

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ ВЕРХНЕГО ПРИАМУРЬЯ

А.П. Сорокин

Отделение региональной геологии и гидрогеологии АмурНЦ ДВО РАН

На юге Дальнего Востока перспективы нефтегазоносности связываются с Зейско-Буреинским и Верхнезейским бассейнами, входящими в состав Восточно-Азиатского и Монголо-Амурского нефтегазоносных поясов. Первый из этих поясов включает пять основных бассейнов: Джаньхань, Ю-Вань, Бохайвань, Сунляо, Зейско-Буреинский. Они заложены на различных по возрасту структурах с системой линейных мантийных диапиров при мощности земной коры менее 34 км. Кроме этого, в строении пояса заметна определенная симметрия: центральные бассейны (Сунляо и Бохайвань) - самые крупные, глубокие (8-11 км) и наиболее богатые нефтью; крайние (Зейско-Буреинский и Джаньхань) - небольшие, относительно мелкие (4-6 км).

Все депрессии пояса, даже мелкие (Фусинь и Наньянь), нефтеносны. С этих позиций можно положительно также оценить перспективности Зейско-Буреинского бассейна, несмотря на то, что он отличается от Сунляо меньшими размерами, мощностью и большей расчлененностью. Здесь следует отметить, что дифференцированность основного бассейна не всегда является показателем бесперспективности: в пределах впадины Бохайвань выделяется более 40 бассейнов, из которых нефтеносны даже совсем мелкие.

У Зейско-Буреинской существует много общего депрессии с нефтеносными бассейнами Хайлар и Эрлань Монголо-Амурского пояса. Сходство заключается в значительной расчлененности (например, в бассейне Эрлань - 30 мелких прогибов), небольшой мощности меловых пород (2-3 км), широком развитии эффузивных пород, типе ОБ (смешанного состава со значительной долей гумусового).

Несмотря на приведенные структурные предпосылки нефтегазоносности, специализированные нефтепоисковые работы в этом регионе были начаты только в 50-х гг. минувшего столетия. В них принимали участие Восточно-Сибирское (г.Иркутск) и Дальневосточное (г.Хабаровск) геологические управления, научные экспедиции Московского Государственного университета и Всесоюзного научно-исследовательского геологоразведочного института (г.Ленинград). В течение 1950-72 гг. на территории Зее-Буреинского междуречья были выполнены гравиметрическая и аэромагнитная съемки масштаба 1:1000000 и 1:500000, электроразведочные работы ВЭЗ (вертикальное электроразведывание) и МТЗ (магнитотеллурическое зондирование). Было отработано около 13000 пог.км сейсмопрофилей КМПВ (картирование методом преломленных волн) и более 1000 кв.км МОВ (метод отражения волн) и РНП (регулируемо-направленный прием); пробурено 92 мелких скважины (350-1100 м) общим метражом 68918 и 14 глубоких (1399-3254 м) об-

щим метражом 31004. Проведено испытание 9 глубоких скважин (27 объектов). В итоге было изучено 20% территории, перспективно оцениваемой на обнаружение углеводородного сырья.

Последующие исследования по этой проблеме существенно дополнили общую картину нефтегазоносности региона. Сейсморазведочные работы (МОВ ОГТ), проведенные в 1987-88 гг. Дальневосточной геофизической экспедицией ПГО "Сахалингеология" МинГео СССР, позволили выявить на юге Зейско-Буреинского бассейна перспективные площади с повышенной мощностью осадочного чехла (более 3-4 км). Одновременно с этим, в 1988-89 гг. сотрудниками ВНИИгеоинформсистем МинГео СССР и АмурКНИИ АмурНЦ ДВО РАН выполнен комплексный анализ нефтегазоносности Зейско-Буреинской впадины и сопредельных территорий Китая на основе систематизации и анализа космофотоинформации, результатов наземных геофизических, геохимических, гидрогеологических и буровых работ. Он позволил подойти к оценке перспектив нефтегазоносности Зейско-Буреинского бассейна и ее отдельных локальных объектов, исходя из принципиально новых представлений, базирующихся на геодинамической модели нефтегазообразования с позиций тектоники плит, а также оценить осадочно-вулканогенный комплекс силура и девона как возможно нефтегазоносный. На основании этих работ осадочный мезозойско-кайнозойский чехол рассматривается не только как генератор и аккумулятор углеводородов из континентально-озерных отложений мелового возраста, но и как своеобразная ловушка мигрирующих нефтей (газа) из других структурно-тектонических зон. Предполагается также наличие зон субдукции и обдукции на восточной окраине бассейна, где под "пластиной" гранитоидов обрамления прогнозируются осадочные образования с благоприятными предпосылками для обнаружения залежей нефти и газа.

Следует кратко остановиться на некоторых теоретических проблемах нефтеобразования, существенно усиливающих потенциал Верхнего Приамурья. В последнее десятилетие формирование очагов нефтеобразования континентальных осадочных бассейнов во многом связывается с рифтообразованием. Наличие рифтогенных структур фиксируется в нижних структурных этажах бассейнов многих молодых и древних платформ (Западная Сибирь, Чад, приатлантические бассейны Африки, Южной Америки и др.). В связи с этим очевидно, что в пределах внутриконтинентальных областей стадия активного развития в режиме растяжения и высокого теплового потока сменяется стадией остывания и пассивного проседания литосферы. В дальнейшем, над рифтами развиваются впадины типа синеклиз с седиментацией и тектоничес-

ким режимом, характерные для внутрикратонных бассейнов (Днепровско-Донецкий, Западно-Сибирский и др.).

Указанные особенности определяют специфику строения, нефтеобразования и нефтенакпления, она выражается в пестроте фациального состава континентальных отложений и доминирующей роли вертикальной миграции углеводородов. В связи с этим региональные зоны нефтегазонакпления часто контролируются линейными горстообразными поднятиями вдоль разломов, отделяющих их от грабенообразных впадин. Ускорению процессов нефтегазообразования здесь способствует повышенный тепловой поток, в результате чего образование углеводородов может происходить в неглубокозалегающих породах. Следует отметить, что в последнее время результатами изучения Восточно-Африканских рифтовых систем и бассейна Сунляо доказан высокий нефтематеринский потенциал глинистых пород озерного генезиса, которые одновременно могут служить и покрывками (Кучерук, Ушаков, 1985; Соколов, Хаин, 1997).

По мнению специалистов-нефтяников, неудачи нефтепоисковых работ в пределах Зейско-Буреинского бассейна определялись следующими причинами:

1. Нарушение принципа региональности исследований, которые были сосредоточены только в южной половине Зейско-Буреинского осадочного бассейна без охвата других перспективных структур: Ушумунской (северо-западная часть Зейско-Буреинской депрессии), Верхнезейской впадин и Верхнеамурского краевого прогиба, несмотря на их перспективную оценку.

2. Низкое качество методических работ. В Зейско-Буреинском бассейне, как и в соседнем - Сунляо (КНР), мезозойский осадочный чехол разделяется на два комплекса: нижний орогенный (1500-3000 м) и верхний платформенный (0-1500 м), последний из которых, собственно, и является основным аналогом продуктивного комплекса Сунляо, но почти вдвое уступает ему по мощности. Этот комплекс наиболее перспективен, так как в нем сосредоточены наиболее мощные глинистые покрывки и хорошие коллекторы, в которых локализованы все нефтегазопроявления и большинство повышенных газопоказаний. Он вскрыт всеми мелкими скважинами, а испытывался только в четырех глубоких скважинах (9 объектов), не в оптимальных условиях. Более того, сейсморазведкой МОВ уверенно картировались структуры на глубине 500-800 м, а скважины закладывались на 2000-3000 м на нижний орогенный горизонт практически вслепую. В тоже время, в Сунляо основной продуктивный интервал расположен на 300-1500 м.

3. Отсутствие единой концепции формирования и размещения залежей углеводородного сырья. В соответствии с этим, поисковые работы на нефть и газ в Зейско-Буреинском бассейне были ориентированы в основном на выявление структурных ловушек без серьезного изучения продуктивности зон литологического выклинивания, экранов, поверхностей несогласий, коллекторов в эффузивах, к которым приурочена нефтегазоносность в китайском бассейне Хайлар.

Анализ современного состояния проблемы нефтегазоносности Верхнего Приамурья невозможен без рас-

смотрения условий формирования осадочных бассейнов, их строения, оценки имеющихся нефте- и газопроявлений и др. Тектоническая природа этих бассейнов различна. Так, Верхнезейская депрессия представляет собой типичную мезозойско-кайнозойскую межгорную структуру, а Зейско-Буреинская - молодую платформу. Образование ее связано с формированием в центральной части Амурского супертеррейна систем протяженных депрессионных структур, которые по особенностям строения и выполняющих их пород относятся к рифтовым (Сорокин, 1972; Шатков и др., 1986; Сорокин, Сорокин, 1998; и др.).

Зейско-Буреинский бассейн с севера и востока обрамлен Янкано-Тукурингра-Джагдинским и Туранским поднятиями, а с запада и юга - горными сооружениями Мал. Хингана, расположенными в пределах Китая. Морфологический облик Зейско-Буреинской равнинно-платформенной области весьма разнообразен. Северная, наиболее повышенная ее часть выражена в виде денудационных и денудационно-аккумулятивных равнин с абсолютными отметками 400-500 м остаточными холмогорными массивами (500-700 м), которые к югу переходят в Амуро-Зейское плато (300-400 м) и далее Зейско-Буреинскую низкую равнину (200-300 м).

Внутреннее строение рассматриваемой структуры неоднородное. В чехле бассейна выделяются рифтогенные (поздняя юра-ранний мел) и постколлизийные плитные (платформенные) (поздний мел-антропоген) комплексы (Сорокин, 1972, 1990, 1997). Первый из них представлен осадочными и вулканогенными образованиями екатеринославской, итигутской, поярковской свит, второй - исключительно осадочными породами завитинской, цагайской, кивдинской, райчихинской, мухинской, бузулинской, сазанковской и белогорской свит. Указанные комплексы формируют разнообразные по морфологии и типу движений положительные и отрицательные структуры внутри плиты. Центральное положение в ней занимает Нижнезейский бассейн с глубиной залегания пород фундамента до 3-4 и более км, состоящий из Приамурской, Зейско-Селемджинской, Екатеринославской и Архаринской депрессионных зон, включающих системы малых бассейнов, выполненных преимущественно песчано-глинистыми породами с пластами эффузивов в основании и на бортах этих структур (рис. 1). В основании их залегают слабо диагенизированные верхнепалеозойские отложения.

Стержневой структурой Зейско-Буреинского бассейна является Зейско-Селемджинская зона, ограниченная с запада и востока глубинными разломами, к которым приурочены долины рек Зеи и Бурей. Она состоит из чередующихся погружений и поднятий северо-восточного простирания. Наиболее перспективной для поисков углеводородного сырья считается западная часть зоны, состоящая из Лермонтовского, Дмитриевского, Комиссаровского, Козьмодемьяновского, Белогорского, Константиноградского, Сапроновского и др. малых бассейнов мощностью чехла до четырех и более км, разделенных Успенковским, Николаевским, Бориспольским поднятиями. В восточной половине Зейско-Буреинского бассейна, включающей Екатеринославскую и Архаринскую зоны, рас-

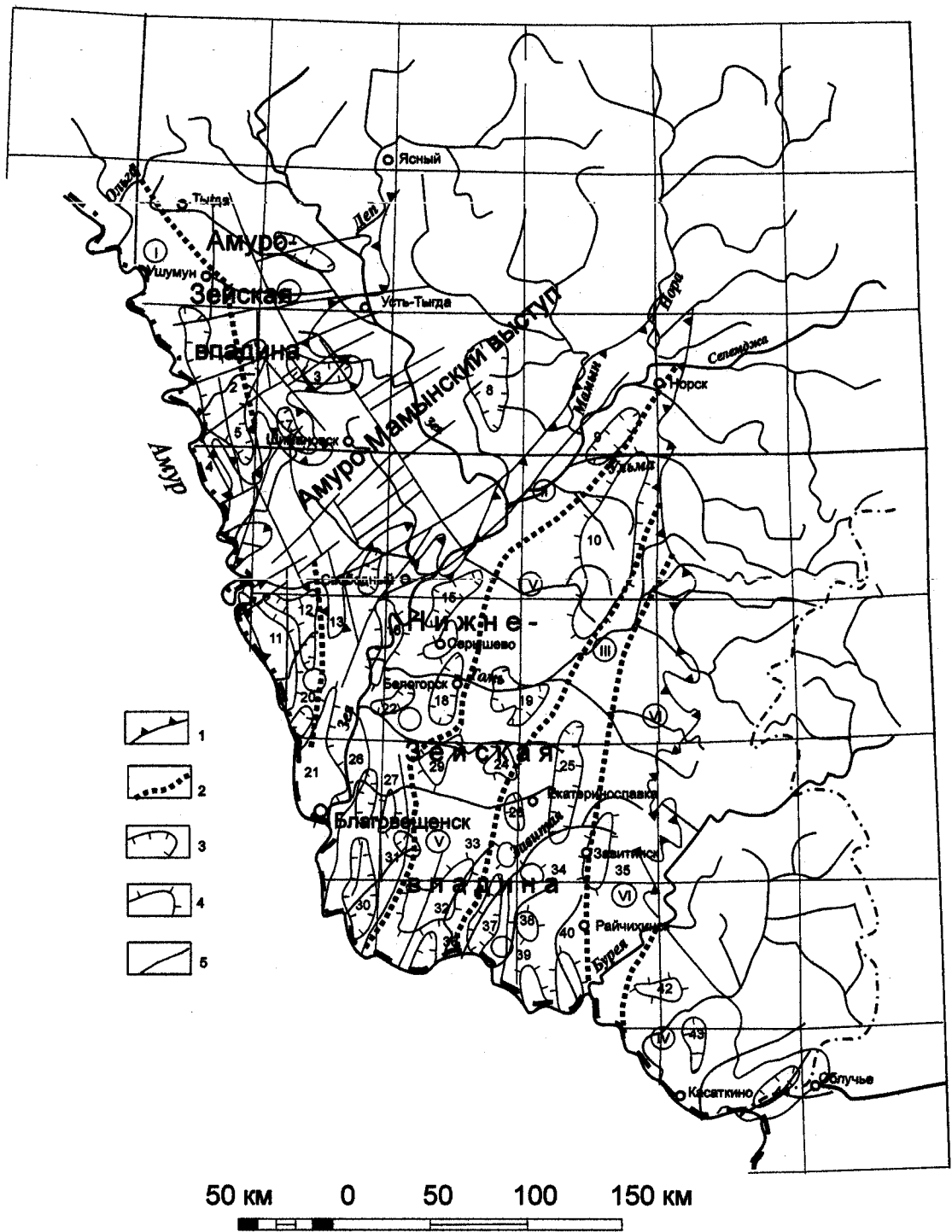


Рис 1.1. Структурно-тектоническая схема Зейско-Буреинского бассейна

1 - границы Зейско-Буреинского бассейна, 2 - границы положительных и отрицательных структур III порядка в составе Амуро-Зейской (Ушумунской) и Нижнезейской областей прогибания (II порядка), 3-4 - границы прогибов и поднятий IV порядка, 5 - тектонические нарушения.

Цифры на схеме Депресссионные зоны III порядка: I-Приамурская, Зейско-Селемджинская; III - Екатеринославская, IV-Архаринская. Положительные структуры III порядка: V - Завитинско-Майкурская, VI - Притуранская, VII-Тыгдинская. Структуры IV порядка. Поднятия: 5 - Алексеевское, 6 - Новогеоргиевское, 10 - Майкурское, 11 - Петропавловское, 13 - Костоюковское, 16 - Лебяжьеvское, 17 - Борисопольское, 21 - Благовещенское, 23 - Николаевское, 24 - Поздееvское, 27 - Успенское, 29 - Гродековское, 32 - Полтаvско-Ильиновское, 33 - Западно-Албазинское, 34 - Восточно-Албазинское, 35 - Тюканское, 38 - Воскресеноvское, 41 - Украинское. Погруженные зоны: 1- Усть-Тыгдинский, 2-Тараконский, 3 - Мухинский, 4 - Кумаро-Ушаковский, 7- Актайский, 8 - Ушумунский, 9 - Колмогоровский, 12 - Сычевский, 14 - Спасовский, 18 - Белогорский, 19 - Ромненский, 20 - Сергеевский, 22 - Комиссаровский, 25 - Романовский, 26 - Дмитровский, 28 - Екатеринославский, 30 - Лермонтовский, 31 - Козьмодемьяновский, 37 - Михайловский, 36 - Куприяновский, 39 - Асташихинский, 40 - Райчихинский, 42 - Архаринский, 43 - Южно-Архаринский, 44 - Мутнинский

полагаются Михайловский, Екатеринославский, Ромненский Архаринский и Южно-Архаринский малые депрессии (рис 1).

С востока Нижнезейский бассейн ограничен Туранским, а с северо-запада - Амуру-Мамынским поднятием, за которым располагается вторая по величине - Амуру-Зейская (Ушумунская) впадина. Чехол ее сложен вулканогенными и осадочными породами мощностью от 1 до 4 км, среди которых выделяются те же стратиграфические подразделения, что и Нижнезейской депрессии. На севере она замыкается на Гонжинское поднятие, Верхнеамурский и Зейско-Депский мезозойские бассейны. Они об-

разованы юрскими и нижнемеловыми морскими, прибрежно-морскими и континентальными отложениями, сформированными в пределах Монголо-Охотской области.

Верхнезейский осадочный бассейн занимает пограничное положение между Становым и Джагдинским поднятиями. Площадь его 10-12 тыс. кв. км. Чехол бассейна изучен с помощью единичных скважин, глубина которых не превышает 500 м. Судя по геофизическим данным (Лишневский, Земляков, 1972), наиболее опущенная часть ее примыкает к Джагдинскому поднятию (Дутканский, Сирикский, Амканский депрессии). В пределах этой пло-

Рис. 2. Газопроявления из осадочных и вулканических пород Зейско-Буреинского бассейна (А В Петухов, 1968)

Газопроявления из отложений: 1 - палеогена, 2 - маастрихт-дания, 3 - турон-кампана, 4 - апт-альба, 5 - газопроявления неизученного состава, установленные газокаротажными работами на скважинах, 6 - газопроявления, наблюдаемые визуально при бурении скважин, 7 - газопроявления изученного химического состава

щадки вскрыты верхнемеловые и кайнозойские образования, которые постепенно выклиниваются в северном направлении (Сорокин, Барвенко, 1975).

Литолого-геохимическими исследованиями, проведенными в 60-е гг. на территории Зейско-Буреинского бассейна (Гусева и др., 1962; Петухов, 1968) было доказано существование благоприятной геохимической обстановки накопления и преобразования юрских и меловых (до Маастрихта) отложений, в результате чего органическое вещество, содержащееся в значительном количестве в породах указанного возраста, могло производить углеводороды. Основой этого служит наличие в породах осадочного выполнения бассейна легких, маслянистых, средних, смолисто-асфальтовых и переходных битумоидов. Наиболее распространены из них легкие и маслянистые типы, которые заметно преобладают (60-70%) в песчаниках, часто встречаются в алеврититах и реже - в глинистых породах.

В контексте этого, А.В.Петухов (1968) считал, что к нефтепроизводящим могут быть отнесены отложения екатеринославской, итикутской, поярковской и завитинской свит, степень катагенного преобразования которых соответствует технологическим группам Ж(?), Д и Г гумусовых углей и плотности глинистых пород 2,1-2,4 г/см³. Содержание $S_{орг}$ в глинистых породах этой группы в среднем составляет 1,15-1,74%, в песчаных - 0,56-0,83%. Концентрация битумоидов колеблется в широких пределах, составляя в среднем 0,01-0,03% в глинах и 0,008-0,05% - в алеврититах и песчаниках. Доля масел в битумоидах в среднем составляет 30-56%. Максимальное количество масел отмечается в битумах песчаных пород, характеризующихся незначительным содержанием гетероэлементов (до 5%) и достаточно высокой концентрацией С и В. В битумоидах глинистых пород встречаются несколько повышенные концентрации асфальтенов и гетероэлементов. В составе битумоидов пород этой группы отмечается постоянное присутствие ароматических углеводородов и парафинов, в том числе и твердых. Преимущественно аллохтонный тип битумоидов свидетельствует о широком развитии в этих породах процессов перераспределения углеводородов.

К потенциально нефтематеринским отложениям, частично к газопроводящим, по нашему мнению могут быть отнесены пресноводно-солонатоводные породы цагайской и завитинской свит, исключая образования окислительных геохимических фаций (красноцветы). По степени катагенеза эти отложения соответствуют средне- и позднебуроугольному этапам начального метаморфизма ОВ и плотности глинистых пород до 2,1 г/см³. Содержание $S_{орг}$ в глинах составляет 0,71-1,59%, в песчаниках - 0,39-0,56%. Концентрация битумоидов в них в 2-15 раз ниже, чем в образованиях предыдущей группы, а количество масел в битумоидах редко превышает 30%, но в то же время заметно повышено содержание гетероэлементов. Битумоиды в отложениях преимущественно автохтонные, а аллохтонные встречаются лишь в породах-коллекторах.

Непосредственно нефте- и газопроявления известны только в пределах южной части (рис. 2) Зейско-Буреинского осадочного бассейна. Большинство их установлено

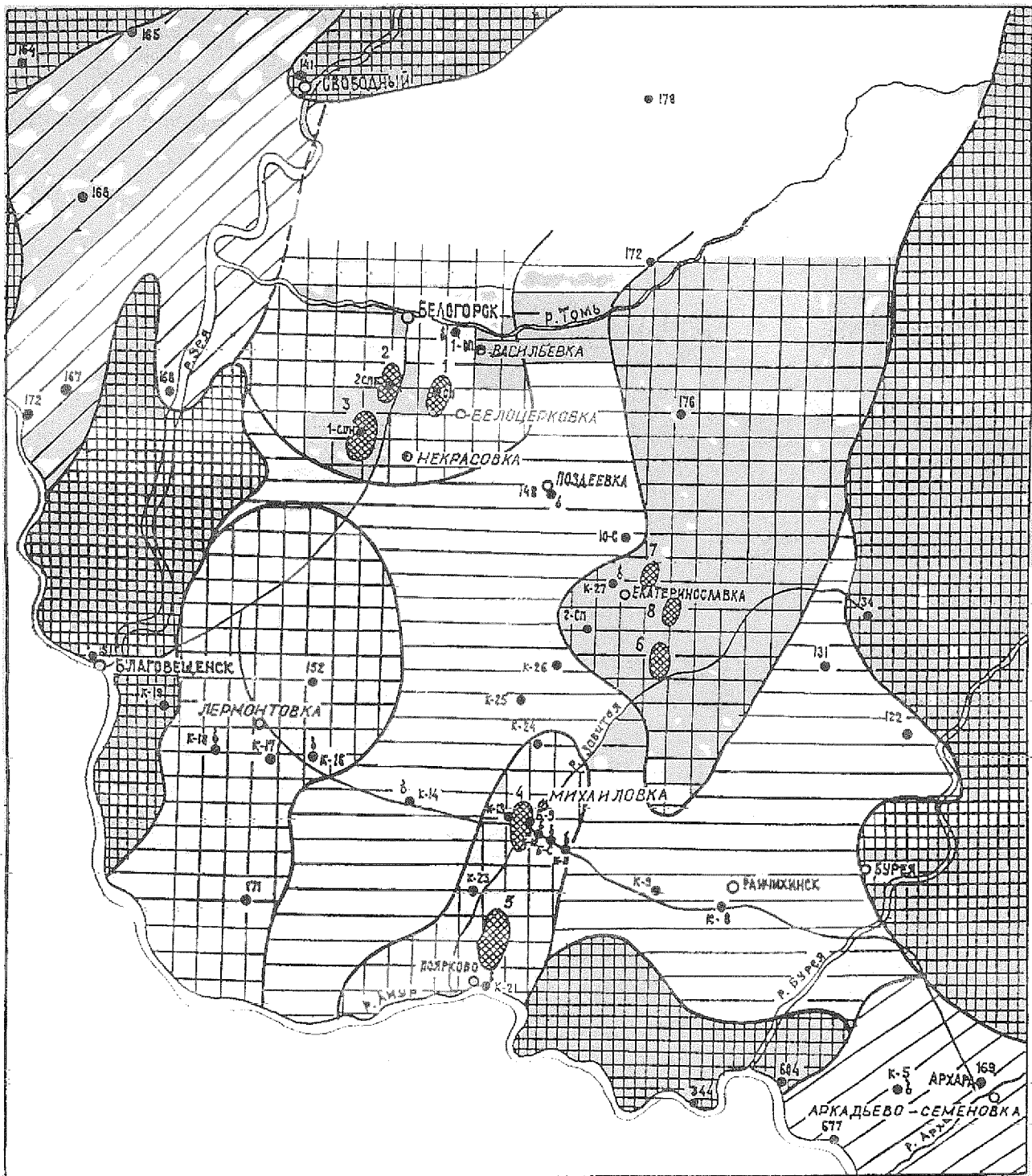
в глинистых или вулканогенных образованиях. Лишь в скважинах к-14, 169 (цагайская свита, верхний мел), к-18, к-5 и 1оп (поярковская свита, нижний мел) проявления нефти и газа приурочены к песчаным пластам. По данным стандартного электрокаротажа в скважине к-18, на глубине нефтегазопроявлений отмечаются положительные аномалии ПС при резком увеличении КС, однако мощность этих, возможно, продуктивных отложений не превышает 1-3 м. В то же время следует отметить, что все скважины, в которых зафиксированы проявления углеводородов, пройдены в неблагоприятных структурных условиях.

В результате анализа нефтяных эмульсий из скважины 1оп, пробуренной в с Васильевке и образцов, насыщенных битумов (Марков, Гусева, 1964), установлено, что нафтиды обладают несколько повышенным удельным весом (0,8839-0,8521). В групповом составе их заметно преобладают парафиновые структуры ($Op = 47,5-56,5\%$). Присутствуют нафтеновые ($Сн = 28,5-52,5\%$) и ароматические углеводороды ($Са = 0,0-29,3\%$). По структурно-групповому составу петролейно-эфирная фракция, выход которой достигает 87,4%, имеет молекулярный вес 306-348 и содержит несколько больше алканов и меньше ароматических структур. По результатам физико-химических исследований нафтидов и их масляной фракции, они классифицируются как нафтеново-метановые нефти с примесью ароматических углеводородов (Марков, Гусева, 1964).

Анализ литолого-стратиграфического положения выявленных нефтепроявлений показал (Петухов, Тимофеев, 1966), что они приурочены к литологически (скв. к-11, инт. 370-480, 546-552 м) и тектонически (скв. 1-спн, инт. 1192-1218 м) экранированным зонам нижнемеловых отложений, а также к породам этого же возраста сводовой части Лермонтовского поднятия (скв. 1-спн, инт. 740-780 м).

Состав газов из мезозойских отложений Зейско-Буреинского бассейна азотно-углекислый, азотно-метановый и метановый (рис. 2). Первый из них (пять проявлений) установлен при бурении скважин на Аркадьеве-Семеновской, Лермонтовской, Михайловской и Некрасовской площадях в породах вулканокластического происхождения, либо вблизи их распространения. Азотно-метановые газы (14 газопроявлений) присущи образованиям итикутской, поярковской и завитинской свит. Они получены при бурении ряда скважин на Васильевской, Белоцерковской, Некрасовской, Михайловской и др. площадях. Концентрация тяжелых углеводородов в некоторых проявлениях этой группы достигает 28,8% (с.Михайловка). Характерной особенностью азотно-метановых газов является сходство их состава на разных площадях.

Метановые газы (3 газопроявления) приурочены к отложениям завитинской свиты, развитым на сводах и крыльях локальных брахиантиклинальных поднятий, где эти отложения экранированы непроницаемыми покровными (пос. Архара), либо гидрогеологически закрытыми тектоническими нарушениями (с.Михайловка, скв. к-12). Аналогичные газопроявления характерны для зон выклинивания завитинских пород-коллекторов (с.Некрасовка, скв. 1-спн). Присутствие в составе метановых газов тяжелых углеводородов вплоть до C_6H_{14} указывает на возмож-



- | | | | |
|--|--------------------------------------|--|-------------------------|
| | Высокоперспективные районы | | Скважины пробуренные |
| | Перспективные районы | | Газопроявления |
| | Малоперспективные районы | | Нефтепроявления |
| | Районы с невыясненными перспективами | | Бесперспективные районы |
| | Брахантиклинальные поднятия | | |

1- Итикутское, 2 - Белоцерковское, 3 - Некрасовское, 4 - Радостное, 5- Дубовское,
6- Ново-Михайловское, 7 - Борисовское, 8 - Романовское

Рис. 3. Схема перспектив нефтегазоносности Зейско-Бурейнской впадины
Масштаб 1 : 1500000

ную их связь со скоплениями нефти в недрах впадины.

Реже встречаются азотно-углекисло-метановые газы (два проявления), установленные в вулканогенно-осадочных отложениях поярковской свиты в пределах Васильевской и Михайловской площадей.

Анализ распределения газов по площади позволяет говорить о зональном распределении в пределах южной части Зейско-Буреинского бассейна. Есть основания полагать, что метановые газы характерны для пород, залегающих ниже 500-700 м. Выше по разрезу развиты азотно-метановые и азотно-углекислые газы. Наличие метановых газов в пределах локальных структур в зоне развития азотно-углекислых и азотно-метановых газов свидетельствуют об аллохтонной газоносности этих поднятий и наличии газоматеринских пород в недрах впадины. Присутствие в составе аллохтонных газов тяжелых углеводородов вплоть до C_6H_{14} свидетельствует о возможной связи со скоплениями нефти в недрах.

В этом контексте, следует отметить следующее. В составе углеводородов из скважин к-12 (500-508 м) и к-11 (370-371 м) отмечается резко повышенное содержание концентрации C_4H_{10} (25,4-41,6% состава углеводородной части газа), а отношение этана к сумме гомологов (обычно до C_6) колеблется от 0,3 до 0,5. В тоже время, для газов нефтяных месторождений это отношение почти везде меньше 1,3. Эти данные, а также присутствие в составе исследованных газов тяжелых углеводородов, могут свидетельствовать о наличии в недрах скоплений нефти.

Отсутствие положительных результатов выявления месторождений углеводородного сырья не изменяет общую перспективную оценку Зейско-Буреинского (включая Ушумунского) и Верхнезейского осадочных бассейнов Верхнего Приамурья. В этом ряду в качестве первоочередной (хотя, возможно, и не наиболее перспективной) может быть рекомендована для исследования наиболее изученная - южная часть Зейско-Буреинской депрессии. В строении ее участвуют мезозойские отложения, обладающие достаточно высоким нефте- и газоматеринским потенциалом, здесь существовали благоприятные условия для реализации этого потенциала и формирования углеводородных залежей. Сложность и нарушенность ловушек, низкое качество геофизических и буровых работ не только не способствовали открытию месторождений нефти и газа, но и не позволили создать достаточно обоснованную модель строения возможных месторождений.

По мнению специалистов, в Зейско-Буреинском бассейне возможно обнаружение мелких или средних месторождений нефти с запасами 50-100 млн. т. Наибольший интерес представляют наиболее крупные бассейны: Белогорский, Лермонтовский, Михайловский, в каждом из которых пробурено по 3-6 поисковых скважин (рис. 3). Весьма перспективна зона выклинивания эффузивной толщи на восточном борту Михайловской депрессии, где были пробурены две колонковые скважины (к-11 и к-12), в которых отмечались нефтегазопроявления. Перспективно оцениваются также юго-восточная окраина Зейско-Буреинского бассейна (Архаринская депрессия). Она характеризуется значительными глубинами и своеобразным

структурным положением - вдоль фронта надвиговых зон Малого Хингана. В пределах названных структур особое внимание должно быть уделено поискам ловушек нетрадиционного типа, связанных с поверхностями несогласий, литологического выклинивания, береговых баров, дельт и др., а также с постседиментационными надвигами. Серьезного изучения заслуживают также Ушумунский и Верхнезейский бассейны. В пределах последнего первоочередными являются площади, расположенные на южной половине впадины, с наиболее высокой мощностью осадочного чехла.

Приведенные материалы с большой достоверностью свидетельствуют о высоких перспективах обнаружения в Верхнем Приамурье месторождений углеводородного сырья. В то же время, масштабы их, вероятно, будут невелики, в связи с чем комплекс подготовительных работ ставится решающим звеном в общей программе исследований. В состав этого комплекса должны входить научное обоснование формирования залежей нефти и газа, создание моделей месторождений, структурные построения по основным позднемезозойским и раннекайнозойским стратиграфическим уровням (верхней юре, раннему и позднему мелу (готерив-альбу, турону-кампану, Маастрихту, данию), сейсмостратиграфическое расчленение разрезов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кучерук Е.В., Ушаков С.А. Тектоника плит и нефтегазоносность (географический анализ) // Итоги науки и техники. Физика Земли. Т. 8. М., 1985.
2. Лишневский Э.Н. О строении поверхности фундамента Нижне-Зейской впадины. // Геотектоника. 1968. №5.
3. Лишневский Э.Н., Землянов В.Н. Глубинное строение Верхнезейского и Удского прогибов по геолого-геофизическим данным // Геол. и геофиз. 1972. №2. С. 141-146.
4. Марков В.А., Гусева А.Н. О характере битумообразования в породах континентального происхождения Зей-Буреинской впадины. // Геол. и геофиз. 1964. №7.
5. Петухов А.В. Условия нефтеобразования в мезозойских отложениях Зей-Буреинской впадины: Диссерт. на соиск. учен. степени канд. геол.-минер. наук. М. 1968. С. 305.
6. Петухов А.В., Тамофеев А.А. Строение и типы локальных поднятий Зей-Буреинской впадины (в связи с поисками нефти и газа. // Нефтегазовая геология и геофизика. 1966. №12.
7. Соколов В.А., Фридман А.И. Водород в природных газах и его практическое значение как геохимического показателя. // Нефтегазовая геология и геофизика. 1964. №4.
8. Соколов В.А., Хаин В.Е. Геофлюидодинамическая модель нефтегазообразования в осадочных бассейнах // Геодинамическая эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М.: Наука, 1997. С. 5-9.
9. Сорокин А.П. Морфоструктуры и кайнозойские россыпи золота Приамурья. М.: Наука, 1990. С. 106.
10. Сорокин А.П. История геолого-геоморфологического развития Зейско-Буреинской впадины в мезозое и

кайнозой: Автореф. дис. канд. геол.-минер. наук. Владивосток, 1972. С. 26.

11. Сорокин А.П. Оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Верхнего Приамурья // Геология, минералогия, геохимия и проблемы рудообразования Приамурья / Тез. докл. регион. конф. Благовещенск, 1997. С. 61-67.

12. Сорокин А.П., Барвенко В.А. Корреляция верхнемеловых и кайнозойских отложений чехла Зейско-Буринской и Верхне-Зейской впадин // Геология и полезные ископаемые Амурской области. Свободный, 1975. С. 11-13.

13. Сорокин А.А. Эволюция мезозойско-кайнозой-

ских осадочных бассейнов Приамурья и закономерности формирования горючих полезных ископаемых // Металлогения, нефтегазоносность и геодинамика Северо-Азиатского кратона и орогенных поясов его обрамления / Матер. II Всерос. металоген. совещ. Иркутск, 1998. С. 511-512.

14. Хаин В.Е. Региональная тектоника. Внеальпийская Азия и Австралия. М.: Недра, 1979. С. 358.

15. Шматков Г.А., Бабаев А.О., Максимовский В.А., Пуринг В.В. Тафrogenный комплекс Амуро-Зейской депрессии и перспективы его рудоносности // Тихоокеанская геология. 1984. №3. С. 54-67.