность плиоцена увеличивается в западном направлении к Черноморскому побережью, где она достигает 2800 *м*. В этом же направлении в разрезе, сверху вниз, наблюдается увеличение количества и мощности песчанистых образований (понт-мэотис).

3. Плиоценовые отложения, включая и мэотис, трансгрессивно залегают на верхнем меле или на среднем эоцен-палеоцене, также трансгрессивно перекрывающие отложения мела.

6. Меловые отложения, слагающие погребенные под плиоценом структуры, представлены известковисто-мергельно-глинистой фацией с прослоями туфогенных песчаников. Мощность меловых отложений увеличивается с бортовых частей долины к ее центральной части.

5. В результате глубокого разведочного бурения уточнено тектоническое строение установленных геофизическими методами погребенных антиклинальных складок Квалони, Чаладиди и Кулеви, а также выявлен характер тектонической взаимосвязи этих структур со смежными складками.

4. Квалонская брахиантиклинальная складка сложена меловыми отложениями, выше которых трансгрессивно залегают осадки плиоцена. Складка простирается с ЮВ на СЗ, имеет асимметричное строение и разорвана (взбросом) на северном крыле. В СВ направлении она, по-видимому, представляет небольшую ундуляцию и переходит в Ноджихевское сейсмическое поднятие.

7. Чаладидская и Кулевская структуры также имеют форму пологих брахиантиклиналей с простиранием осей с ЮВ на СЗ и сложены меловыми отложениями, выше которых в первой залегает трансгрессивный мэотис, а во второй — палеоген (средний эоцен), также трансгрессивно перекрытый плиоценом. Чаладидская и Кулевская антиклинальные складки, протяженностью соответственно 12 и 17 *км*, у жел.-дор. ст. Чаладиди кулисообразно связаны между собой.

8. Как показало бурение, в разрезе третичных отложений в Колхиде отсутствуют осадки олигоцена и миоцена, а в плиоценовых горизонтах, несмотря на наличие высокопроницаемых песчанистых горизонтов и признаков нефти, ввиду структурных условий трудно рассчитывать на открытие сколько-нибудь значительных скоплений нефти и газа. Меловые же отложения, которыми сложены погребенные под плиоценом структуры как в процессе бурения, так и при опробовании, показали только признаки нефтеносности в виде пленок нефти и выделения газа вместе с водой.

Все вышеприведенные данные послужили основанием по-новому рассмотреть вопросы геологического строения Колхидской долины и соответственно перестроить план ее дальнейшей разведки.

Не останавливаясь здесь на плане дальнейших разведочных работ в Колхидской долине, мы сперва попытаемся дать краткую характеристику геологического строения прилегающей к ней с северо-запада полосы третичных отложений Абхазии, где велось опорное и структурно-картировочное бурение.

Опорная скважина Мокви

Моквинская опорная скважина с проектной глубиной 3500 *м* была заложена в прилегающей к Колхидской долине с северо-запада полосе третичных отложений Абхазии у с. Мокви в присводовой части одноименной антиклинали. Задачей опорной скважины было изучение разреза третичных отложений, слагающих Моквинскую антиклиналь от понтического яруса до эоцена и их нефтеносность. Скважина начата бурением в августе 1949 г. и окончена в июле 1951 г. при забое 2654 *м* (см. фиг. 2).

Скважина вскрыла следующий разрез.

0 до 84 *м* — четвертичные отложения представлены слегка глинистыми серыми песками, суглинками и галечниками.

84—538 *м* — понтический ярус, видимой мощностью 454 *м*, представлен глинистой толщей с прослоями песчаников, песков и, реже, мергелей. Породы охарактеризованы микрофауной. В естественных разрезах эти осадки несогласно залегают на более древние отложения, поэтому и в разрезе скважины допускается их трансгрессивное залегание на мэотис, хотя каких-либо явных признаков несогласия не улавливается.

538—936 *м* — мэотический ярус, мощностью 398 *м*, глины с прослоями песчаников, песков и мергелей и включением галек. Разрез хорошо охарактеризован микрофауной. Залегает трансгрессивно на средний сармат.

936—1346 *м* — средний сармат, мощностью 410 *м*, представлен в основном голубовато-серыми глинами с прослоями песчаников, песков и реже гравелитов в верхней части и темно-серыми карбонатными глинами с пропластками тонких слоев мергелей, песчаников, реже микроконгломератов в нижней части, соответствующей по фауне криптомактровым слоям.

Разрез хорошо охарактеризован как микро-, так и макрофауной:

1346—1507 *м* — нижний сармат, мощностью 161 *м*, глины слоистые, карбонатные, темно-серые с редкими прослоями песчаников, реже гравелитов и мергелей.

1507—1717 *м* — конкско-караганский горизонт мощностью 210 *м*, выражен аналогичными глинами с прослоями песчаников и конгломератов.

1717—1895 *м* — чокракский горизонт мощностью 175 *м* представлен также чередованием глин, песчаников, мергелей и конгломератов. Последние приурочены к подошве горизонта и трансгрессивно лежат на размытой поверхности майкопа.

Тарханский горизонт в разрезе скважины отсутствует, по-видимому в результате предчокракского перерыва и трансгрессивного залегания чокрака на майкопскую свиту.

1895—2064 *м* — аналоги коцахурского горизонта (нижний миоцен) мощностью 169 *м*, выражены толщей однообразных неизвестковистых слоистых глин (типа майкопских) с редкими прослоями мергелей и песчаников.

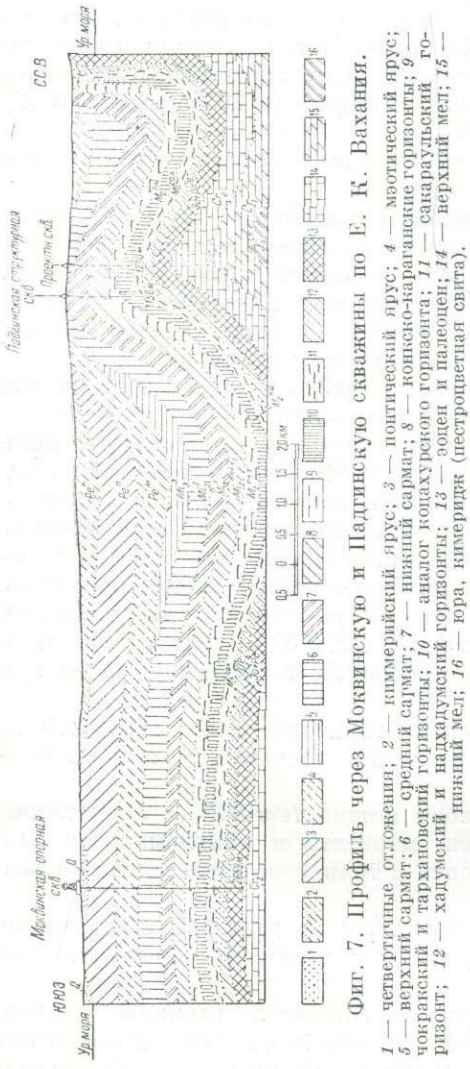
2064—2297 *м* — сакараульский горизонт, (нижний миоцен) мощностью 233 *м*, представлен песчаниками и глинами, типичными для майкопской свиты. Породы содержат характерную для этого горизонта микрофауну.

2297—2361 *м* — средний майкоп (олигоцен) мощностью 64 *м* выражен типичными для этой свиты некарбонатными глинами.

2341—2408 *м* — хадумский горизонт (47 *м*) выражен карбонатными темно-серыми листоватыми глинами с характерной фауной для этого горизонта.

2408—2586 *м* — фораминиферовые слои верхнего эоцена (178 *м*) слагаются однообразными глинистыми мергелями с характерной микрофауной.

2586—2652 *м* — нижний эоцен палеоцен (66 *м*) представлен известняками с пропластками глинистых и пелитоморфных мергелей.



Фиг. 7. Профиль через Моквинскую и Падгинскую скважины по Е. К. Вахания.

1 — четвертичные отложения; *2* — киммерийский ярус; *3* — понтический ярус; *4* — меотический ярус; *5* — верхний сармат; *6* — средний сармат; *7* — нижний сармат; *8* — конско-караганские горизонты; *9* — чокракский и тарханский горизонты; *10* — аналог коцахурского горизонта; *11* — сакараульский горизонт; *12* — хадумский и надхадумский горизонты; *13* — эоцен и палеоцен; *14* — верхний мел; *15* — нижний мел; *16* — юра, кимеридж (пестроцветная свита).

Моквинская опорная скважина выполнила возложенную на нее задачу. Она дала детальный разрез третичных отложений от понтического яруса до палеоцена включительно.

Сопоставлением разреза опорной скважины Мокви с Падгинским (крепчусные скважины), Патара-хуцским, Квезанским, Цархмульским, Мерхеульским и Сухумским разрезами устанавливается определенная закономерность в распределении фаций и мощностей осадков (фиг. 7).

Мощность нижнего палеогена возрастает в южном направлении от северных выходов мела в сторону Черного моря. В этом же направлении наблюдается замещение известняков нижнего палеогена мергелями.

Мощность отложений майкопа и среднего миоцена возрастает в северном от Мокви направлении.

Аналогичная картина изменения фации наблюдается и в южном от «мелового массива» направлении, т. е. смена фации и мощностей происходит к средней части района — к полосе Патара-хуца — Падгинского антиклинального поднятия. В этом направлении хорошо можно проследить постепенное замещение среднемиоценовых песчано-глинистых (на севере) и конгломератовых (на юге и западе) осадков фацией спириалисовых глин.

Аналогичные изменения наблюдаются и в осадках сарматского яруса, выраженных также в трех отличных друг от друга фациях.

В отличие от упомянутых горизонтов изменение фации и мощностей (в сторону увеличения) отложений мэотиса и плиоцена происходит в южном и юго-западном направлениях в сторону современной береговой линии Черного моря, где хорошо выражена постепенная смена конгломератов песчанистой, а затем глинистой фацией.

В тектоническом отношении опорное бурение в основном подтвердило данные детальной геологической съемки о строении Моквинской струк-

туры. Она представляет собой широкую и пологую антиклинальную складку, генетически принадлежащую к типу платформенной дислокации.

Анализ морфологической характеристики структурных элементов района позволил Е. К. Вахания прийти к выводу о направленности тектонических движений с севера на юг. По данным этого автора в этом направлении происходит постепенное ослабление тектоники и изменение фации и стратиграфических соотношений отдельных горизонтов. На основе этих данных Патара-хуца Падгинская полоса антиклинальных поднятий и расположенная к югу, через Акваска-Чилоускую синклинали, Моквинская антиклинальная складка ими относятся к Рионско-Дзирульской подзоне Грузинской глыбы.

СУХУМИ-ДУШЕТСКАЯ ЗОНА СКЛАДЧАТОЙ СИСТЕМЫ ЮЖНОГО СКЛОНА ГЛАВНОГО КАВКАЗА (По П. Д. Гамкрелидзе)

В результате анализа имеющегося материала по тектонике, стратиграфии, литологии и нефтеносности мезозойских отложений Западной Грузии, установлено, что отложения лейаса заслуживают серьезного внимания, как объект разведки на нефть и газ [А. Г. Лалиев, 1936].

Отложения верхнего лейаса, имеющие мощность 1500—2000 *м* в геосинклинальной зоне южного склона Кавказа и представленные толщей кварцитов и серых слюдистых кварцевых песчаников, чередующихся с темно-серыми глинами, в южном направлении в сторону Грузинской глыбы значительно уменьшаются в своей мощности, становятся менее плотными и менее метаморфизованными при сохранении эффективных признаков нефтеносности.

Доказано, что в бассейне р. Джоджори и верховьях р. Квирила, а также по северо-восточной периферии Дзирульского массива эти признаки нефтеносности генетически связаны с отложениями лейаса. Поэтому вскрытые отложения лейаса в благоприятных структурных условиях в промежутке между северными выходами метаморфизованных отложений южного склона и южными выходами развития нормальных осадков лейаса представляют несомненный практический интерес.

В этом отношении в лучших условиях находятся антиклинальные складки, приуроченные к Сухуми-Душетской зоне складчатой системы южного склона Главного Кавказа. С целью изучения разреза и нефтеносности лейасских отложений в этой зоне, являющейся южной краевой частью Кавказской геосинклинали, были заложены две опорные скважины: в районе Сачхере и Бзыби.

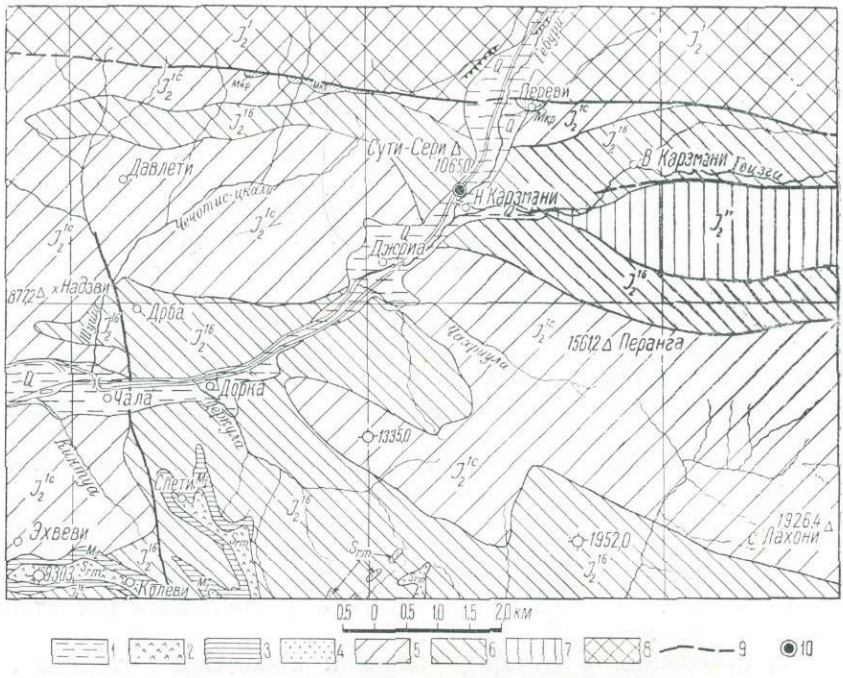
Опорная скважина Сачхере

Скважина заложена в присводовой части на южном крыле Карзманской антиклинали, расположенной в бассейне р. Квирила, в 17—18 *км* к северо-востоку от районного центра Сачхере. Первоначально скважина намечалась на северном крыле складки в присводовой части, где пласты наклонены под углом в 50—60°. Однако окончательный выбор точки для заложения скважины пал на южное крыло, падающее под углом 73°, как менее нарушенное дислокациями и имеющее более ясную взаимосвязь с северным крылом соседней с юга синклинали Джрия.

Отложения лейаса, имеющие широкое развитие в верховьях р. Квирила и в бассейне р. Джоджора, представлены толщей мощностью свыше

1500—2000 *м* чередующихся пластов и пачек серых, светло-серых и темно-серых слюдистых кварцевых песчаников и кварцитов с темно-серыми и черными глинистыми сланцами. Мощность отдельных пластов песчаников колеблется от нескольких сантиметров до 2—5 и больше метров, зачастую группирующихся в пачки, мощностью 30—40 *м*. При этом количество и мощность песчаных пластов и пачек увеличивается снизу вверх по разрезу свиты.

В северном направлении от этой полосы песчаники постепенно замещаются глинами и вдоль приводораздельной части южного склона Глав-



Фиг. 8. Геологическая карта верхнего течения Квирила.

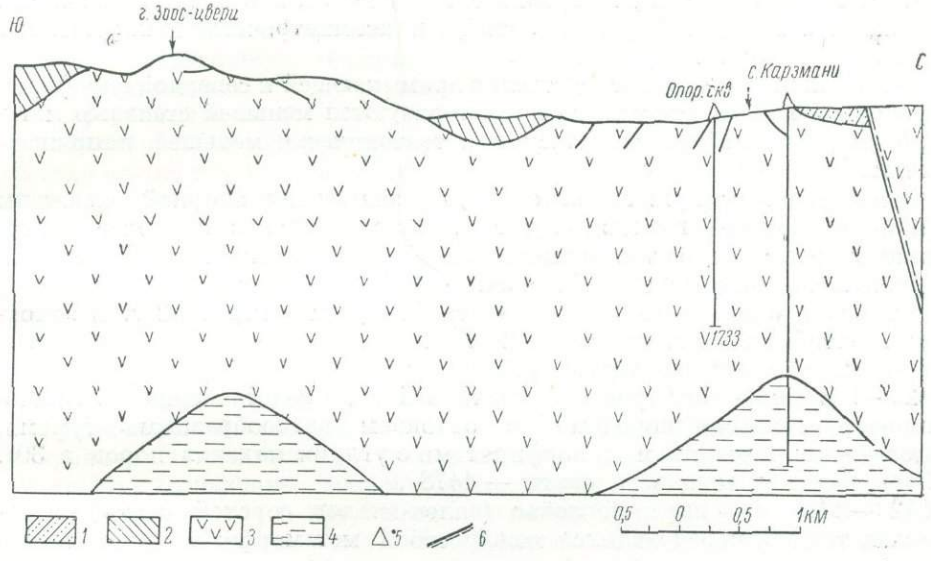
1 — четвертичные отложения; *2* — сармат; *3* — средний миоцен; *4* — майкопская свита; *5* — верхняя часть байоса; *6* — средняя часть байоса; *7* — нижняя часть байоса; *8* — байос без подразделений; *9* — линии разрыва; *10*—опорная скважина.

ного хребта, весь разрез не только лейаса, но и средней юры представлен в глинистой фации.

К югу от указанных выше районов значительные выхода лейаса наблюдаются в северо-восточной периферии Дзирульского кристаллического массива в окрестностях сс. Чонто, Гвиргвина, где лейас с базальным основанием залегает несогласно на кристаллическом массиве и представлен в фации прибрежных осадков — мергелями, известняками, сланцевыми глинами и песчаниками, общей мощностью до 400 *м*.

Здесь породы становятся менее метаморфизованными при сохранении эффективных признаков нефтеносности. Доказано, что в бассейне р. Джоджори и верховьях р. Квирила, а также по северо-восточной периферии Дзирульского массива признаки нефтеносности связаны с отложениями лейаса.

Не остается сомнения, что в промежуточной полосе между выходами лейаса, окаймляющими Дзирульский массив на юге, и широкой полосой развития лейаса бассейнов рр. Джоджори и Квирила — на севере, мы должны ожидать переходные фации, отличающиеся от южных фаций лучшей отсортированностью, значительно увеличенной мощностью, а от северных фаций — меньшим динамометаморфизмом. Эти соображения и многочисленные признаки нефтеносности послужили основой для заложения опорной скважины Сачхере на Карзманской антиклинали, расположенной именно в этой промежуточной полосе (фиг. 8 и 9).



Фиг. 9. Геологический профиль через Карзманскую антиклиналь. Составил Ш. К. Китовани (1950 г.).

1 — майкопская свита; *2* — верхняя часть порфиритовой свиты (терригенная часть верхнего байоса); *3* — порфиритовая свита; *4* — лейас; *5* — проектная скважина; *6* — нарушение.

Опорная скважина Сачхере начата бурением в июле 1950 г. и закончена в феврале 1952 г.

Скважина вскрыла следующий разрез:

0 до **63** *м* — скважина шла в речных отложениях.

С 63 до 1733 *м* она шла в порфиритовой свите байоса, представленной чередованием мощных горизонтов туфобрекчий, порфиритов и туфогенных песчаников.

Элементы залегания пород были замерены в кернах, поднятых с глубины 450 и 623 *м*. На этих интервалах наблюдается наличие крутых углов падения, достигающих 70—73°.

Ввиду частых аварий и неблагоприятных геологических условий для вскрытия лейаса, скважина была ликвидирована по технической причине при забое 1733 *м* в отложениях порфиритовой серии байоса. В процессе бурения на глубине 750 *м* отмечалось газопроявление.

Опорная скважина № 1 Бзыби

Скважина заложена на южном крыле присводовой части Бзыби-Гагрского поднятия, сложенного в сводовой части отложениями порфиритовой свиты байоса, а на крыльях и периклиналях — карбонатным комплексом верхней юры и мела.

Задачей скважины ставилось изучение разреза отложений порфиритовой свиты средней юры и песчано-глинистой толщи лейаса нижней юры.

Отложения лейаса, характеризующиеся эффективными выходами нефти и газа в верхней Раче и Южной Осетии, высокогорных районов Юго-Осетии, Рачи, Сванетии, Мегрелии и Абхазии сильно метаморфизованы, выражены в глинистой фации и смяты в асимметричные и нарушенные разрывами складки.

В южной же зоне, непосредственно примыкающей к северной периферии Грузинской глыбы, эти осадки характеризуются меньшей степенью метаморфизма, большей песчанистостью и тектонически меньшей напряженностью.

Эти данные послужили основой для заложения опорной скважины Бзыби на Бзыби-Гагрском поднятии, находящемся в наиболее благоприятных условиях в этой промежуточной полосе между глыбой и геосинклиналью южного склона Кавказа.

Бзыбская опорная скважина начата бурением в мае 1952 г. и закончена в октябре 1954 г. при забое 2040 *м*.

Скважина вскрыла следующий разрез:

20—1420 *м* — порфиритовая свита байоса, представленная вулканогенно-терригенными породами, в основном разнообразными туфами, туфогенными песчаниками и порфиритами с углами падения пород в 30°. *Общая видимая мощность свиты — 1478 м.*

1420—2040 *м* — верхний лейас (аален-аналог сорской свиты) представлен толщей чередующихся между собой метаморфизованных темно-серых плотных песчаников и темно-серых и черноватых глинистых сланцев с фауной *Mytiloides amigdialoides* G o l d f. Видимая мощность толщи 538 *м*, при угле падения пород 30—40°.

Скважина при забое 2040 *м*, ввиду довольно сильной метаморфизированности пород и отсутствии всяких признаком битуминозности и коллекторов в песчанистом разрезе верхнего лейаса, была ликвидирована, как выполнившая свое геологическое назначение.

Таким образом, ни одна из скважин пробуренных для выяснения нефтеносности лейасовых отложений не дала положительных результатов и проблема нефтеносности юрских отложений на южном склоне Кавказского хребта осталась нерешенной.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РЕГИОНА

Из общих региональных соображений мы можем предполагать, что значительная часть Рионско-Куринской депрессии, т. е. территория Грузинской глыбы до валанжина представляла крупное поднятие кристаллического фундамента. Это поднятие, разделяющее друг от друга геосинклинальные области Южного склона Кавказа и Аджаро-Триалети, в нижнеюрское время покрывалось мелководным морем и служило областью на-

копления маломощных терригенных кварцево-песчанистых вулканогенных и органогенных осадков лейаса.

Некоторые участки глыбы в это время являлись областью размыва. Продукты размыва сносились в краевые части прилегающей к ней геосинклинали.

Подтверждением этого может служить присутствие кварцевых песчаников и вообще грубозернистых образований в разрезах лейаса, так называемого, Окумского поднятия в Западной Грузии и северного борта Картлийской депрессии (Ксани-Ананури).

На это же указывает наличие микроконгломератов с гранитными гальками и многочисленных валунов и плохообработанных кусков кристаллических пород в отложениях лейаса северного борта Картлийской депрессии (Душетский район). Наличие другого источника сноса гранитного материала исключается.

По региональным данным и данным опорной скважины Гори, а также по характеру изменения магнитных аномалий от бортовых частей к депрессии можно предполагать, что на большой центральной части депрессии осадки верхней юры и частично нижнего мела не отлагались. Широкое развитие они приобретают в периферических частях Грузинской глыбы, где в среднеюрское время отлагается морская вулканогенная толща порфиритовой свиты значительной мощности, что указывает на некоторое погружение глыбы в этих ее частях. Верхнеюрские же известковистые и грубозернистые терригенные отложения, развитые в крупных синклинальных прогибах бортовых частей депрессии уже представлены характерной для глыбы фацией рифовых известняков незначительной мощности.

Таким образом, эти данные, наряду с тектонической обособленностью (покровная складчатость) рассматриваемой зоны, позволяют предполагать, что юрские отложения, консолидировавшиеся в результате батской орофазы, причленяются к кристаллическому фундаменту Грузинской глыбы и как молодая ее часть в дальнейшем служит относительно твердым основанием более молодых образований мезо- и кайнозоя. Подтверждением этого могут служить данные опорной скважины Гори, где довольно сильно дислоцированные осадки байоса (45—50°) покрываются почти горизонтально залегающим трансгрессивным нижним мелом (4—5°).

Мел в Западной Грузии начинается неокомской трансгрессией. В это время накопились мощные (более 800 *м*) известняки, а затем мергелистые породы апта. В альб-сеномане происходит накопление мощной мергельно-вулканической толщи (600 *м*) в той же фации, в какой она известна в Аджаро-Триалетской складчатой системе.

Вышележащие слоистые известняки турона и сенона (400 *м*) в восточном направлении в нижних своих горизонтах замещаются туфогенной свитой мтавари мощностью 500 *м*.

В Восточной Грузии, в частности в западной части Картлийской депрессии, по данным опорной скважины Гори и в естественных обнажениях на юго-восточном склоне Дзирульского массива, нижнемеловые отложения начинаются светло-серыми известняками баррема (ургонская фация) с базальными конгломератами в основании. В течение апта и альба и особенно в верхнемеловое время здесь отлагаются мелководные терригенные и органогенные осадки незначительной мощности явно платформенного характера. Мощность всего мела не превышает 450 *м*.

Еще восточнее некоторые участки Базалети-Ширакской подзоны временами испытывали поднятие выше уровня моря и подвергались размыву.

Прилегающая к ней с юга Кавтис-хеви-Чатминская подзона, являющаяся наиболее погруженной областью, в это время заполнялась осадками.

Таким образом, в меловое время Рионско-Куринская межгорная депрессия в западной своей части (Колхида) претерпевала значительное погружение. На востоке она проявляет тенденцию поднятия, выразившегося накоплением мелководных осадков незначительной мощности и частыми перерывами и трансгрессиями в верхнем мелу, наблюдаемыми в бортовых частях Картлийской депрессии.

Интересно отметить, что эти области отличаются друг от друга также по степени дислоцированности слоев.

В Колхиде развиты относительно широкие синклинальные и крупные антиклинальные складки. Некоторые из них имеют асимметричное строение и даже нарушены разрывами. В Картлийской же депрессии эти отложения залегают почти горизонтально (4—8°) на размытой поверхности дислоцированных (40—55°) осадков байоса.

Палеогеновая история Колхидской долины изучена недостаточно. Однако ясно, что нижний палеоген, в частности, палеоген—нижний эоцен, где только они уцелели от последующего размыва, представлены той же фацией маломощных известняков, что и в третичной полосе Абхазии (опорная скважина Мокви) и Мегрелии.

Отложения же среднего и верхнего эоцена и олигоцена по данным глубоких разведочных скважин в Западной Колхиде полностью отсутствуют. В прилегающей к ней третичной полосе Абхазии и Мегрелии они представлены непрерывным разрезом мелководно-терригенных осадков незначительной мощности (200—250 *м*).

Аналогичная картина наблюдается и в Восточной Грузии, в частности в области восточного выступа Грузинской глыбы. Здесь осадки палеогена (опорная скважина Гори) полностью отсутствуют и миоцен трансгрессивно залегает непосредственно на размытой поверхности верхнего мела. Зато по бортам депрессии как в западной Грузии, так и здесь они имеют значительное развитие, где мощность только майкопской свиты достигает 2000—2500 *м* (Гори — Каспи — Притбилисский районы).

Происходившие изменения в палеогеографической и геотектонической обстановке по всему верхнемеловому бассейну Кавказа нашли свое отражение и в пределах Грузинской глыбы, выразившееся в зарождении единой Рионско-Куринской межгорной третичной депрессии с отдельными мелкими геотектоническими элементами внутри нее в виде поднятий и погружений.

Прежде всего, следует отметить, что площадь палеогенового моря, особенно олигоценового, по сравнению с верхним мелом значительно сокращается. Большая часть предгорий Южного склона Большого Кавказа и Аджаро-Триалетских гор освобождается от моря и становятся областями размыва.

Сложное сочетание очертания бассейна и характера рельефа прилегающей к нему суши и слагающих их пород несомненно играло важную роль в пестроте фаций и распределении мощностей осадков. Однако, как показывает фациально-литологический анализ осадков и распределение их мощностей, формирование отдельных фациальных типов стоит в тесной зависимости от геотектонической обстановки бассейна.

В пределах Рионско-Куринской межгорной депрессии, на фоне общего поднятия четко выделяются, с одной стороны, зоны интенсивного погружения, обусловливающие накопление глинисто-песчанистых осадков

огромной мощности, и зоны слабого погружения с развитием мелководных песчано-глинистых и конгломератовых осадков и с другой — зоны отдельных выступов и поднятий.

Эти черты развития депрессии особенно четко выступают с олигоценового времени. Большая центральная часть Колхидской зоны и подзоны восточного выступа Грузинской глыбы в течение олигоцена представляла сушу — область размыва. По всей вероятности в аналогичных условиях находилась и значительная часть промежуточной между ними зоны Дзирульского массива. Допущение образования осадков в этих областях в олигоцене лишено обоснования, так как в осадках олигоцена в Картли и периферии Дзирульского массива присутствуют конгломераты, состоящие исключительно из галек верхнемеловых пород, порфиритов средней юры, а также гранита и других пород кристаллического массива.

О размыве в это время кристаллических пород Грузинской глыбы также свидетельствует присутствие большого количества кварцевого и полевошпатового материала в осадках олигоцена Мцхетской полосы (южный борт) и Душетском района (северный борт), а также по периферия Дзирульского массива и др. Другой источник сноса кварцевого материала исключается.

На это же указывает, по-видимому, закономерное уменьшение мощностей осадков от бортовых частей к центральной части депрессии.

Наряду с поднятием центральной части депрессии, в краевых ее частях в это время формировались предгорные прогибы, испытывающие погружения. Степень погружения этих краевых прогибов, прилегающих с севера и юга к Колхидо-Картлийской суше, не везде одинакова.

Северный краевой прогиб, тянувшийся вдоль уже сформировавшихся мезозойских поднятий северного борта депрессии как на западе (Абхазия, Мегрельская депрессия), так и на востоке (Базалети-Ширакская подзона) представляет собой в целом область погружения.

Однако в степени погружения в пределах самого прогиба наблюдается определенная закономерность. От северной периферии Дзирульского массива как в западном направлении к Мегрельской депрессии и дальше Абхазии, так и в восточном направлении к Эрцо и дальше к южному склону Кахетинского хребта, наблюдается постепенное увеличение масштаба погружения и соответственно появление характерной фации и увеличение мощностей осадков олигоцена от десятков (Верхняя Имеретия) до 1000 и более метров (Мегрельская депрессия, Абхазия, полоса междуречья Ингури, Бзыби-Мзимта и др.) [А. В. Ульянов 1954].

Вдоль южного борта в это время сформировалась седиментационная область в виде крупного прогиба, претерпевавшего погружения больших масштабов. Этот южный олигоценовый прогиб, примыкающий с юга к Колхидско-Картлийской суше и ограничиваясь с юга северным склоном уже высоко приподнятой центральной зоны Аджаро-Триалетской системы, является основным внутренним геотектоническим элементом Грузинской глыбы в пределах олигоценовой Рионско-Куринской депрессии (Гурийская депрессия, Кавтис-хеви-Чатминская подзона).

На севере область названного прогиба постепенно сменялась мелководным морем, покрывающим южные периферические денудированные и пониженные участки Колхидско-Картлийской олигоценовой суши.

Характер распределения осадков и их мощностей, а также цикличность в осадконакоплении показывают, что в пределах и данного прогиба не существовали везде одинаковые условия седиментации осадков.

На востоке наиболее устойчивым погружением прогиба отличается Кавтис-хеви-Чатминская подзона, тянущаяся вдоль северного склона Триалетского хребта, от меридиана г. Гори до г. Тбилиси и дальше на восток, огибающая восточное погружение Триалетской складчатой системы до степной Кахетии через сс. Норио-Марткоби-Патардзеули и возвышенность Нацвал-цхали-Таура-тапа—Сатибе и Аладжиги. Здесь накопились песчано-глинистые осадки мощностью до 2500 и более метров.

Западнее г. Гори к Дзирульскому массиву в пределах прогиба наблюдается значительное уменьшение масштаба погружения, выразившегося в постепенном сокращении мощностей осадков и увеличении грубокластических образований с появлением, наконец, конгломератов и линз марганцевой руды (нижнее течение р. Проне).

Аналогичная картина уменьшения мощностей и увеличения грубообломочных материалов наблюдается и на западе, в частности от Гурийской полосы, т. е. от зоны наибольшого погружения южного олигоценового прогиба к Дзирульскому массиву.

Кроме отмеченных явлений, в обоих прогибах наблюдаются некоторые отклонения в виде появления участков пониженных или повышенных значений. Однако они имеют локальный характер и не нарушают общую закономерность в распределении фаций и мощностей осадков.

Таким образом, результаты тектонического движения в пределах Рионско-Куринской депрессии в малой или большей степени наблюдаются почти в течение всей палеогеновой истории.

Следы этих движений более четко фиксируются в смежных с Картлийской зоной областях как на юге (Триалети), так и на севере (южный склон Большого Кавказа). Эти тектонические процессы, проявившиеся в среднеэоценовое и частично верхнеэоценовое время, обусловливали, с одной стороны, образование глыбовых конгломератов (на севере), залегающих на размытой поверхности древних пород, а с другой — накопление туфогенных материалов (на юге), также залегающих на разные горизонты более древних слоев.

В олигоцене значительное поднятие наблюдается как в центральных частях Колхидской и Картлийской депрессии, так и в периферии Дзирульского массива и Базалети-Ширакской подзоне, где отлагаются маломощные грубокластические осадки с включениями галек и валунов и конгломераты (местами глыбовые) в основании олигоцена, залегающие местами несогласно (Сачхере, Чала, Сурами-Хашури и др.). Конец олигоцена и начало нижнего миоцена знаменуется заметными тектоническими движениями, (штирийская фаза тектогенеза), в результате чего значительно меняется общая геотектоническая и палеогеографическая обстановка.

В Западной Колхиде отложения нижнего миоцена отсутствуют, что по нашему является первичным, хотя не исключена возможность, что они здесь размыты последующей трансгрессией.

В северной (Мегрельская депрессия и Абхазия) и южной периферии (Гурийская депрессия) сохраняются основные черты геотектонических режимов, унаследованных от олигоценового времени. Здесь в это время продолжают отлагаться песчано-глинистые отложения майкопской свиты. Однако наблюдается некоторая тенденция поднятия, выразившаяся в образовании в некоторых районах песчанистых осадков — аналогов сакараульско-онкофоровых слоев и сокращении площади, занятой морем.

Несколько иная картина наблюдается в Восточной Грузии. Здесь, на северном борту (Базалети — Ширакская подзона) депрессии, песчано-

глинистые отложения олигоцена сменяются аналогичными породами майкопской фации.

Центральная часть (Тирипонская и Мухранская депрессии) покрывается мелководным морем и на размытой поверхности верхнего мела отлагается однообразная толща грубозернистых песчаников и песков с прослоями микроконгломератов (опорная скважина Гори).

Эти факты указывают на то, что северная предгорная полоса и отчасти центральная часть нижнемиоценового бассейна проявляют тенденцию погружения, хотя его масштаб был пока еще незначительным, особенно в западном направлении от бассейна р. Ксани к Дзирульскому массиву.

В области же юго-восточного склона Дзирульского массива от района Сталинири до с. Сурами, наоборот, наблюдается усиление роли поднятия. Здесь порфиритовая свита байоса и частично известняки мела трансгрессивно покрываются песчанистыми образованиями сармата, местами с базальным конгломератом, состоящими из материала нижележащих слоев. Отсутствие как олигоценовых, так и нижнемиоценовых отложений, по-нашему, является первичным.

Доказательством этого может служить присутствие в основании майкопа и в осадках нижнего миоцена материалов размыва пород, слагающих Дзирульский массив.

Также резко выступает роль поднятия в южной предгорной полосе Триалетской складчатой системы в области Предтриалетского олигоценового прогиба, особенно в его западной части от Мцхета до Сурами. Здесь по всей Прикуринской полосе песчано-глинистые осадки среднего майкопа сменяются исключительно грубозернистыми песчаниками и песками сакараульско-онкофоровых слоев. Восточнее же г. Мцхета на восточном погружении Триалети (Кавтис-хеви-Чатминская подзона) в основном продолжает существовать прежний (олигоценовый) режим осадконакопления с образованием типичных майкопских глин значительной мощности.

Таким образом, в конце майкопского времени, на общем фоне постепенного поднятия всей депрессии происходит заметная дифференциация бассейна, обусловливающая образование разнообразных фациальных типов осадков. В областях поднятия (южный борт и центральная часть депрессии) в это время (бурдигаль-гельвет) происходит накопление песчанистой фации сакараульско-онкофоровых слоев и их аналогов, а в областях погружения (северный борт, восточная часть южного олигоценового прогиба) глинистой толщи верхнего майкопа. Переход песчанистой фации нижнего миоцена в глинистую хорошо можно наблюдать в Кавтис-хеви-Чатминской подзоне между Гори и Мцхета.

В конце гельветского века в результате все еще усиливающихся тектонических движений и постепенного роста уже зародившихся крупных антиклинальных поднятий, площадь майкопского бассейна значительно сокращается. Большая часть предгорья Аджаро-Триалети и южного склона Кавказа полностью освобождается от водного покрова. Однако на общем фоне поднятия в начале чокракского века в периферических частях депрессии отмечается трансгрессия моря, захватывающая значительные районы предчокракских поднятий. В результате этих движений с этого времени зона максимального погружения перемещается к северу в Базалети-Ширакскую подзону.

Отдельные участки, осушившиеся к концу майкопского времени, вновь были покрыты мелководным морем, на что указывает трансгрессив-

ное залегание чокрака на размытую поверхность майкопа и более древних пород вплоть до гранитов Дзирульского массива во многих районах бортовых частей Рионско-Куринской депрессии.

Эти факты позволяют предполагать, что в чокракское время прибрежно-мелководным морем покрывалась, вероятно, почти вся площадь майкопской Колхидско-Картлийской суши, за исключением Дзирульского массива, являющегося в это время областью интенсивного размыва.

Подтверждением этого может служить присутствие чокракских слоев в депрессионной части Картли в разрезе опорной скважины Гори.

В Колхидской долине чокракские отложения по данным разведочных скважин отсутствуют, что, по-видимому, объясняется размывом этих слоев последующими трансгрессиями.

Несмотря на трансгрессивный характер чокракского бассейна, основные черты распределения геотектонических режимов, унаследованных от верхнемайкопского времени, сохраняются и в это время, в частности в Западной Грузии, за исключением некоторых отклонений.

По-прежнему устойчивым погружением отличаются Мегрельская и Гурийская депрессии, где отлагаются глинистые осадки значительной мощности. Как на северном, так и южном бортах Колхидской депрессии в восточном направлении к Дзирульскому массиву (в районах Чхари-Зестафони, Харагоули, Чиатура и Сачхере) наоборот широкое развитие приобретают явно мелководно-прибрежные песчанистые отложения незначительной мощности (1—40 *м*).

Несколько иная картина наблюдается в Восточной Грузии. Здесь по сравнению с майкопским бассейном геотектоническая и палеогеографическая обстановка значительно изменяются.

Во время все еще непрерывно продолжавшихся тектонических движений на южном борту Картлийской депрессии и постепенного роста крупных антиклинальных поднятий в области олигоценового максимального прогиба на размытую поверхность верхнего майкопа (сакараулско-онкофоровых слоев) отлагаются явно прибрежные (местами даже континентальные) пестроцветные глинисто-песчанистые осадки незначительной мощности (8—35 *м*) с базальным конгломератом в основании. Аналогичная картина наблюдается и на юго-восточном склоне Дзирульского массива и в центральной части депрессии (опорная скважина Гори).

В области же зародившегося миоценового прогиба вдоль северного борта Базалети-Ширакской подзоны в чокракское время значительно увеличивается масштаб погружения, в результате чего окончательно сформировался предгорный прогиб — область седиментации глинистых осадков спириалисовой фации значительной мощности (150—200 *м*).

В северо-западном направлении северный миоценовый прогиб, огибая с северо-востока Дзирульский массив, соединялся с западно-грузинским чокракским бассейном через северную и южную периферии Дзирульского массива.

В караганское время существенных изменений в геотектонической обстановке не произошло, за исключением некоторых местных отклонений в периферических частях бассейна. По-прежнему продолжает погружаться южный предгорный прогиб в западной части Аджаро-Имеретинской зоны (Гурийская депрессия), где в это время отлагаются песчано-глинистые осадки мощностью 400—500 *м*. Аналогичная картина наблюдается и в центральной части Мегрельской депрессии (северный прогиб).

По южному борту в восточном направлении характер осадков караганского горизонта значительно меняется, переходя постепенно в более мелководно-прибрежные отложения. Параллельно сокращается и мощность горизонта (Квалити — 250 *м*, Ципа-Харагоули — 80 *м* и еще восточнее — несколько метров). Судя по мощностям и характеру пород, подобная закономерность в изменении фации караганских отложений наблюдается в северном и восточном направлениях от Мегрельской депрессии.

В верхней Имеретии караган представлен исключительно песчанистыми образованиями с прослоями конгломератов, оолитовых известняков и ракушников (район Зестафони) или известняками незначительной мощности (25 *м*, район Чиатура).

В собственно Колхидской долине, по данным буровых скважин, отложения карагана отсутствуют, что по нашему является первичным. Подтверждением этого может служить, с одной стороны, некоторое сокращение и омеление караганского моря по сравнению с чокракским бассейном, постепенное уменьшение мощности осадков карагана от зоны прогибов к Колхидской долине, и с другой — появление грубообломочных образований в промежутках между прогибами района (Свири-Обча и западнее), указывающих на приближение к береговой линии.

Подобная стабилизация геотектонических режимов наблюдается в караганское время и в Восточной Грузии. Здесь на южном борту депрессии вдоль предчокракского поднятия на пестроцветные породы чокрака отлагаются аналогичные маломощные (8—25 *м*) глины и сильно известковистые грубозернистые песчаники с прослоями песчанистых известняков-ракушников.

Прежний прибрежный режим сохраняется и на восточной периферии Дзирульского массива, где отлагаются кварцевые пески и грубозернистые песчаники с прослоями микроконгломератов (из гранитной гальки) и пестроцветных глин, мощностью 8—10 *м*.

В отличие от упомянутых полос, в области Базалети-Ширакской подзоны, в условиях устойчивого погружения дна моря накапливается мощная толща (300—400 *м*) песчано-глинистых осадков с характерной фауной.

Промежуточный характер носят осадки карагана в подзоне восточного выступа Грузинской глыбы (опорная скважина Гори), караган представлен также мелководными песчано-глинистыми породами мощностью 58 *м*, что, по-видимому, свидетельствует о значительном изменении масштаба погружения в южном направлении.

Зона Дзирульского массива, осушившаяся еще в майкопское время, как в предыдущий век, так и караганское время представляла область интенсивного размыва, поставляющую материал как в бассейны Колхидской и Картлийской зон, так и соединяющие их проливы.

Переход от карагана к конкскому горизонту совершается без существенных изменений. Отмечается лишь некоторое сокращение площади моря, повышение солености вод и проникновение морских форм в более погружающуюся часть бассейна. По-прежнему устойчивым погружением отличаются Мегрельская и Гурийская депрессии и Базалети-Ширакская подзона Грузинской глыбы, в которых отлагаются глинисто-песчанистые осадки мощностью 300—350 *м*.

На остальной площади Рионско-Куринской депрессии развиты мелководно-прибрежные отложения, представленные в основном песчанистыми образованиями с прослоями глин, конгломератов, песчанистых и оолитовых известняков и известняков ракушников. Особенно резкое увеличение грубообломочного материала и сокращение мощности горизонта (10—15 *м*)

наблюдается в Верхней Имеретии по периферии Дзирульского массива и южному борту Картлийской депрессии, что, по-видимому, свидетельствует о непрерывном росте древних поднятий (по южному борту) и суши (Дзирульского массива).

В нижнесарматское время в пределах рассматриваемой территории сохраняются основные черты распределения внутренних геотектонических элементов, наблюдается лишь некоторое увеличение площади мелководного моря в периферических частях бассейна и значительное изменение очертания береговой линии нижнесарматского моря. В результате этого, а также усиления степени размыва происходит значительная дифференциация осадков, однако распределение отдельных фациальных типов в основном зависит от геотектонической обстановки.

По сравнению с конкско-фолладовым временем в нижнесарматский век наблюдается резкое увеличение масштабов погружения в областях прогибов. В этом отношении особенно выделяется Гурийская депрессия, где происходит накопление относительно глубоководных глинисто-песчанистых отложений нижнего сармата.

Не менее резко выступает роль погружения в Мегрельской депрессии и Базалети-Ширакской подзоне, где в это время отлагаются аналогичные осадки значительной мощности (600 *м* — в Мегрелии, 300—400 *м* — в Картли и Кахети).

Остальная площадь рассматриваемой территории представляла область накопления мелководно-прибрежных осадков незначительной мощности. Переход глубоководной фации зоны максимального погружения в мелководно-прибрежную фацию и в связи с этим уменьшения мощности осадков происходит вполне закономерно без каких-нибудь заметных скачков.

В начале среднего сармата каких-нибудь существенных изменений в палеогеографии и геотектонической обстановке не произошло. Также как и в нижнесарматское время в зонах максимального прогиба (Гурия, Мегрелия и Базалети-Ширакская подзона) в первой половине среднего сармата происходит накопление однообразной песчано-глинистой толщи криптомактровых слоев значительной мощности (400—600 *м*).

На остальной площади рассматриваемой территории продолжают отлагаться мелководно-прибрежные осадки, обычно характерные для верхней части среднего сармата.

Со второй половины среднего сармата наблюдается некоторое оживление тектонических движений, обусловливающих, с одной стороны, увеличение роли размыва и сильную дифференциацию осадков и пестроту фаций — с другой. Эти процессы нашли отражение и в зонах прогибов, в которых наблюдается значительное изменение режима осадконакопления. Местами в это время отлагаются в основном глинистые породы с прослойками песчаников (Гурия) огромной мощности. Местами наряду с глинами появляются мощные пласты песков, песчаников и конгломератов (Мегрелия и северный борт Картлийской депрессии) и, наконец, во многих районах зоны прогибов эти песчано-глинистые осадки полностью сменяются мощной толщей (100 *м*) конгломератов (г. Душети, с. Пахулани и др.).

На остальной территории депрессии значительно увеличивается роль грубообломочных осадков, особенно по периферии Дзирульского массива, а также как к югу, так и к северу от Гурийской и Мегрельской депрессий и к югу и западу от миоценового прогиба северного борта Картлийской депрессии. В области же Дзирульского пролива, соединяющего средне- и верхнемиоценовые бассейны Колхидской и Картлийской зон

через северную периферию Дзирульского массива, песчано-глинистые отложения нижних горизонтов сменяются толщей конгломератов среднего сармата значительной мощности.

Постепенная смена фаций и уменьшение мощностей отложений нижнего сармата и криптомактровых слоев — с одной стороны с зон прогибов к Дзирульскому массиву и к Колхидской долине и южному борту Картлийской депрессии — с другой, а также трансгрессивный характер нижнего сармата, позволяют предполагать, что как вся Колхидская долина, так и восточный выступ Грузинской глыбы в нижнесарматское время и в начале среднего сармата была покрыта мелководным морем. Это предположение подтверждается данными Горийской опорной скважины, вскрывшей нижнесарматские песчано-глинистые отложения в центральной части депрессии мощностью лишь в 160 *м*.

Отсутствие этих осадков в разрезах глубоких разведочных скважин в Колхидской долине, по-видимому, объясняется размывом этих осадков последующими трансгрессиями.

Во второй половине среднего сарматского времени в основном сохраняется мелководный режим в этих областях (опорная скважина Гори), однако, исходя из региональных соображений, можно допустить наличие небольших осушившихся массивов по северной периферии Гурийской депрессии.

К концу среднего сармата в результате все еще усиливающихся тектонических движений и поднятия Дзирульского массива происходит значительное отступление среднесарматского моря в западном и восточном направлениях и, следовательно, увеличение суши в зоне Дзирульского массива и в периферии бассейна. В результате этого происходит полное осушение Дзирульского пролива и замыкание бассейнов Колхидской зоны — на востоке и Картлийской зоны — на западе. При сохранении общего геотектонического плана к началу верхнесарматского времени, наряду с сокращением общей площади, занятой среднесарматским морем, значительно уменьшаются размеры предгорных прогибов. В Восточной Грузии море отступает настолько далеко на восток, что к началу верхнесарматского века вся Картлийская депрессия становится областью накопления пресноводно-континентальных осадков.

Начиная с верхнесарматского времени, развитие этих изолированных друг от друга заливов происходит самостоятельно на общем фоне унаследованных от предыдущих эпох геотектонических режимов.

В Колхидской зоне, несмотря на частые трансгрессии, происходившие в течение плиоцена, отступание моря происходит непрерывно и довольно быстро, в результате чего большая восточная часть залива (примерно от Нижней Имеретии до Дзирульского массива) осушается полностью. Меняются и черты общей геотектонической обстановки. Гурийская депрессия уже к концу нижнего плиоцена прекращает свое существование, а ось Мегрельской депрессии постепенно перемещается к югу — к нижнему течению р. Рioни.

В Восточной Грузии продолжает существовать северный предгорный прогиб с некоторым перемещением оси максимального прогиба на юг (Громская полоса). Здесь в течение верхнего сармата и плиоцена накапливаются пресноводно-континентальные песчано-глинистые и конгломератовые отложения, так называемой нацхорской (верхний сармат) и душетской (миоплиоцен) свит огромной мощности — 3500—4500 *м*. На остальной территории в это время отлагаются такие же осадки, но значительно меньшей

мощности — 1000—2500 *м*. Аналогичный характер имеют отложения нацхорской и душетской свит в осевой части современной Горийской депрессии, где по данным опорной скважины их мощность не превышает 1600 *м*. Таким образом, усиленное поднятие западной части восточного выступа Грузинской глыбы сопровождалось погружением его восточной части, в результате чего морские мелководно-прибрежные осадки миоцена постепенно перемещаются на юго-восток, и соответственно с этим континентальные фации в этом направлении охватывают все более и более молодые горизонты от верхов среднего сармата до понтического яруса включительно. В конце нижнего плиоцена эти вертикальные движения глыбы сменяются складчатыми движениями, в результате чего осадочный покров погруженного субстрата подвергается дислокации покровного характера.

Формирование основных тектонических элементов по всей области происходит в результате роданской (восточно-кавказской) орофазы, о чем свидетельствуют факты несогласного залегания верхнеплиоценовых осадков на размытую поверхность нижележащих более древних пород, от ширакской свиты до верхнего эоцена включительно.

Нововалахской или южно-кахетинской фазой тектогенеза (в конце апшерона) заканчивается плиоценовый цикл складчатости, вызвавший образование дизъюнктивных нарушений типа взбросов, разрывов и надвигов и окончательное формирование современного плана тектоники рассматриваемой области.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ

Закончив краткий обзор о результатах опорного бурения по Восточной и Западной Грузии, попытаемся дать оценку перспектив нефтегазоносности рассматриваемой территории.

Как уже указывалось выше, ни одна из пробуренных опорных скважин не дала положительных результатов, однако они дали весьма ценный и богатый фактический материал, позволяющий выявить геологическую природу региона и наметить более благоприятные области для геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ.

По сравнению с другими районами Кавказа, Рионско-Куринская депрессия очень богата нефтепроявлениями на поверхности. Всего на сегодняшний день зафиксировано свыше 800 выходов нефти и газа. Нефтеносность приурочена к различным стратиграфическим горизонтам отложений мезо- и кайнозоя, однако наиболее постоянной и региональной нефтеносностью отличаются осадки лейаса олигоцена (майкопская свита) и миоцена (средний миоцен и верхний сармат).

Лайасовые отложения, содержащие хорошие кварцево-песчанистые коллектора по северной периферии Дзирульского массива, во многих пунктах характеризуются эффектными нефтепроявлениями, генетически связанными с этими отложениями.

Майкопские отложения, богатые нефтепроявлениями не только в Грузии, но и по всему Кавказу, содержат богатые промышленные залежи нефти в Кубано-Черноморской, и Терско-Дагестанской нефтеносных областях северного Кавказа. Они хорошо обнажаются в бортовых частях депрессии особенно по южному борту Картлийской депрессии в полосе Сурами — Гори — Каспи — Мцхета — Норио — Патардзеули и на ее юго-восточном продолжении Малхазовка — Таура-тапа — Аладжиги — в Южной Кахетии.

В этой полосе майкопские отложения содержат мощные пласты песчаников и песков, насыщенных нефтью на значительных расстояниях. В Притбилисском районе (Норио—Марткоби—Патардзеули) эти отложения не только богаты нефтепроявлениями, но и содержат залежи нефти промышленного характера. Нефть была получена здесь во многих крелиусных и глубоких скважинах. Нефтепроявлениями богаты они также в Горной Кахетии.

Не менее постоянной нефтеносностью характеризуются отложения среднего миоцена в упомянутой полосе, особенно в Притбилисском районе (Норио-Марткоби), где они содержат более 5 промышленно-нефтеносных горизонтов, разрабатываемых в настоящее время лишь на площади Норио.

Особенно эффективной нефтеносностью отличаются отложения верхнего сармата Южной Кахетии где они содержат 7 мощных (от 8 до 30 *м*) песчанистых горизонтов, сильно насыщенных нефтью на протяжении ста с лишним километров (от Байды до Эльдари).

Эти фактические данные заставляют при решении вопроса перспектив нефтеносности рассматриваемого региона в первую очередь обратить особое внимание на упомянутые выше стратиграфические комплексы мезо- и кайнозоя.

Однако было бы глубоко ошибочно обосновать это положение лишь количеством или эффективностью нефтепроявления или наличием лишь хороших коллекторов и благоприятных структурных форм. Эти данные могут служить лишь одним из звеньев в комплексе других факторов, изучением которых устанавливаются основные признаки, необходимые для оценки перспектив нефтеносности тех или иных областей региона.

В данном случае большое практическое значение приобретает общая геологическая ситуация межгорной депрессии Грузии, которая во многом сходна с таковой нефтеносных областей Крымско-Кавказской провинции.

Закономерное распределение нефтеносности свит во времени и пространстве показывает, что нефтеносность приурочена к определенным внутренним геотектоническим элементам межгорной депрессии Грузии, сформировавшимся в разные геологические эпохи в различных погруженных частях Грузинской глыбы. Следовательно, выявление условий формирования нефтяных месторождений, от которого зависит успех геологопоисковых и разведочных работ, находится в тесной зависимости от знаний истории геологического развития и формирования геотектонических обстановок, определяющих закономерности в распределении нефтеносных фаций и структурно-литологических особенностей нефтяных залежей.

Исходя из основных принципов учения о нефти, мы считаем, что для правильного ведения геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газы, при современной изученности интересующей нас территории Грузии, первостепенное практическое значение имеют:

1) изучение истории геотектонического развития и палеогеографических условий с установлением основных геотектонических элементов, — зон устойчивых погружений и поднятий, обусловливающих закономерное распределение первоначальных условий, благоприятных для скопления, сохранения и диагенеза органогенного вещества для образования нефти;

2) установление характера развития тектонических движений, обусловливающих образование благоприятных структурных форм, могущих служить фактором для скопления нефти промышленного значения;

3) установление литологических и стратиграфических особенностей осадков, обусловливающих формирование литологических и стратиграфических залежей нефти.

Рассмотрим выдвинутые нами положения на основе фактического материала по Грузии.

Анализ литолого-фациальных особенностей третичных отложений, их мощностей, современного плана тектоники и истории развития восточного погружения глыбы показывает, что в результате длительных волновых и колебательных движений в периферических частях Грузинской глыбы в разные геологические эпохи сформировались зоны устойчивых опусканий, обусловливающих образования бассейнов, благоприятных для накопления сингенетично-нефтеносных литофаций.

Как мы видели выше, данных о характере юрских отложений рассматриваемой нами территории Рионско-Куринской депрессии у нас нет. По общим регионально-геологическим соображениям можно лишь предполагать, что во время образования маломощных грубокластических, вулканогенных и органогенных осадков юры, в условиях поднятия Грузинской глыбы не могло иметь место наличие обстановки, благоприятной для нефтеобразования. Однако, исходя из принципа, что контур развития осадков, образовавшихся в условиях, благоприятных для нефтеобразования, не определяет контур развития нефтяных залежей, то можно допустить, что при наличии соответствующих тектонических и литологических факторов и в пределах рассматриваемой территории могли образоваться нефтяные месторождения.

Эти выводы, основанные лишь на общих геологических соображениях, конечно, не могут служить фактором для прогноза распространения залежей нефти и газа в пределах Рионско-Куринской депрессии, поскольку о самом литологическом характере этих осадков и о тектонической структуре у нас пока данных мало.

Что касается южной краевой части геосинклинали Южного склона Кавказа, то здесь мы вправе допустить благоприятные литолого-фациальные условия для нефтеобразования. Однако, как показала Бзыбская опорная скважина, сильный метаморфизм юрских пород, имевший место в области геосинклинали, распространялся и далеко на юг, почти до края геосинклинали.

Эти новые данные, полученные в результате опорного бурения, позволяют сделать вывод, что юрские отложения южной краевой части геосинклинали южного склона Кавказа, ранее считавшейся одной из перспективных областей для поисков и разведки на нефть и газ, не везде являются перспективными.

В этом отношении в более благоприятных условиях находится Карзманская антиклинальная складка, расположенная в промежуточной зоне между выходами метаморфизированных и нормальных осадочных пород юры на северной периферии Дзирульского массива. Ввиду ликвидации по технической причине Сачхерской опорной скважины, заложенной на этой складке и остановленной в породах порфиритовой серии байоса, вопрос оценки перспектив нефтеносности этой полосы остался нерешенным. Тем не менее полоса эта по своему геотектоническому положению заслуживает серьезного внимания.

Кроме весьма эффективных проявлений нефти, наблюдаемых в соседних районах в раскрытых структурах, в опорной скважине Сачхере на глубине 750 *м* в порфиритовой свите отмечалось газопроявление, хотя

никаких признаков нефтеносности в этой свите не предполагалось. По данным исследований глинистого раствора газовой каротажной установкой (ГКУ-1) установлено наличие горючего газа с содержанием тяжелых углеводородов до 0,6%.

Следует отметить, что газопроявления в скважине в вулканогенной толще байоса генетически могут быть связаны лишь с подстилающими лейасовыми отложениями, что в свою очередь является одним из важных моментов для оценки перспектив нефтеносности этих пород в Карзманской структуре. На своде структура сложена вулканогенными образованиями порфиритовой серии байоса. Исходя из общих региональных соображений, мощность порфиритовой серии в Карзманской антиклинали не должна превышать 2500—3000 *м*. Если учесть размытую часть порфиритовой серии, то при максимальных углах падения пород (50—60° северного крыла и 73° южного), скважина должна вскрыть отложения лейаса на глубине 2500—2700 *м*, что позволит выяснить их нефтеносность. Для этой цели целесообразно заложить разведочные скважины в наиболее приподнятой части Карзманской складки в 550—600 *м* к северу от опорной скважины и на смежной, Зоос-Цверской антиклинали (см. фиг. 8 и 9).

В меловое время в пределах рассматриваемой территории Рионско-Куринской депрессии обособленных геотектонических элементов в виде крупных погружающихся прогибов не существовало.

В зоне Картлийской депрессии, проявившей тенденцию поднятия, по данным Горийской опорной скважины, в течение мела существовал прибрежно-мелководный режим с накоплением органогенно-терригенных отложений незначительной мощности.

По своему геотектоническому расположению и палеогеографической обстановке Картлийскую депрессию для мелового времени можно рассматривать не только как неблагоприятную область для нефтеобразования, но также как в тектоническом и литолого-фациальном отношении неблагоприятную область для формирования нефтяных залежей.

В аналогичных условиях находится и зона Дзирульского массива и прилегающие к ней восточные районы колхидской зоны.

По данным глубоких разведочных скважин в колхидской зоне, в частности в западной части Колхидской долины, на общем фоне постепенного погружения всей области в этом направлении, выделяются зоны развития больших и малых мощностей осадков мела. Распределение мощностей и литолого-фациальный характер показывают, что в меловое время в этой части депрессии существовали зоны небольших поднятий и погружений. Последние могли служить благоприятной областью для нефтеобразования, а по тектонической структуре как зоны погружения, так и зоны поднятия — областью формирования нефтяных залежей.

Разведка глубоким бурением по Колхиде дала весьма ценный материал для оценки перспектив нефтеносности меловых отложений. По имеющимся на сегодняшний день данным наиболее древними слоями, с которыми связана нефтеносность, являются отложения верхнего мела.

Нефтеносность этих отложений была установлена бурением скв. 9 на Чаладидской антиклинальной структуре.

Здесь приток чистой, но густой нефти был получен из трещиноватых известняков сенона с глубины 1940—1980 *м*. Скважина в течение уже 4 лет переливает нефтью с суточным дебитом до одной тонны. Что касается более нижних горизонтов мела, за исключением самых низов неокома (которые не были вскрыты), то, как показало испытание пробуренных

в Колхиде скважин, они промышленных залежей нефти не содержат и даже в наиболее благоприятных структурных условиях являются водоносными.

Отсутствие нижнепалеогеновых отложений в разрезе третичных отложений Картлийской депрессии (Горийская опорная скважина), а также во многих районах рассматриваемой территории их глубокое залегание в зонах прогибов и характер обнажающихся по бортам депрессии осадков, позволяют заключить что они лишены практического интереса в смысле поисков разведки на нефть и газ.

В олигоценовое время в пределах восточного погружения Грузинской глыбы наиболее устойчивым погружением отличался предтриалетский олигоценовый прогиб, тянувшийся вдоль южного борта Картлийской депрессии до восточного погружения Триалетской складчатой системы и дальше на юго-восток в Гаре Кахетии по водоразделу между реками Иори и Куры. Упомянутая полоса развития максимальных мощностей в центре и меньших на периферии — песчано-глинистых осадков майкопской свиты, названная нами Кавтис-хеви-Чатминской подзоной, в олигоценовое время являлась основным геотектоническим элементом Куринской депрессии и отвечает именно области распространения нефтеносных отложений майкопской свиты.

Режим волновых и колебательных движений обусловил правильную ритмичность в осадконакоплении — переслаивание обогащенных органическим веществом пелитов и пород коллекторов, песчаников и песков. Однако не везде могли существовать и в этой зоне соответствующие тектонические условия для скопления нефти промышленного характера. Примером этого может служить район Кавтис-хеви, где по данным разведочного бурения, во многих глубоких скважинах отмечались довольно эффектные нефтепроявления. Однако, как показали результаты разведки, здесь промышленных залежей нефти не встречено. Надо предполагать, что до образования Кавтис-хевского поднятия или слагающих его куполов, это район представлял краевую часть олигоценового прогиба. В результате волновых движений сингенетично-нефтеносные отложения майкопа были выведены из горизонтального положения и наклонены в направлении к центру прогиба. В связи с разностью давления в разных частях прогиба нефть должна перемещаться к краевым приподнятым частям прогиба. В результате постепенного роста этой недавно зародившейся моноклинали в конце олигоцена краевые части прогиба освободились от водного покрова и стали областью размыва. В связи с этим до образования Кавтич-хевского поднятия и прилегающих к ней с юга структур, сформировавшихся в результате молодых складчатых движений, залежи нефти были в основном разрушены и истощены.

В аналогичных условиях находится по-видимому вся южная краевая часть олигоценового прогиба от района Мцхета до Сурамского массива, непосредственно прилегающая к северной периферии Аджаро-Триалетской складчатой системы.

Несколько иную картину мы наблюдаем на восточном продолжении этого прогиба, восточнее Мцхета. Здесь вследствие погружения Аджаро-Триалетской складчатой системы, с одной стороны, и восточного выступа Грузинской глыбы — с другой, олигоценовый прогиб претерпевает более интенсивное опускание и охватывает большую площадь. В этом же направлении наблюдается значительное увеличение мощности осадков, объем и число нефтеносных горизонтов.

В отличие от западной части описанной зоны, в результате волновых и колебательных движений здесь сформировались более или менее обособленные крупные Норио-Патардзеульское, Малхазовка — Таура-тапинское и Байда-Чатминское поднятия, расположенные по одной осевой линии и отделенные друг от друга небольшими поперечными прогибами.

Постепенный рост этих поднятий, в условиях непрерывного осадконакопления, обусловливали перемещение и скопление нефти на крыльях, а затем в сводовых частях поднятий.

При дальнейшей перестройке структурной формы, происходившей в результате складчатых движений, создавались новые, более резко выраженные формы, благоприятные для скопления нефти. Уцелевшие от размыва структуры этой полосы надо рассматривать как наиболее перспективные объекты для разведки на нефть.

Таким образом, допуская приуроченность нефтеносных фаций майкопских отложений к зоне предгорного максимального прогиба при наличии благоприятных тектонических факторов, мы должны в первую очередь обратить особое внимание на структуры, приуроченные именно в этой зоне. Однако было бы ошибочным ограничить площадь распространения нефтяных залежей контурами зоны прогиба, где мы допускаем наличие первоначальных благоприятных условий для образования нефти.

В процессе развития тектонической структуры этой зоны, в результате складчатых движений (дальнейшее осложнение майкопских структур, образование асимметричных складок и дизъюнктивных дислокаций, диапировых явлений, смещение сводов складок, разрушение и размыв структур, трансгрессивное залегание осадков, стратиграфическое выклинивание слоев по краям существующих крупных поднятий и др.) нефть могла приспосабливаться путем миграции к новым структурным и литологическим условиям.

Поэтому, естественно, залежи нефти могли образоваться не только в майкопских осадках или в структурах, приуроченных к этой зоне, но и в вышезалегающих молодых слоях и в структурах, расположенных за пределами этой зоны на склонах соседних поднятий.

Кроме структурных залежей, мы вправе ожидать литологических залежей по краям поднятий и стратиграфических на участках трансгрессивного перекрытия майкопских отложений молодыми образованиями.

Исходя из этих основных принципов, кроме антиклинальных поднятий Кавтис-хеви-Чатминской подзоны (Норио — Марткоби — Патардзеули — Таура-тапа — Сатибе — Аладжиги) заслуживает практический интерес непосредственно прилегающая к северу к этой подзоне периферическая полоса восточного погружения Грузинской глыбы при наличии соответствующих тектонических и литологических условий. Надо учесть также, что геотектонический режим вполне соответствовал процессу образования нефтяных залежей в северной краевой части прогиба (затухание складчатости от максимального прогиба к глыбе и выклинивание отложений майкопа в этом направлении и трансгрессивное перекрывание их более молодыми образованиями).

Однако эта промежуточная полоса не везде могла служить областью образования нефтяных залежей. От района г. Хашури до г. Гори она так узка, что вряд ли можно допустить на данном отрезке этой полосы наличие каких-нибудь значительных поднятий, где могли бы образоваться промышленные залежи. В восточном же направлении от Каспи, в связи с постепенным погружением суши, эта промежуточная полоса постепенно

расширяется и уже в юго-западной части Гаре Кахетии достигает максимума. На этой огромной территории, отвечающей северной краевой части олигоценового прогиба под молодыми отложениями плиоцена на глубине мы вправе ожидать наличие в литологическом и в тектоническом отношении благоприятных структур для скопления нефти промышленного характера. Определить глубину залегания интересующих нас объектов в этой закрытой части весьма затруднительно. Учитывая значительный размыв плиоценовых и миоценовых отложений (до среднего сармата), в этой области по предварительным подсчетам перспективные горизонты должны залегать на доступной для глубокого бурения глубине, однако при современной изученности этой области не только глубины залегания майкопа, но и характер геологического строения этого региона остаются неясными и требуют детального изучения.

В миоценовое время геотектоническая и палеогеографическая обстановка резко меняется. В Колхидской зоне уже окончательно сформировались Гурийская и Мегрельская депрессии, испытывающие погружения значительных масштабов.

В Восточной Грузии в области олигоценового предтриалетского прогиба (Кавтис-хеви-Чатминская подзона) в результате интенсивного поднятия этой области происходит накопление мелководных и прибрежных осадков миоцена. С этого времени этот прогиб, являющийся в майкопское время основным геотектоническим элементом Грузинской глыбы, прекращает свое существование и превращается в область мелководья, и отчасти размыва.

В предгорной части южного склона, т. е. в Базалети-Ширакской подзоне, наоборот, на общем фоне погружения всей депрессии на север, сформировался крупный миоценовый предгорный прогиб с преобладанием тенденции опускания.

Благоприятное сочетание современного структурного плана, палеогеографической обстановки и геотектонического режима миоценового времени позволяют эти вновь сформировавшиеся предгорные прогибы, характеризующиеся преобладанием тенденции погружения, рассматривать как наиболее благоприятные области для образования залежей нефти и газа. К этому можно добавить, что при наличии структур, благоприятных для скопления нефти в областях, прилегающих к этим зонам прогибов в совокупности с наличием здесь литологических факторов, эти области также приобретают значительный практический интерес для поисков и разведки нефтяных месторождений. Поскольку, как мы уже отметили, условия первоначальной обстановки, благоприятные для нефтеобразования, не могут служить пределом распространения нефтяных залежей, тем более в условиях такой частой смены геотектонических режимов и сильной дислоцированности пород, как это наблюдается в бортовых частях (в зонах существующих прогибов) депрессии. Поэтому надо обратить особое внимание как на структуры, приуроченные к прогибам, так и на структуры прилегающих к ним участков.

Перспективы нефтеносности миоценовых отложений на территории Колхидской долины исключаются, поскольку по данным разведочных скважин они в разрезе третичных отложений полностью отсутствуют, а в некоторых случаях размыты.

Поиски структур при всестороннем учете и анализе палеогеографических, литологических и тектонических факторов в областях, примыкающих непосредственно к зонам прогибов, является основной задачей для

геолого-поисковых и разведочных работ на нефть и газ в пределах Колхидской зоны.

Структуры же, расположенные в пределах зон прогибов, изучены довольно хорошо; они имеют хорошо разработанную геологическую основу и подготовлены для глубокого разведочного бурения. Некоторые из них подверглись глубокому разведочному бурению, в результате чего установлена промышленная нефтеносность сарматских отложений (Супса-Омпарети в Гурии). Однако сильная дислоцированность слоев, глубокое залегание нефтеносных горизонтов (в виду больших мощностей осадков) сармата значительно снижают перспективы разведки в данной полосе. Это положение отнюдь не исключает возможность наличия залежей нефти промышленного характера в соседних с ней структурах, расположенных относительно в краевых частях прогиба и имеющих более благоприятное строение для скопления нефти промышленного характера (Чиквети).

Всесторонний анализ палеогеографии и геотектонических обстановок в Картлийской депрессии и смежных с нею областей Горной и Южной Кахетии, с точки зрения установления основных факторов, благоприятных для нефтеобразования и формирования нефтяных залежей, позволяют выявить наиболее перспективные области для поисков и разведки нефти и газа.

Картлийская депрессия, совпадающая примерно с конфигурацией восточного выступа Грузинской глыбы и сформировавшаяся после складчатости смежных геосинклинальных областей не только в миоцене, но и в течение всего мезо- и кайнозоя представляла в целом крупное поднятие, покрытое мелководным морем. Временами значительная центральная его часть выступала из-под воды в виде суши и служила областью интенсивного размыва (палеоген).

К положительному выводу, в смысле наличия условий образования нефти, мы приходим в отношении северного миоценового прогиба, Грузинской глыбы.

Однако огромная мощность пресноводно-континентальных осадков верхнего сармата (2500 и более метров в районе Громи) и других горизонтов миоцена (1000 *м* средней сармат, 300—400 *м* — нижний сармат, 300 *м* — конкский горизонт и т. д.) и, следовательно, глубокое залегание возможно нефтеносных горизонтов среднего миоцена не позволяют выделить какую-нибудь структуру в этой полосе для глубокого разведочного бурения. В этом отношении в более благоприятных условиях находится восточное продолжение зоны северного прогиба, тянувшееся через южный склон Кахетинского хребта в приморскую полосу Гаре Кахетии.

В результате глубокого погружения Грузинской глыбы в восточном направлении и сближения складчатых сооружений южного склона Кавказского хребта и Триалетских гор в междуречье Арагвы и Иори происходит сильное суживание межгорной третичной депрессии. Далее в юго-восточном продолжении депрессии в приморской полосе Гаре Кахетии и Западного Азербайджана, она вновь расширяется и характеризуется развитием больших мощностей осадков миоцена, что указывает на преобладающую роль погружения в этой области.

Однако переслаивание в разрезе миоцена глинистых и алевропсаммитовых образований указывает на изменение соотношения скорости погружения прогиба и воздымания прилегающих к нему поднятий. Особенно четко это явление выражено в краевых частях прогиба. При сохранении общего геотектонического плана в зоне максимального погружения про-

гиба развита в основном однообразная мощная глинистая толща с прослоями алевропсаммитовых образований. По мере удаления от центра прогиба, роль последних постепенно увеличивается и уже по краям они занимают преобладающее значение и обогащаются более грубообломочным материалом вплоть до появления значительных прослоев конгломератов. Наряду с этим уменьшается и мощность отложений, появляются перерывы и несогласия и наблюдается значительная изменчивость литофации.

Перемещение отдельных типов литофации (прибрежных и мелководных) от краев к центру прогиба наблюдаемого со среднесарматского времени в прионорской полосе Гаре Кахетии свидетельствует, по-видимому, о смене с этого времени волновых и колебательных движений отрицательного знака положительными при сохранении в основном морского режима, что привело к отступлению моря и перемещению фации внутри бассейна и перераспределению нефти путем миграции. Доказательством этого может служить закономерное распределение отдельных типов фации, в том числе нефтеносных во времени и пространстве.

Из выделенных нами в Гаре Кахетии четырех типов фации отложений миоцена — пресноводно-континентальной, прибрежно-мелководной, переходной и относительно глубоководной — нефтеносность связана с морскими песчано-глинистыми осадками переходной фации отложений миоцена.

Осадки переходной фации среднего миоцена постоянной нефтеносностью характеризуются в северо-западной части Гаре Кахетии (Норио-Патардзеульская полоса), где они содержат до 5 промышленно-нефтеносных горизонтов, разрабатываемых в настоящее время на площади Норио. В южном направлении они замещаются прибрежно мелководной, а в юго-восточном — глубоководной фациями. При переходе песчано-глинистых осадков в упомянутые типы фации средний миоцен полностью теряет признаки нефтеносности.

Аналогичную картину мы должны иметь и по северному краю прогиба, где эти отложения не выходят на поверхности. На смену среднему миоцену в юго-восточном направлении, а также с краев к центру прогиба нефтеносными становятся осадки переходной фации нижнего и среднего сармата, которые, как правило, в восходящем разрезе закономерно замещают глубоководные глины среднего миоцена. Как и ниже залегающие горизонты, так и переходная фация нижнего и среднего сармата при переходе в самых периферических частях прогиба в прибрежно-мелководные и пресноводно-континентальные осадки или в глинистые осадки в полосе максимального погружения прогиба, совершенно теряют признаки нефтеносности.

Еще юго-восточнее в прионорской полосе Гаре Кахетии нефтеносность приобретают песчано-глинистые осадки морской толщи верхнего сармата, согласно залегающие обычно на относительно глубоководных глинистых отложениях среднего сармата (чобандагская свита).

При переходе морских песчано-глинистых осадков верхнего сармата в другой тип фации — континентальный или прибрежный, несмотря на наличие в них песчанистых образований с удовлетворительными коллекторскими свойствами, верхний сармат также полностью теряет признаки нефтеносности.

Исходя из вышеприведенных данных, мы вправе рассматривать переходную фацию отдельных горизонтов миоцена как нефтеносную фацию,

образовавшуюся на склонах миоценового прогиба в полосах непосредственно примыкающих к зоне максимального погружения прогиба.

Анализ имеющихся материалов геологопоисковых, структурно-картировочных и разведочных работ позволяет приблизительно оконтурить площадь развития нефтеносных фаций для отдельных горизонтов и определить число нефтеносных горизонтов и общий объем нефтеносных свит.

Однако вполне очевидно, что при решении вопроса об оценке перспектив нефтеносности тех или иных отложений, наряду с выявлением закономерности в распределении нефтеносных фаций, первостепенное значение имеет и тектонический фактор, так как он обусловливает миграцию нефти, формирование залежей и их перераспределение.

И в тектоническом отношении описанная часть миоценового прогиба отличается своими благоприятными условиями от западной его части. В целом зону всего миоценового прогиба мы рассматриваем как единую геотектоническую единицу восточного погружения Грузинской глыбы, и по стратиграфическим, фациально-литологическим и тектоническим особенностям выделяем ее в так называемую Базалети-Ширакскую подзону. В отличие от смежной с севера геосинклинальной зоны и с юга (в западной части) восточного выступа (Тирифонско-Мухранская депрессия) подзона характеризуется покровной складчатостью. Особенно хорошо выражена покровная складчатость в юго-восточной части данной подзоны (Гаре Кахетия), где развиты сильно сжатые, обычно опрокинутые с севера на юг и часто разорванные по своду узкие антиклинальные складки кавказского направления и разделяющие их крупные и пологие синклинали, образующие широкие депрессии, заполненные молассовыми образованиями плиоцена.

Характерной чертой для этой подзоны является также уменьшение степени складчатости как с глубиной, так и от величины прогиба между поднятиями. По данным сейсмических исследований и глубокого разведочного бурения в юго-восточной части Гаре Кахетии, сложно построенные на поверхности, крутые, обычно разорванные и опрокинутые на юг складки с глубиной выполаживаются и на определенных глубинах полностью затухают. Такое же постепенное выполаживание и затухание складок наблюдаются от прогиба к поднятиям.

Из многочисленных складок развитых в пределах юго-восточной части Гаре Кахетии и сложенных на поверхности отложениями плиоцена на глубине в отложениях сармата сохраняются лишь около десятка антиклинальных складок, приуроченных в основном к двум крупным, параллельным между собой, полосам антиклинальных поднятий — Кила — Купра — Патара — Шираки и Байда — Чатма — Тарибани.

Разделяющая эти полосы крупная синклинальная депрессия, осложненная на поверхности местами второстепенными антиклинальными складками, совпадает примерно с зоной максимального погружения прогиба.

Исходя из этих соображений, именно эти полосы антиклинальных поднятий надо рассматривать как наиболее благоприятные в тектоническом отношении области для скопления нефти. Если к этому добавить, что они попадаются в область развития нефтеносных фаций среднего (криптомактровые слои) и верхнего сармата, то для оценки промышленной нефтеносности сарматских отложений первостепенное и сугубо важное практическое значение имеют те структуры, которые приурочены именно к этим полосам антиклинальных поднятий. Большинство этих складок, как указыва-

лось выше, разорваны и нефтеносные горизонты сармата северных надвинутых крыльев выведены на поверхности (к ним приурочены известные в Восточной Грузии многочисленные нефтепроявления), однако южные крылья и часто сводовые части этих крупных складок погребены и хорошо закрыты под надвинутым комплексом песчано-глинистых отложений сармата и плиоцена.

Учитывая, что формирование этих основных тектонических элементов происходило в результате роданской (восточно-кавказской) орофазы (о чем свидетельствуют факты несогласного залегания верхнеплиоценовых осадков на размытую поверхность нижнего плиоцена и более древних пород) и что окончательное формирование современного плана тектоники (образование дизъюнктивных нарушений) приурочено к валахской фазе тектогенеза, мы вправе допустить скопление нефти в этих структурах (массивные и пластовые залежи) до образования разрывных форм. Именно эти разрывы могли служить в качестве изоляторов и экранов при перемещении нефти с южных погребенных крыльев этих складок. Именно этим надо объяснить, по-видимому, полное отсутствие признаков нефтепроявлений обычно на южных крыльях большинства нарушенных разрывами складок Гаре Кахетии.

Кроме того, многие складки Гаре Кахетии на глубине в отложениях сармата не затронуты разрывами в контурах нефтеносности, что обусловливает сохранение залежей нефти структурного типа в замках антиклиналей. При отсутствии путей миграции нефти вдоль разрывов и наличии мощной глинистой покрышки в таких антиклинальных складках можно рассчитывать встретить крупные залежи.

Таким образом, благоприятное сочетание современного структурного плана геотектонического режима и палеогеографической обстановки миоценового времени позволяет эти две полосы антиклинальных поднятий рассматривать как наиболее благоприятные области для образования залежей нефти и газа в отложениях сармата в Гаре Кахетии.

ЛИТЕРАТУРА

Архангельский А. Д. Условия образования нефти на Северном Кавказе. М.—Л., «Сов. нефт. пром.» 1947.

Белоусов В. В. Большой Кавказ. Опыт геотектонического исследования, ч. I, II, III, Л.—М., ОНТИ, 1939.

Богачев В. В. Материалы к истории тектонического развития Закавказской низменности. «Аз. нефт. хоз.» № 11, 1927.

Булейшвили Д. А. Геологические исследования в районе Меджврис-хеви—Захори. Тр. Горийск. пед. ин-т., Тбилиси, 1942.

Булейшвили Д. А. К вопросу о фациях сарматских отложений Южной Кахетии. Бюлл. тр. «Грузнефть», № 1—2, 1947.

Булейшвили Д. А. К палеогеографии неогенового прогиба Восточной Грузии. Бюлл. тр. «Грузнефть», № 1/4, 1949.

Варенцов М. И. Геологическое строение западной части Куринской депрессии. Изд. АН СССР, 1950.

Варенцов М. И. О геологии и палеогеографии окрестностей города Гори и смежных районов Грузии. Сборник «Памяти акад. И. М. Губкина». Изд. АН СССР, 1951.

Вассоевич Н. Б. Проблема тектоники Восточной Грузии. Баку — Москва. ОНТИ, 1936.

Вахания Е. К. К вопросу разведки структур левобережья р. Куры в Западном Азербайджане. «Аз. нефт. хоз.», № 7, 1937.

Вебер В. В. Нефтеносные фации и их роль в образовании нефтяных месторождений. Ленгостоптехиздат, 1947.

Гамкрелидзе П. Д. Геологическое строение Аджаро-Трилетской складчатой системы. Изд. АН Груз. ССР, 1949.

Гамкрелидзе П. Д. Общие соображения о геотектоническом строении Грузии. Сборник трудов Ин-т. геол. АН Груз. ССР, 1951.

Губкин И. М. Учение о нефти. Изд. 2-е, М.—Л., ОНТИ, 1937.

Губкин И. М. К вопросу о генезисе нефтяных месторождений Северного Кавказа. Тр. XVII МГК, т. IV, 1940.

Давиташвили Л. Ш. Дарвинизм и проблема происхождения каустобиолитов. Тбилиси, 1944.

Дженелидзе А. И. Проблема Грузинской глыбы. Сообщ. АН Груз. ССР, т. III, № 1—2, 1942.

Дзвелая М. Ф. Схема стратиграфии майкопских отложений Мегрелии. Бюлл. тр. «Грузнефть», 1—2, 1947.

Жижченко Б. П. Средний миоцен «Стратиграфия СССР», т. XII, Неоген СССР, Изд. АН СССР, 1940.

Ильин С. И. и Эберзин А. Г. Очерк геологического строения полосы третичных отложений Южной Абхазии. Тр. НГРИ, сер. Б, вып. 38, 1933.

Карстенс И. Э. Материалы к палеогеографии Кахетинского хребта и долины р. Алазани. Тр. НГРИ, сер. Б, вып. 47, 1934.

Кахадзе И. Р. Грузия в юрское время. Изд. АН Груз. ССР, 1947.

Качарава И. В. Рачинско-Лечхумский бассейн и смежные районы в палеогеновое время. Тр. Геол. ин-та АН Груз. ССР, т. II, 1944.

Кебадзе Н. И. Норио-Мухроваиская геологическая партия (Тбилисский район) Тр. Грузфилиала Азнефтеразведки, 1936.

Колесников В. П. Верхний миоцен. Стратиграфия СССР, т. XII, Неоген СССР, Изд. АН СССР, 1940.

Кремс А. Я. Основы формирования залежей нефти и газа. Гостоптехиздат, 1954.

Кудрявцев Н. А. Геологические исследования в междуречьи Алазани и Куры. Тр. НГРИ, сер. Б, вып. 32, 1932.

Лалиев А. Г. Проблема юрской нефти на южном склоне Кавказа. «Нефт. хоз.» № 12, 1936.

Лалиев А. Г. За создание крупной нефтяной промышленности в Груз. ССР. Бюлл. Грузнефти, № 1—2, 1947.

Маркович В. П. Геологическое строение Восточной Грузии. Изд. АН СССР, 1954.

Мефферт Б. Ф. Миоцен Западного Закавказья. «Геология СССР», т. X, ч. 1, 1941.

Мирчинк М. Ф. Состояние нефтяной геологической науки и пути ее развития. Изв. АН Аз. ССР, № 8, 1952.

Пахомов В. Е. О континентальных неогеновых образованиях Восточной Грузии. «Новости нефт. геол»., № 7, 1936.

Ренгартен В. П. Военно-Грузинская дорога. XVII МГК. Экскурсия по Кавказу, Ростов—Тбилиси, ОНТИ, 1937.

Ренгартен В. П. Общий обзор тектоники Закавказья. Геология СССР, т. X, М., 1941.

Рубинштейн М. М. К проблеме геотектонического расчленения Грузии. Сб. тр. Ин-т. геол. АН Груз. ССР, 1951.

Ульянов А. В. Геологическая история Западной Грузии в третичное время. Изд. АН СССР, 1954.

Хаин В. Е. К истории геологического развития Куринской впадины. Сб. тр. Ин-т. геол. АН Груз. ССР, 1951.

Хаин В. Е. Геотектонические основы поисков нефти. Азнефтеиздат, 1954.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Предисловие	3
Е. М. Люткевич и М. И. Нейсик. Перспективы нефте-газоносности Севера и Северо-запада Русской платформы	5
Е. М. Люткевич. О нефтеносности пермских отложений Севера Русской платформы	29
Е. М. Люткевич. Нефтеносность Припятского Полесья	39
В. В. Глушко, Я. М. Сандлер. Перспективы нефтеносности западных областей УССР	48
П. Г. Суворов. Оценка перспектив нефте-газоносности палеозойских отложений центральных областей Русской платформы	63
М. А. Гатальский. Оценка перспектив нефте-газоносности Русской платформы по гидрохимическим показателям	120
И. Ю. Лапкин и Б. П. Стерлин. Перспективы нефте-газоносности Днепровско-Донецкой впадины	148
П. К. Иванчук. Геологическое строение юго-западного и южного Причерноморья	162
Я. С. Эвентов. Перспективы нефте-газоносности западной части Прикаспийской впадины	209
А. Г. Алексин и А. И. Цатуров. Основные результаты опорного бурения по Терско-Кумской равнине	232
В. Е. Хаин и Г. А. Ахмедов. Геологическое строение Азербайджанской ССР по материалам опорного бурения	254
А. И. Месропян. Геологическое строение Армянской ССР и перспективы ее нефтеносности	280
Д. А. Булейшвили. Геологическое строение межгорной депрессии Грузии и перспективы ее нефтеносности	293

ОЧЕРКИ ПО ГЕОЛОГИИ СССР
(по материалам опорного бурения)

Редактор *Н. Т. Линдтроп.* Технический редактор *А. Б. Ящуржинская*
Ведущий редактор *П. С. Долматов.* Корректоры *Г. М. Симонова, З. Г. Сегаль*

Сдано в набор 30/VIII 1957 г. *Подписано к печати 1/XII 1957 г.* *Печ. л. 22+11 вклеек* (усл. л. 34,25). Уч.-изд. л. 31,61. Тираж 1500 экз. Индекс 11—5—4. М-50128.

Гостоптехиздат. Ленинградское отделение. Ленинград, Невский проспект, 28.
Издательский № 10210. Заказ 623.
Типография «Красный Печатник». Ленинград, Московский проспект, 91.
Цена 23 р. 65 к.

ЗАМЕЧЕННЫЕ ОПЕЧАТКИ

Страница	Строка	Напечатано	Должно быть
96	5 сн.	9,06%	2,06%
106	18 сн.	выделены	выведены
206	22 сн.	понтплиоцена	плиоцена
206	20 сн.	сармат, показало	сармат, понт, показало
326 Подпись к фиг. 7	3 сн.	тархановский	тарханский

Заказ 623.

23 р. 65 к.

5763