

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

УДК 553.98 (571.61+571.62)

НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ПРИАМУРЬЯ И СОПРЕДЕЛЬНОГО ШЕЛЬФА

В.Г. Варнавский

Институт тектоники и геофизики ДВО РАН, г.Хабаровск

Составлена схема нефтегазогеологического районирования. В западных внутриматериковых зонах региона перспективы нефтегазоносности связываются с мезозойскими (юрскими и меловыми); восточнее, на окраине континента - с мезозойскими и кайнозойскими, а на шельфе - преимущественно с кайнозойскими осадочными комплексами. Выделяются категории земель: с установленной промышленной газоносностью, перспективные, возможно перспективные, неустановленной перспективы, малоперспективные, бесперспективные. Суждения о нефтегазоносности юрских и меловых осадочных комплексов Верхнего и Нижнего Приамурья, оценивавшихся ранее бесперспективными, менее категоричны. В этих районах рекомендуются специализированные геодинамические исследования по выявлению тектонически менее напряженных зон, а в их пределах - тектонически экранированных, поднадвиговых структур-ловушек нефти и газа, по оценке пространственно-временных связей процессов образования ловушек в зонах надвигообразования и становления очагов генерации углеводородов

В настоящей работе обобщены результаты многолетних нефтегазопроисловых работ в Приамурье. Дана сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов. При этом выдержан более осторожный подход к оценке нефтегазоносности юрских и меловых осадочных комплексов Верхнего и Нижнего Приамурья, считавшихся ранее бесперспективными.

Типизация осадочных потенциально нефтегазоносных бассейнов разнообразна [8,16,18,24,28,35]. Тем не менее не исключается возможность генерации и формирования нефтегазовых залежей во всех выделенных типах осадочных бассейнов.

Ранее [8,12,16,21,28] неоднократно отмечалось закономерное омоложение угленосных и нефтегазоносных осадочных бассейнов Северо-Востока Евразийского континента в направлении с запада и северо-запада на восток и юго-восток. На крайнем северо-западе региона в строении бассейнов Верхнего Приамурья преобладают юрские комплексы пород. Восточнее (Зее-Буреинская впадина, Удско-Верхнезейский и Буреинский прогибы) широкое развитие (наряду с юрскими) приобретают меловые комплексы и все более значимыми становятся кайнозойские. На востоке рассматриваемого региона, в области шельфа, преимущество (наряду с меловыми) имеют палеогеновые и неогеновые комплексы (рис.1).

Качественно разнородный состав блоков фундамента, дифференциация их по степени тектонической активности обусловили и резкую дифференциацию

условий седиментационной и, особенно, постседиментационной эволюции осадочных потенциально нефтегазоносных структур, структурно-фациальных зон. В результате, одни и те же по возрасту осадочные образования в различных структурах, структурно-фациальных зонах имеют различную степень дислоцированности, термального и динамического метаморфизма. Более того, нередко в различных тектонических блоках одной и той же структуры, структурно-фациальной зоны одни и те же типы пород имеют различные температурно-динамические преобразования, плотностные характеристики. Примером могут служить Верхнеамурский осадочный бассейн и Буреинский прогиб, в которых комплексы пород приплатформенных зон катагенетически менее преобразованы по сравнению с комплексами, граничащими с тектонически активными зонами геосинклинально-складчатых систем.

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ЭВОЛЮЦИИ ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

Эта проблема по каждому бассейну рассмотрена в многочисленных публикациях и заслуживает самостоятельного обобщения. Здесь же мы ограничимся показом общей тенденции осадочного процесса на рассматриваемой территории. На рис.2 дана принципиальная модель особенностей позднеюрского седиментогенеза, наиболее полно охватывающего площадь рассматриваемой территории и также наиболее полно отражающего сценарий осадконакоп-

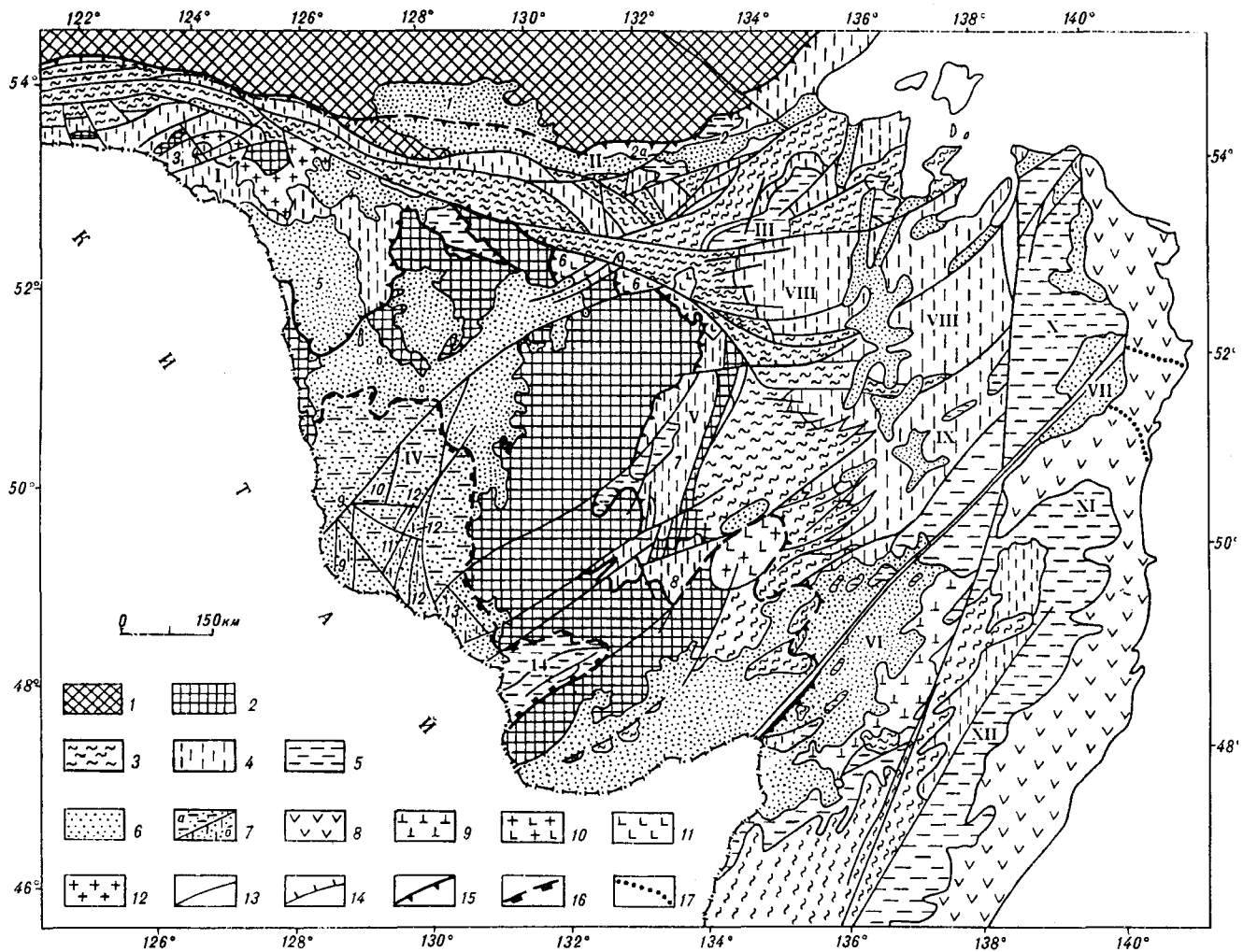


Рис. 1. Схема размещения мезозойских и кайнозойских осадочных структур Приамурья (составил В.Г.Варнавский по материалам [18]).

1 - Становая складчато-блоковая система Сибирской платформы; 2 - Буренский массив; 3 - доюрские образования складчатых областей; 4-7 - осадочные формационные комплексы: юрские (4), меловые (5), кайнозойские (6), меловые (а), юрские (б), перекрытые кайнозойскими (7); 8 - Восточно-Азиатский окраинно-материковый вулканический пояс; 9-12 - вулканогенные комплексы: Оборско-Ануйский (9), Баджальский (10), Огоджинский (11), Гонжинский вулканогенно-интрузивный (12); 13 - разломы; 14 - разломы надвигового и взросового типов; 15-16 - границы мезозойских провинций осадконакопления: Амуро-Охотской (15), Сунляю-Амурской (16); 17 - граница возможного продолжения Нижнеамурской впадины в Татарский пролив.

Потенциальные нефтегазоносные структуры (осадочные бассейны, синклинальные зоны, впадины, прогибы, грабены) - цифры на схеме: I - Верхнеамурский, II - Удско-Верхнезейский, III - Торомский, IV - Зес-Буренский, V - Буренский, VI - Среднеамурский, VII - Удиль-Кизинский, VIII - Амгунская, IX - Горинская, X - Нижнеамурская, XI - Тумнинская, XII - Восточно-Сихотэ-Алинская.

1 - Верхнезейская, 2 - Удский, 2а - Боконская, 3 - Ольдойский, Верхнеамурский, Осежинский, 4 - Деспкий, 5 - Ушумунская, 6 - Огоджинская, 7 - Верхнебуренская, 8 - Тырминская, 9 - Лермонтовский, 10 - Белогорский, 11 - Поярковский, 12 - Михайловско-Екатеринославский, 13 - Архаринский и Южно-Архаринский, 14 - Хингано-Олонойский (Кимканский).

ления, многообразие литофациальных комплексов в этот отрезок времени.

В пространственном размещении комплексов ведущее место занимает область формирования шельфовых мелководных существенно-песчаных, глинисто-песчаных, песчано-глинистых и флишевых комплексов. Сопредельно с ней на западе и юге в зоне

Буренского массива формируются лагунные, лагунно-дельтовые, озерно-болотные угленосные [15,34], а на востоке - морские глинистые и кремнисто-глинистые, часто туфогенные комплексы. На севере, в зоне сопряжения с Сибирской платформой, формируется грубообломочный комплекс подножия склонов, конусов выноса, сменяющийся вулканитами.

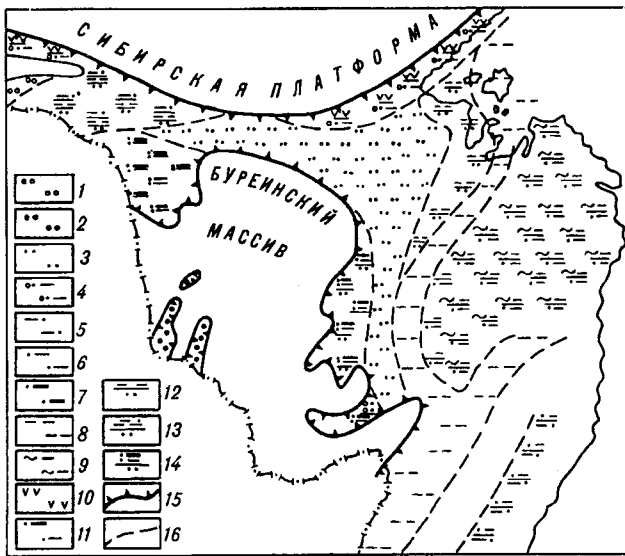


Рис. 2. Модель (принципиальная схема) эволюции осадконакопления в Приамурье в позднеюрское время.

Области распространения литолого-фациальных комплексов: 1 - грубообломочных, существенно конгломератовых фаций конусов выноса и аллювиальных долин; 2 - существенно песчаных подножия склонов, конусов выноса, аллювия; 3 - существенно песчаных образований шельфа; 4 - галечниково-песчано-глинистых подножия склонов в зоне шельфа; 5 - глинисто-песчаных прибрежного мелководья и прибрежных долин; 6 - песчано-глинистых прибрежного мелководья и прибрежных долин; 7 - песчано-глинистых угленосных фаций прибрежных долин, лагун, зарастающих озер, болот; 8 - глинистых морских; 9 - кремнисто-глинистых морских; 10 - вулканиты преимущественно континентальные; 11-14 - смена вверх по разрезу вышеописанных литолого-фациальных комплексов; 15 - условная граница Амуро-Охотской седиментационной провинции; 16 - границы областей распространения литолого-фациальных комплексов.

В конце юры море мигрирует на восток, оставляя на континенте многочисленные, часто засоленные озерные водоемы. В мелу море сохраняется на востоке Сихотэ-Алинской геосинклинальной складчатой системы - в Нижнеарумской, Тумнинской, Восточно-Сихотэ-Алинской структурно-фациальных зонах. Во внутриматериковых зонах Приамурья (Ушумунская, Верхнебуреинская впадины, Удской прогиб и др.) осадконакопление происходило преимущественно в континентальном и прибрежно-континентальном режиме, в условиях локальных озерных водоемов, озерно-аллювиальных равнин, в сопровождении активного вулканизма, обуславливавшего насыщение осадочных пород (в т.ч. и углей) туфогенных материалом.

В кайнозое море практически полностью покинуло территории Приамурья, оставив многочисленные озерные водоемы, часто обширные и засолен-

ные (Среднеамурская впадина [6]). Морской режим сохранился в зоне современного шельфа Татарского пролива и северо-запада Охотского моря.

Заслуживает внимания сложный многокомпонентный характер юрского и мелового разреза в Верхнем и Нижнем Приамурье, свидетельствующий об относительно повышенной тектонической активности в этих зонах региона. Здесь формируются мощные толщи (более 7 км) морских, прибрежно-морских и прибрежно-континентальных, насыщенных органикой осадков. Значительна доля флишевых комплексов.

В позднем мезозое начинается и в кайнозое завершается геодинамически сложный процесс [23-26] формирования современного облика осадочных бассейнов (Верхнеамурского, Верхнебуреинского, Удско-Верхнезейского, Торомского прогибов, Среднеамурской впадины и кайнозойских рифтов Нижнего Приамурья). При этом, в тектонически активных зонах с менее консолидированным фундаментом комплекс выполнения осадочных структур подвергся интенсивной динамической и термальной переработке с образованием разнотипной складчатости, разрывной тектоники. В тектонически жестких, малоподвижных блоках окраины Сибирской платформы и Буреинского массива переработка была значительно слабей, и здесь в основном сохранилось первичное залегание слоев.

Рассмотрим несколько детальнее осадконакопление в Зее-Буреинском осадочном бассейне. На рис. 2 отражена начальная стадия осадконакопления в нем - период начала грабенообразования, формирования базальных слоев и накопления грубообломочной вулканогенно-терригенной толщи (более 1000 м) екатеринославской свиты. Природа бассейна различными исследователями оценивается по-разному (впадина континентальная наложенная [17,18], межгорная [3], внутриконтинентальный рифтогенный бассейн [21] и др.). Но эволюцию бассейна подавляющее большинство исследователей подразделяют на три этапа: допозднеюрское формирование фундамента; позднеюрское-раннемеловое (грабеновое) накопление осадочных и вулканогенно-осадочных пород (слабо дислоцированных); верхнемеловое-кайнозойское (депрессивное) накопление осадочных пород с субгоризонтальным залеганием слоев. Осадочный комплекс всех возрастов преимущественно континентальный. В размещении литофаций характерна смена существенно озерных глинистых и алеврито-глинистых комплексов центральной, наиболее погруженной части грабенов более крупнозернистыми песчаными, песчано-галечниковыми аллювиальными и дресвянощелбнистыми образованиями фаций подножия склонов - в прибортовых зонах грабенов. В этом же

направлении увеличивается роль вулканогенных пород (лав, туфов, туффитов) [22,34].

СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В нефтегазоносном отношении рассматриваемая территории изучена крайне неравномерно и в целом слабо. Нефтегазопромысловые исследования ограничивались преимущественно уровнем тематических исследований, обобщения и сравнительного анализа материалов геолого-съёмочных и региональ-

ных геофизических работ [1,2,4,26,8-11,15,16,26,27,28-31]. Весьма ничтожные объёмы бурения (опорного, параметрического, профильного, поискового), сейсмического профилирования (КМПВ, МОВ, МОГТ) и электроразведки масштаба 1:100 000 методами ТТ, ВЭЗ, МТЗ сконцентрированы в основном в Верхнебуриинской, Зее-Буриинской и Среднеамурской впадинах [4,5,7,8,21,26,28,29]. Нефтегазопромысловые работы велись практически на уровне организации (не получив должного развития, они прекращались). И

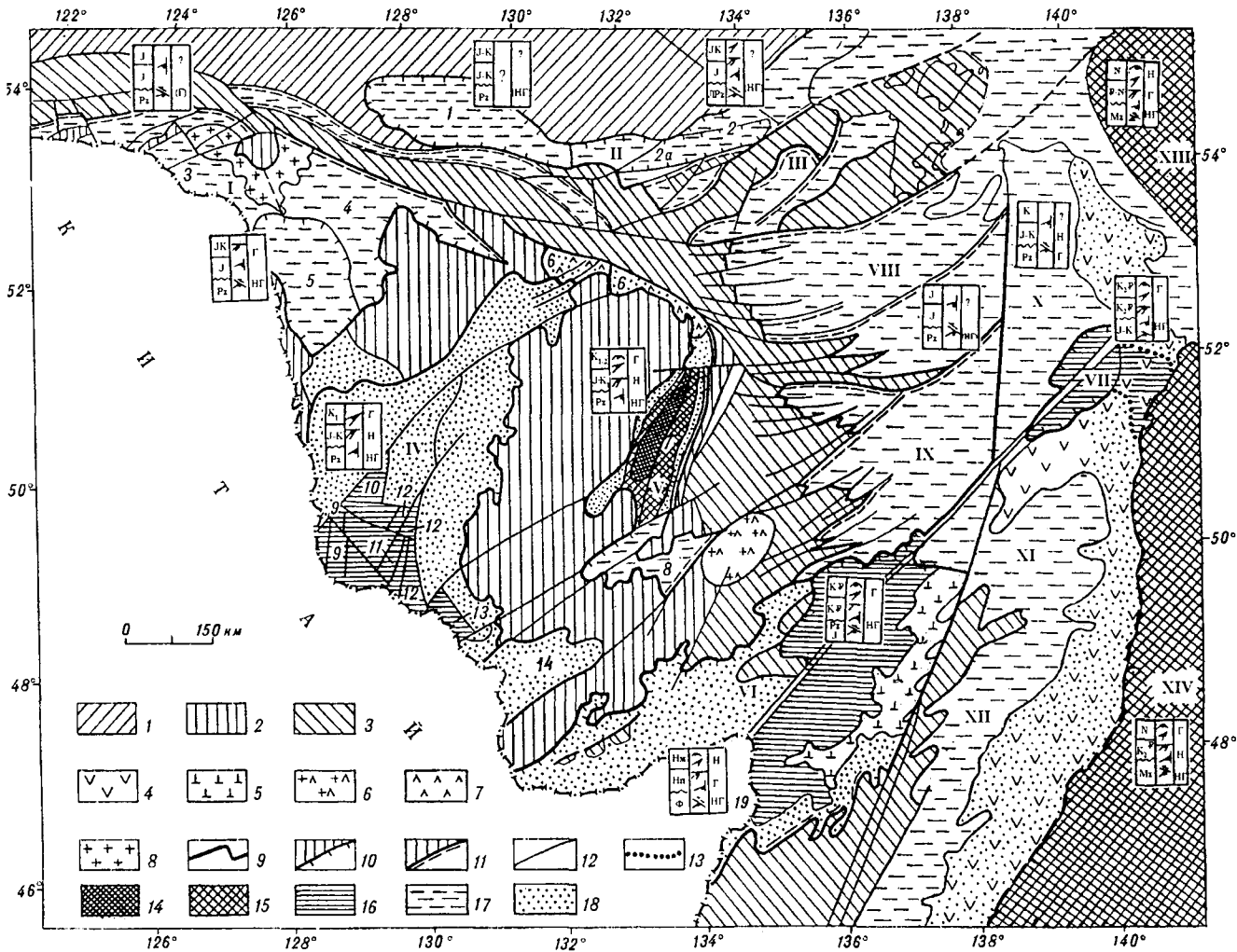


Рис. 3. Схема нефтегазогеологического районирования Приамурья

1-3 - см. на рис. 1; 4-8 - см. 8-12 на рис. 1; 9 - граница распространения осадочных формационных комплексов; 10-11 - типы выклинивания осадочных комплексов: горцовый (10), эрозийный (11); 12 - разломы; 13 - см. 17 на рис. 1; 14-18 - категории площадей, перспективных на нефть и газ: с установленной промышленной газоносностью (14), перспективные (15), возможно перспективные (16), слабоизученные с неустановленной перспективой нефтегазоносности (17), малоперспективные (18); бесперспективные (см. знаки 1-8); 19 - блок дополнительной информации по нефтегазоносности: левая колонка - возраст нефтематеринских (НМ), нефтепроизводящих (П) формационных комплексов и фундамента (Ф); средняя колонка - типы ожидаемых структур-ловушек нефти и газа (сверху вниз) антиклинальный, литологического выклинивания, стратиграфического и тектонического экранирования, поднадвиговой; правая колонка - ожидаемый тип углеводородов: нефть (Н), газ (Г), нефть и газ (НГ). Цифры на схеме - см. на рис. 1. XIII - Северо-Сахалинская впадина, XIV - Искари-Западно-Сахалинский бассейн.

тем не менее, в ходе этих работ были установлены многочисленные проявления нефти и газа в Зее-Буреинской, Среднеамурской и Верхнебуреинской впадинах [4,5,7,31], а в пределах последней геофизические и буровые работы ПГО "Сахалин-геология" в 1991 г. привели к успеху. В поисковой скв. III, пробуренной на Адниканской структуре, были получены промышленные притоки газа [15].

Несколько лучше изучен морским сейсмическим профилированием шельф Татарского пролива, в присахалинской зоне которого проводилось морское нефтегазопоисковое бурение скважин [2,12,14,36]. В итоге этих исследований неоднократно давались заключения, составлялись карты, схемы потенциальных ресурсов углеводородов, перспектив нефтегазоносности Приамурья [4-10,14,15,21,28,30,31,36]. В целом эти оценки невысокие. В них основные надежды на открытие месторождений нефти и газа связывались с областями распространения юрских, меловых и палеоген-неогеновых отложений Верхнебуреинской, Среднеамурской, Зее-Буреинской впадин. Ушумунская и Верхнезейская впадины, Удской и Торомский прогибы относились в лучшем случае к площадям с неустановленной перспективой нефтегазоносности, а нередко - к мало- и бесперспективным [4,5,7,20,21]. Обширные площади распространения юрских и меловых морских, прибрежно-морских и континентальных многоэпиклиналильных и орогенных, часто угленосных толщ Верхнего и Нижнего Приамурья оценивались бесперспективными.

НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

Наряду с ранее выделявшимися в регионе градами перспективности земель на нефть и газ [4,5,7,20,21] успехи нефтегазопоисковых работ последних лет позволяют нам выделить новую категорию - с установленной промышленной газоносностью. В итоге полная схема градиаций категории земель в Приамурье по перспективам нефтегазоносности выглядит следующим образом: с установленной промышленной газоносностью, перспективные, возможно перспективные, невыясненных перспектив нефтегазоносности, малоперспективные и бесперспективные (рис.3).

К категории земель с установленной промышленной газоносностью отнесена площадь Кындальского грабена Верхнебуреинской впадины Буреинского прогиба (рис.4). На юге грабена, на Адниканской структуре поисковой скв. III в разрезе кындальской свиты вскрыто несколько газоносных горизонтов. Два из них (на гл.350 и 1120-1147 м) дали приток газа с водой, а с интервалов гл.437,6-453,8 и 991-1021 м получены притоки метанового газа в количестве 55,5 и 98,0 тыс.м³ в сутки, соответственно.

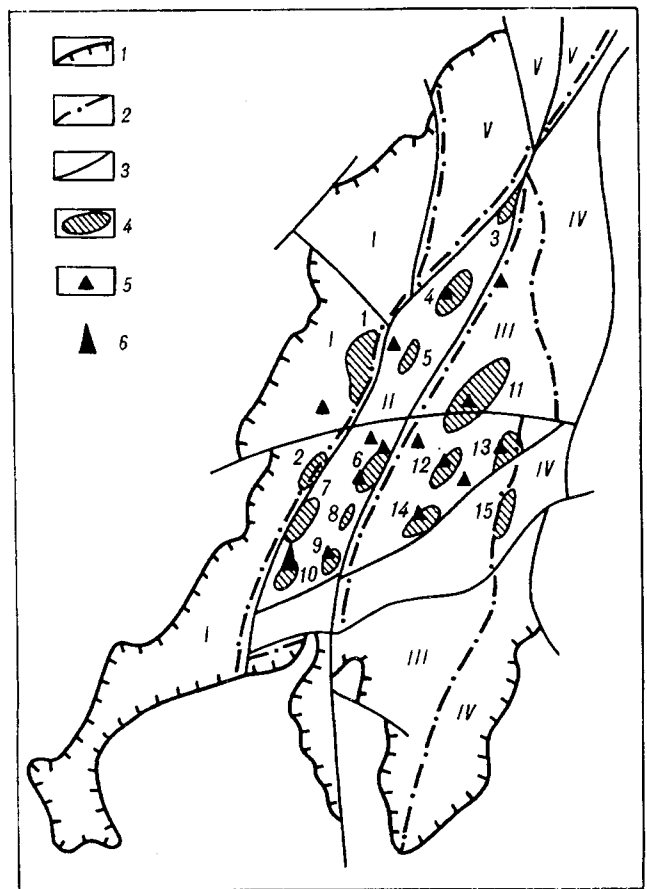


Рис.4. Схема структурно-фацального районирования Верхнебуреинской впадины (по Ю.Г.Морозову, 1990г., с дополнениями автора).

1 - контуры впадины; 2 - границы структурно-фацальных зон; 3 - основные разломы, определяющие строение и эволюцию впадины; 4 - локальные поднятия в осадочном выполнении впадины; 5 - проявления (разного типа) нефти и газа; 6 - Адниканское газовое месторождение. Структурно-фацальные зоны (римские цифры на схеме): I - Буреинская, платформенная. II - Кындальская грабен-синклиналиная. III - Центральная пологоскладчатая, IV - Восточная моноклиналиная. V - Иорекская горст-антиклиналиная. Локальные поднятия (арабские цифры на схеме): 1 - Ныртинское. 2 - Усть-Ургальское. 3 - Буреинско-Иорекское. 4 - Иорекское. 5 - Усть-Ниманское. 6 - Ургальское. 7 - Усть-Солонийское. 8 - Солонийское. 9 - Дубликанское. 10 - Адниканское. 11 - Среднеамурское. 12 - Левосолонийское. 13 - Чегдомынное. 14 - Чемчужинское. 15 - Эльгинское.

Строение Верхнебуреинской впадины показано на рис.5 [15]. В разрезе Кындальского грабена ранне-среднеюрский морской комплекс отсутствует [15,32].

По степени катагенеза юрские и меловые комплексы пород находятся на этапе активной генерации жидких углеводородов, они прошли первый (верхний) этап генерации газообразных углеводородов (УВ) и располагаются на подъеме 2-го этапа процесса генерации (рис.6).

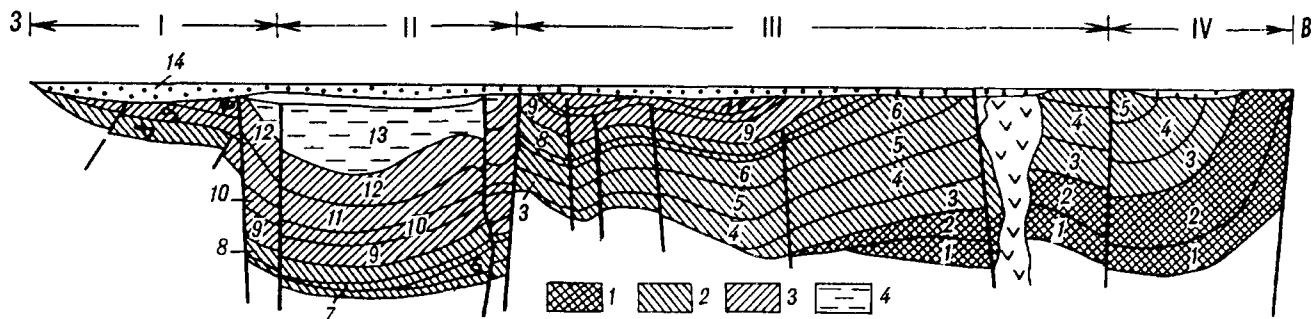


Рис.5. Принципиальный профиль Верхнебуренской впадины.

1 - юрский морской осадочный комплекс высокого уровня категенеза пород (марки углей К. ПС. ОС.Т); 2 - юрский морской осадочный комплекс; 3 - юрско-меловой и раннемеловой континентальный, озерно-аллювиальный угленосный комплекс; 4 - раннемеловой прибрежно-морской и лагунный комплекс. Стратиграфические подразделения (арабские цифры на схеме): умальтинская (1), эпиканская (1,2,4), эльгинская (5,6), чаганыйская (7), талынжанская (8), ургальская (9), чагдамынская (10), чемчукинская (11), иорекская (12), кындальская (13), цагайская позднего мела и кайнозойские аллювиальные образования (14). Структурно-фациальные зоны (римские цифры над профилем): I - Буреннская платформенная, II - Кындальская грабен-синклинальная, III - Центральная пологоскладчатая, IV - Восточная моноклиальная.

Для генерации УВ здесь благоприятен и геотемпературный режим. На глубине 3000 м температура превышает 100°C. На гл.800-1700 м развиты воды с минерализацией 3-10 г/л, ниже - до 16 г/л хлоркальциевого типа, насыщенные метановым газом с примесью до 3% высших гомологов метана [31]. Трещиноватые отложения триаса и юры обладают способностью вертикально проводить глубинные флюиды, но лишены регионально экранирующих и проводящих свойств. Перекрывающие их меловые комплексы слаболитифицированы и благоприятны для латеральной миграции, дифференциации и аккумуляции УВ. В них содержатся зонально распространенные, довольно мощные слои-флюидоупоры и породы-коллектора.

В пределах Кындалакского грабена возможны структуры-ловушки нефти и газа антиклинального типа, литологического выклинивания, стратиграфического и тектонического экранирования. Повсеместным экраном в пределах грабена, равно как и всей впадины, может служить мощный (до 50-70 м) слой вечной мерзлоты, обеспечивающий закрытость недр [31]. В пределах грабена, кроме уже указанной Адниканской структуры, установлены Дубликанская, Солонийская, Усть-Солонийская, Ургальская, Усть-Ниманская, Иорекская. В пределах Дубликанской, Ургальской, Иорекской структур отмечаются нефтеносные проявления [4,7,15,28].

К перспективным отнесены площади, сопредельные с промышленно-нефтегазоносными, имеющие с последними сходные литолого-петрофизические параметры пород, мощность и строение осадочной толщи, особенности эволюции. К этой категории земель отнесены: центральная пологоскладчатая структурно-фациальная зона Верхнебуренской впа-

дины; восточный краевой участок Буреннской платформенной структурно-фациальной зоны, непосредственно (по разлому) сопряженной с Кындальским грабеном; область приматерикового шельфа в зоне Северо-Сахалинской впадины и Татарского пролива.

В центральной пологоскладчатой структурно-фациальной зоне развит мощный (более 6000 м) комплекс ранне-, средне- и позднеюрских морских, прибрежно-морских и (более 2500 м) раннемеловых прибрежно-морских и континентальных угленосных отложений. Кындальский морской комплекс здесь представлен нижними горизонтами. Доэльгинский ранне-среднеюрский морской комплекс пород умальтинской (дешской, синкальтинской), эпиканской свит и пачки базальных алевроито-песчаных слоев суммарной мощностью более 3000 м представлен внизу преимущественно песчаными породами, а сверху - песчано-глинистыми с линзами вулканитов, туффилов, конгломератов, известняков. Отличаются они высокой степенью категенеза пород - МК4-АК1 (марки угля К-Т). Содержание органического вещества - 0,5%. Битум автохтонный. Отличительная особенность этой части разреза впадины - сходство битуминологической характеристики различных типов пород, слабые проявления современных миграционных процессов, содержание в породах твердых карбидов с повышенным содержанием в элементном составе гетероатомов [28]. Вышележащий разрез охарактеризован ранее [15]. В зоне установлено шесть локальных поднятий, в пределах которых возможно формирование залежей нефти и газа. На двух из них (Чегдомынском Средне-Уральском) отмечалось выделение спонтанного газа с пленками нефти и вынос из скважины шлама, пропитанного нефтью [31]. Кроме антиклинальных поднятий здесь могут иметь

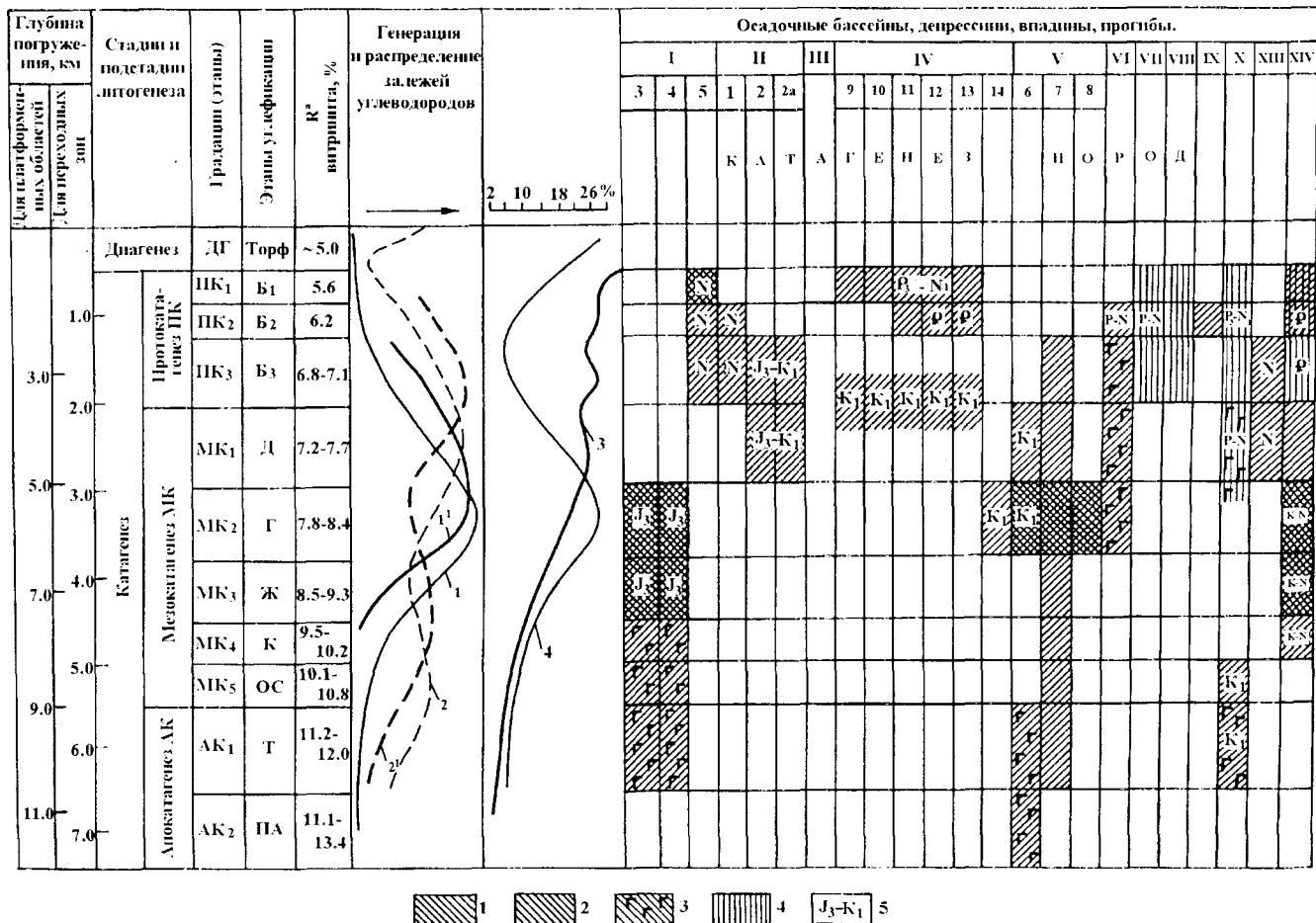


Рис. 6. Положение погенциально нефтегазоносных осадочных комплексов Приамурья относительно глубинной иммерсионной зональности генерации и распределения углеводородов в зависимости от степени катагенеза.

1 - преимущественное значение степени катагенеза пород. 2 - второстепенное значение степени катагенеза пород. 3 - повышенные значения степени катагенеза, обусловленные термальным воздействием магматических образований, 4 - катагенез пород точнее не установленный. 5 - возраст породного комплекса. Кривые генерации углеводородов и пористости пород (арабские цифры у кривых на схеме): 1 - кривая генерации и 1 - кривая распределения жидких углеводородов. 2 - кривая генерации и 2 - кривая распределения газообразных углеводородов. 3 - кривая пористости гранулярных пород на глинистом цементе. 4 - кривая пористости песчанников на хемогенном цементе. Осадочные бассейны, депрессии, впадины, прогибы: I - Верхнеамурский (3 - Верхнеамурский, 4 - Деспкий, 5 - Ушумунская); II - Удско-Верхнезейский (1 - Верхнезейская, 2 - Удский, 2a - Болонская); III - Торомский; IV - Зее-Буренская (9 - Лермонтовский, 10 - Белогорский, II - Поярковский, 12 - Екатеринославско-Михайловский, 13 - Архаринский, 14 - Хингано-Олонойский); V - Буренский (6 - Огоджинская, 7 - Верхнебуренская, 8 - Тынринская); VI - Среднеамурская; VII - Удиль-Кизинская; VIII - Амгунская; IX - Горинская; X - Нижнеамурская; XIII - Северо-Сахалинская; XIV - шельф Татарского пролива.

место структуры-ловушки типа литологического выклинивания, стратиграфического и тектонического экранирования.

Восточный краевой участок Буренской платформенной структурно-фациальной зоны приподнят относительно Кындальской грабен-синклинали. Характеризуется сокращенными вдвое (по сравнению с последней) мощностями юрских морских и юрско-меловых прибрежно-морских осадочных комплексов. Однако сопряженность ее по разлому с промышленно-газоносной зоной, наличие локальных структур (Ныртинская, Усть-Ургальская) вынос из скважины

спонтанного газа позволяют рассматривать этот участок Западно-Буренской структурно-фациальной зоны в качестве перспективного. Здесь возможны структуры-ловушки типа антиклинали, литологического выклинивания, стратиграфического и тектонического экранирования.

Северо-Сахалинская впадина располагается на севере Сахалино-Охотского осадочного бассейна в акватории Сахалинского залива и северо-запада Охотского моря. Она изучена преимущественно морским сейсмическим профилированием. Сложена кайнозойским осадочным комплексом мощностью до

10 тыс.м. На юге впадины в неогеновых отложениях установлена промышленная нефтегазоносность. Здесь известны Астрахановское, Шхунное и Узловое газоконденсатные, Некрасовское нефтегазовое и другие месторождения Северного Сахалина. Площадь впадины 30 000 км², объем осадочного выполнения 135 000 км³.

В период формирования осадочного чехла впадина располагалась в зоне влияния выноса терригенного материала дельтами рек Палео-Уды, Палео-Амгуни, Палео-Амура [11,16], что позволяет надеяться на образование здесь слоев пористых пород-коллекторов нефти и газа, а регрессивно-трансгрессивный характер эволюции осадочной седиментации вселяет уверенность в формировании здесь не только зональных, но и региональных глинистых, глинисто-кремнистых морских флюидоупоров. Сочетание в разрезе морских глинисто-кремнистых, кремнисто-глинистых комплексов пород с терригенными песчано-глинистыми создает благоприятную обстановку для генерации УВ и локализации их в различных типах ловушек: антиклинальных, литологического выклинивания, стратиграфического и тектонического экранирования, поднадвиговых. Генерации УВ способствовал, несомненно, и температурный режим недр впадины. На гл.10 км температура здесь 150-300°C, значителен тепловой поток 41-60 мВт/м².

Структурно впадина напоминает сложнопостроенный односторонний грабен с крутым восточным и пологим западным бортами - этим она сходна с Западно-Сахалинским прогибом Исикари-Западно-Сахалинского осадочного бассейна. Динамика ложа впадины в процессе ее эволюции сходна с динамикой нефтегазоносных Чайвинского и Пограничного прогибов [11,12,14,16]. Впадина относится к категории земель с установленной промышленной нефтегазоносностью, а сопряженный с нею приматериковый шельф - к категории перспективных площадей.

Оценка перспектив нефтегазоносности Татарского пролива неоднозначна [14,20,36], чаще отдавалось предпочтение структурам присахалинского крыла прогиба. Сравнительным анализом имеющихся факторов оценки перспектив нефтегазоносности присахалинской и приматериковой частей прогиба автор показал предпочтительность приматериковой зоны шельфа [14]. В этой зоне Татарского пролива располагается северная часть Исикари-Западно-Сахалинского прогиба, представляющего здесь по неогеновому нефтегазоперспективному осадочному комплексу структуру типа одностороннего асимметричного рифта с крутым присахалинским и пологим приматериковым бортами. Максимальная мощность осадочного чехла превышает 10 км. Площадь распространения (а следовательно объем пород осадочного чехла) в пределах приматерикового

борта прогиба значительно превосходит присахалинскую. В ходе эволюции прогиба в течение всего палеогена и большей части миоцена (включая дагинское время - N_1^2) осевая линия наибольшего погружения ложа структур смещалась к востоку [26]. В присахалинской части перспективно нефтегазоносные литолого-формационные комплексы выходят под эрозионный срез, рассеяны сквозными разломами, что могло привести к разрушению имевшихся в них залежей нефти и газа. Свидетельством разрушения их являются многочисленные проявления нефти и газа в зоне выходов палеогеновых и неогеновых отложений на Западном Сахалине, а также по разломам, секущим их. По данным А.И.Обжирова (1987г.), в присахалинской зоне Западно-Сахалинского и Татарского прогибов в придонной воде установлены аномалии повышенного содержания метана (0,8-1, 0 x 10⁻⁴ мл/л). Этими же гидрохимическими исследованиями установлена повышенная концентрация (в 10 раз больше, чем фон морской воды) метана в водах прибрежных рек. В итоге влияния последних в прибрежной полосе вод Татарского пролива шириной до 2-3 миль фиксируются вышефоновые содержания метана [14]. В приматериковой части структур севера Татарского пролива отмечается телескопическое выклинивание литолого-формационных комплексов, разломы в большинстве случаев "гасятся" в толще осадков. На фоне моноклиального подъема слоев осадочных комплексов от наиболее погруженной части прогиба к его западной окраине имеют место флексуры, локальные поднятия. Структурный план с глубиной усложняется. Характер эволюции прогиба позволяет рассчитывать на обнаружение здесь залежей нефти и газа в ловушках антиклинального, тектонически экранированного типов, но прежде всего в ловушках различного типа литологического и стратиграфического выклинивания и экранирования.

Негативным моментом остается не выясненный до сих пор характер соотношения породных комплексов Татарского пролива с вулканогенными и осадочными комплексами континента. По нашим расчетам приматериковую зону шельфа Татарского пролива можно отнести к категории земель перспективных, с удельной плотностью потенциальных ресурсов 21-30 тыс.т/км² [14].

К категории возможно перспективных площадей отнесены южная рифтогенная часть Зее-Буреннской, восточная часть Среднеамурской и Удиль-Кизинская (Нижеамурская) впадины. Последняя с возможным продолжением в Татарский пролив (см. рис.3).

Проведенными в Зее-Буреннской впадине геофизическими работами и бурением профильных, структурных, параметрических и поисковых скважин

установлено, что впадина, в целом, представляет собой сложную систему грабенов, характеризующихся наибольшими (глубинами более 3000 м) на западе (Лермонтовский, Белогорский), несколько меньшими (до 2500 м) в центральной (Екатеринославско-Михайловский, Поярковский) и минимальными в восточной (1000-1500 м) (Архаринский, Южно-Архаринский) зонах впадины [4,7,28,32].

В сложении грабенов принимают участие континентальные песчано-глинистые и вулканогенно-осадочные породы верхнеюрского (екатеринославская свита) и раннемелового (итикутская, поярковская свиты) возраста. Поярковская свита своей верхней частью уже "выходит" за пределы грабенов, занимая значительно большие площади по сравнению с нижележащими. Позднемеловой комплекс пород (завитинская, низы цагайской свиты) и кайнозойские осадочные образования плащом перекрывают нижележащее грабеновое заполнение и разделяющие их поднятия. В многочисленных публикациях [4,7,28] отмечалось, что в осадочном комплексе поздней юры, раннего мела имеются слои пород, обладающие пористостью 20-25% и проницаемостью в несколько миллдарси. Глинистые слои завитинской и цагайской свит могут служить региональными покрывками. В целом ряде пробуренных скважин отмечался вынос пузырьков газа и пленок нефти, а в глинистом растворе отмечалось повышение углеводородного фона до 130 мА по метану и 65-70 мА по тяжелым УВ. Это свидетельствует о наличии в недрах метанового газа и нефти [7,28,31].

По мнению автора, Зее-Буреинская и Сунляю впадины большую часть времени своей эволюции (J_3-N_1) представляли единый, на ранних этапах сложнопостроенный Сунляю-Амурский осадочный бассейн. К системе мезозойских грабенов Зее-Буреинской впадины были приурочены аллювиальные долины, по которым в позднеюрское-палеогеновое время сносился терригенный материал, формируя дельтовый комплекс на севере впадины Сунляю. Этому представлению не противоречат характер складчатого основания этих впадин, состав и строение выполняющих их осадочных толщ, установленное палеогеографическими реконструкциями [9,34] направление сноса терригенного материала в позднемезозойское и палеоген-миоценовое время Зее-Буреинской впадины.

Среднеамурская впадина с начала 60-ых годов оценивалась перспективной на поиски нефти и газа [4-8,21,28]. Геолого-геофизическими исследованиями, опорно-картировочным и поисковым бурением в восточной ее части установлены верхнемеловые и кайнозойские континентальные (в т.ч. и засоленных озерных водоемов) осадочные толщи суммарной мощностью в наиболее погруженных зонах Переяс-

лавского грабена более 3000 м. Доверхнемеловой складчатый комплекс пород относится к фундаменту [6,26,27].

Впадина имеет сложное блоковое строение и представляет собой сочетание многочисленных односторонних и ступенчатых грабенов, разделенных поднятиями [6]. Грабены западной и юго-западной ее частей преимущественно односторонние, контрастные и мелкие по сравнению со ступенчатыми грабенами восточной части. Мощность кайнозоя и, возможно, верхнего мела, во-первых, не превышает 1500 м. Во-вторых, она достигает, как уже отмечалось, 3000 и более метров [6,26]. Площадь структур западной части впадины не превышает 0,5-1,0 тыс. км², восточной - более 24 тыс.км² (Анжуйско-Переяславский грабен-прогиб) [28].

По мнению Б.А.Натальина и Ч.Б.Борукаева, позднемеловой осадочный комплекс имеет чешуичато-надвиговое строение [23], кайнозойский характеризуется в общем горизонтальным пологоволнистым залеганием, осложненным мульдобразными погружениями и куполовидными поднятиями, сбросами и сбросо-сдвигами [6]. Разломы в подавляющем большинстве не сквозные, гасятся в пластичной толще кайнозоя [26]. В литературе [6,7] описывались случаи нефтегазопроявлений: подъем из скв. I-OK алевролита, пропитанного метаново-ароматической нефтью, выноса из скважин и в природных условиях метанового газа с примесью тяжелых УВ пленок нефти, аномальный углеводородный (по метану) эффект - 1760 мА [6-8].

По данным Г.Н.Перозио и др. [29], в меловом комплексе распространены практически непроницаемые породы. Только в самом верху разреза отмечаются прослои песчаников, которые можно отнести к коллекторам У класса. В кайнозойском разрезе выделяются хорошие коллекторы (пористость 15-37%, проницаемость 400-2000 мД), имеются зонально распространенные покрывки [6,7].

В заключение следует отметить, что впадина изучена слабо. В конце 60-х годов МинГео СССР были прекращены здесь оценочные работы в связи с незначительностью объекта. До поискового бурения дело не дошло. Более 10 лет спустя работы были возобновлены сейсмическим профилированием и подготовкой точки под поисковое бурение. Но недостаточное финансирование привело к невозможности проведения кондиционных поисковых работ. В результате ни сейсмическое профилирование, ни поисковое бурение не доставило материал, который позволил бы склонить чашу весов оценки перспектив нефтегазоносности Среднеамурской впадины в сторону ее перспективности или наоборот.

Удиль-Кизинская впадина по состоянию на начало 90-х годов в нефтегазоносном отношении была

совершенно не изучена. Однако ряд косвенных данных, полученных в ходе изучения осадочных бассейнов Приамурья и Охотоморья [2, 11, 12, 14, 16], стимулировали необходимость уделить внимание этой впадине и пересмотреть негативные оценки перспектив ее нефтегазоносности.

В пределах впадины скв. N7 у с. Верхняя Гавань был вскрыт разрез кайнозойских (олигоцен-четвертичных) песчано-глинистых, слабо угленосных образований с эоценовыми базальтами, андезибазальтами в основании [1] мощностью более 250 м. По геофизическим данным мощность осадочных комплексов оценивалась более 1000 м. Исследованиями сахалинских геофизиков [2] гравитационного поля Охотоморского региона была переоценена мощность осадочной толщи. На составленной ими карте к зоне впадины (со стороны Татарского пролива) подходили изолинии мощности 5000 м неконсолидированной осадочной толщи.

В результате исследований эволюции кайнозойских осадочных бассейнов Приамурья и дельты Амура [13] было установлено, что в течение палеоцена и частично эоцена снос терригенного материала осуществлялся р. Палео-Сунгари в зоне впадины в северную часть Татарского пролива, захватывая и западные районы Северного Сахалина. Впадина представляла собой палеоэстуарий [14], через который терригенный материал с континента транспортировался в Татарский пролив. Во второй половине эоцена активные излияния вулканитов в зоне Сихотэ-Алинского вулканогенного пояса своеобразной плотинной отгородили впадину от Татарского пролива, и в дальнейшем (поздний эоцен-квартер) впадина развивалась как замкнутый бассейн, через который продолжали функционировать речная артерия, транспортируя по современному руслу Амура терригенный материал и формируя дельту Амура, а вместе с ней и поздне-эоцен-четвертичный нефтегазоносный комплекс Северного Сахалина.

Присутствие на Западном Сахалине, в Александровском районе (напротив Удиль-Кизинской впадины) верхнемеловых угленосных песчано-глинистых, песчано-галечниковых образований прибрежных фаций [19] позволяет предположить формирование в зоне впадины, на севере Татарского пролива, верхнемеловых дельт и присутствие в самой впадине под толщей вулканитов и кайнозойских осадков верхнемеловых осадочных образований мощностью 3000-4000 м. Предварительные результаты проводящегося в настоящее время во впадине сейсмического (МОГТ) профилирования не противоречат этим предположениям.

Таким образом, предполагаемая во впадине (5000 м) мощность верхнемелового и кайнозойского осадочного комплекса, сопряженность впадины с

потенциально перспективным Западно-Сахалинским прогибом Татарского пролива позволяют с определенной долей условности отнести Удиль-Кизинскую впадину к категории возможно перспективных площадей. Здесь возможно формирование залежей нефти и газа в структурах-ловушках типа антиклинали, литологического выклинивания, стратиграфического и тектонического экранирования. Не исключены поднадвиговые залежи.

К площадям к неустановленной перспективной нефтегазоносности относятся обширные территории распространения юрских и меловых осадочных комплексов Верхнего Приамурья, Янкано-Джагдинского звена Амура-Охотской складчатой системы, Удского и Торомского прогибов, Верхнезейской впадины, Нижнего Приамурья и Северного Сихотэ-Алиня (см. рис. 1, 3). Во всех этих районах развиты морские ранне-, средне- и позднеюрские прибрежно-морские и континентальные, часто угленосные юрско-меловые и меловые, а на крайнем Востоке Приамурья и Сихотэ-Алиня - морские меловые комплексы пород. По мощности, содержанию ОВ эти многокилометровые толщи способны сформировать УВ потенциал, достаточный для образования промышленных залежей нефти и газа. В зоне их развития отмечались разного рода нефтегазопроявления. В Верхнем Приамурье, например, в юрских песчаниках, обнажающихся по р. Долохит, П. А. Сушковым в 1960 г. отмечены примазки битума, в котором содержится: водорода 8,04; углерода 67,4; $O_2 + CO_2 + N = 23$; золы 1,5% [5]. Неоднократно в скважинах, туфах, колодцах, располагающихся в окраинных зонах прогиба, отмечались газопроявления. В Комсомольском районе, на юге Баджало-Горинского звена Сихотэ-Алинской геосинклинальной складчатой системы (по данным Е. Б. Леонкиной, 1979 г.) при разведке Лианского бурогоугольного месторождения с гл. 53 м поднят керн, пропитанный мальтой [31].

У г. Советская Гавань в скв. N52 на гл. 15-273 м отмечалось выделение газа, а в окрестностях города при проходке карьера из трещин базальтов просачивались нефть и выделялся газ [31]. На побережье Татарского пролива отмечались многочисленные выходы газа (по данным Н. П. Туаева, 1961).

Для всех этих площадей характерен сходный перечень проблем: значительная раскрытость недр, интенсивная пликвативная и разломная нарушенность толщ и подверженность температурному воздействию более молодых секущих интрузий и даек, высокая плотность, туфогенность пород и, вследствие этого, дефицит проницаемых, пористых пород-коллекторов нефти и газа.

Рядом с интенсивно дислоцированными блоками с высоким метаморфизмом пород имеют место блоки тектонически менее напряженные, менее

дислоцированные и содержащие умеренно-плотные слабометаморфизованные породные комплексы. В качестве примера сравним плотность различных типов пород Верхнебуреинской впадины и Удского прогиба.

Песчаник		Алевролит	
Верхнебуреинская впадина	Удский прогиб	Верхнебуреинская впадина	Удский прогиб
1.87	2.37-2.72	2.43-2.53	2.37-2.72
1.98	2.07-2.79	1.34-2.83	2.07-2.79
1.38-2.53	2.21-2.73	2.43	2.21-2.73
2.15-2.69		2.46-2.70	
2.22-2.57		2.60	
2.27-2.70			
2.56-2.62			

Обращает внимание разброс в характеристике плотности пород внутри сравниваемых структур и сходство в общих чертах этих параметров между структурами. Если учесть, что для отложений нижне-среднеюрской толщ Верхнебуреинской впадины характерен разброс катагенеза пород от Д до Т, а в верхнеюрских и нижнемеловых - от БЗ до Ж и плотности пород от 2,1 до 2,4, что эти толщ характеризуются как нефтепроизводящие, почему бы нам не надеяться на нахождение подобных толщ в ослабленных блоках значительных по площади районов Верхнего и Нижнего Приамурья.

К малоперспективным относятся площади развития маломощных (менее 1000 м), преимущественно кайнозойских континентальных осадочных и осадочно-вулканогенных толщ (см.рис.1,3). Сюда же отнесена и область развития покровов базальтов и андезибазальтов Сихотэ-Алинского вулканического пояса. Вулканогенные покровы могут быть неплохими зональными покрывками, экраном на пути миграции газо-нефтяных флюидов, как из осадочных толщ высокоперспективного Татарского пролива, так и мезозойских толщ Северного и Центрального Сихотэ-Алия. Подтверждением такой возможности могут служить нефтяные и газовые проявления в Савганском районе и на материковом побережье Татарского пролива, отмеченные выше.

Бесперспективными являются области развития доюрских высоко-метаморфизованных и интенсивно складчатых вулканогенно-кремнистых комплексов Амуро-Охотской и Сихотэ-Алинской геосинкли-

нально-складчатых систем, кристаллических и метаморфических складчатых комплексов Буреинского массива и Становой блоково-складчатой системы Сибирской платформы (см.рис.1,3).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в западных внутриматериковых зонах Приамурья перспективы нефтегазоносности связываются с мезозойскими (юрскими, юрско-меловыми и меловыми) морскими, прибрежно-морскими и прибрежно-континентальными; восточнее, на окраине континента - с мезозойскими и кайнозойскими; а на шельфе - преимущественно кайнозойскими осадочными комплексами. Каждый из этих районов индивидуален по природе и требует индивидуального подхода в исследованиях и оценке перспектив нефтегазоносности. Особого подхода в исследованиях заслуживают юрские и меловые толщ Верхнего и Нижнего Приамурья, Удского и Горомского прогибов, а также меловые и кайнозойские осадочные комплексы приматерикового шельфа зоны Сахалинского залива, Амурского лимана, Татарского пролива и сопредельного с ними побережья. В первых четырех необходимо обратить основное внимание на поиски тектонически менее напряженных, менее дислоцированных блоков, а в их пределах - тектонически экранированных и поднадвиговых структур-ловушек нефти и газа (хотя, впрочем, поднадвиговые структуры могут представлять интерес и в тектонически напряженных зонах). Необходимо уделить внимание выявлению, регистрации, изучению природы и эволюции надвигов, сравнительному анализу времени их формирования и нефтегенерационных процессов, выяснению точек соприкосновения процесса образования ловушек в зонах надвигообразования с процессом становления очагов генерации углеводородов [33,36].

Для шельфа и побережья рекомендуется решение следующих задач: - выяснение характера соотношения структур, осадочного и вулканогенного комплексов пород континента и шельфа (мелководным сейсмическим профилированием); - изучение глубинного строения Удыль-Кизинской и других впадин побережья, возможности и характера их сочленения со структурами шельфа; - комплексное доизучение состава и строения поздне-мелового и кайнозойского комплексов пород прибрежной зоны континента и приматерикового шельфа на предмет их корреляции и установления возможности формирования ими нефтегазового потенциала; - специализированные исследования по выделению и созданию фонда ловушек нефти и газа структурного и неструктурного типов.

По итогам этих исследований могут быть рекомендованы поисково-параметрическое, поиско-

вое и разведочное бурение на выявленных структурах-ловушек нефтегазовых скоплений, а также глубокое морское бурение на вскрытие зоны контакта позднемеловой акустически прозрачной и кайнозойской слоистой толщ [14].

ЛИТЕРАТУРА

- Ахметьев М.А., Белецкая С.В., Морозов В.Ф., Салун С.А. Палеогеновые и неогеновые отложения межгорных впадин Нижнего Приамурья и Западного Приохотья// Сов. геология. 1969. №9. С.9-23.
- Бабошкин В.А., Терещенков А.А., Харахинов В.В. Гравитационное поле Охотоморского региона и его интерпретация в комплексе с батиметрическими и сейсмическими данными//Тихоокеан. геология. 1985. №6. С.49-59.
- Бернштейн Г.А., Волхонин В.С., Горбачев И.Ф. и др. Геологическая структура Зее-Буреннской впадины по результатам региональных геолого-геофизических работ// Геофиз. исслед. при решении геол. задач в Вост. Сибири. М. 1970. С.271-300.
- Бутенко Б.П., Варнавский В.Г., Завадский В.А. О поисках нефти и газа на юге материковой части Дальнего Востока// Осадоч. формации нефтегазос. обл. Даль. Востока. Владивосток: ДВНЦ АН СССР. 1975.
- Варнавский В.Г. Карта перспектив нефтегазоносности Хабаровского края и Амурской области// Проблема сибир. нефти. Новосибирск: СО АН СССР. 1963.
- Варнавский В.Г. Палеогеновые и неогеновые отложения Среднеамурской впадины. М.: Наука. 1971. 183 с.
- Варнавский В.Г. Горючие полезные ископаемые. Нефть и газ. Горючие сланцы// Геология СССР. Т.19. Хабаров. край и Амур. область. Поле. ископаемые. М.: Недра. 1976. С.35-60.
- Варнавский В.Г. Геология и полезные ископаемые кайнозойских осадочных бассейнов юга материковой части Дальнего Востока. Автореф.дисс. д-ра геол.-минер.наук. Хабаровск. 1981. 54 с.
- Варнавский В.Г. Палеогеофизическое обоснование поисков погребенных россыпей в Амуро-Зейской депрессии. II сб. Металлогения Приамурья. Владивосток, 1981. С.31-44.
- Варнавский В.Г., Малышев Ю.Ф. Восточно-Азиатский грабеновый пояс// Тихоокеан. геология. 1986. №3. С. 3-13.
- Варнавский В.Г., Коблов Э.Г., Буценко Р.А. и др. Литолого-петрофизические критерии нефтегазоносности. М.: Наука. 1990. 270. С.
- Варнавский В.Г., Кириллова Г.Д., Крапивенцева В.В., Кузнецов В.Е. Атлас структурно-литологических карт кайнозойских осадочных бассейнов Востока СССР. 1:7 500 000 Хабаровск, ПО "Дальаэрогеодезия" ГУГК СССР, 1990. 66 л.
- Варнавский В.Г. Структурно-литологическая модель и нефтегазоносность дельтовых комплексов// Тихоокеан. геология. 1993. №4. С.146-152.
- Варнавский В.Г. О перспективах нефтегазоносности приматерикового шельфа Татарского пролива // Тихоокеанская геология. 1994. №3. С.33-44.
- Варнавский В.Г., Крапивенцева В.В. Палеогеографические критерии формирования нефтегазоносности Верхнебуреннской впадины// Тихоокеан. геология. 1994. №6. С.107-121.
- Варнавский В.Г. Геодинамика кайнозойских нефтегазоносных осадочных бассейнов активных континентальных окраин. М.: Наука. 1994. С.207.
- Геологическая карта Хабаровского края и Амурской области. 1:500 000. Объясн. зап./ Хабаровск. МинГео РСФСР, ПГО "Дальгеология". 1983.
- Геологическая карта Хабаровского края и Амурской области. 1:2 500 000 /гл.ред.Красный Л.И. ВСЕГЕИ. Л.: 1986.
- Сальникова Н.Б., Шереметьева Г.Н., Жидкова Л.С. и др. Биофацциальные особенности мезокайнозойских бассейнов Сахалина и Курильских островов. М.: Наука, 1974. 251 с.
- Карта начальных суммарных ресурсов углеводородов Дальневосточных морей СССР. Сахалин: НИПИНефтегаз. 1984.
- Карта топливно-энергетических ресурсов России и сопредельных государств (в границах бывшего СССР). 1:5 000 000. ВСЕГЕИ, ВНИГНИ. 1991.
- Кириллова Г.Л. Сравнительная характеристика внутриконтинентальных рифтовых бассейнов Восточной Азии: Сунляо и Амуро-Зейский// Тихоокеан. геология. 1994. №6. С.33-54.
- Натальин Б.А., Борукаев Ч.Б. Мезозойская тектоника юга Дальнего Востока// Вестн. ДВО АН СССР. 1990. №2. С.68-78.
- Натальин Ч.Б. Мезозойская аккреционная и коллизионная тектоника юга Дальнего Востока// Тихоокеанская геология. 1991. №5. С.3-23.
- Натальин Б.А., Фор М. Геодинамика восточной окраины Азии в мезозое// Тихоокеан. геология. 1991. №6. С.3-23.
- Натальин Б.А., Черныш С.Г. Типы и история деформаций осадочного выполнения и фундамента Среднеамурской впадины// Тихоокеан. геология. 1992. №6. С.43-60.
- Натальин Б.А., Алексеенко С.Н. Тектоника фундамента Среднеамурской впадины// ИТиГ ДВО АН СССР. Хабаровск. 1989.
- Осадочные бассейны Дальнего Востока СССР и перспективы их нефтегазоносности. Л.: Недра, ЛО. 1987. 263 с.
- Перозно Г.Н., Полякова И.Д., Рязанова Т.А., Ушаков Н.Е. О коллекторских свойствах меловых отложений Среднеамурской впадины// Тихоокеан. геология. 1992. №6. С.61-70.
- Полякова И.Д., Натальин Б.А., Рязанова Т.А. Сравнительный анализ критериев нефтегазоносности Среднеамурской впадины и бассейнов Восточного Китая// Тихоокеан. геология. 1992. №5. С.89-94.
- Равдоникас О.В., Иванов Г.И. Природные горючие газы и нефти Приамурья// Тихоокеанская геология. 1985. №6. С.71-85.
- Решения IУ Межведомственного регионального стратиграфического совещания по докембрию и фанерозою юга Дальнего Востока и Восточного

- Забайкалья. Хабаровск, 1990 (схемы стратиграфии юрских, меловых, палеогеновых и неогеновых отложений). Хабаровск, ХГГПП, 1995.
33. Соколов Б.А., Хаин В.Е. Нефтегазоносность надвиговых окраин складчатых горных сооружений// Сов. геология. 1982. N12. С.53-58.
34. Сорокин А.П., Худяков Г.И. Особенности мезозойского и кайнозойского осадконакопления в Амуро-Зейской впадине// Геоморфоструктура Даль. Востока. Владивосток. 1978. С.12-34.
35. Тронов Ю.А., Харахинов В.В., Кононов В.Э., Пудиков Э.Г. Северо-Татарский нефтегазоносный бассейн// Тихоокеан. геология. 1987. N6. С.45-49.
36. Хаин В.Е., Соколов Б.А. Проблемы формирования поровно-надвиговых областей в связи с их нефтегазоносностью// Тектоника и нефтегазоносность поднадвиговых зон. М., 1990. С.3-10.

Поступила в редакцию 10 октября 1995 г.

V. G. Varnavsky

Oil and gas geological zonation of Priamurie and adjacent shelf

Oil and gas geological zonation sketch map is compiled. In the western intracontinental parts of the region, oil and gas prospects are associated with the Mesozoic (Jurassic/Cretaceous), east to the continental margin - with Mesozoic/Cenozoic, and on the shelf - predominantly with Cenozoic sedimentary complexes. There are distinguished the following territories: proved payable, potential, expected potential, unproved potential and little or impossible gas-bearing areas. Specialized geodynamic investigations aiming at the discovery of tectonically less intense zones with tectonically truncated, subthrust oil and gas structural traps within them should be carried out in the regions of Upper and Lower Priamurie